

CONTRIBUIÇÕES REFERENTES À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 129/2022

NOME DAS INSTITUIÇÕES:

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA – ABSOLAR

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS PRODUTORES DE ALGODÃO – ABRAPA

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS PRODUTORES DE MILHO – ABRAMILHO

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS PRODUTORES DE SOJA – APROSOJA BRASIL

FEDERAÇÃO BRASILEIRA DE HOSPEDAGEM E ALIMENTAÇÃO – FBHA

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME
ATO REGULATÓRIO: Consulta Pública MME nº 129/2022

EMENTA: Proposta conceitual das Diretrizes para Valoração dos Custos e Benefícios da Microgeração e da Minigeração Distribuída – MMGD, conforme disposto no §2º do art. 17 da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.

Contribuições iniciais e pontos relevantes para o debate desta consulta pública:

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), entidade nacional com foco no desenvolvimento da fonte solar fotovoltaica na matriz elétrica do País, que coordena, representa e defende os interesses comuns de seus associados para o avanço do setor solar fotovoltaico no Brasil, em conjunto com a **Associação Brasileira dos Produtores de Algodão (ABRAPA)**, que tem como propósito garantir e incrementar a rentabilidade do setor do algodão, com a **Associação Brasileira dos Produtores de Milho (ABRAMILHO)**, que tem como objetivo defender os interesses dos produtores de milho, com a **Associação Brasileira dos Produtores de Soja (Aprosoja Brasil)**, que procura garantir a competitividade e a sustentabilidade da produção de soja no Brasil, e com a **Federação Brasileira de Hospedagem e Alimentação (FBHA)**, que tem a finalidade de coordenação, defesa administrativa, judicial e ordenamento dos interesses e direitos dos empresários da categoria e atividades congregadas, vêm por meio desta contribuir para a Consulta Pública nº 129/2022 (CP MME nº 129/2022), que trata de proposta conceitual das Diretrizes para Valoração dos Custos e Benefícios da Microgeração e da Minigeração Distribuída – MMGD, conforme disposto no §2º do art. 17 da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.

A proposta submetida à sociedade por meio da CP MME nº 129/2022 é meritória, pois amplia o diálogo com vistas a estabelecer as diretrizes para a valoração dos custos e benefícios da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD ou GD). Esta é uma tarefa de muita relevância da qual se espera alcançar um processo amplo e tecnicamente consistente de reconhecimento e valoração, não apenas dos investimentos realizados pelos consumidores que desejam produzir a própria energia elétrica, mas também das contribuições da MMGD que se traduzem em benefícios relevantes para todo o sistema, inclusive para aqueles usuários que não produzem sua própria energia elétrica.

Assim, visando contribuir para o arcabouço legal e regulatório adequados, com a devida conformação das diretrizes para a valoração dos custos e benefícios da GD, a ABSOLAR apresenta contribuição à Consulta Pública, consubstanciada a partir de estudos conduzidos com suporte técnico-regulatório da consultoria Volt Robotics.

Alguns dos benefícios da GD se apresentam de forma evidente, tais como a redução no custo da energia e a redução nas perdas elétricas, enquanto, outros, precisam de análises mais profundas e detalhadas, tais como os riscos associados às variações de preço dos combustíveis, ou mesmo os impactos da GD sobre os Encargos Setoriais. Para tanto, neste documento a ABSOLAR abordou conceitualmente cada um dos principais benefícios e custos da GD, trazendo informações técnicas e argumentos baseados nas melhores práticas de engenharia, economia e finanças.

Adicionalmente, a ABSOLAR comentou cada uma das diretrizes propostas pelo CNPE, colocadas em consulta pública pelo MME e propôs redações mais aderentes aos seus entendimentos.



Não se limitando à interpretação das diretrizes propostas, a ABSOLAR adicionou nove novas diretrizes à lista do CNPE, evidenciando a necessidade do tratamento a temas relevantes para a indústria da GD.

A ABSOLAR se mantém à disposição para aprofundar as contribuições ora consignadas e prestar novos esclarecimentos que se afigurem oportunos à evolução do tema.

Com os nossos melhores cumprimentos,



Dr. Rodrigo Lopes Sauer
Presidente Executivo da ABSOLAR



Fabrizio Rosa
Diretor Executivo da Aprosoja



Márcio Portocarrero
Diretor Executivo da ABRAPA



Glauber Silveira
Diretor Executivo da Abramilho



Alexandre Sampaio
Presidente da FBHA



**CONTRIBUIÇÃO DA ABSOLAR À CONSULTA
PÚBLICA Nº 129/2022 DO MME:
DIRETRIZES PARA VALORAÇÃO DOS CUSTOS E
DOS BENEFÍCIOS DA MICROGERAÇÃO E
MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDAS (MMGD)**



Brasília, 15 de julho de 2022.

SUMÁRIO EXECUTIVO

Sumário Executivo

Definir as diretrizes para a valoração dos custos e dos benefícios da microgeração e da minigeração distribuída é uma tarefa relevante e deve ser realizada de forma muito técnica, sem viés, com o objetivo de estabelecer um processo amplo e consistente de reconhecimento e valoração dos investimentos e das contribuições ao sistema elétrico trazidas pelos consumidores, em linha com as tendências globais de descentralização e empoderamento dos consumidores.

A ABSOLAR realizou um amplo trabalho de pesquisa para identificar como a Geração Distribuída (GD) está sendo valorada no mundo, em busca de metodologias consistentes. Apesar da valoração dos custos e benefícios da geração distribuída ainda ser um tema incipiente, reconhecido como um verdadeiro desafio internacional, há muitos bons exemplos que serviram de inspiração para a elaboração desta contribuição.

Alguns dos benefícios da GD à sociedade se apresentam de forma evidente, tais como a redução no custo da energia e a redução nas perdas elétricas, enquanto outros precisam de análises mais profundas e detalhadas, tais como os riscos associados às variações de preço dos combustíveis, ou mesmo os impactos da GD sobre os Encargos Setoriais.

Neste documento a ABSOLAR abordou conceitualmente cada um dos principais benefícios e custos da GD, trazendo informações técnicas e argumentos baseados nas melhores práticas de engenharia, economia e finanças.

Adicionalmente, a ABSOLAR entende que uma diretriz, pelo seu caráter geral, pode ensejar múltiplas interpretações e disputas subsequentes. Para dar publicidade ao seu entendimento, a ABSOLAR comentou cada uma das diretrizes propostas pelo MME nesta Consulta Pública e propôs redações mais aderentes aos seus entendimentos.

Não bastando a interpretação das diretrizes propostas, a ABSOLAR adicionou **novas diretrizes** à lista do MME, evidenciando a necessidade do tratamento a temas relevantes para a indústria da GD, tais como:

- Divulgação de todos os sobrecustos ou encargos presentes na conta de luz;
- A valoração da redução dos riscos associados às variações nos preços dos combustíveis e da taxa de câmbio;
- A valoração do acréscimo de segurança energética em função dos reservatórios poderem operar em níveis mais elevados;
- A valoração dos benefícios ambientais da GD;
- A valoração dos benefícios da GD à operação das redes elétricas;
- A inclusão de Recursos de Energia Distribuídos (REDs) como opções para superar problemas de rede, devendo sempre ser considerados nas análises de mínimo custo global para decisão de investimentos;
- A necessidade de ampla divulgação de fatos e dados sobre o carregamento das redes elétricas, bem como sobre os processos de acesso;
- Os impactos sociais e econômicos da GD, sobretudo com a regionalização de investimentos em praticamente todo o país, com geração de emprego e renda em praticamente todos os estados e municípios.

Todas as propostas realizadas possuem como objetivo reconhecer e valorar os investimentos realizados pelos consumidores, com tratamento econômico e tecnicamente consistente.

De forma resumida, a ABSOLAR realizou seus melhores esforços para propor diretrizes que trazem coerência e razoabilidade aos consumidores que decidem investir e gerar sua própria energia, com impactos sistêmicos que acabam se traduzindo em benefícios relevantes mesmo para aqueles consumidores que ainda não produzem sua própria energia.

Neste sentido, a ABSOLAR acredita estar contribuindo com o desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) ao destacar os ganhos reais de produtividade e eficiência trazidos pela Geração Distribuída.

Ao valorar de forma consistente os custos e benefícios da Geração Distribuída, o Brasil tem a oportunidade de se colocar em uma posição de liderança nesse mercado, promovendo outros efeitos positivos à medida que a Geração Distribuída vai se caracterizando como um instrumento que auxilia muitas pessoas a melhorarem de vida de forma sustentável.

Palavras-chaves: Empoderamento do Consumidor, Geração Distribuída, Valoração, Custos, Benefícios, Diretrizes, Consulta Pública, MME, CNPE.

CONSOLIDAÇÃO DAS CONTRIBUIÇÕES

Consolidação das Contribuições

A Tabela 1 apresenta o resumo das contribuições propostas pela ABSOLAR em relação a cada item presente na Consulta Pública nº 129/2022 do MME.

Para acessar a Justificativa apresentada para cada diretriz consulte os respectivos links presentes na última coluna da Tabela 1:

Tabela 1 - Contribuições da ABSOLAR na Consulta Pública nº 129/2022 do MME.

Texto original - MME	Texto proposto - ABSOLAR	Justificativa
Considerar os efeitos relativos à necessidade de expansão da distribuição; da transmissão; da geração centralizada nos aspectos de energia e potência; e, dos serviços ancilares de que trata o § 10º do art.1 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.	Considerar os efeitos relativos à redução da necessidade de investimentos, pagamento de remuneração e amortização, e valores de operação e manutenção para os ativos de distribuição, transmissão e geração centralizada nos aspectos de energia e potência, bem como remunerar os serviços ancilares prestados pelos consumidores que investem em seus próprios ativos de geração, armazenamento e outros recursos distribuídos de que trata o § 10º do art.1 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.	Consulte Diretriz 1 na página nº 63
Considerar os efeitos relativos à necessidade de implantação de melhorias, reforços e substituição de equipamentos nas instalações de transmissão.	Considerar os efeitos relativos à necessidade de implantação de melhorias, reforços e substituição de equipamentos nas instalações de transmissão, incluindo os efeitos da MMGD para elevação da margem de escoamento, para melhoria da confiabilidade da transmissão e para redução de sobrecarga em horário comercial.	Consulte Diretriz 2 na página nº 64
Considerar os efeitos relativos às perdas nas redes elétricas de transmissão e de distribuição.	Considerar os efeitos globais relativos às perdas nas redes elétricas de transmissão, de distribuição e naquelas dedicadas a ativos de geração. Devem ser utilizados estudos de fluxo de potência em toda a rede da distribuidora para garantir a mensuração da redução de perdas em todos os níveis de tensão, bem como informações atualizadas das perdas elétricas horárias dos sistemas de transmissão calculadas pela CCEE.	Consulte Diretriz 3 na página nº 65

Considerar os efeitos relativos ao valor locacional no que diz respeito ao ponto de conexão à rede de transmissão ou distribuição.	Considerar os efeitos relativos ao valor locacional no que diz respeito ao ponto de conexão à rede de transmissão ou distribuição, a partir de metodologias aprovadas pela ANEEL e reprodutíveis pelos acessantes, disponibilizando publicamente, em intervalos de tempo não superiores a 15 minutos, nos últimos 5 anos, todos os dados de carregamento dos ativos de distribuição e transmissão.	Consulte Diretriz 4 na página nº 66
Considerar os efeitos relativos ao valor decorrente da sazonalidade e da variabilidade de consumo e de injeção de energia elétrica na rede ao longo do dia.	Considerar os efeitos relativos ao valor decorrente da sazonalidade e da variabilidade de consumo e de injeção de energia elétrica na rede ao longo do dia. Para a correta valoração deste efeito, todos os dados de carregamento dos ativos de distribuição e transmissão devem ser disponibilizados publicamente, em intervalos de tempo não superiores a 15 minutos, nos últimos 5 anos. Ademais, deve haver um alto acoplamento entre os preços de mercados da energia e a operação real do sistema.	Consulte Diretriz 5 na página nº 67
Contemplar as diferenças de efeitos entre as modalidades de autoconsumo local e remoto.	Considerar os efeitos agregados globais da MMGD para todas as suas modalidades, sem distinção entre elas, aplicando uma ótica sistêmica ao cálculo dos benefícios, seguindo o disposto no § 3º do art.17 da Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022.	Consulte Diretriz 6 na página nº 69
Considerar os efeitos de exposição contratual involuntária decorrente de eventual sobrecontratação de energia elétrica das concessionárias e permissionárias de distribuição em decorrência da opção de seus consumidores pelo regime de MMGD.	Considerar, de forma isonômica às regras atualmente aplicadas a eficiência, migração etc. , os efeitos de exposição contratual involuntária decorrentes de eventual sobrecontratação de energia elétrica das concessionárias e permissionárias de distribuição, em decorrência da opção de seus consumidores pelo regime de MMGD, devendo a classificação como involuntária ser precedida de comprovação do máximo esforço pela concessionária e de ampla revisão dos volumes contratados de usinas que não performam de acordo com seus contratos.	Consulte Diretriz 7 na página nº 70
Considerar os efeitos nos Encargos Setoriais e nas tarifas atribuídas aos demais consumidores.	Os consumidores que produzem a própria energia por meio da MMGD devem ser equiparados, para fins de pagamento de encargos, aos autoprodutores, conforme estabelecido no art.28 da Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022.	Consulte Diretriz 8 na página nº 73
Garantir que não haja duplicidade na incorporação e valoração dos custos e dos benefícios.	Garantir que não haja duplicidade na incorporação e valoração dos custos e dos benefícios.	Consulte Diretriz 9 na página nº 74

Primar pela eficiência, baixa complexidade, economicidade, reprodutibilidade e objetividade dos critérios e metodologias.	Primar pela reprodutibilidade e objetividade dos critérios e metodologias, buscando caracterizar todos os efeitos relevantes da MMGD, evitando-se simplificações que os descaracterizem, preservando o atendimento à determinação do § 3º do art.17 da Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022.	Consulte Diretriz 10 na página nº 75
Garantir transparência, publicidade e divulgação dos custos e dos benefícios sistêmicos da MMGD, incluindo informações relativas aos efeitos nos Encargos Setoriais e às tarifas atribuídas aos demais consumidores.	Garantir transparência, publicidade e divulgação para o processo, para a metodologia, para os dados e para todos os cálculos propostos para avaliar os custos e os benefícios sistêmicos da MMGD.	Consulte Diretriz 11 na página nº 76
Garantir transparência, publicidade e divulgação dos custos e dos benefícios sistêmicos da MMGD, incluindo informações relativas aos efeitos nos Encargos Setoriais e às tarifas atribuídas aos demais consumidores.	Garantir transparência, publicidade e divulgação de todos os Encargos Setoriais presentes nas tarifas de todos os consumidores, bem como dar ampla divulgação de todos os beneficiários de subsídios, tal como preconizado no Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017.	Consulte Diretriz 12 na página nº 77
	Considerar os efeitos da MMGD na redução da exposição dos consumidores às variações de preço dos combustíveis fósseis.	Consulte Diretriz 13 na página nº 78
	Considerar os efeitos da MMGD na elevação da segurança eletroenergética ao reduzir o consumo global de energia e permitir a operação dos reservatórios em níveis mais elevados.	Consulte Diretriz 14 na página nº 80
	Considerar os efeitos da MMGD na redução dos encargos de serviços do sistema, na redução do risco hidrológico repassado aos consumidores, e na redução do acionamento das bandeiras tarifárias.	Consulte Diretriz 15 na página nº 81
	Considerar os benefícios ambientais da MMGD, incluindo os benefícios diretos e indiretos, diretamente medidos ou, quando necessário, estimados por meio das melhores práticas internacionais e nacionais.	Consulte Diretriz 16 na página nº 82
	Considerar os efeitos da MMGD no desempenho da rede de distribuição, incluindo os níveis de tensão de sub e de sobretensão, confiabilidade, e na prestação de serviços ancilares.	Consulte Diretriz 17 na página nº 83

	Considerar a regulamentação atual e não incluir como custo da GD os reforços de rede, sistemas de proteção e automação que já são custeados pelos consumidores que investem em GD.	Consulte Diretriz 18 na página nº 83
	Considerar sempre os recursos distribuídos na avaliação do mínimo custo global de qualquer investimento a ser realizado nas redes. Os recursos distribuídos a serem considerados devem incluir o incentivo à instalação de baterias nos consumidores, programas de resposta à demanda personalizados por alimentador ou subestação, controladores de carga e a busca pelas tecnologias mais recentes na gestão de consumo e maximização do fator de capacidade da rede.	Consulte Diretriz 19 na página nº 84
	Disponibilizar publicamente de forma recorrente os dados de carregamento dos ativos de rede, incluindo linhas de transmissão, linhas de distribuição, transformadores, bancos de reatores, bancos de capacitores e demais ativos que podem impactar os benefícios e custos de quaisquer acessantes , em intervalos não superiores a 15 minutos. Adicionalmente, os processos de acesso devem ser públicos, com informações de datas e recorrência de idas e vindas processuais.	Consulte Diretriz 20 na página nº 85

ÍNDICE

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO ÀS DIRETRIZES.....	15
CAPÍTULO 2 - EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL.....	22
MECANISMOS DE INCENTIVO À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	24
NET METERING (NEM)	24
VALUE OF SOLAR TARIFF (VOS).....	24
FEED-IN TARIFF (FIT)	25
PANORAMA MUNDIAL DOS INCENTIVOS À GD	25
AUSTRÁLIA	25
SOLAR FEED-IN TARIFFS NA AUSTRÁLIA	26
COMPREENDENDO O FIT NA AUSTRÁLIA.....	27
FATOS E DADOS.....	29
CALIFÓRNIA	29
AS TRANSIÇÕES DO NET METERING	30
FATOS E DADOS.....	31
FLÓRIDA	32
NET METERING NA FLÓRIDA.....	33
FATOS E DADOS.....	34
HAVAI	34
A TRANSIÇÃO DO NEM PARA O FIT	35
FATOS E DADOS.....	36
MINNESOTA	37
CUSTOS E BENEFÍCIOS DO VOST	37
FATOS E DADOS.....	40
REINO UNIDO	40
FATOS E DADOS.....	41
LIÇÕES APRENDIDAS	41
CAPÍTULO 3 - CUSTOS E BENEFÍCIOS DA GD: ANÁLISE CONCEITUAL	45
DIMENSÃO I: ENERGIA	47
DIMENSÃO II: ENCARGOS	49
DIMENSÃO III: RISCO FINANCEIRO	52
DIMENSÃO IV: PERDAS	54
DIMENSÃO V: SEGURANÇA ELETROENERGÉTICA	55

DIMENSÃO VI: MEIO AMBIENTE.....	58
DIMENSÃO VII: SOCIOECONÔMICO	59

CAPÍTULO 4 - DIRETRIZES PARA VALORAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA 61

DIRETRIZ 1: EXPANSÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS.....	63
DIRETRIZ 2: MELHORIAS E REFORÇOS NA TRANSMISSÃO.....	64
DIRETRIZ 3: PERDAS ELÉTRICAS	65
DIRETRIZ 4: VALOR LOCACIONAL	66
DIRETRIZ 5: SAZONALIDADE E MODULAÇÃO	67
DIRETRIZ 6: DIFERENÇAS ENTRE LOCAL E REMOTO	69
DIRETRIZ 7: SOBRECONTRATAÇÃO.....	70
DIRETRIZ 8: ENCARGOS SETORIAIS	73
DIRETRIZ 9: DUPLA CONTAGEM.....	74
DIRETRIZ 10: REPRODUTIBILIDADE E OBJETIVIDADE.....	75
DIRETRIZ 11: TRANSPARÊNCIA, PUBLICIDADE E DIVULGAÇÃO	76
DIRETRIZ 12: TRANSPARÊNCIA NOS ENCARGOS SETORIAIS	77
DIRETRIZ 13: RISCO DE VARIAÇÃO DE PREÇOS DOS COMBUSTÍVEIS	78
DIRETRIZ 14: SEGURANÇA ELETROENERGÉTICA.....	80
DIRETRIZ 15: ENCARGOS SETORIAIS.....	81
DIRETRIZ 16: BENEFÍCIOS AMBIENTAIS.....	82
DIRETRIZ 17: DESEMPENHO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	83
DIRETRIZ 18: CUSTOS PAGOS PELOS ACESSANTES	83
DIRETRIZ 19: RECURSOS DISTRIBUÍDOS	84
DIRETRIZ 20: FATOS E DADOS	85

CAPÍTULO 5 - CONCLUSÕES 87

Capítulo 1

Introdução às Diretrizes

A Lei no 14.300, de 6 de janeiro de 2022, estabelece que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) deve estabelecer as diretrizes para valoração dos custos e benefícios da Microgeração e Minigeração Distribuída (“MMGD” ou “GD”):

§ 2º 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, observados os seguintes prazos, contados da data de publicação desta Lei:

I - até 6 (seis) meses para o CNPE estabelecer as diretrizes; e

II - até 18 (dezoito) meses para a Aneel estabelecer os cálculos da valoração dos benefícios.

Adicionalmente, a Lei determina ainda que **todos os benefícios** da GD deverão ser considerados, incluindo os locacionais e as componentes de geração, perdas elétricas, transmissão e distribuição:

§ 3º 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.

Com o objetivo de contribuir na regulamentação da Lei, se atentando inicialmente à definição de Diretrizes pelo CNPE, a ABSOLAR desenvolveu um trabalho amplo, identificando as diretrizes que estão sendo discutidas ou até mesmo estabelecidas em diferentes países para que a valorização da GD – e de todos os Recursos de Energia Distribuídos (REDs) – seja ampla, tecnicamente consistente e

sustentável, com benefícios para toda a sociedade brasileira, para o meio ambiente e para o desenvolvimento econômico.

A cada ano, a GD ganha mais relevância, apresentando um crescimento exponencial, superando hoje 11,8GW de capacidade instalada, e alcançando a marca de um milhão de instalações, tal como ilustrado na Figura 1.

