

Os *White Papers* do Instituto Acende Brasil consolidam análises e recomendações aprofundadas sobre temas do Setor Elétrico Brasileiro e visam à promoção de discussões qualificadas sobre as seguintes dimensões setoriais: Agência Reguladora, Governança Corporativa, Impostos e Encargos, Leilões de Energia e Transmissão, Meio Ambiente e Sociedade, Oferta de Energia, Rentabilidade, Tarifa e Regulação. Para saber mais sobre o Instituto Acende Brasil acesse www.acendebrasil.com.br

REFORMA TARIFÁRIA PARA A MMGD: POR UM SISTEMA MAIS JUSTO, SUSTENTÁVEL E EFICIENTE

O **Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)** provou ser uma política potente – e custosa – para fomentar a geração própria de pequeno porte em domicílios e estabelecimentos comerciais. Esta modalidade é chamada de **Micro e Minigeração Distribuída (MMGD)**. Impulsionada pelos subsídios embutidos no SCEE, a MMGD tornou-se a fonte de geração que mais tem crescido no país nos últimos anos.

A MMGD é predominantemente composta pela **fonte solar fotovoltaica**. Essa tecnologia assumiu o protagonismo no setor devido a três fatores principais: (I) competitividade crescente de custos em função do barateamento tecnológico; (II) facilidade de instalação, operação e manutenção; e (III) modularidade, que permite o dimensionamento de usinas para operar em qualquer escala.

O SCEE não apenas facilita o investimento do consumidor em geração para seu autoconsumo, mas também incentiva a instalação de geradores próximos à carga ou mesmo nas unidades de consumo. Essa característica da **geração distribuída** apresenta o potencial de reduzir os fluxos de potência nas redes, com redução das perdas técnicas no transporte de energia e postergação de investimentos na expansão das redes de transmissão e distribuição para atender ao crescimento da demanda. No entanto, **tais benefícios podem não se materializar**, uma vez que a geração distribuída também pode provocar o efeito contrário, aumentando custos dependendo da localização e padrão de produção da geração distribuída.

A tecnologia fotovoltaica permite uma excelente distribuição geográfica da geração, mas o mesmo não ocorre sob a ótica temporal, visto que a produção se concentra exclusivamente nos períodos de insolação, diferentemente do padrão de consumo diurno e noturno. Esse **descompasso entre o perfil horário de produção e o de consumo** tem se tornado um dos maiores desafios operacionais do sistema elétrico.

A fim de atender à carga líquida resultante das injeções e retiradas de energia dos consumidores-geradores (prossumidores) com MMGD,

é necessária a **adequação das redes** de distribuição e transmissão e a ampliação da flexibilidade operativa por meio de investimentos em geração flexível, sistemas de armazenamento e outros equipamentos especializados.

Tais ajustes também envolvem **elevação dos custos operacionais** decorrentes da crescente modulação, partidas e paradas de unidades geradoras e serviços auxiliares requeridos para a manutenção da estabilidade do sistema.

A redução tarifária proporcionada aos consumidores participantes do SCEE é maior do que as economias sistêmicas auferidas. Consequentemente, observa-se um **deslocamento de custos** para os demais consumidores (não adotantes de MMGD), gerando um **desequilíbrio crescente e insustentável**.

Diante desse cenário de deslocamento de custos, torna-se imperativa uma **reforma tarifária** que proporcione uma precificação mais apropriada. Nesse sentido, é bom lembrar que a **atual legislação (Lei 14.300/2022) já prevê ajustes graduais no SCEE** que proporcionem um novo conjunto de regras tarifárias que reflita os custos e benefícios da MMGD.

A fim de se alcançar este objetivo é essencial o desenvolvimento de estudos que permitam um entendimento sobre como melhor integrar a MMGD no sistema elétrico, incluindo uma avaliação dos custos globais resultantes.

Uma **precificação correta** é essencial para coordenar as decisões de investimento em um ambiente descentralizado. Somente com essas adequações será possível assegurar que a expansão da MMGD ocorra de forma justa, sustentável e economicamente eficiente.

“Aquilo que não é bom para a colmeia não pode ser bom para a abelha.”

- Marco Aurélio (121-180 d.C. – Imperador romano e filósofo)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	2	4.4 Incremento de Flexibilidade Operativa Requerida.....	20
2 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	4	4.5 Ampliação da Variação de Preços Intradiários	22
2.1 Mecânica do SCEE	4	4.6 Sobreoferta.....	23
2.2 Histórico.....	6	4.7 Externalidades	27
2.3 Componentes Tarifários e o Deslocamento de Custos no SCEE	8	5 REFORMA TARIFÁRIA	30
2.4 Transição Tarifária Prevista na Lei 14.300/2022	12	5.1 Definição de Nova(s) Classe(s) de Consumo	30
3 EVOLUÇÃO DA MMGD.....	13	5.2 Diferenciação Temporal	31
3.1 Expansão da MMGD.....	13	5.3 Diferenciação pela Demanda	32
3.2 Composição da Geração Distribuída.....	14	5.4 Diferenciação por Localidade	32
4. IMPACTOS DA MMGD.....	17	5.5 Diferenciação por Características da Unidade de Consumo	33
4.1 Problemas de Qualidade do Fornecimento de Energia.....	17	6 CONCLUSÕES.....	34
4.2 Ampliação Irregulares de MMGD	18	8 REFERÊNCIAS	35
4.3 Sobrecarga de Equipamentos, Linhas e Subestações	19		