Apesar da alta expansão da GD, o número de instalações possui um potencial elevadíssimo de crescimento, uma vez que o Brasil conta atualmente com quase 90 milhões de unidades consumidoras.

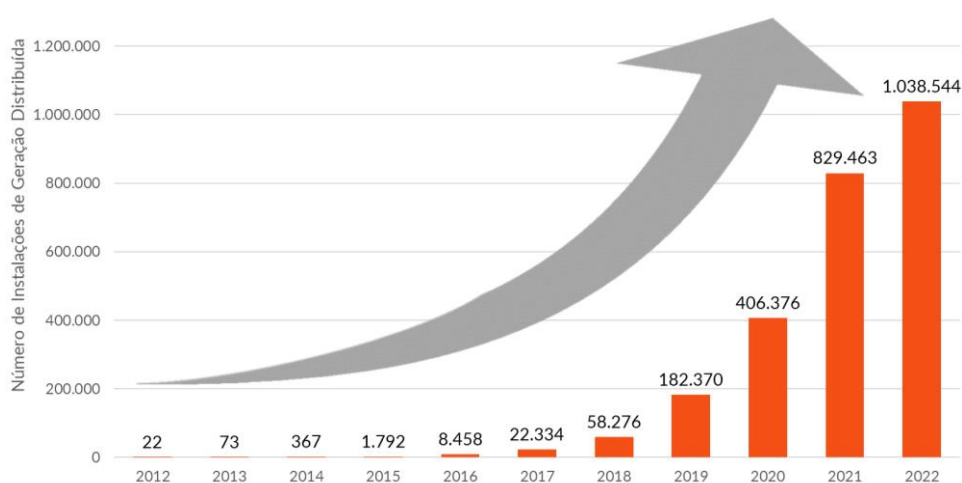


Figura 1 – Crescimento exponencial da GD.

Atualmente, nos períodos de alta insolação, das 10h às 12h, os efeitos da GD têm sido percebidos de forma relevante por todo o Sistema Interligado Nacional (SIN), com produção horária de energia de até 7.000 MWmed, correspondendo a um alívio de carga sistêmica equivalente a 10% do consumo de todo o país.

Esse benefício é apresentado na Figura 2, em que a carga horária de um dia típico de abril de 2017 foi subtraída da carga de um dia semelhante em 2022 (Fonte: ONS). Para o período da madrugada, em que não há geração solar, a carga de 2022 é superior à de 2017 em cerca de 9.000 MWmed, indicando que o consumo de energia elétrica aumentou ao longo dos anos. Para o período entre 10h e 12h, no entanto, a diferença se reduz para 2.000 MWmed, devido sobretudo à instalação de GD. Em termos líquidos, a GD reduz o consumo no horário de carga pesada em 7.000 MWmed.

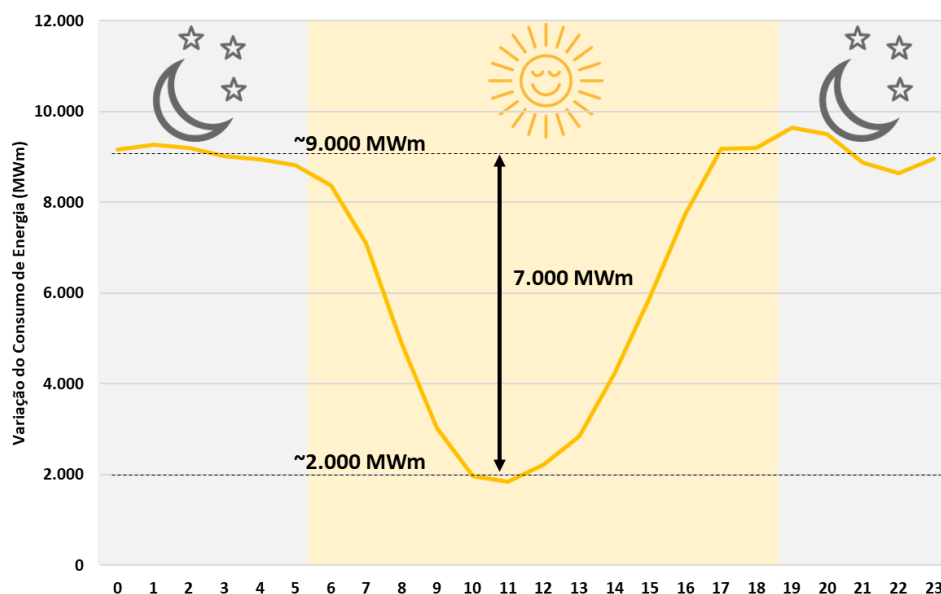


Figura 2 – GD possui impacto relevante no consumo de energia do SIN.

Sem o emprego da GD, os picos de consumo energético do período da tarde seriam mais acentuados durante o dia, demandando investimentos em infraestrutura de geração, transmissão e distribuição. Para ilustrar esses picos, a Figura 3 apresenta as curvas de carga horária do SIN para 2017 e para 2022, e por meio da curva pontilhada é possível verificar qual seria o consumo verificado em 2022 caso não houvesse a participação de GD. Como pode ser constatado, no início da tarde a linha pontilhada apresentaria um valor superior à carga entre 17h e 18h.

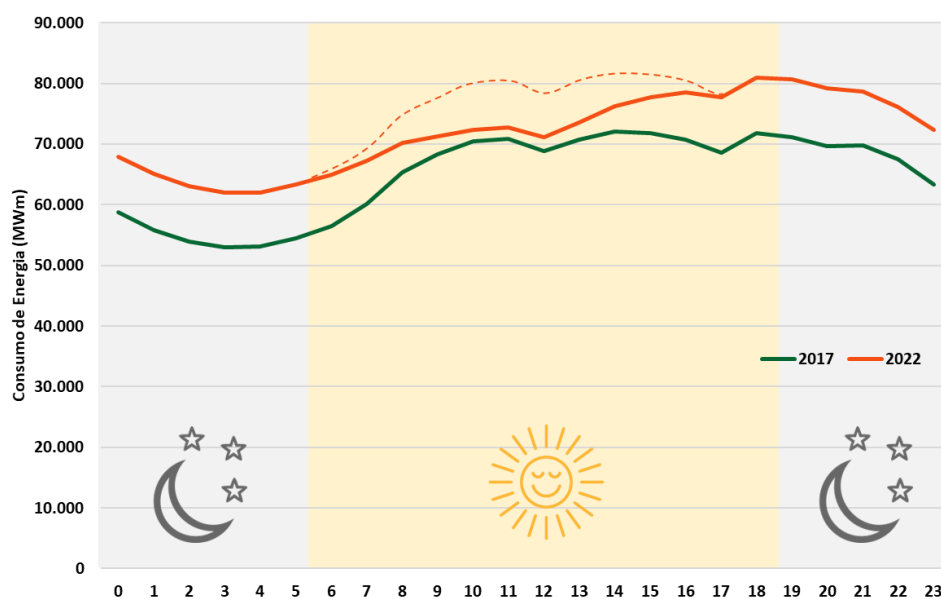


Figura 3 – GD possui impacto relevante no consumo de energia do SIN.

O próprio Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em Nota Técnica disponibilizada nesta Consulta Pública, enaltece o impacto relevante da GD no consumo de energia do SIN, comentando o benefício de alívio do pico de consumo:

“Dado que as atividades ligadas ao comércio e à indústria tendem a consumir mais energia durante o horário comercial, adicionado ao fato de que em meses de verão o consumo de ar-condicionado se intensifica, deslocando a carga máxima para o período da tarde em dias úteis, a MMGD proveniente de energia fotovoltaica vem contribuindo para a redução da ponta diurna nos últimos anos.”

Apesar do crescimento exponencial da GD no Brasil, quando é realizada uma análise comparativa internacional, percebe-se claramente que vários outros países têm aproveitado de forma mais intensa os benefícios da GD, utilizando-a para atender a parcelas muito mais significativas do consumo de energia.

De fato, observando-se a Figura 4, constata-se que países como Austrália, Japão, Itália e Alemanha ocupam as primeiras posições no ranking mundial de participação da GD no atendimento ao consumo, restando ao Brasil uma posição inferior à média mundial. Na América Latina, o México apresenta uma participação da GD no atendimento ao consumo quase seis vezes superior à do Brasil [1].

Nesse contexto, é importante refletir sobre como os países, como os citados acima, têm visualizado e colocam em prática os benefícios da GD, a ponto de incentivá-la e inseri-la cada vez maior no atendimento ao consumo.

Além disso, nas localidades em que a participação da GD é relevante, como na Austrália e Estados Unidos, as discussões concentram-se, por exemplo, em como ampliar a utilização dos REDs, incluindo sistemas de armazenamento, combinação de calor e potência. Destaca-se que toda a regulação está evoluindo para reforçar a liberdade de escolha das pessoas e, ao mesmo tempo, trazer ganhos de produtividade e sustentabilidade aos sistemas elétricos globais [2].

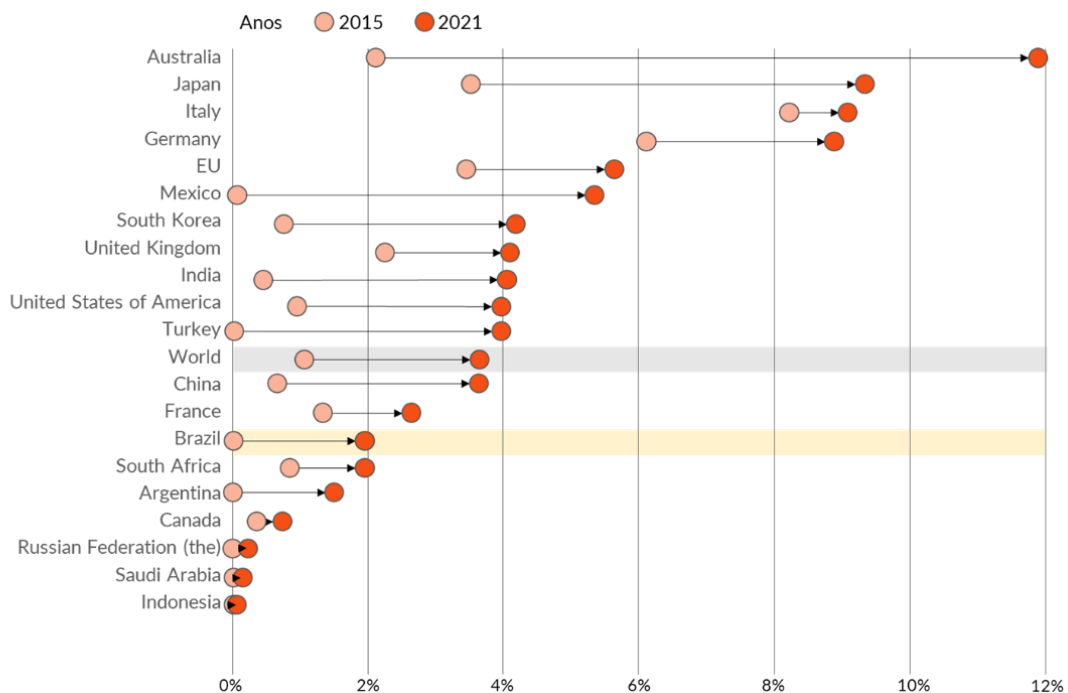


Figura 4 – Evolução da participação da geração distribuída em relação ao consumo.
Fonte (UK-based think tank Ember).

A busca de metodologias para valoração dos custos e benefícios da GD tem ocupado a agenda de vários reguladores ao redor do mundo, com destaque para alguns estados americanos, para a Austrália e para diversas agências internacionais de energias renováveis e consultorias.

Na Figura 5 são apresentadas diversas aplicações de metodologias de valorização da GD em distribuidoras americanas. Cada ponto do gráfico representa uma distribuidora e as diversas linhas referem-se aos benefícios que são calculados.

BENEFIT ESTIMATES

THE RANGE IN BENEFIT ESTIMATES ACROSS STUDIES IS DRIVEN BY VARIATION IN SYSTEM CONTEXT, INPUT ASSUMPTIONS, AND METHODOLOGIES

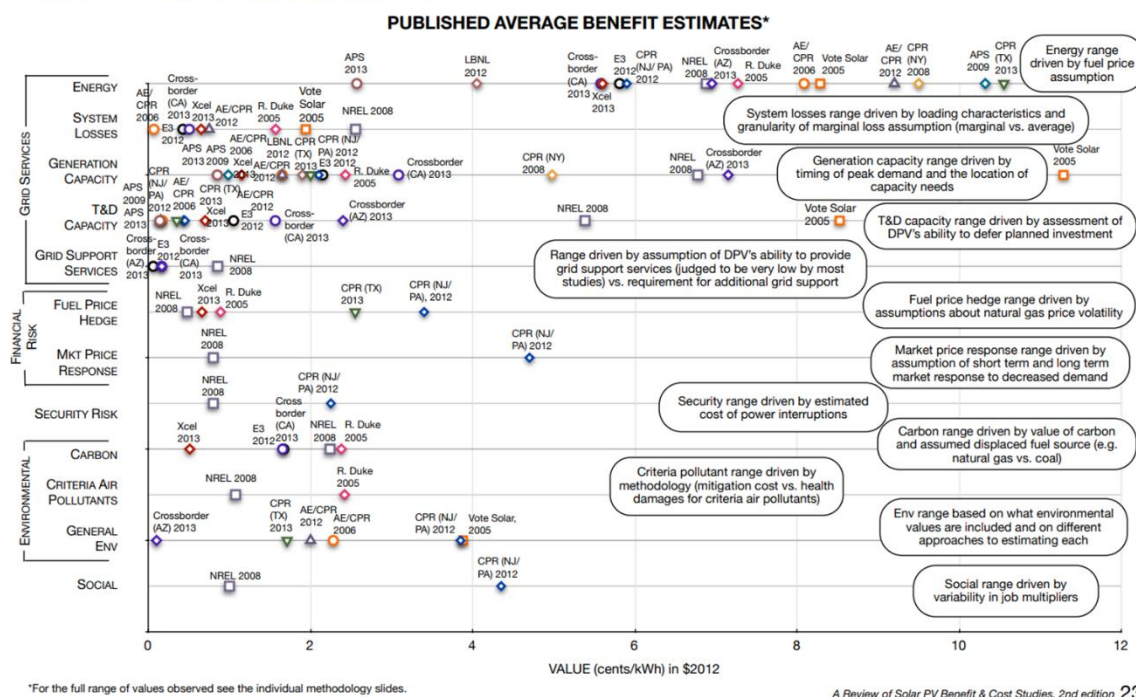


Figura 5 – Exemplo amplo de metodologias de valorização da GD [3].

Conforme pode ser observado, as linhas da Figura 5 referem-se ao custo evitado de energia, à redução de perdas, à redução da necessidade de expansão em usinas e sistemas de transmissão, aos serviços prestados à rede, aos riscos financeiros devido às variações de preço dos combustíveis e às variações dos preços de mercado, à segurança energética, aos benefícios ambientais e aos benefícios sociais.

O benefício que a GD proporciona ao reduzir o custo de produzir energia de forma centralizada, sobretudo com usinas termoeletricas, é o mais relevante em praticamente todas as distribuidoras da Figura 5. Em segundo lugar situam-se os custos evitados na construção de novas usinas e novos sistemas de transmissão e distribuição de energia.

Atenção também deve ser dada aos custos associados aos riscos financeiros de variações de preço dos combustíveis e do próprio valor de mercado da energia. Esses últimos itens normalmente são pouco estudados, mas as variações recentes nos preços dos combustíveis têm revelado a importância do tema.

No Brasil, devido à elevada participação das hidroelétricas na nossa matriz de produção de energia, a melhor forma de avaliar os impactos energéticos da GD é por meio de simulações computacionais do despacho das usinas. Quanto aos impactos elétricos, também são utilizadas simulações, porém de fluxo de potência da rede distribuição.

Nos dois casos, tanto no energético quanto no elétrico, o ideal é que sejam utilizadas bases de dados públicas, bem como modelos computacionais acessíveis aos profissionais. Foram utilizados os modelos NEWAVE, do CEPEL, e o OpenDSS, da EPRI.

As metodologias de avaliação da GD estão em desenvolvimento e os algoritmos detalhados serão discutidos posteriormente, quando das discussões com a ANEEL para definição dos cálculos dos custos e dos benefícios da GD. No momento atual, as diretrizes a serem estabelecidas pelo CNPE devem ter o objetivo de ampliar os ganhos de produtividade promovidos pela GD.

Para fins de organização e entendimento aprofundado dos estudos realizados e das informações apresentadas, o presente documento conta com mais 4 capítulos: Capítulo 2 – Experiência Internacional; Capítulo 3 - Custos e Benefícios da GD: Análise Conceitual; Capítulo 4 - Diretrizes para Valoração da Geração Distribuída; e Capítulo 5: Conclusões.

Capítulo 2

Experiência Internacional

O crescimento mundial da geração distribuída de energia solar fotovoltaica tem sido reflexo de diversas estratégias adotadas ao longo do tempo junto com a implantação de mecanismos tarifários de acordo com as características políticas e econômicas locais.

Além disso, questões atuais relacionadas às mudanças climáticas, metas de descarbonização a serem alcançadas pelos signatários do Acordo de Paris (2015), e a urgência para com uma transição energética sustentável têm impulsionado fortemente a inserção de fontes renováveis, como a solar, para geração de energia [4].

Nesse contexto, a experiência internacional para com a geração distribuída pode contribuir significativamente para demonstrar lições a serem aprendidas e possíveis orientações para com o caso brasileiro.

Portanto, este Capítulo tem como objetivo central mapear diretrizes e metodologias de valoração da geração distribuída nos países em que seu desenvolvimento se encontra mais maduro, ou em países em que seu desenvolvimento tem se dado a uma velocidade elevada.

Seis estudos de caso foram selecionados para identificar a experiência internacional por meio dos benefícios e custos, metodologias, fatos e dados que possam contribuir para nos mostrar diferentes abordagens sobre a geração distribuída da energia fotovoltaica. As seis localidades a serem estudadas são Austrália, Califórnia, Flórida, Havaí, Minnesota e Reino Unido.

Assim, este Capítulo está organizado em quatro partes: (i) introduz os estudos de caso e apresenta os critérios utilizados para suas escolhas; (ii) descreve os

mecanismos de incentivo adotados nesses estudos de caso; (iii) caracteriza as particularidades de cada estudo de caso e; por fim, (iv) apresenta os lições e diretrizes aprendidas.

De forma geral, a seleção dos estudos de caso baseou-se em critérios específicos, que pudessem nos ajudar a obter ideias e inspiração para o desenvolvimento da regulação de geração distribuída no Brasil, especificamente para formas de valorizar os benefícios que a produção junto ao consumo traz a todos os *stakeholders* setoriais, e para a sociedade como um todo.

(i) **Austrália:** A geração distribuída descentralizada possui um suporte governamental voltado diretamente para as questões ambientais e metas de descarbonização da matriz energética australiana. Atualmente, as regiões do país têm passado por uma transição do *feed-in tariff* para tarifas regionais próprias.

(ii) **Califórnia:** É o estado número um na quantidade acumulada de capacidade elétrica solar instalada nos Estados Unidos, sendo considerado como maduro em relação ao tema devido ao histórico de políticas e mecanismos adotados. Atualmente, encontra-se num processo de transição dos princípios do *net metering*, com incertezas relevantes sobre o caminho a ser seguido.

(iii) **Flórida:** O estado obteve um crescimento exponencial acelerado de adoção da energia solar nos últimos três anos, alcançando o segundo lugar na quantidade acumulada de capacidade solar instalada nos Estados Unidos.

(iv) **Havaí:** A geração distribuída teve um rápido crescimento e o sistema de *net metering* foi substituído por modelos tarifários específicos para cada região. Esses modelos tarifários regionais têm sido vistos como uma referência para os outros estados americanos, além de fornecer confiabilidade e resiliência à população.

(v) **Minnesota:** O estado tem demonstrado expressivo crescimento na participação de energia solar na matriz, com adoção de uma alternativa à medição líquida de energia denominada de VOST.

(vi) **Reino Unido:** O país tem passado historicamente por várias revisões dos

mecanismos políticos relacionadas à energia solar, porém, a questão da tecnologia e apoio governamental tem sido fatores decisivos para o crescimento da energia fotovoltaica no país. O país ainda encerrou novas candidaturas do regime *feed-in tariffs* em 2019. Devido a isso, novas metodologias estão sendo implementadas e podem colaborar para a criação de uma proposta de valorização da energia solar distribuída no Brasil.

Mecanismos de Incentivo à Geração Distribuída

Três mecanismos tarifários têm sido utilizados em diferentes geografias para incentivar o uso de geração distribuída: (i) Net Metering (NEM); (ii) Value of solar tariff (VOST); e (iii) Feed-in tariff (FIT). Vejamos alguns detalhes desses mecanismos na sequência [5].

Net Metering (NEM)

O Net Metering (NEM) é um mecanismo de cobrança que credita os proprietários de sistemas de energia solar pela eletricidade que enviam para a rede. A tarifa NEM fatura o cliente com base no consumo líquido de eletricidade (ou seja, o valor consumido menos o valor gerado) [6].

Value of Solar Tariff (VOS)

Uma tarifa de valor solar (VOST/VOS) é uma alternativa ao NEM. No VOS os clientes compram eletricidade no varejo da concessionária, mas são compensados a uma taxa separada que leva em conta as fontes de valor especificadas pelo regulador jurisdicional.

As fontes de valor incluídas variam, mas normalmente incluem custos evitados de longo prazo associados a custos de energia e de capital evitados (geração, transmissão e distribuição), a mitigação de riscos de variações dos preços de combustível e de taxas de câmbio, bem como outras fontes de benefícios, como ambientais e de saúde pública. Os custos evitados também normalmente refletem o fato de que a geração local desfruta de perdas de linha reduzidas em relação à geração remota [7].

Os VOSTs criam uma fórmula para avaliar o benefício por kWh da energia solar

distribuída à medida que é colocada na rede e leva em consideração os benefícios técnicos, ambientais e sociais para a infraestrutura da concessionária [8].

Feed-in Tariff (FIT)

As tarifas *feed-in* (FIT) não são vinculadas diretamente ao valor que os consumidores pagam pela energia. Em outras palavras, em vez de receber um crédito de quilowatt-hora para cada quilowatt-hora que seus painéis produzem, recebe-se um crédito monetário que corresponde ao valor dessa energia. Esse valor pode ser maior ou menor que o custo de varejo, e essa taxa pode determinar a viabilidade da energia solar no estado/país [9].

Panorama Mundial dos Incentivos à GD

Os mecanismos políticos de incentivo à GD e suas variantes têm sido aplicados em diferentes partes do mundo, com resultados impressionantes em termos de capacidade instalada, redução da emissão de gases de efeito estufa, redução do custo da energia, redução da necessidade de investimentos centralizados na rede e mais uma série de benefícios.

Na sequência, analisaremos com mais detalhes os casos da Austrália, da Califórnia, da Flórida, do Havaí, de Minnesota e do Reino Unido.

Austrália

O governo australiano tem apoiado fortemente a energia renovável em pequena escala para atingir as metas nacionais e internacionais de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis e de redução das emissões de gases de efeito estufa no setor elétrico [10].

Atualmente, a Austrália não possui nenhum programa nacionalizado, apenas algumas diretrizes administradas pelos estados. Uma lição dessa observação é que cada estado australiano (e talvez cada rede dentro de um estado) têm um nível diferente de urgência quando se trata de integrar geração distribuída [11].

A Austrália tem liderado mundialmente a geração de energia solar, e isso é reflexo da flexibilidade dos mecanismos de tarifa, do histórico de investimentos do governo federal e das políticas dos estados. A prioridade do plano atual australiano é de gerar energia solar de baixo custo para cumprimento das metas para 2050 de redução de emissões de longo prazo (ver Figura 6) [12].

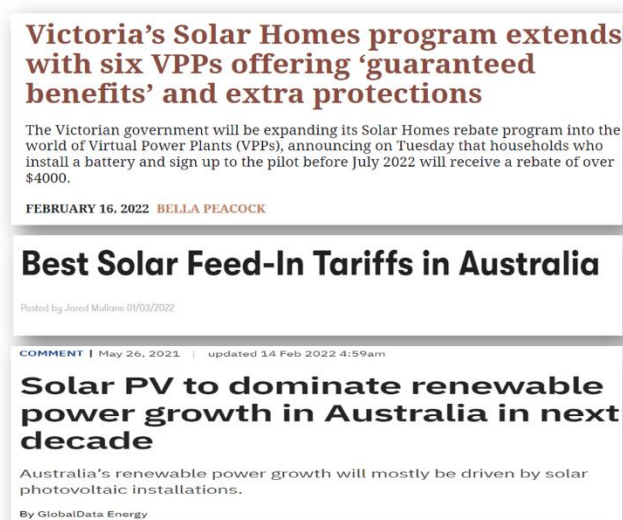


Figura 6 – Matérias atuais do sucesso da geração da energia solar na Austrália [13, 14].

Solar Feed-In Tariffs na Austrália

Na Austrália, há duas formas de FIT, e muitas de suas diretrizes estão conectadas com a realidade do local.

- **Net feed-in tariff:** Quando se é creditado pela quantidade de eletricidade que os painéis solares próprios geram, mas que não foi utilizada (ver Figura 7). Os principais locais que utilizam esse tipo de tarifa são: Queensland, Sul da Austrália, Tasmânia e Victoria (nosso estudo de caso).



Figura 7 – Modelo do Net feed-in tariff [9].

- **Gross feed-in tariff:** O revendedor credita toda a eletricidade que seu sistema solar fornece à rede e, em seguida, cobra separadamente por toda a eletricidade que é utilizada. Os principais locais que utilizam esse tipo de tarifa são: Território Capital da Austrália, Território do Norte, e os varejistas em Nova Gales do Sul, os quais podem escolher qual tipo de tarifa de alimentação oferecer, portanto, líquido e bruto são usados (ver Figura 8).

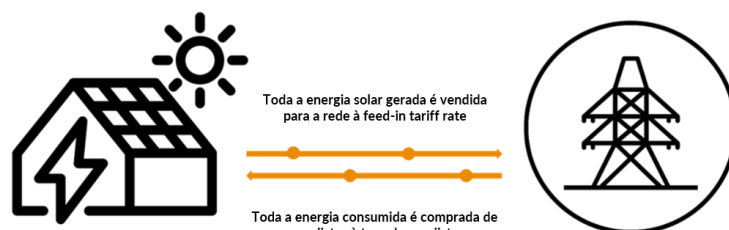


Figura 8 – Modelo do Gross feed-in tariff [9].

Compreendendo o FIT na Austrália

Para o cálculo da FIT mínima para 2021-22, utilizou-se de uma metodologia para derivar o valor da eletricidade que os varejistas obtêm de geradores renováveis de pequena escala por meio dos seguintes componentes [9]:

- O custo evitado de compra de uma quantidade igual de eletricidade do mercado atacadista, contabilização de alterações de preços ao longo do dia e sazonalmente, incluindo: previsões de preços de eletricidade por atacado de taxa fixa e variável no tempo; e evitar taxas de mercado e taxas de serviços auxiliares.
- Evitar perdas de transmissão e distribuição.
- Evitar o custo social do carbono e evitar os custos de saúde humana.

A Tabela 2 mostra como a FIT mínima é calculada a partir dos componentes acima descritos.

Tabela 2 - Cálculo da FIT mínima aplicável a partir de 1 de julho de 2021 [9].

Componente	Cálculo	Flat rate	Off peak	Shoulder	Peak
A: Preços da eletricidade no atacado	Previsão de preço médio ponderado de exportação solar (centavos por kWh)	3.92	3.87	3.39	7.91
B: Taxas de mercado evitadas e taxas de serviços auxiliares	Soma de (i) a taxa orçamentária do Mercado Nacional de Eletricidade para 2020–21 usada como a melhor estimativa para 2021–22 e (ii) taxa média de serviço auxiliar recuperada dos clientes entre a semana 1 e a semana 52 de 2020 (centavos por kWh)	0.07	0.07	0.07	0.07
C: Ajuste de perda de transmissão e distribuição	Inverso da soma das perdas globais atribuídas a cada negócio de distribuição ponderada pela sua participação individual na base total de clientes de baixa tensão	5.59%	5.59%	5.59%	5.59%
D: Valor das perdas evitadas de transmissão e distribuição	Produto de [A + B] e C (centavos por kWh)	0.22	0.22	0.19	0.45
E: Valor do custo social evitado do carbono	Produto do fator de volume e do fator de preço (centavos por kWh)	2.49	2.49	2.49	2.49
F: Valor dos custos de saúde humana evitados	Fixado em 0 centavos por kWh, uma vez que a Ordem do Governo de Victoria no Conselho não especifica um método aplicável	0.00	0.00	0.00	0.00
Total (arredondado para uma casa decimal)	A + B + D + E + F	6.7	6.7	6.1	10.9

Os clientes com painéis solares beneficiam-se de [15]:

- i. Gerar sua própria eletricidade, que é utilizada em sua propriedade, poupando-os de comprar energia de um varejista e, portanto, evitando custos de rede e de varejistas; mudar o uso de energia para o horário solar também maximizará a economia,
- ii. Receber uma FIT para exportar o excesso de energia de volta à rede,
- iii. Instalar uma bateria e economizar o excesso de energia gerada durante o horário solar para maximizar as economias do cliente.

Além disso, o governo australiano direciona o equilíbrio entre os benefícios e custos da regulação (incluindo externalidades e os ganhos da concorrência e eficiência) para— (i) consumidores e usuários de produtos ou serviços (incluindo consumidores de

baixa renda e vulneráveis); (ii) entidades reguladas distribuidoras e varejistas de energia elétrica; (iii) consistência na regulamentação entre os Estados e em base nacional.

Fatos e Dados

- As unidades solares fotovoltaicas geraram cerca de 10% da eletricidade do país em 2020-21 [10].
- Em torno de 30% das residências australianas têm gerado eletricidade usando energia solar [10].
- O governo australiano tem investido em subsídios para a instalação de baterias para as residências (*South Australian Home Battery Scheme*) e em programas para instalação de painéis fotovoltaicos em residências para famílias de baixa renda (*Empowering Homes*) [10].
- No último ano, ocorreu um aumento de 223% nas instalações de baterias em residências australianas [16].
- No caso do governo de Victoria, as FIT mínimas foram mais baixas para 2021–22 do que em 2020-21 devido a uma redução prevista nos preços de eletricidade no atacado [9].

Califórnia

A Califórnia é líder nacional quando se trata de energia solar, gerando quase 25,64% da energia solar total dos Estados Unidos. O estado foi um dos primeiros a promover a energia solar ainda em 1976 [17, 18].

Ao longo do tempo, a Califórnia tem se adaptado às medidas de transição dentro do NEM, e incorporando ferramentas que possam responder ao processo acelerado de inserção de energia solar dos últimos anos (Ver Tabela 3).

Tabela 3- Explorando os dados de solar de Los Angeles, Califórnia [19].

Custo desembolsado	US\$ 12,707 a US\$ 17,192
Economia líquida de 20 anos	US\$ 44,728 a US\$ 60,515
Período de retorno	5.5 – 7.4 anos
Compensação da conta de eletricidade	83 – 113%

**Salienta-se que, os custos de instalação de solar não incluem o crédito de imposto federal de investimento de 26% ou incentivos locais.*

As Transições do Net Metering

A utilização do NEM 1.0 no estado teve início em 1996. A política do NEM 1.0 garantia aos clientes que eles receberiam pagamentos de taxa de varejo por sua energia solar excedente. Proprietários de residências e empresas puderam usar a política do NEM para receber créditos de fatura pelo excesso de eletricidade que seus painéis solares produzissem, desde que o sistema fosse inferior a 1.000 quilowatts (1 MW).

Com o NEM 1.0 na Califórnia, os clientes de concessionárias de energia elétrica que instalaram energia solar normalmente tiveram uma ótima economia de seus custos de eletricidade durante a vida útil de seus painéis solares residenciais [18, 20].

A expansão da energia solar faz com que o governo adotasse o NEM 2.0 em 2016, com menos incentivos solares e novas cobranças de tarifas, mas preservou o elemento-chave que torna a energia solar econômica para os residentes da Califórnia: créditos de contas de varejo (Ver Tabela 3).

Tabela 4 - Diferenças entre o net metering 1.0 para o 2.0 [20].

	NEM 1.0 (antes de junho de 2016)	NEM 2.0 (depois de junho de 2016)
Créditos para eletricidade exportada	Taxa total de varejo	Taxa total de varejo
Non-bypassable charges (Cobranças não passíveis de desvio)	Pago pela eletricidade retirada da rede durante um período de faturamento	Pago por toda a eletricidade usada durante um período de faturamento
Regulamentos de tamanho do sistema	O sistema não deve ser maior do que as necessidades de eletricidade do cliente, e menos de 1.000 kW	O sistema não deve ser maior do que as necessidades de eletricidade do cliente, mas sem restrição de tamanho
Taxa de interconexão	Nenhum	\$75 para sistemas abaixo de 1.000 kW
Tarifa de eletricidade	Padrão	Tempo de uso (baseado em variável na hora do dia e estação)

Atualmente, há uma discussão sobre a aprovação do NEM 3.0 proposta pelas três concessionárias (*Pacific Gas & Electric (PG&E)*, *Southern California Edison* e *Sempra Energy*) do estado. Essa mudança no sistema alteraria significativamente a estrutura, as taxas e os encargos da conta de serviços públicos para os proprietários de residências que utilizam energia solar [21].

Na Figura 9 é possível observar as principais mudanças entre os NEMs, enquanto a Tabela 5 apresenta em números as principais mudanças que podem ocorrer nessa transição do NEM 2.0 para o 3.0.

Net Metering 1.0	Net Metering 2.0	Net Metering 3.0
Pagamento da tarifa de energia de varejo para a energia solar excedente	Pagamento de tarifa única de interconexão Pagamento de <i>non-bypassable charges</i> Utilização de uma tarifa de tempo de uso (TOU, em inglês).	Valor de exportação da energia solar Tarifas exigidas para clientes solares Tarifas solares

Figura 9 – Diferenças entre as versões dos programas de Net Metering [18, 20].

Tabela 5 – Alguns números comparando NEM2.0 e NEM3.0 [22].

	NEM 2.0	IOUs
Período de Payback	7.2 anos	19.7 anos
Non-bypassable charges	\$10 por mês	Não aplicável
Custo Mensal	\$10 mínimo por mês	\$60 por mês
Economia na conta (mensal)	\$226 por mês	\$94 por mês

*Non-bypassable charges (NBCs) são apenas componentes da tarifa elétrica total, que são separados sob NEM 2.0.

**Investor-Owned Utility Solar Photovoltaic (IOUs).

***O estudo de caso é baseado nas taxas médias das três IOUs e em um sistema de tamanho médio de 6kW.

Uma das soluções adotadas para contrabalançar a mudança do NEM 2.0 para o 3.0 tem sido o incentivo para que os clientes instalem o armazenamento com seu sistema solar doméstico.

Na prática, os clientes que adicionarem um sistema de armazenamento de bateria poderão evitar algumas das taxas mais altas associadas à extração de energia da rede à noite, quando as taxas de tempo de uso são mais altas [21].

Fatos e Dados

- Um grande fator que contribui para a alta taxa de geração de energia solar da Califórnia é o número de proprietários que investiram em painéis solares residenciais [17].
- Num total de 10.312.387 residências possuem painéis solares [18].
- A Califórnia continuou a investir em energia solar nas últimas décadas, chegando a exigir que todas as novas casas sejam construídas com painéis solares [17].

- Ao longo do tempo, o NEM tem um componente importante dos esforços da Califórnia para incentivar os pagadores de tarifas elétricas a instalar geração distribuída.
- Os custos de armazenamento de energia (instalação de baterias) têm diminuído rapidamente [23].
- Os preços que as concessionárias pagam pelos contratos de compra de energia solar + armazenamento também estão diminuindo [23].
- Ao modernizar o NEM, a Califórnia pode incentivar o armazenamento distribuído e promover a eletrificação, o que agregará mais valor à rede elétrica e ajudará o estado a atingir suas ambiciosas metas climáticas ainda mais rapidamente [24].

Flórida

Embora a Flórida seja conhecida como o Estado do sol, o crescimento da geração de energia solar começou a decolar principalmente nos últimos três anos devido aos baixos preços da eletricidade com a instalação de energia solar e da promulgação de leis que apoiassem esse desenvolvimento. Ressalta-se que, os preços da eletricidade foram 65.74% mais altos em 2018 em relação a 2000, com uma taxa de 4% ao ano, o que levou a população a adotar cada vez mais a energia solar [25].

A energia solar do estado corresponde apenas a 1% das necessidades de eletricidade, o que significa que há muito espaço para crescimento. Logo, visando esse crescimento rápido e de histórico de outros estados/países que utilizam o NEM, as concessionárias têm sugerido alterações principalmente na forma de cobrança da energia [26].

Destaca-se que, as políticas regulatórias mais notáveis da Flórida para com os seus residentes têm sido o programa de NEM. Nos últimos cinco anos ocorreu um crescimento de 9.511,26 MW de energia solar no estado. Em 2021, o total de capacidade de solar instalada alcançou 8.205,55 MW [27].

Para quaisquer concessionárias presentes na Flórida, os investidores com seus próprios sistemas solares conseguem reduzir seus custos com energia de uma forma muito fácil: qualquer energia excedente ou geração líquida excedente (NEG) produzida por um sistema solar pode ser transportada como crédito utilizando a tarifa de varejo.

Eventualmente, no final de um período de faturamento de 12 meses, a concessionária paga ao proprietário da energia solar por qualquer NEG restante na taxa de custo evitado da concessionária [26].

Net Metering na Flórida

O FL NEM é uma das políticas regulatórias mais importantes para proprietários de energia solar residencial no estado pois permite vender qualquer excesso de energia solar que o cliente possa ter de volta à rede. No estado da Flórida, o NEM tem sido executado pelas duas principais concessionárias: *Duke Energy* e *Florida Power & Light* (FPL) (Tabela 6).

Tabela 6 – NEM na Flórida [28, 29].

Duke Energy	O programa de medição líquida da Duke Energy permite que os clientes que geram eletricidade a partir de seu próprio sistema de painéis solares compensem seus custos de energia. Os participantes da medição líquida recebem crédito na fatura da Duke Energy pelo excesso de energia gerada por seu sistema de painel solar.
Florida Power & Light (FPL)	O programa de medição líquida da FPL permite que os proprietários instalem e conectem sistemas de energia solar à rede e recebam crédito pela energia produzida por seus sistemas. O FPL permite que os clientes instalem sistemas que atendam até 115% de suas necessidades atuais de energia. Os créditos dos clientes serão aplicados em sua conta de energia e a FPL fornecerá compensação monetária por quaisquer créditos extras não utilizados ao longo do ano, em janeiro do ano seguinte.

Os principais benefícios dos programas concentram-se em [28, 29]:

- Fornece independência de energia dos fornecedores de serviços públicos.
- Reduz drasticamente a pegada de carbono.
- A medição líquida suporta o aumento da adoção de energia solar.
- Descentraliza o sistema elétrico, ou seja, mais pessoas se apropriam de sua eletricidade.

Ao longo de sua história, o estado da Flórida tem buscado incentivos fiscais que contribuiriam para o crescimento da energia solar, como: Isenção de IPTU; Isenção de Imposto sobre vendas e; Crédito de imposto solar federal [26].

Na Tabela 7 é possível compreender os dados de solar referente aos custos e períodos de retorno .

Tabela 7 - Explorando os dados de solar de Orange County, Flórida [26].

Custo desembolsado	US\$ 11,177 a US\$ 15,122
Economia líquida de 20 anos	US\$ 30,676 a US\$ 41,503
Período de retorno	7.2 – 9.7 anos
Compensação da conta de eletricidade	80 – 109%

**Salienta-se que, os custos de instalação de solar não incluem o crédito de imposto federal de investimento de 26% ou incentivos locais.*

Fatos e Dados

- Em 2021, a Flórida obteve o terceiro lugar em capacidade total de geração de energia solar nos Estados Unidos [27].
- O alto preço da eletricidade foi fator decisivo para o desenvolvimento da energia solar no estado.
- Os incentivos fiscais federais foram decisivos para o rápido crescimento e adoção da energia solar na Flórida.
- O total de 1.063.032 residências possuem painéis solares na Flórida [27].
- Incentivos de armazenamento de energia estão em discussão no estado. Porém, há programas próprios de concessionárias para desconto na compra de bateria em algumas regiões [26].
- Em abril de 2022, o governo da Flórida vetou as mudanças no mecanismo político do NEM solicitadas pelas companhias elétricas do estado, uma vez que aumentaria o custo ao consumidor para adotar a energia solar.

Havaí

O Havaí não possui espaço territorial disponível para instalações de energia renovável em larga escala, e a energia eólica offshore vem enfrentando barreiras regulatórias. Logo, a principal aposta tem sido a energia solar, principalmente no setor residencial e comercial. Apesar das instalações de painéis solares ter triplicado a partir de 2015, a maioria dos clientes não prioriza a injeção de eletricidade de volta para a rede por não receber por isso [30].

Essas barreiras motivaram várias mudanças regulatórias no estado, favorecendo

a geração de energia solar. Além disso, o potencial solar, metas de descarbonização, e os incentivos federais e governamentais contribuíram para esse crescimento de geração de energia solar.

A Transição do NEM para o FIT

As tarifas sucessoras do NEM, que estava em vigor desde 2001, foram aprovadas pela primeira vez em outubro de 2015. Em seguida, vários programas foram sendo adotados para responder à demanda local e ao desenvolvimento da energia solar (ver Tabela 8) [31].

Tabela 8 - Programas de Recursos de Energia Distribuída [32-34].

Programas	Descrição	Benefícios	Custos
NEW ENERGY METERING (NEM)	O NEM se encontra fechado para novos clientes. Anteriormente, o programa NEM estava disponível para clientes permanentes que possuíam os sistemas ou que arrendavam de terceiros.		
NET ENERGY METERING PLUS (NEM PLUS)	NEM PLUS permite que os clientes instalem novos painéis, armazenamento de bateria ou uma combinação de ambos. A saída do sistema NEM PLUS é usada exclusivamente no local e não é permitida a exportação para a rede.	Este programa beneficia os clientes NEM cuja demanda de energia excede rotineiramente a oferta fornecida por seus telhados solares ou outro sistema de recursos de energia distribuída renovável (DER). Também beneficia os clientes NEM que estão considerando renovações ou compras que aumentariam seu uso de eletricidade, como um veículo elétrico (ou dois).	Crédito de Exportação: Não Aplicável Tamanho do sistema elegível: até 100kW Conta residencial mínima: \$ 25 + quaisquer taxas
CUSTOMER GRID-SUPPLY (CGS)	O CGS permite que os clientes instalem energia solar privada no telhado ou outras renováveis que exportam energia para a rede elétrica ao longo do dia.	A taxa de crédito é definida para cada região da ilha. O crédito para cada cobrança do período é dado para o total de quilowatts-hora (kWh) recebidos pela concessionária, até o total de kWh entregue pela concessionária ao cliente naquele mês	Conta mínima residencial: \$ 25 mais sobretaxas aplicáveis Conta mínima comercial: \$ 50 mais sobretaxas aplicáveis
CUSTOMER GRID-SUPPLY PLUS (CGS PLUS)	O CGS Plus permite que os clientes solares de telhado reduzam sua conta de energia elétrica mensal, fornecendo crédito pela energia elétrica recebida pela concessionária do sistema de energia renovável do cliente.	O crédito para cada cobrança do período é dado para o total de quilowatts-hora (kWh) recebidos pela concessionária até o total de kWh entregue pela concessionária naquele mês.	Conta mínima residencial \$ 25 mais sobretaxas aplicáveis Conta mínima comercial \$ 50 mais sobretaxas aplicáveis
CUSTOMER SELF-SUPPLY (CSS)	O CSS permite que os clientes instalem apenas sistemas solares privados no telhado que não exportam energia para a rede elétrica. Esses sistemas	Como os sistemas CSS não enviam energia para a rede, eles são elegíveis para revisão e aprovação rápidas, mesmo em áreas com limitações de tensão existentes. Os créditos não	Os clientes não são compensados pela eletricidade exportada para a rede.

	podem incorporar o uso de dispositivos de armazenamento de energia, como baterias. Toda a energia produzida pelo cliente deve ser usada à medida que é produzida ou armazenada para uso posterior.	estão disponíveis para sistemas CSS e aplicam-se os requisitos mínimos de faturamento. Aprovação de aplicações em áreas com altos níveis de PV.	Os clientes pagam pela quantidade de eletricidade utilizada da rede É cobrado uma conta mínima mensal de \$ 25 para clientes residenciais
SMART EXPORT	O Smart Export permite que os clientes instalem um sistema solar privado no telhado ou outro sistema renovável e um sistema de armazenamento de energia por bateria. Espera-se que os clientes carreguem o sistema de armazenamento de bateria do telhado solar ou outro sistema renovável durante o dia (9h às 16h) e usem essa energia para alimentar sua casa à noite.	Os clientes podem receber um crédito por qualquer energia exportada para a rede durante o início da noite, durante a noite e nas primeiras horas da manhã. A energia exportada para a rede durante o dia não é compensada. Sob o <i>Smart Export</i> , os clientes recebem um crédito mensal na fatura pela energia entregue à rede, o que ajuda a compensar o custo da energia retirada da rede quando o sistema do cliente não está produzindo energia suficiente para atender à demanda doméstica.	Conta mínima residencial: \$ 25 mais sobretaxas aplicáveis Conta mínima comercial: \$ 50 mais sobretaxas aplicáveis

No caso específico de Oahu, o *Hawaiian Electric* pagará um incentivo em dinheiro para os clientes adicionarem o armazenamento de energia (uma bateria, a um sistema solar de telhado existente ou novo). Esse incentivo é uma das principais apostas do estado em conseguir atingir a meta de 100% de energia limpa até 2045, e contribuirá para a transição que o estado vem passando devido à desativação de uma usina a carvão prevista para setembro de 2022 [34].