1. INTRODUÇÃO

O **Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)** foi formulado a partir de reflexões iniciadas em 2010 quando a Aneel incluiu em sua Agenda Regulatória o objetivo de “*diminuir os obstáculos para o acesso de pequenas centrais geradoras aos sistemas de distribuição*”. Almejava-se fomentar a geração distribuída de pequeno porte a partir de fontes renováveis, pois, em tese, essas poderiam promover:

- a redução no carregamento das redes;
- a redução de perdas técnicas no transporte da energia;
- a postergação de investimentos na expansão dos sistemas de distribuição e transmissão;
- o baixo impacto ambiental; e
- o menor tempo de implantação.

Já há alguns anos procurava-se fomentar a geração renovável, de menor porte, próxima aos centros de carga. Várias iniciativas já haviam sido adotadas buscando promover fontes renováveis e Geração Distribuída no país:

- o **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa)** instituído pela **Lei 10.438/2002**;
- as **Chamadas Públicas** para contratação de Geração Distribuída pelas distribuidoras, conforme previsto no **Decreto 5.163/2004**; e
- a realização de **Leilões de Energia para Fontes Alternativas** e **Leilões de Energia de Reserva** para contratação exclusiva de fontes qualificadas (Pequenas Centrais Hidrelétricas, eólica e biomassa).

Tais iniciativas impulsionaram o desenvolvimento de fontes alternativas no país, mas em geral eram empreendimentos de maior porte, que – mesmo quando conectados na distribuição – situavam-se primordialmente **em áreas rurais de baixa densidade de carga**, o que limitava o pleno aproveitamento dos benefícios potenciais da Geração Distribuída.

A Aneel abriu a **Consulta Pública 15/2010** para deliberar sobre políticas alternativas que poderiam ser adotadas para fomentar a Geração Distribuída renovável de pequeno porte. Na CP 15/2010 foram analisadas políticas adotadas ao redor do mundo, entre as quais:

- a adoção de **tarifas feed-in**, pela qual as distribuidoras são compelidas a adquirir a energia de fontes qualificadas a preços e condições pré-estabelecidas;
- a definição de **quotas** de energia mínima mandatoriamente adquiridas pelas distribuidoras das fontes que se desejava incentivar;
- a adoção do **net metering**, sistema pelo qual o consumidor com geração própria na sua unidade de consumo paga apenas pelo consumo líquido acumulado no ciclo de faturamento;
- a **Certificação de Energia Renovável**, que distingue a energia proveniente de fontes renováveis para que possam ser comercializada a um prêmio, dado o seu benefício ambiental;
- o incentivo para fontes qualificadas por meio de **investimento público ou financiamentos subsidiados**; e
- **leilões de energia** exclusivos para a contratação de longo prazo de energia proveniente de fontes qualificadas.

A partir das contribuições recebidas nessa Consulta Pública, optou-se por promover o **net metering** – que passaria a ser conhecido no Brasil como **Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)**.

Formulou-se então uma proposta para a implantação do SCEE no Brasil que foi colocada para discussão na **Audiência Pública 42/2011**. O SCEE apresentava várias características que o

tornava especialmente promissor para alcançar os objetivos da Agenda Regulatória:

- o SCEE **endereçoava diretamente as barreiras regulatórias** para a implantação da Geração Distribuída de pequeno porte, prevendo uma revisão dos **Procedimentos de Distribuição (Prodist)** a fim de facilitar a conexão, medição e operacionalização da Geração Distribuída por meio de Acordo Operativo;
- mais do que próximo dos centros de carga, o SCEE promovia a **geração nas unidades de consumo**;
- o SCEE **possibilitava que o consumidor investisse na sua própria geração** sem ter que atender a todas as exigências requeridas dos agentes do mercado atacadista, cujas transações são contabilizadas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- o SCEE alocava à distribuidora o balanceamento entre a oferta e a demanda do prosumidor, o que **facilitava enormemente a operacionalização da unidade de MMGD**;
- o SCEE já **se mostrava economicamente viável** em algumas regiões do país considerando a permuta de energia valorada à tarifa de fornecimento (“tarifa cheia”) somada à economia com tributos (ICMS, Pis e Cofins) que se obtinha sobre a energia compensada; e
- ao se proibir a comercialização de energia excedente, o SCEE **incentivava os consumidores a dimensionar a geração para o atendimento de sua própria carga**, o que favorecia a implantação da geração de forma mais distribuída geograficamente e mitigava preocupações quanto ao equilíbrio de oferta e demanda estrutural.

Foi assim que se deu o primeiro passo na implementação do SCEE, um sistema cujos incentivos estimulariam fortemente a inserção de MMGD nos próximos anos e transformariam radicalmente o panorama setorial.

2. SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA?

2.1. MECÂNICA DO SCEE

O SCEE foi concebido para ensejar a instalação de **mini e microgeração (MMGD)**¹ por consumidores para “autoconsumo” de energia elétrica. O SCEE prevê uma permuta automática de energia elétrica entre a distribuidora e unidades de consumo com MMGD.

No SCEE a distribuidora se encarrega de promover o balanceamento da produção e consumo simultâneo de energia elétrica nas unidades de consumo com MMGD – absorvendo a energia excedente quando a produção de energia da MMGD supera o consumo da unidade consumidora, em troca do fornecimento de energia da distribuidora em momentos em que o consumo do prosumidor supera a sua produção.

A Figura 1 ilustra os fluxos de energia no SCEE quando **a energia gerada pela MMGD (A)** supera o **consumo próprio do prosumidor (B)**. Neste caso, o prosumidor produz um **excedente de energia (C)** que é injetado na rede de distribuição, que é então redirecionada para o atendimento de outros consumidores. O montante de quilowatts-hora (kWh) de energia injetada na rede é contabilizado para futura dedução da conta de energia fornecida pela distribuidora.

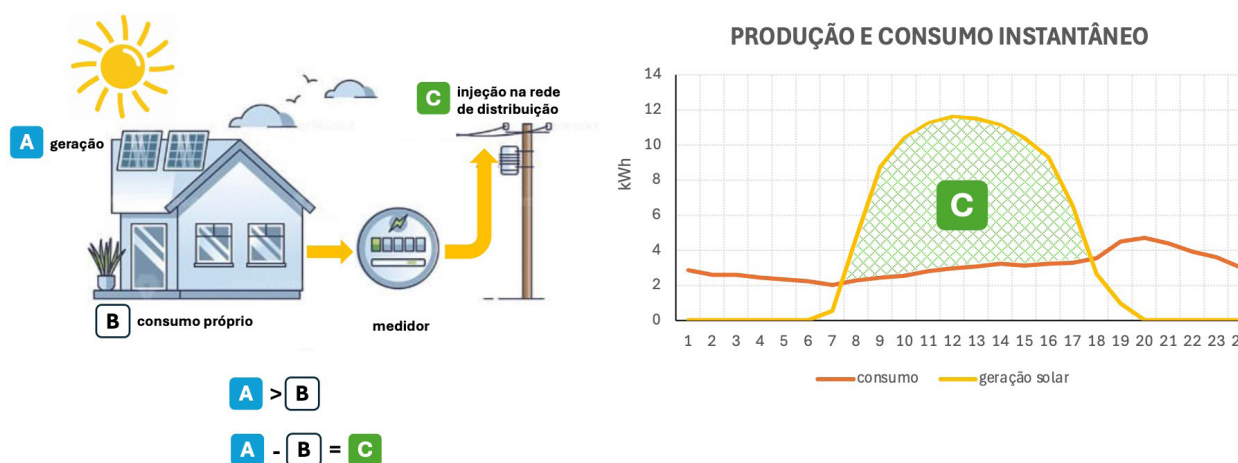


Figura 1: Injeção de energia excedente de MMGD na rede elétrica.

Elaboração: Instituto Acende Brasil

O gráfico no lado direito da Figura 1 mostra a geração e o consumo ao longo das 24 horas do dia. A linha laranja representa o seu consumo ao longo das 24 horas do dia e a linha amarela representa a produção de energia elétrica da central fotovoltaica instalada na unidade de consumo. Percebe-se que, durante o dia, a produção solar supera o seu consumo. O excedente acumulado durante o período de maior radiação solar, equivalente à **área C, é contabilizado como créditos** que podem ser utilizados para compensar o consumo de energia provido pela distribuidora em outros momentos.

Já a **Figura 2** ilustra a situação inversa, ou seja, quando o consumo supera a geração da central

¹ A Lei 14.300/2024 define a **microgeração distribuída** como central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada instalada em unidade consumidora conectada à rede de distribuição que possua potência instalada de até 75 kW. A **minigeração distribuída** também se refere a uma central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada instalada em unidade consumidora conectada à rede de distribuição, mas com potência instalada maior: de 75 kW (quilowatts) a 3 MW (megawatts) ou até 5 MW no caso de fontes despacháveis (isto é, cuja produção pode ser gerida por um controlador local ou remoto). Na sua concepção original, estabelecida na Resolução Normativa 482/2012, classificava-se: (i) a microgeração como instalações com até 100 kW de potência instalada; e (ii) a minigeração como instalações com até 1 MW.

geradora instalada na unidade de consumo. Percebe-se no gráfico à direita que no período noturno o consumo supera a sua geração. O **déficit de produção (D)**, equivalente a área D, corresponde ao montante de energia consumida da rede, cujo custo de fornecimento pode ser compensado pelos créditos acumulados em períodos anteriores.