Fatos e Dados

- Num total de 398.177 residências possuem painéis solares no Havaí [35].
- O Havaí adotou medidas e programas com foco em características regionais (modelo tarifário) que têm sido vistos como um modelo para outros estados americanos.
- As soluções buscadas para o setor elétrico e de inserção da energia solar têm sido planejadas para períodos de rápida inserção e de permanência para longo-prazo, mas sem ter impactos negativos na rede.
- Investimentos em tecnologias têm sido realizados para conectar mais sistemas solares privados em menos tempo, com maior eficiência.
- Devido às questões geográficas, o Havaí quer reduzir ou limitar o valor de energia solar realimentada à rede.

Minnesota

Para 2030, Minnesota adotou como meta atender 10% das necessidades de eletricidade do estado com energia solar. Em 2021, o total de capacidade de solar instalada alcançou 1.677,67 MW. O estado de Minnesota é conhecido pela adoção do mecanismo VOST para a geração de energia solar. Porém, devido aos incentivos solares federais em circulação, o NEM tem sido analisado como uma “opção” no estado, uma vez que a aplicação do VOST não permite utilizar desse recurso [36, 37].

Adicionalmente, o crédito fiscal de investimento federal tem sido um dos incentivos mais confiáveis e impactantes para a energia solar nos Estados Unidos. Esse incentivo solar permite que você deduza 26% do custo total do sistema de seus impostos federais [38].

Algumas matérias em jornais locais (Ver Figura 10) têm esclarecido a população local sobre os benefícios e custos dos incentivos para adoção de energia solar no estado de Minnesota. Programas como o de energia solar comunitária têm sido bem aceitos pela população.

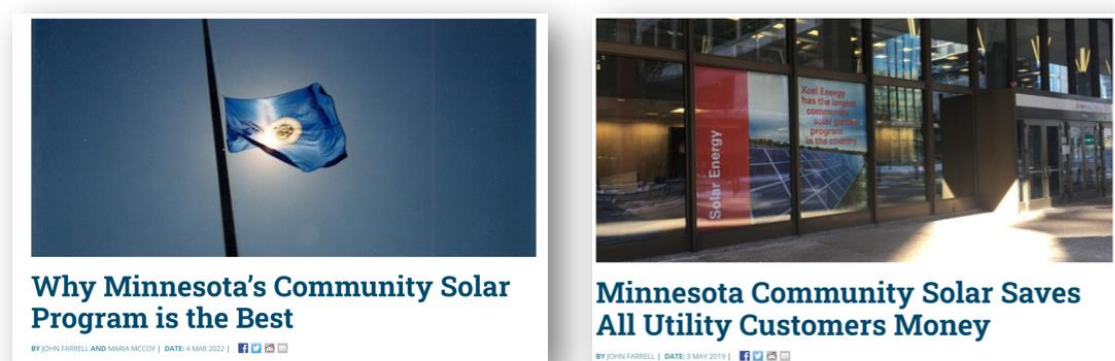


Figura 10 - Matérias relacionadas ao desenvolvimento de energia solar no estado de Minnesota [39, 40].

Custos e Benefícios do VOST

Em 2013, o estado de Minnesota aprovou o programa VOST, que inclui muitos dos mesmos componentes também utilizados no Texas (Austin). Minnesota estabeleceu uma metodologia que pode ser implantada por concessionárias individuais, com muitos

dos componentes calculados com base nos custos projetados da concessionária. Os componentes variam ao longo de 25 anos (Ver na Figura 11 e na Figura 12) [8].

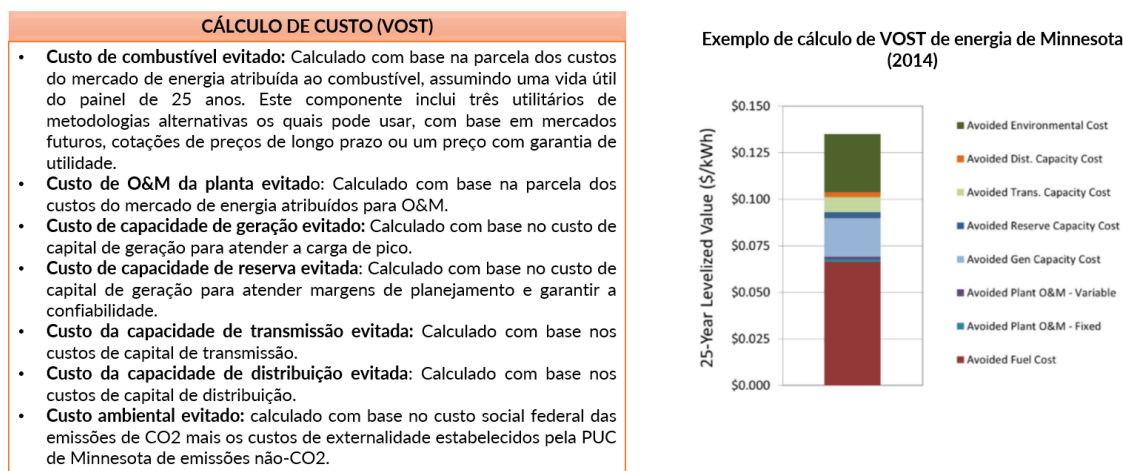


Figura 11 - Cálculo do Custo do VOST no estado de Minnesota [8].

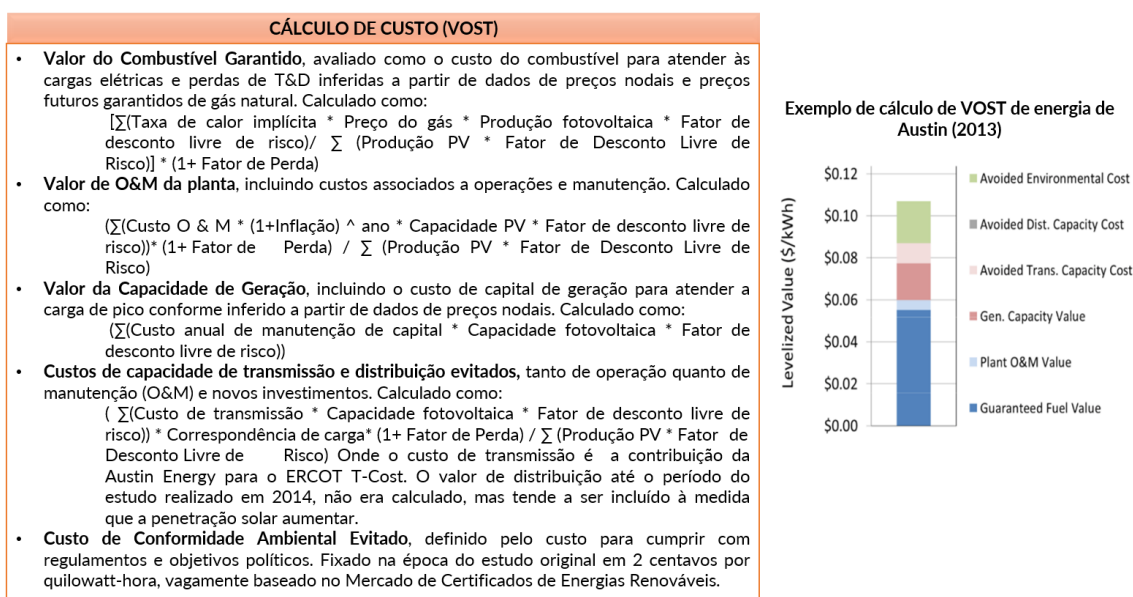


Figura 12 - Cálculo do Custo do VOST do caso do Texas (Austin) [8].

Ao contrário da *Austin Energy*, em que o VOST é ajustado anualmente, o programa Minnesota VOST permite que os clientes garantam um contrato de 25 anos. As concessionárias podem voluntariamente optar por registrar uma taxa VOST com a Comissão de Utilidades Públicas de Minnesota (MNPUC), em substituição ao NEM. Embora estudos independentes sugiram que tais políticas seriam mais baratas para as concessionárias no longo prazo, as concessionárias de Minnesota determinaram que, no curto prazo, as políticas VOST serão menos favoráveis do que o NEM [8].

A legislação exigia ainda que o valor da metodologia solar considerasse os seguintes valores: (i) Energia e sua entrega; (ii) Capacidade de geração; (iii) Capacidade de transmissão; (iv) Perdas de linha de T&D; (v) Valor ambiental (Ver Figura 13) [41].

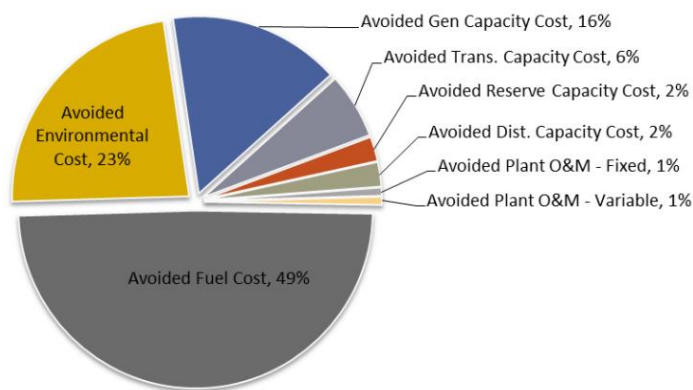


Figura 13 - Pesos relativos para todos os componentes em um cálculo VOST nivelado de 25 anos [41].

De acordo com o estudo realizado pela empresa de energia de Minnesota, a *Xcel Energy*, os cálculos do valor da energia foram de 13,6 centavos por kWh no estado em 2015, tendo como custos evitados os seguintes itens [41]:

- Custos de Energia Evitados: 3,5 centavos por kWh, da categoria “Custos de Combustível Evitados”.
- Investimento de Capital e Capacidade Evitado: 7,1 centavos por kWh, das categorias "O&M do Plano Evitado - Fixo", "O&M do Plano Evitado - Variável", "Custo de Capacidade de Geração Evitado", "Custo de Capacidade de Reserva Evitado", "Custo de Capacidade de Transmissão Evitado" e "Capacidade de Distribuição Evitada" Custo."
- Emissões evitadas de gases de efeito estufa: 3,04 centavos por kWh, da categoria “Custo Ambiental Evitado”.

Evidencia-se ainda que, com todas as outras variáveis mantidas constantes, o efeito de uma VOST fixa, como no caso de Minnesota, na economia dos sistemas fotovoltaicos distribuídos em comparação com o NEM depende principalmente do valor inicial da energia solar por kWh e da taxa na qual os preços da eletricidade no varejo aumentam durante a vida útil do sistema [42].

Fatos e Dados

- Até 2017, 43 estados americanos possuíam alguma forma de NEM; e apenas duas jurisdições adotaram alternativas VOST: Austin, Texas (2006) e Minnesota (2014).
- Um total de 243.918 residências possuem painéis solares [38].
- Os investimentos federais têm favorecido as mudanças de mecanismos políticos no estado.
- O estado tem adotado estudos e pesquisas para o desenvolvimento de programas regionais.

Reino Unido

Uma combinação de quotas (certificados verdes) e um esquema FIT constituíam os mecanismos de geração distribuída de energia solar no Reino Unido. Porém, o mecanismo FIT encerrou a novas candidaturas em 2019. Além disso, o país é conhecido por suas inúmeras revisões políticas dos mecanismos adotados e de investimentos em energia solar que desequilibraram a confiabilidade do cliente ao longo da história.

A grande aposta do mercado está no declínio dos custos de instalação de energia solar fotovoltaica em pequena escala e que isso possa impulsionar ainda mais o mercado de energia solar no país nos próximos anos [43].

Os setores comercial e industrial estão demonstrando interesse na geração de energia solar distribuída devido a diversos benefícios econômicos. Além disso, os sistemas distribuídos são considerados como uma fonte constante de energia que pode eliminar paradas e danos aos equipamentos devido às flutuações de tensão nas redes elétricas convencionais [43].

Outro fator importante é o preço da energia, conforme pode ser observado na Figura 14. De fato, os preços da energia no Reino Unido têm disparado devido as questões geopolíticas e por medidas governamentais devido à pandemia da COVID-19. Logo, a energia solar começa a ganhar um novo espaço que dependerá de ações governamentais em conjunto para que os custos e benefícios compensem aos clientes e as concessionárias.

Solar panels: a ray of hope as UK energy prices go through the roof

Demand is growing as more of us work from home. But does the £5,000 outlay for installation pay off?



📷 Clean energy ... but the slope of the roof alone can have a big impact on savings. Photograph: Simon Dack/Alamy

Figura 14 - Matérias relacionada aos elevados preços da energia [44].

Fatos e Dados

- Os investimentos em novas metodologias podem contribuir para o crescimento da geração de energia solar no país.
- O valor do painel solar e da instalação são decisivos para o desenvolvimento da energia solar no Reino Unido.
- A variação dos preços e de incentivos federais para baterias ainda se encontram em discussão no país.

Lições Aprendidas

A partir do conhecimento e da análise do que está ocorrendo em diferentes partes do mundo, é possível constatar que não há modelo único para remunerar os recursos energéticos distribuídos. Há políticas públicas que refletem opções governamentais de estimular mais ou menos a incorporação desses recursos, por meios e métodos variados.

De certa forma, todos concordam que os recursos distribuídos são peças importantes na luta contra as mudanças climáticas e no processo de empoderamento

dos consumidores, além de darem claros sinais que os painéis solares são parte deste processo, sendo complementados por sistemas tarifários modernos, sistemas de armazenamento, veículos elétricos etc.

No caso da **Austrália**, a **flexibilidade** e a **regionalização** adotadas pelas ações diretas como do governo de Victoria têm acelerado o desenvolvimento da energia solar no país. Além dos mecanismos adotados de FIT, o sucesso da Austrália está conectado ao histórico de investimentos (redução da tarifa), ao apoio governamental para alcançar as metas de descarbonização (incentivos para o uso de baterias), e um diálogo muito claro entre os varejistas, o governo e o consumidor. Por fim, a prioridade do plano atual australiano é de gerar energia solar de baixo custo para cumprimento das metas para 2050 de redução de emissões de longo prazo.

A modernização do setor energético da **Califórnia** tem exigido mudanças nos mecanismos políticos (transição do NEM 2.0 para o 3.0), bem como a criação e adoção de novas ferramentas que possam oferecer suporte e benefício para a geração distribuída de energia solar no estado.

Além disso, esse processo de modernização tem exigido da Califórnia o desenvolvimento de novos *frameworks* que possam analisar custos e benefícios em nível local. Os **incentivos federais** têm sido decisivos para o andamento do NEM e do desenvolvimento da geração de energia solar no estado. Por fim, os incentivos para o uso de **baterias** e leis para a utilização de painéis solares na construção de novas casas e edificações representam uma nova fase para o crescimento contínuo de solar no estado.

A transição em busca de equilíbrio dos mecanismos políticos tem determinado o desenvolvimento da geração de energia solar na **Flórida**. Nota-se que, o fator decisivo de crescimento da energia solar concentrou-se no alto preço da eletricidade, e a busca por soluções (no caso a solar). A implantação do **NEM** nos ensina que ocorre esse alto crescimento de sistemas na sua adoção e, posteriormente, decretam-se medidas para frear o ritmo de crescimento. A Flórida representa bem esse processo, sustentada por **incentivos federais** e de alternativas para contrabalancear o diálogo entre o consumidor, as concessionárias e o governo.

O planejamento energético do **Havaí** tem como objetivo eliminar a utilização dos combustíveis fósseis e, simultaneamente, aproveitar os escassos recursos locais disponíveis para a produção de energia elétrica. Neste sentido, a utilização de painéis solares nas residências e estabelecimentos comerciais se apresenta como uma solução ideal, desenvolvida de forma integrada ao planejamento arquitetônico de longo prazo e a modelos de compensação e remuneração da rede.

Inicialmente, o Havaí adotou o NEM e, posteriormente, foram desenvolvidos programas regionais, refletindo estratégias de curto e longo prazo, de acordo com as características locais de cada ilha.

A ousadia do estado de **Minnesota** em adotar um mecanismo pouco comum nos Estados Unidos permitiu que o estado construísse seu próprio portfólio de modelos tarifários e oferecesse uma certa estabilidade considerada mais próxima de diálogo entre o governo estadual, as concessionárias e os clientes.

Porém, para que houvesse um crescimento exponencial e rápido, os **incentivos federais** têm sido decisivos nos Estados Unidos. Destaca-se que, o **VOST** desde o início tem respondido economicamente bem na valorização dos projetos regionais.

Os desafios de mercado e a inovação metodológica no **Reino Unido** vêm resultando no crescimento da geração de energia solar. O estudo de caso do Reino Unido nos faz ainda refletir sobre o papel do mercado nacional em promover a energia solar, junto ao estabelecimento de políticas que tragam custos e benefícios equilibrados.

Após mapear diferentes mecanismos, metodologias, matérias e o contexto da geração distribuída em seis estudos de casos, as principais lições a serem apreendidas e que podemos direcionar para a realidade ao Brasil, concentram-se em:

- O fortalecimento do mercado nacional, a inovação e as relações geoeconômicas têm sido fatores decisivos para o crescimento da geração de energia solar.
- As metas para a descarbonização do setor energético têm sido um dos principais motivadores para o crescimento da geração distribuída de energia solar.

- A alta do valor das tarifas de energia, muito além dos índices de inflação, também é um forte motivador para os consumidores investirem e gerarem sua própria energia elétrica.
- Informações mais claras e precisas das concessionárias aos clientes, principalmente sobre as regras de compensação da energia gerada e procedimentos de conexão, têm sido um dos caminhos de rápida adoção dos sistemas distribuídos pelos consumidores.
- A opção de implementar mais de um mecanismo político pode contribuir para acelerar o crescimento da geração de energia solar.
- Os mecanismos políticos adotados precisam ser pensados a curto, médio e longo prazo, prevendo o uso de recursos distribuídos de forma abrangente: tarifas inteligentes, veículos elétricos, baterias, participação dos consumidores no mercado etc.
- Para garantir o uso da geração distribuída em todos os horários, políticas de incentivo ao armazenamento de energia têm sido desenvolvidas e somadas ao NEM ou outros mecanismos de incentivo para a geração própria de energia.
- A valorização do NEM deve se dar por um amplo conjunto de benefícios trazidos pela geração junto ao consumo, incluindo custos evitados com produção de energia, perdas, investimentos em ativos, riscos de variação de preços etc.
- As metodologias precisam ser readaptadas e inovadas, e novas ferramentas precisam ser estudadas e aplicadas para o caso brasileiro.

Capítulo 3

Custos e Benefícios da GD: Análise Conceitual

No Brasil, antes da disseminação da GD, todo o consumo de energia elétrica era atendido por meio de usinas centralizadas, sendo muitas dessas, localizadas longe dos centros de consumo. Nesse modelo, para a energia elétrica se tornar disponível para as pessoas, investimentos relevantes foram necessários em várias usinas e nos sistemas de transmissão e de distribuição, permitindo assim, a produção e o fluxo da energia elétrica até os consumidores finais, tal como ilustrado na Figura 15.

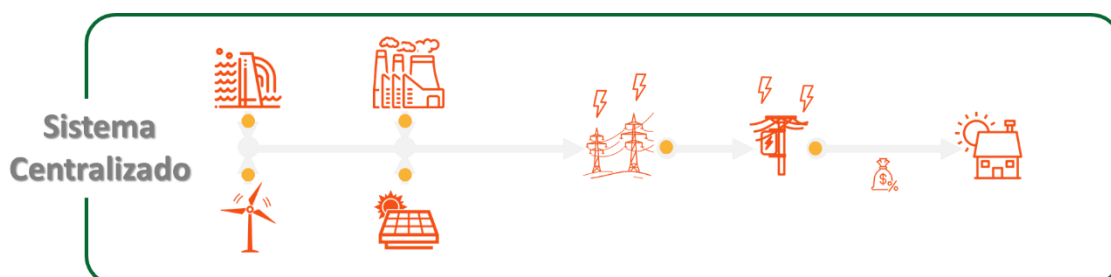


Figura 15 – Sistema Centralizado para produzir, transmitir e distribuir energia elétrica.