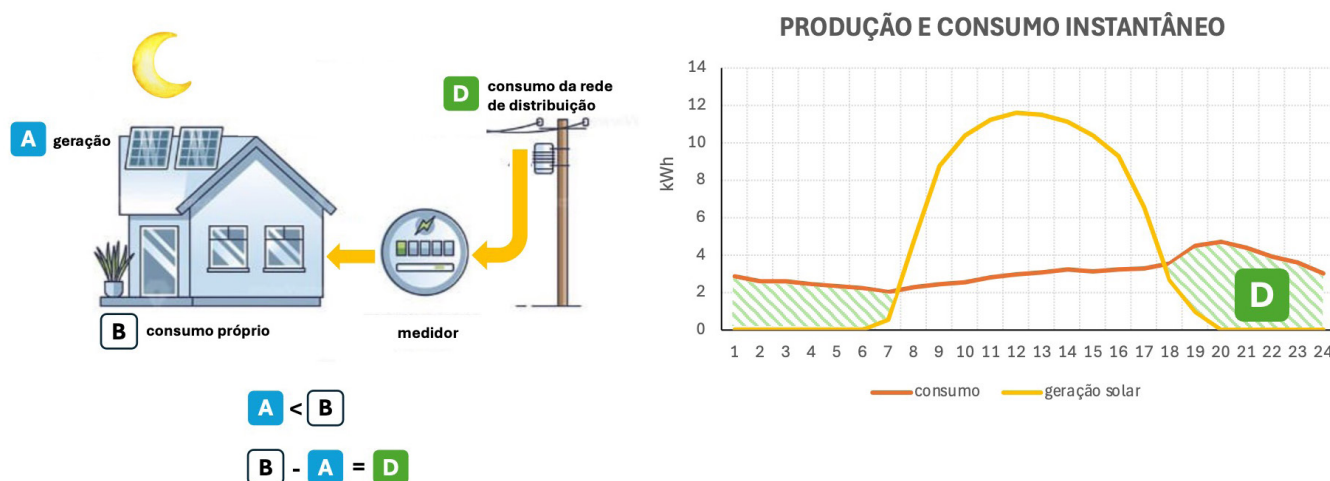


Figura 2: Compensação de energia elétrica

Elaboração: Instituto Acende Brasil

O mecanismo do SCEE ilustrado acima proporciona dois incentivos para a inserção de MMGD:

- **incentivo de ordem técnica:** caracterizado pela provisão do **balanceamento instantâneo da produção e consumo de energia elétrica**, uma vez que a distribuidora se responsabiliza por absorver os excedentes e suprir os déficits de produção do consumidor com MMGD, o que facilita a gestão do balanceamento entre a produção e o consumo; e
- **incentivo de ordem econômica:** caracterizado pela **paridade da compensação de cada kWh de energia injetada na rede pelo mesmo valor cobrado pelo fornecimento de energia elétrica**, o que corresponde a um subsídio implícito, já que a tarifa de fornecimento não contempla apenas o custo de geração da energia, mas também os custos de transmissão, distribuição, tributos² e encargos setoriais. Assim, os custos que deixam de ser arcados pelo consumidor com MMGD são deslocados para os demais usuários do sistema.

Portanto, o SCEE propositalmente provia subsídios para os consumidores instalarem sistemas de MMGD com o intuito de fomentar a sua implantação quando este tipo de geração ainda não era economicamente viável. Havia consciência de que o SCEE proporcionava fortes incentivos e que seriam necessárias adequações mais à frente com a esperada queda do custo da MMGD à medida que a sua produção fosse massificada. Tanto é que a **Resolução Normativa 482/2012** que implantou o SCEE já previa uma revisão após cinco anos de sua publicação (artigo 15).

² Na Resolução 687/2015 o SCEE a injeção de energia de MMGD na rede da distribuidora chegou a ser caracterizada como um “empréstimo gratuito para a distribuidora” a fim de eliminar a possibilidade de incidência de tributos sobre a energia compensada.

2.2. HISTÓRICO

O SCEE foi inicialmente instituído pela Aneel por meio da **Resolução Normativa 482/2012** com o intuito de proporcionar um arranjo regulatório simples e econômico para fomentar a inserção de geração nas unidades de consumo. Inicialmente, o SCEE contemplava apenas o **autoconsumo local**, isto é, a produção e consumo na mesma unidade consumidora. Nos anos seguintes a regulamentação passaria por várias alterações. A **Figura 3** apresenta a linha do tempo das mudanças regulatórias envolvendo o SCEE.



Figura 3: Cronologia das mutações regulatórias referentes ao SCEE

Elaboração: Instituto Acende Brasil

Ainda em 2012, por meio da **Resolução Normativa 517/2012**, foram feitos alguns aprimoramentos visando a:

- desburocratizar os acessos da MMGD à rede de distribuição (dispensou-se a MMGD da exigência de firmar contratos de conexão e uso do sistema de distribuição), possibilitando que tais acessos fossem regidos por “Relacionamento Operacional” (no caso da microgeração) ou por “Acordo Operacional” (no caso da minigeração);
- sanar dúvidas práticas na implementação – como a alocação dos custos da aquisição e instalação dos medidores bidirecionais requeridos no SCEE – e delimitar critérios para aproveitamento dos créditos gerados no SCEE; e
- esmiuçar algumas das regras que resultaram em revisão estrutural dos módulos 1 a 3 dos Procedimentos de Distribuição (Prodist).