Com a disseminação da GD, principalmente da fonte solar, parte da energia passa a ser produzida de forma renovável pelos próprios consumidores, ou seja, de forma próxima ao consumo, tal como ilustrado na Figura 16.

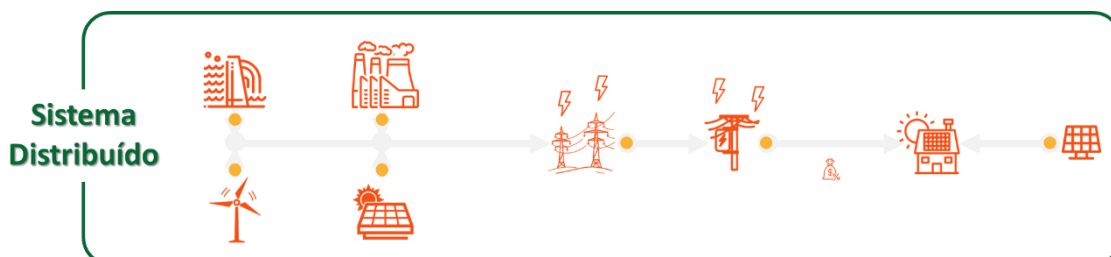


Figura 16 – Sistema Distribuído para produzir energia.

Ademais, gerar a própria energia normalmente é o primeiro passo para integrar outros REDs relacionados à mobilidade, ao armazenamento, ao conforto térmico etc., tal como ilustrado na Figura 17.

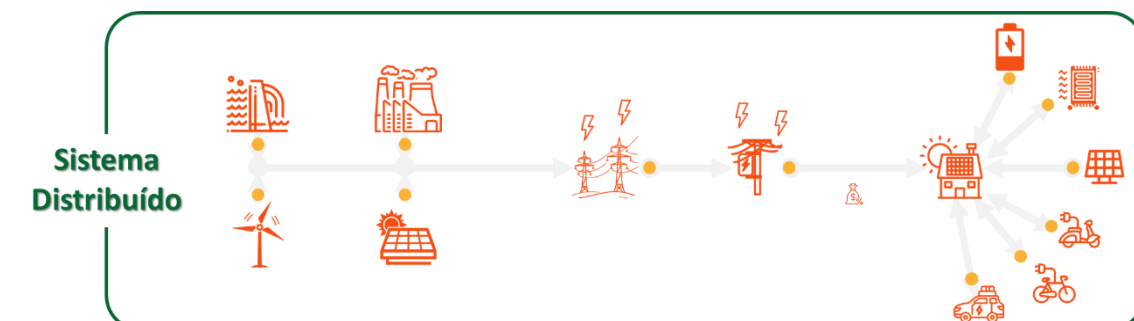


Figura 17 – Sistema Distribuído de forma abrangente: geração de energia, conforto térmico, armazenamento e mobilidade.

De fato, em países em que a GD tem elevado sua participação no atendimento ao consumo, incentivos financeiros e regulatórios têm sido desenvolvidos para fomentar a instalação de sistemas de armazenamento, a participação ativa do consumidor na gestão de seus hábitos de consumo, a instalação de sistemas de recarga de veículos elétricos e mais uma infinidade de equipamentos que promovem a integração dos REDs.

Essa integração amplia os benefícios sistêmicos da GD e eleva o empoderamento dos consumidores [1, 45]. Logo, as Diretrizes devem ser desenhadas olhando para o futuro, com os REDs participando ativamente do SEB, com a promoção de ganhos efetivos de produtividade e eficiência para a economia brasileira.

Ao analisar a Figura 16 e a Figura 17, observam-se alguns benefícios da GD, já conhecidos, mas que merecem ser destacados:

- O **consumo de energia** atendido por geração distribuída deixou de ser gerado por uma grande central geradora, com a correspondente redução do custo de geração.
- O consumo de energia atendido por geração distribuída deixou de circular pela rede de transmissão e distribuição, reduzindo as **perdas elétricas e postergando os investimentos na expansão das redes, passando a ser possível atender a novos consumidores com a infraestrutura existente.**

Adicionalmente, destacam-se outros benefícios da GD que devem ser levados em consideração. Por meio da Figura 18 é possível observar sete dimensões fundamentais para valoração dos custos e benefícios da GD. Cada uma dessas dimensões será apresentada individualmente nas seções seguintes.

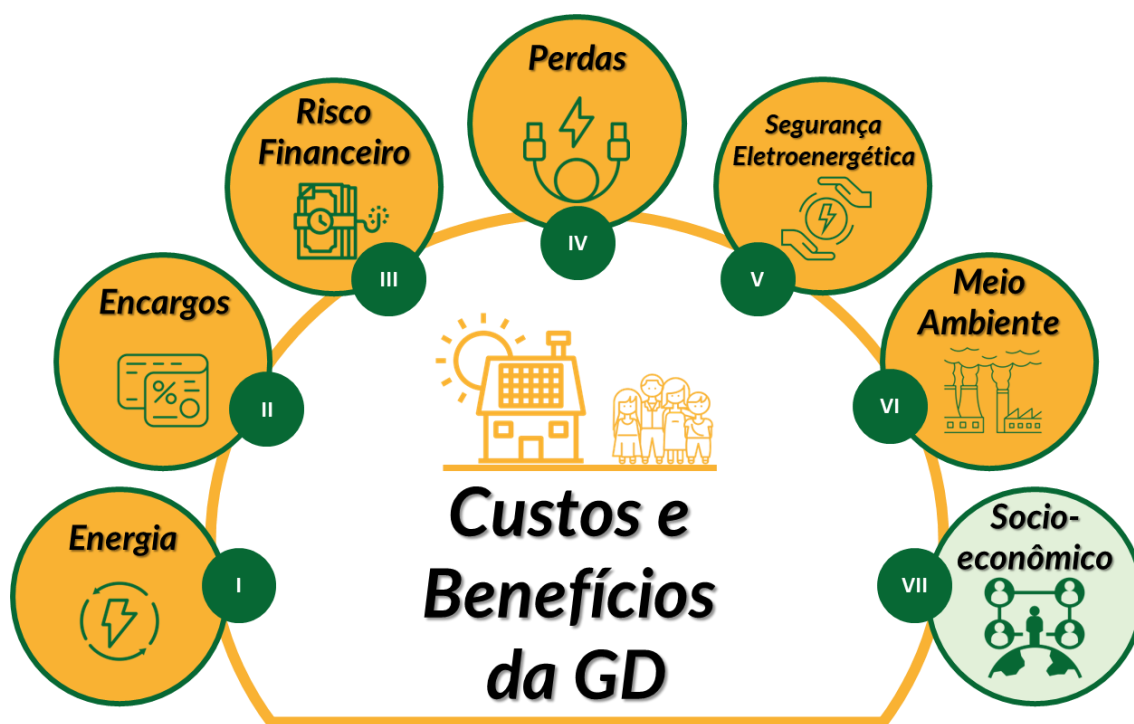


Figura 18 – Sete Dimensões Fundamentais para valoração dos custos e benefícios da GD.

Dimensão I: Energia

Quando a GD atende a um consumo localmente, a energia correspondente deixa de ser gerada nas usinas centralizadas. Há, portanto, uma redução do custo presente (“imediato”) da produção de energia, uma vez que as usinas – principalmente as termoeletricas mais caras – que estavam sendo utilizadas para atender ao consumo podem ser desligadas.

Adicionalmente, para as usinas hidroelétricas, isso significa mais água armazenada nos reservatórios e, ao longo do tempo, esta água pode ser utilizada para gerar energia, ou seja, evitando o acionamento de usinas termoeletricas.

Logo, a GD que atende a um consumo hoje, reduz o custo de geração atual e contribui para reduzir o custo futuro da geração de energia, tal como ilustrado na Figura 19.

Trata-se de um benefício dinâmico, ao longo do tempo, afetando todos os consumidores, uma vez que a termoeletrica não utilizada seria paga ou pelos consumidores cativos das distribuidoras, no caso de um contrato de leilão, ou por todos os consumidores – livres e cativos – no caso de uma usina de reserva.

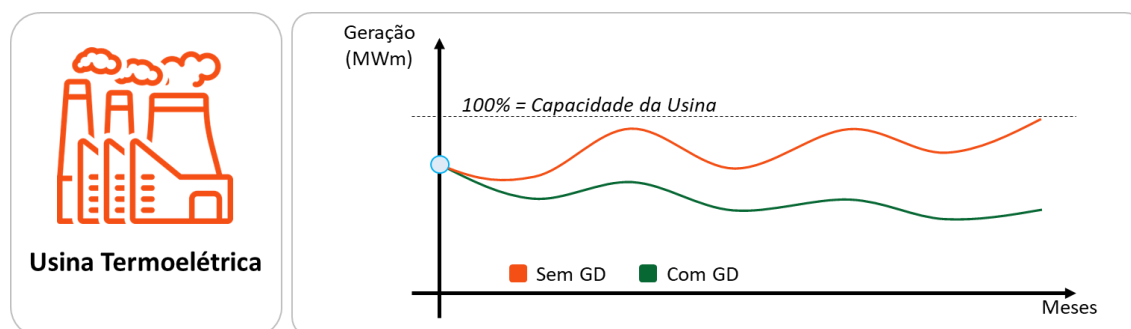


Figura 19 – Redução do uso de termoeletricas ao longo do tempo.

Quanto mais a GD se expande, mais o consumo passa a ser atendido por quem produz a própria energia, reduzindo a necessidade de investimentos na construção de usinas centralizadas mais caras e poluentes, bem como de ampliação de sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, envolvendo redes e estações de transformação de tensão. Ressalta-se que os custos com os sistemas de geração, transmissão e distribuição representam mais de 40% da conta de energia.

Ademais, conforme a GD se expande e a energia passa a ser produzida localmente, os sistemas de transmissão passam a trabalhar menos sobrecarregados, facilitando o intercâmbio entre as regiões. Uma das consequências positivas é que a energia produzida nas grandes hidroelétricas da região norte e nas várias usinas eólicas e solares da região nordeste passam a poder ser ofertada para os consumidores das regiões sul, sudeste e centro-oeste a preços mais competitivos. Reduz-se, assim, em termos técnicos, a diferença de preços entre os submercados.

Em síntese, em termos de energia, a GD traz benefícios no presente e no futuro. A GD posterga a necessidade e a urgência de investimentos em expansão e, ainda, reduz a diferença de preços entre submercados, tal como ilustrado na Figura 20.

Nos estudos realizados pela ABSOLAR, não foi identificado o aumento da necessidade de reserva girante tal como mencionado pelo ONS em sua Nota Técnica:

“O aumento da penetração de MMGD exigirá que o ONS programe uma reserva de potência operativa girante do SIN, para fazer frente às necessidades de preparar o sistema para uma rampa acentuada de geração no final do dia (devido à redução da geração injetada proveniente da MMGD solar). Da mesma forma, o planejamento da expansão deverá buscar soluções para enfrentar esses desafios, uma vez que podem ser necessárias soluções adicionais de geração ou potência no SIN para compensar o efeito de redução de potência da MMGD solar no final do dia.”

No caso brasileiro, a penetração de GD ainda é relativamente pequena e a rampa de carga no final do dia do SIN – com um bom planejamento – poderá ser atendida de forma econômica com mais REDs, tais como sistemas de armazenamento, ou com o desenvolvimento de mecanismos eficientes para gestão pelo lado do consumo. A solução tradicional de adicionar geração e socializar os custos não deve ser a mais econômica em termos globais, além de normalmente ser poluente.



Figura 20 – Impactos na Energia.

Dimensão II: Encargos

Como já vimos, quando a GD atende a um consumo localmente, a energia deixa de ser gerada nas usinas centralizadas mais caras e poluentes. Como a energia produzida centralizadamente muitas vezes é custeada por meio encargos, a GD acaba impactando – ainda que indiretamente – os chamados “Encargos Setoriais”.

Um dos Encargos mais caros pagos pelos consumidores é o ESS – Encargos de Serviços do Sistema. O ESS trata, de forma geral, do custo de termoelétricas muito caras, acionadas para trazer segurança energética além dos níveis estabelecidos pelas ferramentas computacionais oficiais que determinam quais usinas devem ser utilizadas para atender ao consumo. Com a expansão da GD, esse consumo atendido pelas usinas centralizadas diminui, a segurança energética aumenta automaticamente, e as usinas mais caras e poluentes na geração de eletricidade deixam de ser utilizadas, reduzindo o ESS.

Um outro Encargo, pago majoritariamente pelos consumidores, é o Risco Hidrológico. Ele se refere ao custo que as hidroelétricas enfrentam quando não conseguem gerar energia suficiente devido a secas ou a outras restrições sistêmicas. Nesses momentos, muito frequentes nos últimos anos, as hidroelétricas adquirem energia a preços de mercado e repassam esse custo aos consumidores.

A inserção de GD proporciona uma redução do consumo das usinas centralizadas, como consequência os preços de mercado da energia ficam menores e o Risco Hidrológico se reduz.

Como resultado da expansão da GD e da consequente redução do consumo total atendido pelas usinas centralizadas, desligando-se inclusive as termoelétricas mais caras, as Bandeiras Tarifárias passam a ser menos ativadas, reduzindo os impactos imediatos sobre a Conta de Luz dos consumidores.

Há um conjunto de usinas que são custeadas unicamente por encargos: as chamadas usinas de reserva, da Conta de Energia de Reserva (CONER), são pagas por todos os consumidores de energia. Ao reduzir o custo da energia centralizada, a GD impacta o custo total da energia de reserva e diminui a sua necessidade de contratação.

Finalmente, quando um consumidor deixa de comprar a energia da distribuidora, a distribuidora passa a apresentar uma sobra de energia. Sem a intenção de ser exaustivo, um consumidor deixa de comprar energia da distribuidora nas seguintes hipóteses:

- i. Se for um grande consumidor e optar por comprar energia no mercado livre, negociando preços, prazos e demais cláusulas diretamente com um gerador ou comercializador de energia;
- ii. Se for um grande consumidor e optar por construir sua própria usina, de fonte solar ou qualquer outra fonte (enquadra-se como autoprodutor);
- iii. Se for um consumidor residencial, ou pequeno comerciante, ou industrial e decidir gerar sua própria energia por meio da GD;
- iv. Se for um consumidor de qualquer tamanho e tomar medidas de eficiência energética: troca de lâmpadas, modernização de equipamentos etc.
- v. Ou ainda, se for um consumidor de qualquer tamanho e se desconectar da rede, ou porque o seu negócio não prosperou, ou porque consegue atender seu consumo sem depender da distribuidora.

Em todos esses casos, se a distribuidora adquiriu energia em contratos de 15 a 30 anos de duração, ela passa a apresentar sobras que são vendidas automaticamente ao preço do mercado de curto prazo. Se o preço de mercado for alto, trata-se de uma receita extra; se baixo, um custo.

Como já vem sendo determinado pela ANEEL em suas regulações sobre o tema, todas as formas de sobrecontratação devem ter o mesmo tratamento, em prol de se ter um processo robusto e tecnicamente consistente.

De forma resumida, a GD – ao reduzir o consumo atendido pelas usinas centralizadas mais caras e poluentes – reduz o preço da energia, impactando vários Encargos, com destaque para a Energia de Reserva, as Bandeiras Tarifárias, o ESS, o Risco Hidrológico e a Sobrecontratação, tal como ilustrado na Figura 21.



Figura 21 – Impactos nos Encargos da GD.

Dimensão III: Risco Financeiro

Conforme visto nas seções anteriores, a GD reduz ou evita a produção de energia em termoeletricas. De forma evidente, a GD diminui o custo total de combustível para o sistema. À primeira vista, o que não é evidente é que a GD reduz a exposição de todos os consumidores aos riscos financeiros associados às variações de custo de combustível e do dólar.

Particularmente, no caso do atendimento ao mercado regulado, os investimentos todos em geração têm sido viabilizados por meio de contratos de longo prazo, de até trinta anos, reajustados por inflação, além da assunção – pelos consumidores – dos riscos de variação cambial (se o dólar aumenta, a usina fica mais cara; se diminui, mais barata) e da variação dos preços dos combustíveis fósseis.

Na Figura 22, apresenta-se o preço diário do gás natural no mercado americano (NG:NMX) para os últimos 12 meses, ou 252 dias úteis. Neste período, o combustível fóssil teve um valor mínimo de US\$ 3,070/MBTU, máximo de US\$ 8,971/MBTU, com desvio padrão da ordem de 150%, e volatilidade mensal de 16%.



Figura 22 – Preço do gás natural nos últimos 12 meses. Fonte: Nasdaq.

No que se refere à variação cambial, conforme pode ser observado na Figura 23, nos últimos 12 meses o dólar teve um valor mínimo de R\$4,62 e um valor máximo de R\$5,74, com desvio padrão da ordem de 30%, e volatilidade mensal de 4%.

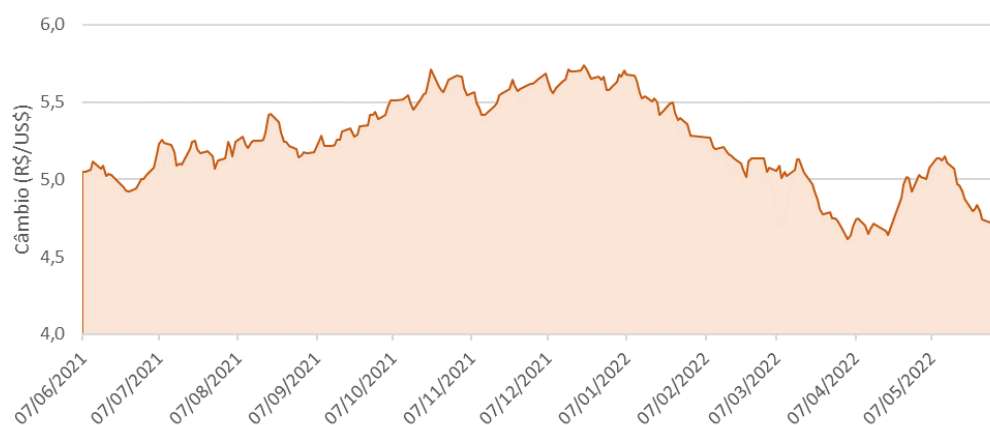


Figura 23 – Valor do câmbio nos últimos 12 meses. Fonte: Banco Central do Brasil.

Assim, quando a distribuidora vai a um leilão e compra energia de uma termoeletrica a gás natural, o consumidor não sabe qual será o custo da energia consumida, recebendo uma conta ao fim de cada mês, de acordo com o acionamento da usina, o custo do combustível e a taxa de câmbio.

É essa incerteza toda que caracteriza o risco associado às plantas de combustíveis fósseis, uma vez que o mesmo raciocínio utilizado para o gás natural se aplica às usinas a carvão, a óleo combustível, a óleo diesel etc.

Como consequência do menor acionamento das usinas termoeletricas, a GD

reduz a exposição dos consumidores às variações de preço e de câmbio, tal como ilustrado na Figura 24. Uma menor exposição a essas variações se traduz em tarifas menores e mais estáveis, que não explodem em função de uma seca, de elevações nos preços dos combustíveis fósseis ou mesmo da taxa de câmbio.

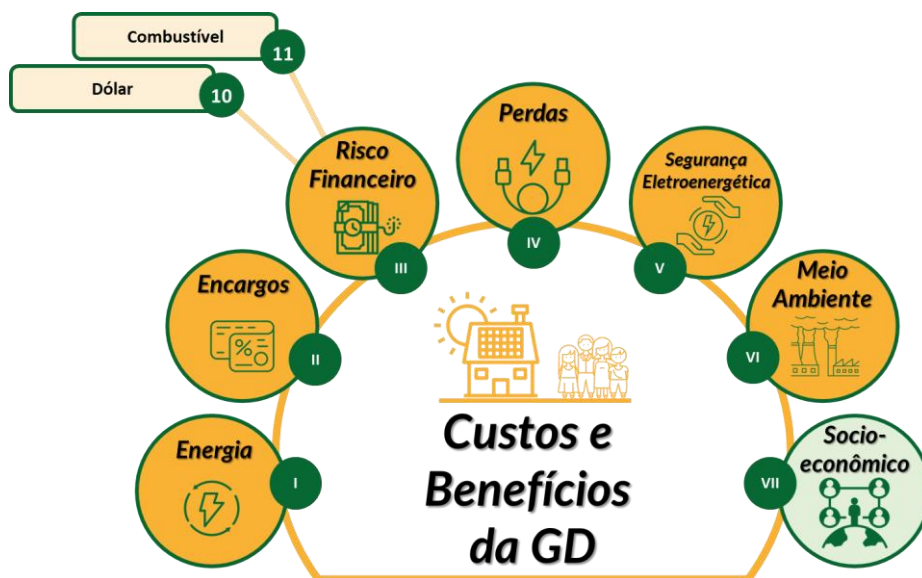


Figura 24 – Impactos no Risco Financeiro.

Dimensão IV: Perdas

Quando a geração de energia ocorre em uma usina centralizada distante, há um longo caminho que precisa ser percorrido até que essa energia possa ser consumida nas residências, nos comércios, nas indústrias etc. De forma resumida, tal como pode ser observado na Figura 25, para cada 100MWh de energia produzidos de forma centralizada, 4MWh são perdidos nas redes de transmissão e mais 13MWh são perdidos nas redes de distribuição. Ou seja, os 100MWh produzidos atendem a um consumo de 83MWh.