Foi em 2015, por meio da **Resolução Normativa 687/2015**, que o SCEE passou pelas mudanças mais significativas:

- estabeleceram-se três novos modelos comerciais para o SCEE:
 - **autoconsumo remoto** – permitindo que os créditos de uma instalação de MMGD fosse compartilhada com outra unidade de consumo de mesma titularidade na mesma área de distribuição;
 - **empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras** – permitindo o compartilhamento de créditos de instalações de MMGD coletivas localizadas em um mesmo local; e
 - **geração compartilhada** – permitindo a união de consumidores em consórcio ou cooperativa para compartilhar os créditos de uma única instalação de MMGD, desde que localizadas na mesma área de distribuição.
- ampliou-se o prazo de validade dos créditos de 36 para 60 meses;
- reduziram-se os prazos para o atendimento das solicitações de acesso de novas unidades de MMGD;
- alteraram-se os limites da microgeração e minigeração distribuída, reduzindo a escala máxima da microgeração a 75 kW e ampliando a da minigeração para 3 MW ou até 5 MW no caso da cogeração qualificada; e
- regulamentou-se como deveriam ser reportados nas faturas de energia a energia consumida, a energia injetada e os créditos utilizados e acumulados.

Estas mudanças regulatórias fizeram com que praticamente qualquer unidade consumidora pudesse se beneficiar do SCEE, já que permitia a instalação de MMGD em outra unidade de consumo para atendimento de outra unidade de consumo atendido pela mesma distribuidora.

Dois anos depois, a **Resolução Normativa 786/2017** modificou as regras do SCEE novamente para permitir a inclusão de centrais geradoras de até 5 MW como minigeração, desde que a unidade geradora fosse de fonte despachável (controlável) pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Em 2018, a Aneel realizou a **Consulta Pública 10/2018** (CP 10/2018) para rever as regras do SCEE, como previsto na regulamentação original. Este era um ajuste necessário para calibrar a política pública às condições vigentes. Na ocasião realizou-se uma Análise de Impacto Regulatório contemplando várias alternativas (Alternativas 0 a 5) e o tema foi amplamente discutido na **Audiência Pública 01/2019**, processo que envolveu reuniões presenciais em Brasília, São Paulo, Fortaleza e um *webinar* aberto para participantes de todo o país.

Prevvia-se a realização de uma **segunda fase da CP 10/2018** na qual seria apresentado um novo regramento com base nas análises e do retorno obtido na primeira fase da Consulta Pública, mas os beneficiados pelos subsídios da geração distribuída orquestraram uma campanha que caracterizava a revisão do SCEE como um movimento promovido pelas empresas distribuidoras para conter a geração distribuída por meio da “taxação do sol”.

Aquela campanha capciosa – afinal, a CP 01/2018 não propunha nenhuma taxa adicional, mas apenas propunha a redução de subsídios que beneficiavam os “prossumidores” (consumidores-geradores) e prejudicavam os demais consumidores – ganhou tração perante a opinião pública, parlamentares e até do Presidente Jair Bolsonaro, que pressionaram a Diretoria da Aneel a suspender a segunda fase da Consulta Pública.

O Congresso Nacional então avocou para si a competência de regulamentar a MMGD por meio do **Projeto de Lei 5.829/2019**. Após intensas negociações foi promulgada a **Lei 14.300/2022**.

Neste meio tempo, a Aneel regulamentou uma série de questões por meio da **Resolução Normativa 1.000/2021**:

- unificando em uma única resolução os direitos e deveres dos prossumidores;
- estabelecendo a gratuidade dos estudos para conexão de microgeração à rede de distribuição;
- regulamentando os prazos para as distribuidoras emitirem o Parecer de Acesso, realizarem a vistoria de novas instalações e efetuarem a ligação de MMGD;
- definindo regras mais claras para o cálculo do custo de disponibilidade (taxa mínima) para os prossumidores; e
- determinando a ordem de prioridade de rateio para aproveitamento dos créditos nos casos que envolviam várias unidades consumidoras, e o repasse de créditos em caso de mudança de titularidade da conta.

Dois anos depois, a Aneel implementou algumas mudanças adicionais por meio da **Resolução Normativa 1.059/2023**:

- regulamentação das regras de transição previstas no artigo 27 da Lei 14.300, detalhando o escalonamento da cobertura dos custos de transporte;
- regulamentação do SCEE para limitar o abatimento dos créditos ao montante em que a fatura atinge o custo de disponibilidade (taxa mínima);
- exigência de aporte de Garantia de Fiel Cumprimento para projetos de minigeração distribuída;
- vedação do “fatiamento” de usinas maiores para enquadramento como minigeração distribuída; e
- proibição da comercialização direta de créditos, assim como contratos de arrendamento ou aluguel de cotas de plantas de MMGD denominados em reais por unidade de energia elétrica.

A Lei 14.300/2022 trouxe mais estabilidade e segurança para os investidores em MMGD ao estabelecer princípios basilares. Também proporcionou maior previsibilidade ao estabelecer um processo de transição gradual para o SCEE.

Embora a promulgação da Lei 14.300/2022 tenha apaziguado temporariamente as discussões, ela não representou uma solução tarifária definitiva e sustentável, pois permaneciam, conforme expresso na própria lei, questões a serem resolvidas mais à frente.

O artigo 17 da Lei 14.300/2022 estabelecia que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) deveria estabelecer diretrizes para a Aneel calcular os custos e benefícios da MMGD, a partir das quais a Aneel ficaria incumbida de estabelecer as regras tarifárias a serem aplicadas ao final do prazo de transição previsto na Lei.

As diretrizes foram estabelecidas na **Resolução CNPE 02/2024** e a Aneel já abriu a **Tomada de Subsídios 23/2025** para avaliar experiências internacionais na valoração dos custos e benefícios da MMGD e de formas de regulamentar a MMGD.

Em seguida, a **Agenda Regulatória 2026-2027**³ da Aneel (**Portaria 7.030/2025**, item AR 24-22 “Regulamentação do art. 16 da Lei 14.300/2022 – metodologia da valoração dos custos e benefícios da microgeração e minigeração distribuída”) previu a realização de duas Consultas Públicas:

- a primeira Consulta Pública será para deliberação da Análise de Impacto Regulatório de várias soluções regulatórias que poderiam ser adotadas; e
- a segunda Consulta Pública será orientada para a discussão de minuta de resolução regulamentando as novas regras tarifárias para a MMGD.

2.3. COMPONENTES TARIFÁRIOS E O DESLOCAMENTO DE CUSTOS NO SCEE

A tarifa de fornecimento de energia elétrica remunera todos os custos incorridos para o atendimento da demanda por energia do consumidor. Isso envolve os custos incorridos em toda a cadeia do setor elétrico, incluindo a produção, transporte, distribuição, comercialização, tributos e encargos incorridos no processo, como ilustrado na Figura 4.

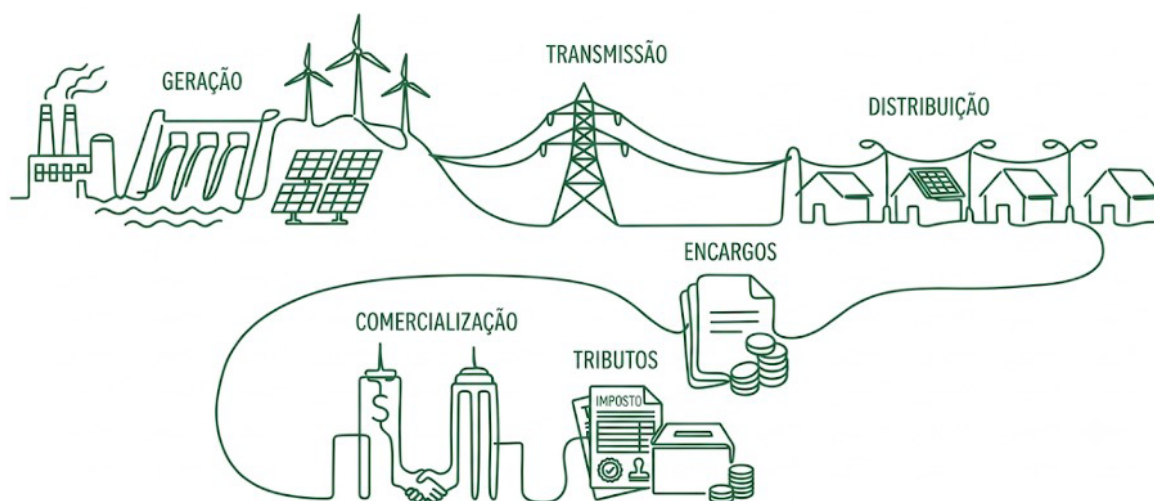


Figura 4: A cadeia produtiva do setor elétrico

Elaboração: Instituto Acende Brasil

³ O Cronograma Referencial para as Atividades Regulatórias da Aneel pode ser consultado em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/agendaRegulatoria/CronogramaReferencialRealizacaoAtividadesRegulatorias>.

Logo, a tarifa de fornecimento é formada de vários componentes:

- geração;
- transmissão;
- distribuição e comercialização regulada;
- encargos setoriais; e
- tributos.

O componente **geração** cobre os custos de produção da energia elétrica incorridos pelas centrais elétricas. Este componente, junto com uma parcela dos encargos setoriais, é destacado na fatura do consumidor como a **Tarifa de Energia - TE**. Os demais componentes aparecem na fatura sob a rubrica **Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD**. Apesar da nomenclatura, apenas uma parcela da TUSD – relacionada às atividades de **distribuição e comercialização regulada**⁴ – é destinada às distribuidoras para cobertura dos custos de distribuição de energia e comercialização aos consumidores do mercado regulado.

O componente de **transmissão** é repassado para as transmissoras responsáveis pelo transporte na malha de altíssima tensão conhecida como a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional.

O componente de **encargos setoriais** é destinado a custear políticas públicas, tais como a concessão de subsídios e incentivos para consumidores e fontes específicas e para o custeio de órgãos setoriais como a Aneel e o ONS.

Finalmente, os tributos são repassados aos cofres federal (Pis/Cofins), estaduais (ICMS) e municipais (CIP ou COSIP)⁵.

A Figura 5 mostra a composição média da tarifa de fornecimento no Brasil antes dos tributos destacados na tarifa de fornecimento de energia elétrica dos consumidores residenciais. Percebe-se que a geração (TE) representa apenas 42% da tarifa de fornecimento. A transmissão, a distribuição, a comercialização regulada e os encargos correspondem a 58% da tarifa.