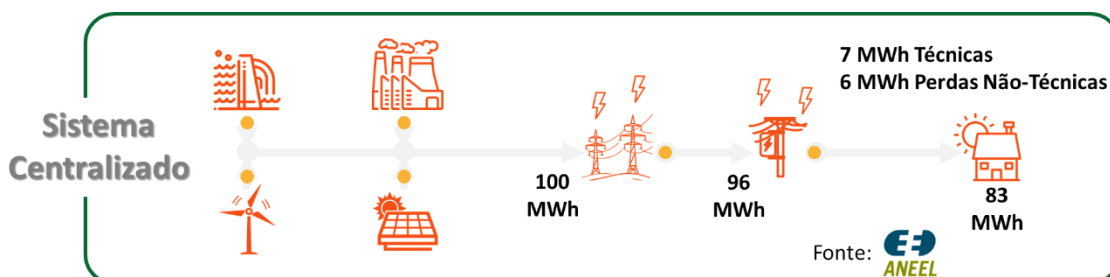


Figura 25 – Perdas elétricas nos sistemas centralizados.

Quando o próprio consumidor gera a sua energia, essas perdas deixam de existir e param de ser repassadas às tarifas, pois a energia produzida localmente não circula pelas redes das usinas, transmissoras e distribuidoras.

Nos estudos realizados pela ABSOLAR, simulando com detalhes todo o fluxo de potência na rede das distribuidoras, de 80% a 95% dos circuitos elétricos dessas concessionárias apresentam redução nas perdas elétricas. Para os demais circuitos, que são exceções, podem ocorrer elevações nas perdas. No cálculo global, avaliando-se os ganhos líquidos, a GD sempre proporciona reduções significativas nas perdas técnicas.

A partir dos dados disponíveis nos processos tarifários das distribuidoras é possível determinar que as perdas técnicas correspondem a um custo anual para os consumidores de R\$8,8 bilhões. Assim, ao reduzir as perdas técnicas, a GD contribui para uma redução de custos para todos os consumidores: para os que possuem e para os que ainda não possuem GD, tal como ilustrado na Figura 26.

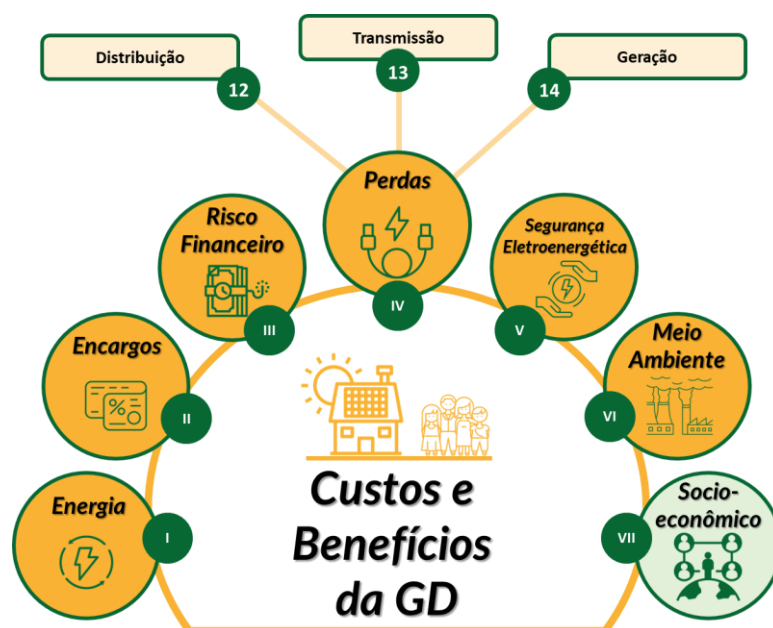


Figura 26 – Impactos nas Perdas.

Dimensão V: Segurança Eletroenergética

Nos anos recentes, a energia tem se tornado cada vez mais essencial na vida dos consumidores, com uma infinidade de aparelhos cujo funcionamento depende de uma tomada funcionando corretamente: aparelhos celulares, aparelhos de TV, roteadores de

Internet etc. Assim, ganham proporções importantes todos os eventos de falta de energia que deixam o consumidor no escuro ou que se referem a variações de tensão ou frequência, interferindo na qualidade da energia e no funcionamento dos equipamentos.

No que se refere à falta de energia, os indicadores que medem a qualidade do serviço prestado são o número de interrupções de fornecimento (conhecido como FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor) e a duração dessas interrupções (conhecido como DEC: Duração Equivalente de Interrupções por Consumidor).

Essas interrupções tornam-se menos frequentes com a geração próxima ao consumo, pois as oscilações na rede que ocorrem devido a eventos climáticos ou devido a eventos na rede de transmissão e distribuição passam a afetar menos os consumidores.

No que se refere às questões de qualidade, os impactos da GD na própria rede de distribuição e no produto entregue pela distribuidora são em termos de tensão e corrente elétrica. De forma geral, a geração próxima ao consumo melhora o perfil de tensão, reduzindo as subtensões, caracterizadas naqueles eventos em que as luzes ficam fracas, os motores param de funcionar e, eventualmente, as instalações são desligadas.

Eventualmente, os eventos de sobretensão, em que as luzes ficam mais radiantes e os motores parecem acelerar, podem ocorrer com mais frequência em alguns trechos específicos da rede que possuem alta concentração de GD.

Tecnologicamente, a GD se caracteriza como uma medida de eficiência energética para toda a produção simultânea com o consumo e, para a energia injetada na rede, sua absorção pelos vizinhos também caracteriza uma medida de eficiência energética. Ademais, essas instalações têm progressivamente agregado diversas tecnologias de monitoramento e controle, com medição inteligente e inversores capazes de prestar serviços diversos à rede. Na maior parte dos casos, os avanços tecnológicos podem representar oportunidades para as distribuidoras e os demais consumidores, à medida que os serviços prestados pela GD possam evitar a instalação de equipamentos tradicionais, contribuindo assim para a Modicidade Tarifária.

De forma geral, a inserção de equipamentos tecnológicos, os eventos de qualidade e todas as questões relacionadas à rede elétrica são caracterizadas e controladas tecnicamente por meio do PRODIST – Procedimentos de Distribuição, estabelecidos pela Resolução Normativa ANEEL nº 956/2021. Esses procedimentos são documentos que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Assim, quando uma GD se conecta à rede, as suas características técnicas são adequadas, uma vez que a conexão foi aprovada tecnicamente pela própria distribuidora, em conformidade com o PRODIST.

Ademais, quando há necessidade de obras (recondutoramento de redes, expansão de subestações, adequações nos sistemas de automação e proteção etc.), o próprio consumidor que está investindo em GD assume total ou parcialmente os custos, de acordo com Regulação da ANEEL, mais especificamente, com a Resolução Normativa nº 1.000/2021.

De forma esquemática, os impactos da GD nas questões de segurança eletroenergética, desdobrados em termos de tensão e frequência, DEC e FEC), eficiência energética, digitalização e RED são apresentados na Figura 27.

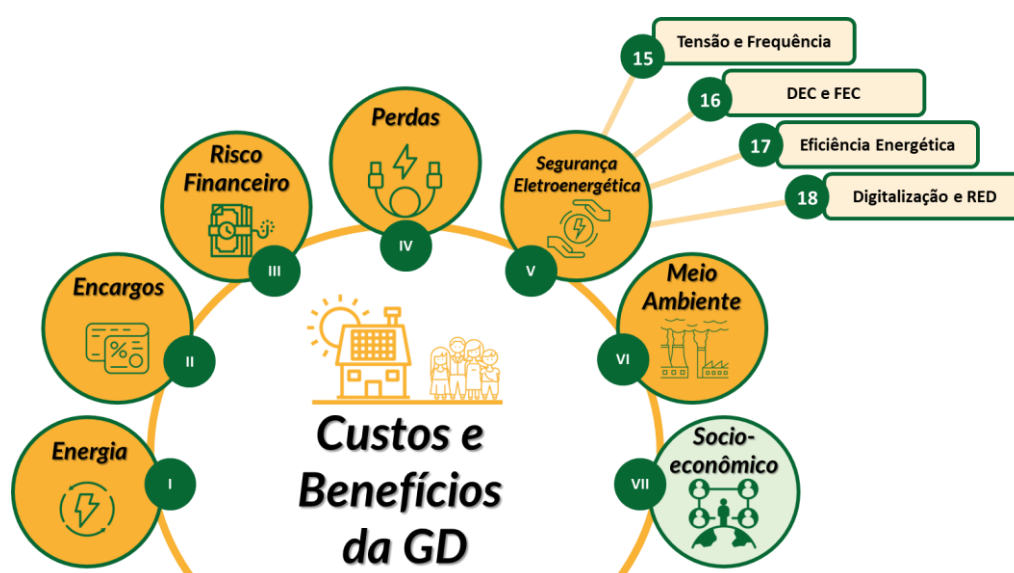


Figura 27 – Impactos na Segurança Energética.

Dimensão VI: Meio Ambiente

Conforme visto nas seções anteriores, a GD reduz ou evita a produção de energia em termoeletricas. Logo, a GD evita ou reduz a queima do combustível, reduzindo – portanto – a emissão de gases de efeito estufa, que provocam o aquecimento do planeta e consequentemente as mudanças climáticas.

O gás carbônico, ou o CO₂, destaca-se entre os gases cuja emissão é evitada. No entanto, outros gases poluentes, como os óxidos de enxofre (SOx) e óxidos de nitrogênio (NOx), também são emitidos pelas termoeletricas, além de material particulado.

O SOx e o NOx provocam as chamadas “chuvas ácidas” que causam enormes prejuízos à agricultura e às edificações em geral, além da contaminação de cursos d’água e mesmo das águas subterrâneas, com impactos severos sobre a vida das pessoas. O material particulado afeta diretamente as populações que vivem nas proximidades das termoeletricas.

Durante a construção e durante a operação das usinas, a GD também apresenta emissões e impactos muito inferiores às fontes de produção de energia baseadas em combustíveis fósseis.

Nesse contexto, metodologias internacionalmente reconhecidas, elaboradas por organizações como o *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*, podem ser utilizadas para avaliar as reduções de emissões promovidas pela GD, permitindo a quantificação dos benefícios ambientais da GD, tal como ilustrado na Figura 28.

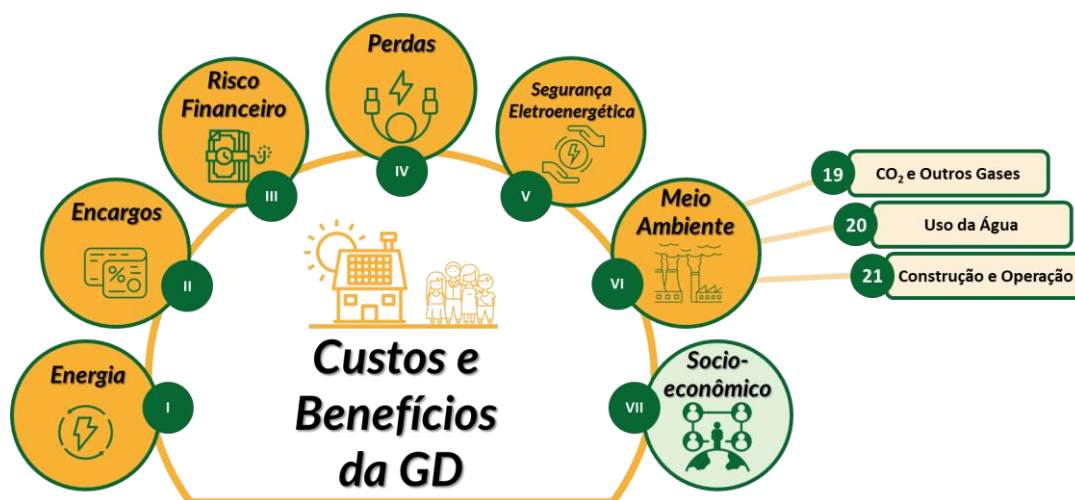


Figura 28 – Impactos no Meio Ambiente.

Dimensão VII: Socioeconômico

Um dos benefícios exclusivos da GD em relação a todas as outras fontes de energia é a promoção de benefícios em praticamente todos os municípios do país. Para ilustrar esta característica, utiliza-se a Figura 29, extraída do próprio site da ANEEL¹.

Essa capacidade de regionalização promove o desenvolvimento local ao levar emprego e renda a milhares de pessoas, além de permitir reduções no custo da energia para milhões de consumidores.

As reduções de custo na conta de energia proporcionadas pela GD beneficiam pequenos comércios com ganhos de produtividade e a possibilidade de previsão de seus custos com energia, algo que não ocorre com as tarifas convencionais.

Da mesma forma, os consumidores residenciais que investem na produção da própria energia por meio da GD também aumentam a disponibilidade de renda, que acaba sendo aplicada localmente, e passam a ter custos previsíveis, o que não ocorria com as contas de luz antes da GD.

Ressalta-se ainda que todo o investimento em GD, que viabilizou uma capacidade instalada hoje superior a 11,8 GW de potência, foi realizado com capital privado, sem envolver bancos públicos com recursos subsidiados.



Figura 29 – Abrangência territorial da GD.

¹Fonte de dados: Power BI GD – ANEEL.

De forma esquemática, os impactos da GD nas questões socioeconômicas em termos de emprego e renda, regionalização, investimento privado e pequenos negócios são apresentados na Figura 29.

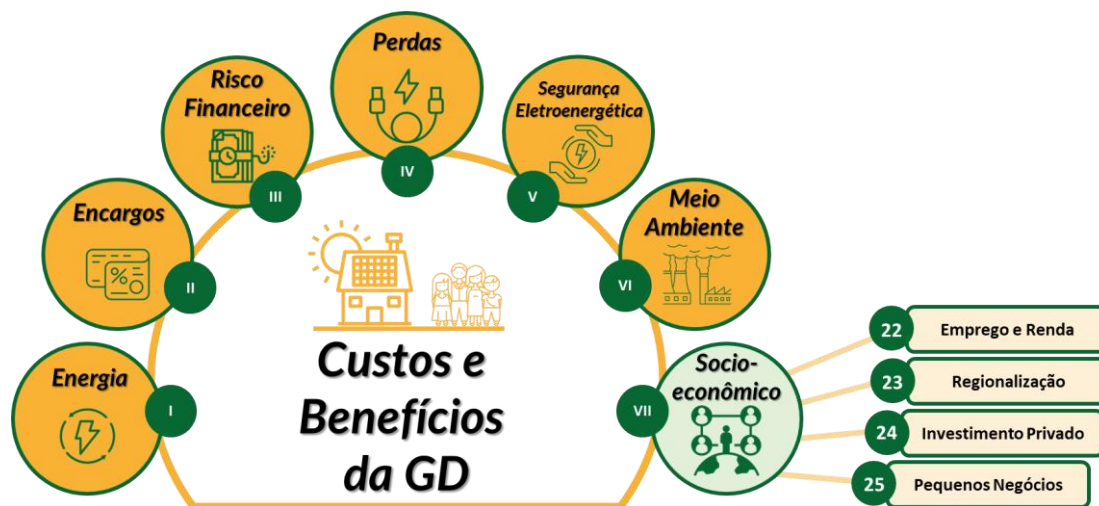


Figura 30 - Impactos Socioeconômicos.

Capítulo 4

Diretrizes para Valoração da Geração Distribuída

A Consulta Pública nº 129/2022 do Ministério de Minas e Energia – MME trouxe 11 diretrizes que abordam os impactos da GD em temas técnicos do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). A estruturação dessas diretrizes teve como base a participação do Ministério de Minas e Energia, da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE, constatadas por meio das Notas Técnicas disponibilizadas no site do MME.

Ressalta-se, porém, que na visão da ABSOLAR, um stakeholder muito importante do SEB deixou de ser ouvido na abertura da Consulta Pública: **os consumidores**.

Todas as ineficiências da cadeia produtiva do SEB que foram se acumulando ao longo dos últimos 20 ou 30 anos, como as exposições a risco de dólar, a risco de combustível, a contratação de energia em contratos longos com indexação à inflação, o repasse do risco hidrológico às tarifas, a explosão dos encargos setoriais por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), a incapacidade de anteciparmos movimentos como a seca severa de 2021, e muitos outros temas relevantes para o acréscimo tarifário exponencial observado atualmente foram coordenados pelos próprios agentes que assinam os documentos de abertura desta Consulta Pública.

Logo, para iniciar o debate com a visão de todos, uma Nota Técnica que caracterizasse a opinião e os anseios dos consumidores seria muito bem-vinda para compor os documentos de abertura desta Consulta Pública.

Para inovar, fazer diferente e iniciar um ciclo virtuoso de ganhos de

produtividade é imprescindível que os consumidores passem a ser ouvidos. Além disso, contribui para que no mínimo os agentes do SEB possam entender suas motivações para exercer a liberdade de gerar a própria energia e, assim, se proteger contra os aumentos sucessivos e elevados da conta de luz, além de buscarem atendimento de qualidade e informações qualificadas com as empresas que viabilizam a expansão da GD.

A partir das Notas Técnicas mencionadas, o MME propõe na abertura desta Consulta Pública, um conjunto de 11 diretrizes para a valoração dos custos e benefícios da GD, abordando os seguintes temas:

- a. Expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica;
- b. Necessidades de ampliações e reforços na transmissão;
- c. Perdas nas redes elétricas de transmissão e distribuição;
- d. Efeitos relativos ao valor locacional da GD;
- e. Efeitos de sazonalidade e variações de produção ao longo dia;
- f. Diferenças de efeitos nas modalidades autoconsumo local e remoto;
- g. Exposição contratual involuntária das distribuidoras;
- h. Encargos Setoriais;
- i. Dupla contagem de custos e benefícios;
- j. Complexidade e objetividade dos critérios e metodologias;
- k. Transparência e publicidade das informações.

Cada uma das diretrizes propostas é analisada na sequência, com a proposta de aprimoramentos pela ABSOLAR. Adicionalmente, a ABSOLAR propõe outras diretrizes com o objetivo de oferecer mais precisão e abrangência técnica às propostas.

Diretriz 1: Expansão dos Sistemas Elétricos

Na abertura desta Consulta Pública, o MME propôs uma diretriz sobre a expansão dos sistemas elétricos. Após suas análises e justificativas apresentadas na sequência, a ABSOLAR identificou a necessidade de substituição do texto original do MME pelo texto proposto abaixo:

Texto original - MME	Texto proposto - ABSOLAR
Considerar os efeitos relativos à necessidade de expansão da distribuição; da transmissão; da geração centralizada nos aspectos de energia e potência; e, dos serviços ancilares de que trata o § 10º do art.1 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.	Considerar os efeitos relativos à redução da necessidade de investimentos, pagamento de remuneração e amortização, e valores de operação e manutenção para os ativos de distribuição, transmissão e geração centralizada nos aspectos de energia e potência, bem como remunerar os serviços ancilares prestados pelos consumidores que investem em seus próprios ativos de geração, armazenamento e outros recursos distribuídos de que trata o § 10º do art.1 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

Cada consumidor que decide investir e passa a produzir sua própria energia reduz a necessidade de construção de usinas centralizadas caras e poluentes, evitando – portanto – investimentos em toda a cadeia do SEB, incluindo novas usinas, novas linhas de transmissão, novas subestações e novos ativos nos sistemas de distribuição. Logo, o uso da GD permite que mais consumidores sejam atendidos pela infraestrutura existente, postergando investimentos e promovendo a Modicidade Tarifária.

É importante mencionar que estudo recente do GIZ mostrou que o sistema elétrico brasileiro pode se expandir 100% com base em usinas renováveis, principalmente porque as usinas hidroelétricas são supermotorizadas por projeto e, portanto, são mais do que capazes de suprir a necessidade de potência e reserva girante do sistema.

Adicionalmente, a regulação deve prever que a GD possa –de forma não compulsória – prestar serviços à rede, incluindo serviços para melhorar os níveis de tensão, as oscilações de frequência, o aumento da confiabilidade da rede e outros benefícios trazidos pela GD.

Dentre esses outros benefícios, a GD deve ser entendida como a “porta de entrada” para os REDs, devendo ser desenvolvidos incentivos e incorporados benefícios adicionais conforme recursos como armazenamento, resposta do consumo, veículos elétricos, dentre outros, na medida em que forem disponibilizados.

Diretriz 2: Melhorias e Reforços na Transmissão

Na abertura desta Consulta Pública, o MME propôs uma diretriz sobre a necessidade de ampliações e reforços na transmissão. Após suas análises e justificativas apresentadas na sequência, a ABSOLAR identificou a necessidade de substituição do texto original do MME pelo texto proposto abaixo:

Texto original - MME	Texto proposto - ABSOLAR
Considerar os efeitos relativos à necessidade de implantação de melhorias, reforços e substituição de equipamentos nas instalações de transmissão.	Considerar os efeitos relativos à necessidade de implantação de melhorias, reforços e substituição de equipamentos nas instalações de transmissão, incluindo os efeitos da MMGD para elevação da margem de escoamento, para melhoria da confiabilidade da transmissão e para redução de sobrecarga em horário comercial.

Cada consumidor que decide investir e passa a produzir sua própria energia, reduz o carregamento dos sistemas de transmissão em horários críticos, sobretudo do fim da manhã e início da tarde, quando se trata de fonte solar, ou praticamente em todos os outros horários quando se trata de fonte associada a biogás, biomassa ou outras usinas distribuídas.

Assim, a GD – na grande maioria dos casos – reduz a sobrecarga das instalações de transmissão, eleva a margem de escoamento e posterga investimentos nas redes. Adicionalmente, a GD acaba por instalar equipamentos adicionais de controle e automação na rede, além de sistemas de proteção mais modernos, melhorando a operação e a segurança energética.

É importante mencionar que os impactos da GD em termos elétricos não são propagados à Rede Básica, uma vez que o PRODIST não permite a emissão de parecer de acesso para a GD que cause sobretensão acima de 5% em situação de carga mínima.

Diretriz 3: Perdas Elétricas

Na abertura desta Consulta Pública, o MME propôs uma diretriz sobre perdas elétricas. Após suas análises e justificativas apresentadas na sequência, a ABSOLAR identificou a necessidade de substituição do texto original do MME pelo texto proposto abaixo:

Texto original - MME	Texto proposto - ABSOLAR
Considerar os efeitos relativos às perdas nas redes elétricas de transmissão e de distribuição.	Considerar os efeitos globais relativos às perdas nas redes elétricas de transmissão, de distribuição e naquelas dedicadas a ativos de geração. Devem ser utilizados estudos de fluxo de potência em toda a rede da distribuidora para garantir a mensuração da redução de perdas em todos os níveis de tensão, bem como informações atualizadas das perdas elétricas horárias dos sistemas de transmissão calculadas pela CCEE.