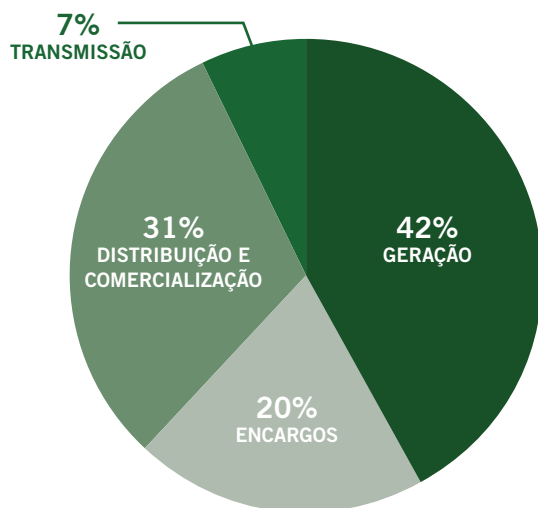


Figura 5: Composição da tarifa residencial no Brasil

Fonte: Aneel – InfoTarifas (jun/2026). Elaboração: Instituto Acende Brasil⁶

⁴ A **comercialização regulada** abrange os serviços prestados pela distribuidora local na contratação de energia e no atendimento comercial dos consumidores regulados (i.e, os consumidores do Ambiente de Contratação Regulada). Essas atividades envolvem custos e riscos.

⁵ Uma visão pormenorizada do universo de tributos e encargos pode ser obtida no estudo “Carga de Tributos e Encargos do Setor elétrico brasileiro” disponível em acendebrasil.com.br/estudos, que avalia não só os tributos destacados na tarifa de energia, mas também os tributos recolhidos por cada um dos agentes (geradores, transmissores e distribuidores) ao longo da cadeia produtiva.

⁶ Esta decomposição não inclui os tributos que são adicionados à fatura final cobrada dos consumidores (que inclui o ICMS, Pis/Cofins, CIP e o IBS), e também não contabiliza os tributos pagos pelas empresas à montante da cadeia produtiva (geração e transmissão).

Portanto, o SCEE – ao compensar cada quilowatt-hora (kWh) de energia injetado na rede de distribuição ao mesmo valor da tarifa de fornecimento – tem o efeito imediato de isentar o consumidor com MMGD do pagamento de todos os outros 58% da tarifa (transmissão, distribuição e comercialização regulada, e encargos setoriais), como demonstra a Figura 6.

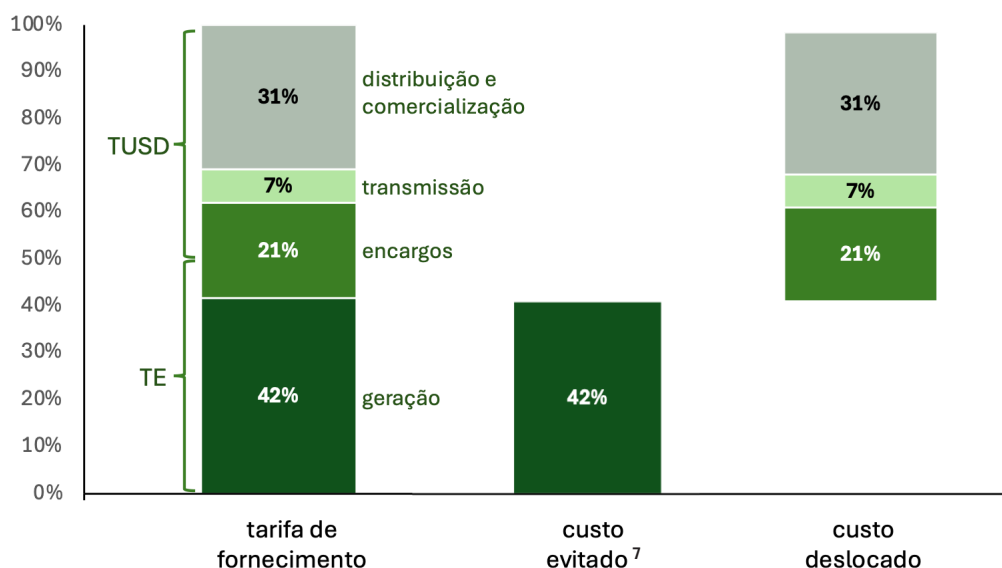


Figura 6: Custo evitado e custo deslocado no SCEE

Fonte: Aneel – InfoTarifas (jun/2026). Elaboração: Instituto Acende Brasil

Como a implantação da MMGD reduz o montante de energia que a distribuidora precisa adquirir para atender aos seus consumidores, pode-se classificar este componente como um **custo evitado**, mas os demais custos permanecem.⁷ Quando o prosumidor deixa de pagar a parcela de componentes da tarifa (transmissão, distribuição e comercialização regulada, e encargos) associados à energia compensada no SCEE, estes **custos acabam sendo deslocados para os demais consumidores**. Isto implica uma transferência de custos relacionados ao atendimento dos consumidores com MMGD para os consumidores sem MMGD.

Este deslocamento de custos dos prosumidores para os consumidores sem MMGD é um subsídio cruzado embutido no SCEE. Afinal, o valor a ser arrecadado por meio de encargos setoriais permanece e a parcela não paga pelos prosumidores com MMGD passou a ser custeada pelos demais consumidores sem MMGD. Os custos de transmissão e distribuição e comercialização regulada também foram deslocados para os demais consumidores, pois são custos fixos que não são imediatamente eliminados com a inserção de MMGD.

Parte desse deslocamento de custos é operacionalizado por meio de **subsídios cruzados explícitos**, por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) em nível nacional.