Cada consumidor que decide investir e passa a produzir sua própria energia, reduz o carregamento das redes elétricas, reduzindo o fluxo de energia que passa pelos equipamentos e, conseqüentemente, as perdas de energia.

Nos estudos da ABSOLAR, nas redes de distribuição, por mais distintos que possam ser as características técnicas dos diferentes alimentadores das distribuidoras,

as reduções das perdas elétricas ocorrem em 80% a 95% dos casos analisados. Deve-se salientar que em casos raros e extremos em que as redes não suportam a GD, investimentos são realizados com participação financeira dos próprios consumidores que investiram na GD, trazendo modernização e melhoria de desempenho a todo o sistema.

Nas redes de transmissão, a GD reduz as perdas elétricas em 100% dos casos.

Deve-se adicionar ainda as redes dedicadas, de uso exclusivo, das usinas de geração de energia elétrica, que também observam reduções de perdas à medida em que a GD se expande e a geração centralizada cara e poluente se reduz.

Assim, metodologicamente, as perdas elétricas são calculadas pela ANEEL e pela CCEE. A ANEEL calcula as perdas na distribuição a partir de algoritmos de fluxo de potência e de dados do BDGD – Base de Dados Geográfica da Distribuidora. A CCEE calcula as perdas na transmissão e na geração com base nas medições de geração bruta, geração líquida e consumo.

Diretriz 4: Valor Locacional

Na abertura desta Consulta Pública, o MME propôs uma diretriz sobre valor locacional. Após suas análises e justificativas apresentadas na sequência, a ABSOLAR identificou a necessidade de substituição do texto original do MME pelo texto proposto abaixo:

Texto original - MME	Texto proposto - ABSOLAR
Considerar os efeitos relativos ao valor locacional no que diz respeito ao ponto de conexão à rede de transmissão ou distribuição.	Considerar os efeitos relativos ao valor locacional no que diz respeito ao ponto de conexão à rede de transmissão ou distribuição, a partir de metodologias aprovadas pela ANEEL e reproduzíveis pelos acessantes, disponibilizando publicamente, em intervalos de tempo não superiores a 15 minutos, nos últimos 5 anos, todos os dados de carregamento dos ativos de distribuição e transmissão.

Cada consumidor que decide investir e passa a produzir sua própria energia, reduz a geração de energia centralizada cara e poluente, reduz as necessidades de investimentos em novas usinas e na expansão da rede elétrica, além de melhorar a qualidade do serviço de distribuição.

Ocorre que todos esses benefícios dependem do ponto de conexão da usina. Na grande maioria das conexões de GD existentes, em 80% a 95% delas, a perda se reduz. Logo, seria interessante haver informação transparente sobre os locais que a GD promove maior redução de perdas para que os consumidores possam dar preferência para a instalação de suas micro e miniusinas nesses pontos.

Da mesma forma das perdas, os benefícios potenciais de qualidade do fornecimento, tensão etc. também devem ser conhecidos por ponto de conexão, de modo a orientar corretamente os consumidores.

Regionalmente, também faz sentido incentivar mais a produção de energia em submercados que importam energia de outros submercados, do que naqueles que são exportadores.

De forma geral, os incentivos locais eficientes serão conseguidos a partir do momento em que o carregamento das subestações e dos sistemas de transmissão e distribuição forem amplamente divulgados, devendo os consumidores serem incentivados a instalar suas usinas nos locais em que ocorram as reduções mais significativas de carregamento.

Diretriz 5: Sazonalidade e Modulação

Na abertura desta Consulta Pública, o MME propôs uma diretriz sobre sazonalidade e modulação. Após suas análises e justificativas apresentadas na sequência, a ABSOLAR identificou a necessidade de substituição do texto original do MME pelo texto proposto abaixo:

Texto original - MME	Texto proposto - ABSOLAR
Considerar os efeitos relativos ao valor decorrente da sazonalidade e da variabilidade de consumo e de injeção de energia elétrica na rede ao longo do dia.	Considerar os efeitos relativos ao valor decorrente da sazonalidade e da variabilidade de consumo e de injeção de energia elétrica na rede ao longo do dia. Para a correta valoração deste efeito, todos os dados de carregamento dos ativos de distribuição e transmissão devem ser disponibilizados publicamente, em intervalos de tempo não superiores a 15 minutos, nos últimos 5 anos. Ademais, deve haver um alto acoplamento entre os preços de mercados da energia e a operação real do sistema.

Novamente, cada consumidor que decide investir e passa a produzir sua própria energia, reduz a geração de energia centralizada cara e poluente, reduz as necessidades de investimentos em novas usinas e na expansão da rede elétrica, além de melhorar a qualidade do serviço de distribuição.

Ocorre que todos esses benefícios dependem do momento em que a energia é gerada. Quanto maior for a coincidência entre a geração distribuída e a carga do sistema, maior será o benefício proporcionado pela GD.

De forma semelhante às questões locais, a distribuição temporal da micro e da minigeração distribuída poderá ser bem aproveitada a partir de informações sobre a rede, conseguidos a partir do momento em que o carregamento das subestações e dos sistemas de transmissão e distribuição forem amplamente divulgados, devendo os consumidores serem incentivados a instalar usinas que produzem energia nos momentos de maior necessidade sistêmica.

Os benefícios da GD para aliviar o sistema elétrico nos momentos de maior sobrecarga são reconhecidos, inclusive, pelo próprio ONS em sua Nota Técnica:

“Dado que as atividades ligadas ao comércio e à indústria tendem a consumir mais energia durante o horário comercial, adicionado ao fato de que em meses de verão o consumo de ar-condicionado se intensifica, deslocando a carga máxima para o período da tarde em dias úteis, a MMGD proveniente de energia fotovoltaica vem contribuindo para a redução da ponta diurna nos últimos anos.”

Diretriz 6: Diferenças entre Local e Remoto

Na abertura desta Consulta Pública, o MME propôs uma diretriz sobre diferenciação entre GD Local e Remota. Após suas análises e justificativas apresentadas na sequência, a ABSOLAR identificou a necessidade de substituição do texto original do MME pelo texto proposto abaixo:

Texto original - MME	Texto proposto - ABSOLAR
Contemplar as diferenças de efeitos entre as modalidades de autoconsumo local e remoto.	Considerar os efeitos agregados globais da MMGD para todas as suas modalidades, sem distinção entre elas, aplicando uma ótica sistêmica ao cálculo dos benefícios, seguindo o disposto no § 3º do art.17 da Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022.

Novamente, cada consumidor que decide investir e passa a produzir sua própria energia, reduz a geração de energia centralizada cara e poluente, reduz as necessidades de investimentos em novas usinas e na expansão da rede elétrica, além de melhorar a qualidade do serviço de distribuição.

A redução de geração centralizada e a redução de perdas ocorre independentemente da geração ser realizada exatamente no próprio ponto de consumo, ou se a energia é injetada na rede de distribuição e consumida nos consumidores vizinhos. O efeito vizinhança é tão importante quanto o efeito de simultaneidade!

Socialmente, a geração remota permite o acesso à geração distribuída de pessoas que moram em edifícios, ou em centros urbanos em que não há acesso a terrenos ou telhados, ou ainda das pessoas que moram em imóveis alugados e desejam ter flexibilidade para mudar de endereço sem ter que realizar obras para desinstalar e instalar os seus ativos de geração de energia.

Assim, a geração remota permite isonomia no acesso à GD e deve ser equiparada totalmente à geração local. Aliás, por normalmente possuir uma capacidade instalada maior que a geração local, a geração remota ainda traz ganhos de escala e de produtividade.

Diretriz 7: Sobrecontratação

Na abertura desta Consulta Pública, o MME propôs uma diretriz sobre sobrecontratação. Após suas análises e justificativas apresentadas na sequência, a ABSOLAR identificou a necessidade de substituição do texto original do MME pelo texto proposto abaixo:

Texto original - MME	Texto proposto - ABSOLAR
Considerar os efeitos de exposição contratual involuntária decorrente de eventual sobrecontratação de energia elétrica das concessionárias e permissionárias de distribuição em decorrência da opção de seus consumidores pelo regime de MMGD.	Considerar, de forma isonômica às regras atualmente aplicadas a eficiência, migração etc. , os efeitos de exposição contratual involuntária decorrentes de eventual sobrecontratação de energia elétrica das concessionárias e permissionárias de distribuição, em decorrência da opção de seus consumidores pelo regime de MMGD, devendo a classificação como involuntária ser precedida de comprovação do máximo esforço pela concessionária e de ampla revisão dos volumes contratados de usinas que não performam de acordo com seus contratos.

Cada consumidor que decide investir e passa a produzir sua própria energia, reduz a geração de energia centralizada cara e poluente, e reduz a energia adquirida da

distribuidora local. Como a distribuidora adquire energia em contratos longos, de 15 a 30 anos de duração, ela passa a apresentar uma sobra de energia, vendida ao preço de mercado de curto prazo. Se o preço de mercado está alto, a distribuidora apresenta um ganho com a GD; se baixo, uma perda.

Ocorre que os consumidores que geram sua própria energia por meio da GD não são os únicos que podem contribuir com a sobrecontratação de energia das distribuidoras. De forma abrangente, quando um consumidor deixa de comprar a energia da distribuidora porque se tornou um autoprodutor, migrou para o mercado livre, investiu em eficiência energética ou em GD, a distribuidora passa a apresentar uma sobra de energia.

Como já vem sendo determinado pela ANEEL em suas regulações sobre o tema, todas as formas de sobrecontratação devem ter o mesmo tratamento, em prol de um processo robusto e tecnicamente consistente.

Aliás, desde 2016, quando a participação da GD ainda era muito pequena, a sobrecontratação já era um problema enfrentado pelas distribuidoras, promovendo grandes debates entre as concessionárias, a ANEEL e o próprio MME.

Importante ressaltar ainda que o tema da sobrecontratação também está sendo tratado no Projeto de Lei nº 414/2021, que aborda a modernização do SEB.

A ABSOLAR ressalta ainda que há medidas que podem ser tomadas imediatamente para reduzir a sobrecontratação das distribuidoras, reduzindo-se a quantidade e o volume contratado de energia que são, na realidade, contratos “de papel”, sem a correspondente entrega de energia. Dentre esses contratos, destacam-se:

- i. A energia adquirida das usinas hidroelétricas em regime de cotas. A energia adquirida nesses contratos corresponde a um volume equivalente a 90% da garantia física das usinas. Na prática, as distribuidoras recebem de 75% a 85% da energia contratada, ou seja, um valor inferior ao contrato, mas o valor cheio do contrato é utilizado no cálculo da sobrecontratação.

- ii. A energia adquirida da usina de Itaipu apresenta o mesmo problema das usinas hidroelétricas em regime de cotas. A energia adquirida de Itaipu corresponde a um volume equivalente a 95% da garantia física da usina, mas na prática a entrega é de 75% a 85% da energia contratada. No entanto, o valor cheio do contrato também é contabilizado como sobrecontratação.
- iii. A energia adquirida de usinas termoeletricas possui em contrato uma cláusula de desempenho em termos de disponibilidade. De forma resumida, a usina tem que apresentar disponibilidade no mínimo igual à declarada no Leilão de Energia em que se sagrou vencedora. Ocorre que várias usinas não apresentam esta performance e os contratos nunca tiveram seus volumes ajustados ao desempenho real. Mais uma vez, o contrato que não apresenta performance é utilizado de forma cheia no cálculo da sobrecontratação.
- iv. Para o PROINFA, situação muito semelhante é observada. Há usinas que não realizam a entrega da energia contratada, mas o volume do contrato não se altera e é utilizado na caracterização da sobrecontratação.

O que se verifica é que há outros inúmeros exemplos de energia que são utilizados no cálculo da sobrecontratação, mas na prática a energia nunca foi efetivamente entregue à distribuidora. Tanto isso é verdade que, de forma geral, as distribuidoras compram energia na CCEE, no Mercado de Curto Prazo, mesmo estando sobrecontratadas. É sobrecontratação “de papel”, não de energia!

Assim, a ABSOLAR defende que antes que qualquer valor de sobrecontratação seja atribuído aos consumidores, sejam eles cativos, livres, autoprodutores ou de GD, os contratos sejam adequados para refletir os volumes de energia efetivamente entregues.

Adicionalmente, antes que qualquer valor de sobrecontratação seja atribuído aos consumidores, deve permanecer o princípio já utilizado pela ANEEL de que as distribuidoras devem comprovar o máximo esforço para reduzirem o nível de sobrecontratação.

Diretriz 8: Encargos Setoriais

Na abertura desta Consulta Pública, o MME propôs uma diretriz sobre encargos setoriais. Após suas análises e justificativas apresentadas na sequência, a ABSOLAR identificou a necessidade de substituição do texto original do MME pelo texto proposto abaixo:

Texto original - MME	Texto proposto - ABSOLAR
Considerar os efeitos nos Encargos Setoriais e nas tarifas atribuídas aos demais consumidores.	Os consumidores que produzem a própria energia por meio da MMGD devem ser equiparados, para fins de pagamento de encargos, aos autoprodutores, conforme estabelecido no art.28 da Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022.

Juridicamente, cada consumidor que decide investir e passa a produzir sua própria energia, caracteriza-se como um autoprodutor. Ocorre que existe Lei específica definindo incentivo aos autoprodutores, determinando que eles não paguem os encargos setoriais. Logo, a Diretriz proposta, se entendida como o estabelecimento da obrigatoriedade dos consumidores com GD pagarem encargos, se revelaria ilegal.

Neste sentido, no que se refere a encargos, a GD deve ser equiparada à autoprodução, tal como – de fato – o é.

Avaliando de forma mais abrangente, há atualmente quatro encargos setoriais muito relevantes: a CDE Baixa Renda, a CDE Descontos, a CDE CCC e o ESS.

A CDE Baixa Renda caracteriza um desconto dado às famílias de baixa renda, inscritas nos programas sociais do governo federal. Trata-se, portanto, de uma Política Pública e, como tal, deveria ser custeada pela União e não pelos consumidores de energia de forma geral, muito menos pelos consumidores que geram sua própria energia.

A CDE Descontos refere-se a incentivos dados a usinas centralizadas renováveis e aos consumidores que adquirem energia dessas usinas. Um consumidor que investe e constrói sua própria usina não deveria, por uma questão de consistência técnica, pagar uma taxa para dar competitividade e incentivar a construção de outras usinas. Ele já resolveu construir sua própria usina!

A CDE CCC refere-se ao custo de combustíveis fósseis para custear usinas dos sistemas isolados. Um consumidor que investe e constrói uma usina renovável para atender ao seu próprio consumo não deveria, também por questões de consistência técnica, subsidiar usinas emissoras de gases de efeito estufa.

Finalmente, o ESS refere-se majoritariamente ao despacho de usinas termelétricas para atender a critérios de segurança superiores aos determinados pelos modelos computacionais do SEB. Um consumidor que investe e constrói sua própria usina contribui para a segurança energética ao reduzir o consumo global do sistema elétrico. Também por questões de consistência técnica, não parece apropriado este consumidor pagar duplamente pela segurança energética.

Diretriz 9: Dupla Contagem

Na abertura desta Consulta Pública, o MME propôs uma diretriz sobre dupla contagem. Após suas análises e justificativas apresentadas na sequência, a ABSOLAR não identificou a necessidade de substituição do texto original do MME:

Texto original – MME	Texto proposto - ABSOLAR
Garantir que não haja duplicidade na incorporação e valoração dos custos e dos benefícios.	Garantir que não haja duplicidade na incorporação e valoração dos custos e dos benefícios.

A ABSOLAR compartilha do entendimento do MME, devendo-se ficar claro que a valoração dos custos e benefícios deve ser matemática.

Adicionalmente, a instalação de reforços em redes ou instalação de equipamentos de controle e automação, e proteção, que são realizados pelos consumidores que decidem gerar sua própria energia, investindo em GD, não devem ser considerados custos, uma vez que são investimentos realizados pelas pessoas ou empresas para viabilizar a autoprodução de energia.

Importante enfatizar ainda que redução do carregamento dos ativos de distribuição devido à GD acaba por estender a vida útil dos equipamentos da distribuidora, devendo caracterizar um benefício.

Finalmente, a valoração dos custos e benefícios precisa incluir os aspectos de risco, tais como os já observados em relação aos custos dos combustíveis e ao câmbio.

Diretriz 10: Reprodutibilidade e Objetividade

Na abertura desta Consulta Pública, o MME propôs uma diretriz sobre reprodutibilidade e objetividade. Após suas análises e justificativas apresentadas na sequência, a ABSOLAR identificou a necessidade de substituição do texto original do MME pelo texto proposto abaixo:

Texto original - MME	Texto proposto - ABSOLAR
Primar pela eficiência, baixa complexidade, economicidade, reprodutibilidade e objetividade dos critérios e metodologias.	Primar pela reprodutibilidade e objetividade dos critérios e metodologias, buscando caracterizar todos os efeitos relevantes da MMGD, evitando-se simplificações que os descaracterizem, preservando o atendimento à determinação do § 3º do art.17 da Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022.

A ABSOLAR compartilha parcialmente deste entendimento, devendo-se primar primeiro pela valoração dos custos e benefícios que são relevantes para a GD, para

depois – na medida do possível – serem discutidas metodologias simples, reproduzíveis a baixo custo, e com objetividade de critérios.

Neste sentido, um benefício relevante que tenha seu cálculo “relativamente complexo” deve ser calculado, não podendo-se subverter a determinação legal por um argumento tecnicamente subjetivo e impreciso, como este de classificar algum tema como “complexo”.

Por exemplo, as perdas técnicas na rede de distribuição são impactadas de forma relevante, ainda que tenham que ser utilizadas ferramentas computacionais relativamente complexas, como o OpenDSS. A ANEEL já utiliza esta ferramenta nos cálculos tarifários há anos e agora, no momento de calcular os benefícios da GD na redução das perdas técnicas, a complexidade do OpenDSS não pode e não deve caracterizar um fator impeditivo para a valoração.

De forma muito semelhante, o crescimento da GD reduz o despacho das usinas termelétricas. A valoração desta redução de custos requer a execução de programas computacionais relativamente complexos, como o NEWAVE. Ocorre que apesar de complexo, o NEWAVE é utilizado recorrentemente pelos agentes e a valoração da GD seria uma aplicação natural do modelo.

Um efeito importante da GD para os consumidores refere-se à maior estabilidade no valor das contas de energia, incluindo o menor acionamento das Bandeiras Tarifárias. Embora tenha mensuração complexa, benefício relevante deve ser incluído na valoração da GD devido à sua importância para os consumidores.

Diretriz 11: Transparência, Publicidade e Divulgação

Na abertura desta Consulta Pública, o MME propôs uma diretriz sobre transparência, publicidade e divulgação. Após suas análises e justificativas apresentadas na sequência, a ABSOLAR identificou a necessidade de substituição do texto original do MME pelo texto proposto abaixo:

exto original - MME	Texto proposto - ABSOLAR
Garantir transparência, publicidade e divulgação dos custos e dos benefícios sistêmicos da MMGD, incluindo informações relativas aos efeitos nos Encargos Setoriais e às tarifas atribuídas aos demais consumidores.	Garantir transparência, publicidade e divulgação para o processo, para a metodologia, para os dados e para todos os cálculos propostos para avaliar os custos e os benefícios sistêmicos da MMGD.

A ABSOLAR compartilha parcialmente deste entendimento, devendo-se primar primeiro pela transparência, publicidade e divulgação do processo, da metodologia e dos dados utilizados na valoração dos custos e benefícios da GD.

O foco nos custos e nos benefícios, que são o resultado do processo, deve ser realizado posteriormente, sob pena de colocar luz em conclusões parciais ou baseadas em fatos e dados inconsistentes ou equivocados, ou mesmo em metodologias que não reflitam o Estado da Arte em termos de algoritmos e desenvolvimentos computacionais.

Adicionalmente, o foco em custos e benefícios deve abranger toda a tarifa, dando-se transparência a todos os Encargos Setoriais.

É importante observar que reduções de receita das distribuidoras pela adoção da GD pelos consumidores não pode caracterizar uma perda, pois esses consumidores realmente passaram a gerar a sua própria energia, reduziram o uso da rede e promoveram inúmeros benefícios sistêmicos. Custos e benefícios devem ser avaliados com uma perspectiva global.

Diretriz 12: Transparência nos Encargos Setoriais

Na abertura desta Consulta Pública, o MME propôs uma diretriz sobre transparência nos encargos setoriais. Após suas análises e justificativas apresentadas na sequência, a ABSOLAR identificou a necessidade de substituição do texto original do MME pelo texto proposto abaixo:

Texto original - MME	Texto proposto - ABSOLAR
Garantir transparência, publicidade e divulgação dos custos e dos benefícios sistêmicos da MMGD, incluindo informações relativas aos efeitos nos Encargos Setoriais e às tarifas atribuídas aos demais consumidores.	Garantir transparência, publicidade e divulgação de todos os Encargos Setoriais presentes nas tarifas de todos os consumidores, bem como dar ampla divulgação de todos os beneficiários de subsídios, tal como preconizado no Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017.

A ABSOLAR é totalmente favorável à transparência de todos os itens que compõem a tarifa, bem como a publicação de todos os beneficiários dos subsídios cobrados na forma de encargos.

Esta preocupação da ABSOLAR já foi legitimada no Decreto 9.022, de 31 de março de 2017, que determinou à ANEEL a publicação de todos os beneficiários da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), porém – aparentemente – o Decreto não vem sendo cumprido em sua integridade.

Diretriz 13: Risco de Variação de Preços dos Combustíveis

Na abertura desta Consulta Pública, o MME não propôs uma diretriz sobre o risco de variação de preços dos combustíveis. Após suas análises e justificativas apresentadas na sequência, a ABSOLAR identificou a necessidade de incluir o texto proposto abaixo:

Texto original - MME	Texto proposto - ABSOLAR
	Considerar os efeitos da MMGD na redução da exposição dos consumidores às variações de preço dos combustíveis fósseis.

Na abertura desta Consulta Pública, o MME não propôs nenhuma diretriz associada às variações de preço dos combustíveis, apesar do tema ter se mostrado cada vez mais relevante nos últimos meses. A EPE publicou recentemente Nota Técnica sobre o assunto (veja a Figura 31), reforçando este risco da seguinte forma:

“Estes resultados apontam para o fato de que, além do preço médio futuro dos combustíveis ser um critério importante para a seleção das usinas nos leilões de energia, a volatilidade dos preços também deve ser levada em consideração, pois insere riscos financeiros elevados aos consumidores (...)”



Figura 31 – Nota Técnica da EPE demonstrando preocupação com as variações de preço.

A GD, ao reduzir o consumo global de energia e reduzir a utilização das termoeletricas, acaba por reduzir o risco percebido pelos consumidores. Logo, trata-se de um benefício relevante.

Para entender esta lógica, remete-se à Portaria MME nº 42, de 2007, em que as variações de custo das termoeletricas contratadas nos Leilões passaram a ser assumidas integralmente pelos consumidores, tanto no que se refere ao valor dos combustíveis nos mercados internacionais, quanto ao que se refere às variações cambiais.

Assim, cada contrato assinado com uma termoeletrica passou a ter o custo de geração de energia reajustado mensalmente. A EPE mostras essas variações conforme pode ser observado na Figura 32, extraída da Nota Técnica.

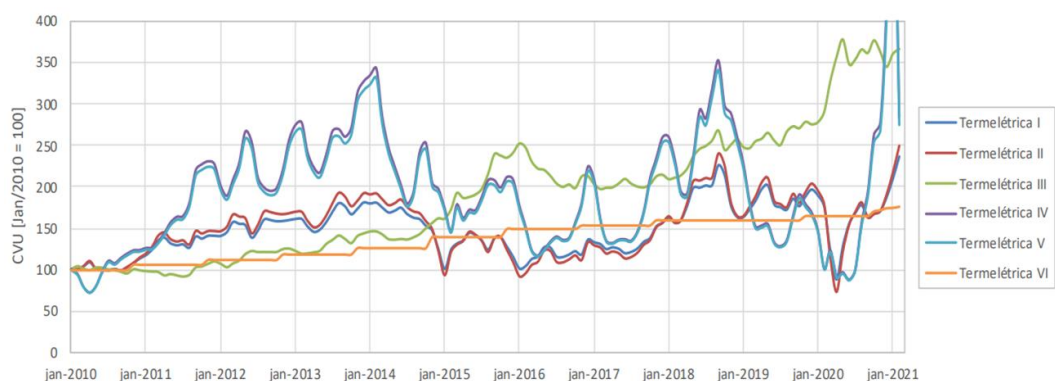


Figura 32 – Variação do Custo de Produção de algumas termoeletricas, segundo a EPE.

Diretriz 14: Segurança Eletroenergética

Na abertura desta Consulta Pública, o MME não propôs uma diretriz sobre segurança eletroenergética. Após suas análises e justificativas apresentadas na sequência, a ABSOLAR identificou a necessidade de incluir o texto proposto abaixo:

Texto original - MME	Texto proposto - ABSOLAR
	Considerar os efeitos da MMGD na elevação da segurança eletroenergética ao reduzir o consumo global de energia e permitir a operação dos reservatórios em níveis mais elevados.

Na abertura desta Consulta Pública, o MME não propôs nenhuma diretriz associada à Segurança Eletroenergética promovida pela GD. Durante a própria crise hídrica de 2021, a GD prestou papel importante com a produção de 1.368 MWm, que reduziu a necessidade de acionamento das termoeletricas supercaras ou, ainda, permitiu que as hidroeletricas mantivessem os níveis adequados nos seus reservatórios.

Assim, é importante que o benefício da geração distribuída, de reduzir o consumo global de energia e assim permitir que os reservatórios trabalhem em níveis mais elevados, seja corretamente valorado. Trata-se de um incremento importante de Segurança Eletroenergética.

Esta questão da Segurança Energética tem sido tema recorrente das discussões setoriais, com ajustes nos parâmetros de aversão a risco dos modelos setoriais e também sobre a conveniência e razoabilidade do despacho de termoeletricas fora da ordem de mérito.

Quanto maior a expansão da GD, maior a sua contribuição para preservar os níveis dos reservatórios e maior a Segurança Eletroenergética.

Diretriz 15: Encargos Setoriais

Na abertura desta Consulta Pública, o MME não propôs uma diretriz sobre os encargos setoriais. Após suas análises e justificativas apresentadas na sequência, a ABSOLAR identificou a necessidade de incluir o texto proposto abaixo:

Texto original - MME	Texto proposto - ABSOLAR
	Considerar os efeitos da MMGD na redução dos encargos de serviços do sistema, na redução do risco hidrológico repassado aos consumidores, e na redução do acionamento das bandeiras tarifárias.

Na abertura desta Consulta Pública não foi proposta nenhuma diretriz associada aos encargos setoriais, apesar de serem os itens de custo responsáveis pela maior proporção do aumento tarifário dos últimos anos.

Conforme explicado no capítulo anterior, a GD reduz o consumo global de energia e reduz o despacho das usinas termoeletricas mais caras, reduzindo os encargos

que dependem diretamente do valor do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

Adicionalmente, com menos encargos os consumidores deixam de ter que antecipar pagamentos às distribuidoras por meio das Bandeiras Tarifárias, com impactos sociais importantes na renda das famílias.

Diretriz 16: Benefícios Ambientais

Na abertura desta Consulta Pública, o MME não propôs uma diretriz sobre os benefícios ambientais. Após suas análises e justificativas apresentadas na sequência, a ABSOLAR identificou a necessidade de incluir o texto proposto abaixo:

Texto original - MME	Texto proposto - ABSOLAR
	Considerar os benefícios ambientais da MMGD, incluindo os benefícios diretos e indiretos, diretamente medidos ou, quando necessário, estimados por meio das melhores práticas internacionais e nacionais.

Na abertura desta Consulta Pública, não foi proposta nenhuma diretriz associada aos benefícios ambientais, apesar da Lei nº 14.300/2022 ser explícita ao indicar que deveria ser realizada a valoração de todos os benefícios da GD.

Conforme explicado no capítulo anterior, a GD reduz o consumo global de energia e reduz a utilização das usinas termoeletricas, reduzindo as emissões de gases que promovem o aquecimento global e as mudanças climáticas.

Adicionalmente, a GD também reduz a emissão de gases poluentes e causadores de chuvas ácidas, como o SOx e o NOx.

Esta diretriz deve ser considerada enquanto o mecanismo de valoração dos atributos ambientais não estiver regulamentado.

Diretriz 17: Desempenho da Rede de Distribuição

Na abertura desta Consulta Pública, o MME não propôs uma diretriz sobre desempenho da rede de distribuição. Após suas análises e justificativas apresentadas na sequência, a ABSOLAR identificou a necessidade de incluir o texto proposto abaixo:

Texto original - MME	Texto proposto - ABSOLAR
	Considerar os efeitos da MMGD no desempenho da rede de distribuição, incluindo os níveis de tensão de sub e de sobretensão, confiabilidade, e na prestação de serviços ancilares.

Na abertura desta Consulta Pública, não foi proposta nenhuma diretriz associada à melhoria do desempenho da rede de distribuição.

As simulações realizadas com toda a rede de distribuição indicam melhorias sensíveis nos níveis de subtenção, além de redução do número de interrupções de fornecimento devido a falhas na rede. Testes realizados pelas próprias distribuidoras mostram que a utilização de mais recursos distribuídos de forma conjunta com a GD, tais como sistemas de armazenamento, veículos elétricos e sistemas de gestão ativa do consumo, melhoram o desempenho da rede.

Assim, é importante incentivar a GD como porta de entrada para os REDs, ainda mais neste momento em que as inovações nos inversores permitem a prestação de serviços ancilares às concessionárias, até mesmo em termos de controle de frequência.

Diretriz 18: Custos Pagos pelos Acessantes

Na abertura desta Consulta Pública, o MME não propôs uma diretriz sobre os custos pagos pelos acessantes. Após suas análises e justificativas apresentadas na sequência, a ABSOLAR identificou a necessidade de incluir o texto proposto abaixo:

Texto original - MME	Texto proposto - ABSOLAR
	Considerar a regulamentação atual e não incluir como custo da GD os reforços de rede, sistemas de proteção e automação que já são custeados pelos consumidores que investem em GD.

Na abertura desta Consulta Pública, não foi proposta nenhuma diretriz associada à consideração dos custos já pagos pelos acessantes, tal como preconizado na Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 2021.

Essa regulação prevê, por exemplo, que quando há necessidade de obras (recondutoramento de redes, expansão de subestações, adequações nos sistemas de automação e proteção etc.), o próprio investidor em GD assume total ou parcialmente os custos, a partir da execução das obras ou de uma participação financeira.

Diretriz 19: Recursos Distribuídos

Na abertura desta Consulta Pública, o MME não propôs uma diretriz sobre os recursos distribuídos. Após suas análises e justificativas apresentadas na sequência, a ABSOLAR identificou a necessidade de incluir o texto proposto abaixo:

Texto original - MME	Texto proposto - ABSOLAR
	Considerar sempre os recursos distribuídos na avaliação do mínimo custo global de qualquer investimento a ser realizado nas redes. Os recursos distribuídos a serem considerados devem incluir o incentivo à instalação de baterias nos consumidores, programas de resposta à demanda personalizados por alimentador ou subestação, controladores de carga e a busca pelas tecnologias mais recentes na gestão de consumo e maximização do fator de capacidade da rede.

Na abertura desta Consulta Pública, não foi proposta nenhuma diretriz associada à incorporação estrutural dos recursos distribuídos na operação e na expansão dos sistemas elétricos.

A GD deve ser encarada como a “porta de entrada” dos recursos distribuídos para reduzir a necessidade de investimentos na rede, reduzir o custo da energia e, conforme já visto, eliminar diversos sobrecustos tais como encargos, necessidades de expansão em novas usinas e em redes etc.

Iniciando com a GD, os consumidores passam – se houver sinalização econômica consistente – a investir também em sistemas de armazenamento, em sistemas de controle de consumo de equipamentos, despacho de veículos etc.

É possível viabilizar curvas de carga cada vez mais uniformes, ou mesmo invertendo a lógica atual, alocando-se mais consumo durante a madrugada, quando o sistema elétrico se encontra ocioso.

Diretriz 20: Fatos e Dados

Na abertura desta Consulta Pública, o MME não propôs uma diretriz sobre os dados da rede elétrica. Após suas análises e justificativas apresentadas na sequência, a ABSOLAR identificou a necessidade de incluir o texto proposto abaixo:

Texto original - MME	Texto proposto - ABSOLAR
	Disponibilizar publicamente de forma recorrente os dados de carregamento dos ativos de rede, incluindo linhas de transmissão, linhas de distribuição, transformadores, bancos de reatores, bancos de capacitores e demais ativos que podem impactar os benefícios e custos de quaisquer acessantes, em intervalos não superiores a 15 minutos. Adicionalmente, os processos de acesso devem ser públicos, com informações de datas e recorrência de idas e vindas processuais.

Na abertura desta Consulta Pública, não foi proposta nenhuma diretriz associada à disponibilização dos dados do SEB, de modo que os custos e os benefícios da GD possam ser validados com fatos e dados, de forma concreta, reduzindo o espaço para manifestações enviesadas ou até mal-intencionadas.

Para tanto, todos os dados de solicitação de acesso devem se tornar públicos, com indicação de datas, idas e vindas processuais, requisições formalizadas, esclarecimentos etc. O objetivo deve ser o aprendizado coletivo, a busca de melhores práticas e, em último caso, o *enforcement* regulatório de qualquer parte que não estiver cumprindo com a regulação existente.

Ademais, os dados de carregamento dos ativos que compõem a rede devem ser públicos, permitindo assim que os consumidores possam optar pela conexão a circuitos em que os benefícios da GD possam ser maximizados, ou mesmo a circuitos em que eventuais custos possam ser evitados.

Capítulo 5

Conclusões

Definir as diretrizes para a valoração dos custos e dos benefícios da microgeração e da minigeração distribuída é uma tarefa relevante e deve ser realizada de forma muito técnica, sem viés, com o objetivo de estabelecer um processo amplo e tecnicamente consistente de reconhecimento e valoração dos investimentos realizados pelos consumidores que desejam produzir a própria energia elétrica.

A ABSOLAR realizou amplo trabalho de pesquisa para identificar como a Geração Distribuída (GD) está sendo valorada no mundo, em busca de melhores práticas e metodologias consistentes.

Alguns dos benefícios da GD se apresentam de forma evidente, tais como a redução no custo da energia e a redução nas perdas elétricas, enquanto outros precisam de análises mais profundas e detalhadas, tais como os riscos associados às variações de preço dos combustíveis, ou mesmo os impactos da GD sobre os Encargos Setoriais.

Neste documento a ABSOLAR abordou conceitualmente cada um dos principais benefícios e custos da GD, trazendo informações técnicas e argumentos baseados nas melhoras práticas de engenharia, economia e finanças.

Adicionalmente, a ABSOLAR entende que uma diretriz, pelo seu caráter geral, pode ensejar múltiplas interpretações e disputas subsequentes. Para dar publicidade ao seu entendimento, a ABSOLAR comentou cada uma das diretrizes propostas pelo MME nesta Consulta Pública e propôs redações mais aderentes aos seus entendimentos.

Não se limitando à interpretação das diretrizes propostas, a ABSOLAR adicionou nove novas diretrizes à lista do MME, evidenciando a necessidade do tratamento a

temas relevantes para a indústria da GD.

Todas as propostas realizadas possuem como objetivo trazer reconhecimento e valoração tecnicamente consistente aos investimentos dos consumidores que decidem investir e gerar sua própria energia, com impactos sistêmicos que acabam se traduzindo em benefícios relevantes mesmo para aqueles consumidores que ainda não produzem sua própria energia.

Neste sentido, a ABSOLAR acredita estar contribuindo com o desenvolvimento do SEB ao destacar os ganhos reais de produtividade e eficiência trazidos pela Geração Distribuída, caracterizada como um instrumento que ajuda muitas pessoas a melhorarem de vida de forma sustentável.

Referências Bibliográficas

1. Sioshansi, F.P., *Innovation and disruption at the grid's edge : how distributed energy resources are disrupting the utility business model*. 2017, London: Academic Press, an imprint of Elsevier. xxxiii, 426 pages.
2. Sioshansi, F.P., *Smart grid : integrating renewable, distributed & efficient energy*. 2012, Waltham, Mass.: Academic Press.
3. HANSEN, L.L., Virginia; GLICK, Devi, *A Review of solar PV Benefit & Cost Studies*. 2013, RMI - Rocky Mountain Institute: www.rmi.org. p. 63.
4. Jones, D. *Global Electricity Review 2022*. 2022 2022; Available from: <https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2022/>.
5. Solstice. *What is the difference between net metering and feed-in tariffs?* 2022; 1]. Available from: <https://blog.solstice.us/solstice-blog/difference-net-metering-feed-in-tariffs/>.
6. Service, C.R., *Net Metering: In Brief*. 2015. p. 1--15.
7. Linvill, C. and D. Brutkoski, *Designing Distributed Generation in Mexico*. 2017. p. 1--100.
8. S, H. and N. Kaufman, *Assessing the Value of Distributed Solar*. New Haven, CT: Yale Center for Business and the Environment. 2017. p. 1--36.
9. Commission, E.S., *Minimum electricity feed-in tariff to apply from 1 July 2021*. 2021. p. 1--88.

10. Starkey, S. and J. Ablaza, *SRES and Small-scale PV Projections*. 2019. p. 1--42.
11. Graham, P.W., et al., *Review of cost-benefit analysis frameworks and results for DER integration*. 2019.
12. Government., A. *WA leading the way in Australia's solar success story*. 2021; 1]. Available from: <https://thewest.com.au/business/renewable-energy/wa-leading-the-way-in-australias-solar-success-story-c-4710998>.
13. Energy, G. *Solar PV to dominate renewable power growth in Australia in next decade*. 2022; 1]. Available from: <https://www.power-technology.com/comment/solar-pv-growth-australia/>.
14. Peacock, B. *Victoria's Solar Homes program extends with six VPPs offering 'guaranteed benefits' and extra protections*. 2022; 1]. Available from: <https://www.pv-magazine-australia.com/2022/02/16/victorias-solar-homes-program-extends-with-six-vpps-offering-guaranteed-benefits-and-extra-protections/>.
15. Regulator, C.E. *Postcode data for small-scale installations*. 2022; 1]. Available from: <http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/Forms-and-resources/Postcode-data-for-small-scale-installations#Installation-numbers-for-smallscale-systems-by-stateterritory>.
16. Matters, E. *Solar feed in tariffs endings - Who, What, Where and whe?* 2022; 1]. Available from: <https://www.energymatters.com.au/rebates-incentives/solar-tariff-closures/>.
17. SaveonEnergy. *Solar power in California*. 2022; 1]. Available from: <https://www.saveonenergy.com/solar-energy/california/>.
18. Seia. *California Solar*. 2022; 1]. Available from: <https://www.seia.org/state-solar-policy/california-solar>.
19. Energysage. *California solar panels: local pricing and installation data*. 2022; 1]. Available from: <https://www.energysage.com/solar-panels/ca/>.

20. Division, C.P.U.C.E., *Net metering 2.0 lookback study*. 2020. p. 1--318.
21. Center, S.L. *Understanding the NEM 3.0 Proposal and Impacts for California Homeowners*. 2022; 1]. Available from: <https://www.solar.com/learn/nem-3-0-proposal-and-impacts-for-california-homeowners/>.
22. AuroraSolar. *Net metering 3.0*. 2022; 1]. Available from: <https://www.aurorasolar.com/>.
23. Economics, E.E. *CPUC Approves 2021 Avoided Costs for Valuing Distributed Energy Resources*. 2022; 1]. Available from: [https://www.ethree.com/cpuc-approves-2021-avoided-costs-for-valuing-distributed-energy-resources/#:\\$\sim\\$:\text=The 2021 Avoided Costs reduce,California's economy wide decarbonization strategy.](https://www.ethree.com/cpuc-approves-2021-avoided-costs-for-valuing-distributed-energy-resources/#:$\sim$:\text=The 2021 Avoided Costs reduce,California's economy wide decarbonization strategy.)
24. Commission, P.U. *Modernizing California's Net Energy Metering Program to Meet Our Clean Energy Goals*. 2022; 1]. Available from: <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/demand-side-management/net-energy-metering/nem-revisit/net-billing-tariff-fact-sheet>.
25. Power, F. *Solar Costs Savings*. 2022; 1]. Available from: <https://www.floridapowerservices.com/solar-cost-savings/>.
26. EnergySage. *Florida solar panels*. 2022; 1]. Available from: <https://www.energysage.com/solar-panels/fl/>.
27. Seia. *Florida Solar*. 2021; 1]. Available from: <https://www.seia.org/state-solar-policy/florida-solar>.
28. EnergySage. *Duke Energy - Florida*. 2022; 1]. Available from: <https://www.energysage.com/local-data/net-metering/duke-energy/>.
29. EnergySage. *Florida Power and Ligh*. 2022; 1]. Available from: <https://www.energysage.com/local-data/net-metering/fpl/>.
30. Willson, M., *'Postcard from the future': Hawaii solar fight could echo nationally*. 2021. p. 1.

31. Stanton, T., *Review of State Net Energy Metering and Successor Rate Designs*. 2018. p. National Regulatory Research Institute.
32. Hsea. *Hawaii solar energy association*. 2022; Available from: <https://www.hsea.org/>.
33. Office, H.S.E., *Hawaii Energy Facts & Figures*. 2019. p. 1--49.
34. Electric, H. *Customer Renewable Programs*. 2022; 1].
35. Seia. *Hawaii*. 2022; 1]. Available from: [https://www.seia.org/sites/default/files/2022-03/Hawaii](https://www.seia.org/sites/default/files/2022-03/Hawaii%20Solar-Factsheet-2021-YearinReview.pdf) Solar-Factsheet-2021-YearinReview.pdf.
36. Commerce, M.D.o., *Project MSP, Solar Potential Analysis*. 2018. p. 1--99.
37. Seia. *Minnesota*. 2022; 1--2]. Available from: [https://www.seia.org/sites/default/files/2022-03/Minnesota](https://www.seia.org/sites/default/files/2022-03/Minnesota%20Solar-Factsheet-2021-YearinReview.pdf) Solar-Factsheet-2021-YearinReview.pdf.
38. Seia. *Minnesota Solar*. 2022; Available from: <https://www.seia.org/state-solar-policy/minnesota-solar>.
39. Farrell, J. *Minnesota Community Solar Saves All Utility Customers Money*. 2019; 1]. Available from: <https://ilsr.org/minnesota-community-solar-saves-all-utility-customers-money/>.
40. Farrell, J. and M. McCoy. *Why Minnesota's Community Solar Program is the Bes*. 2022; 1]. Available from: <https://ilsr.org/minnesotas-community-solar-program/>.
41. Orrell, A.C., J.S. Homer, and Y. Tang, *Distributed Generation Valuation and Compensation*. 2018. p. 1--36.
42. Flores-Espino, F., *Compensation for Distributed Solar: A Survey of Options to Preserve Stakeholder Value*. 2015. p. 1--56.
43. Intelligence, M. *United Kingdom solar power market*. 2022; 1]. Available from: <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/united-kingdom-solar->

[power-market-industry.](#)

44. Hickey, S. *Solar panels: a ray of hope as UK energy prices go through the roof*. 2022; 1]. Available from: <https://www.theguardian.com/money/2022/feb/28/solar-panels-a-ray-of-hope-as-energy-prices-go-through-the-roof>.
45. Zinaman, O., United States. Agency for International Development., and National Renewable Energy Laboratory (U.S.), *An overview of behind-the-meter solar-plus-storage regulatory design : approaches and case studies to inform international applications*. Nrel/Tp. 1 online resource (ix, 76 pages).