Outra parte é operacionalizada por meio de **subsídios implícitos**:

- nas revisões tarifárias de cada distribuidora, quando os custos deslocados são rateados entre os consumidores da distribuidora;
- nas operações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; e
- no rateio dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS).

A magnitude desse subsídio vem crescendo à medida que mais consumidores optam por atender a parte de sua demanda com MMGD no SCEE. Em 2025, os subsídios destinados a cobrir os custos

⁷ O custo de geração não é evitado de imediato, já que a distribuidora precisa contratar o suprimento de energia elétrica para atendimento de seus consumidores com vários anos de antecedência, mas eventualmente a distribuidora poderá ajustar a aquisição de energia para atendimento da carga menor, resultando em uma economia efetiva.

que os prosumidores deixaram de pagar no SCEE superou todos os outros subsídios setoriais, somando R\$ 17,1 bilhões dos R\$ 58,4 bilhões de subsídios concedidos no ano.

Já nos primeiros sete meses de 2026, os subsídios do SCEE responderam por 38% dos subsídios (R\$10,7 dos R\$28,4 bilhões), como pode ser observado no Subsidiômetro da Aneel (<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/subsidiometro> – reproduzido na Figura 7).

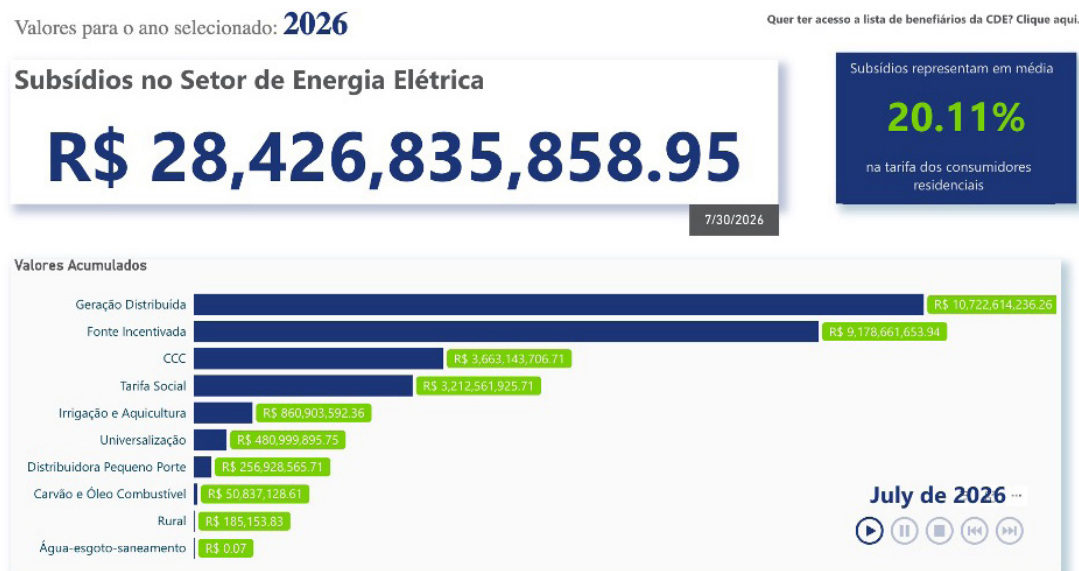


Figura 7: Subsidiômetro da Aneel

Fonte: Aneel (2026) – Subsidiômetro.

Quando o SCEE foi originalmente implantado, em 2012, o subsídio era necessário para viabilizar a MMGD, mas com a redução de custos dos equipamentos e dos custos de instalação da MMGD observadas desde então, **o subsídio deixou de ser necessário**, passando a representar um significativo bônus para os prosumidores, o que explica a expansão acelerada de MMGD nos últimos anos.

É importante notar que, **no longo prazo, os custos de transmissão e distribuição podem mudar devido à MMGD**, pois:

- **pode haver redução de custos** se houver descarregamento das redes de distribuição e transmissão, uma vez que tal descarregamento viabilizaria a postergação de investimentos na expansão da rede e tenderia a reduzir as perdas técnicas; mas
- **pode haver aumento de custos** caso sejam necessárias adequações nas redes de distribuição e transmissão para lidar com a mudança no padrão de fluxos de potência nas redes que também podem elevar as perdas técnicas.

Conforme discutido na seção “4. IMPACTOS DA MMGD”, evidências preliminares parecem indicar a prevalência de elevação dos custos de distribuição e transmissão em função de problemas de qualidade de fornecimento que são provocados pela injeção da MMGD.

Além de custos de transmissão e distribuição, os custos operacionais também tendem a aumentar em função da inserção massiva de MMGD uma vez que a energia injetada proveniente da MMGD é muito inconstante e precisa ser complementada com fontes de geração com maior flexibilidade operativa e serviços ancilares.

2.4. TRANSIÇÃO TARIFÁRIA PREVISTA NA LEI 14.300/2022

Os legisladores tinham consciência deste deslocamento de custos e de que seria necessário eliminá-lo. É por essa razão que a Lei 14.300/2022, nos seus artigos 26 e 27, já previu a alteração nas regras tarifárias nos próximos anos.

A legislação prevê que:

- os prosumidores que solicitaram o Parecer de Acesso para a implantação de MMGD até 12 meses após a publicação da Lei 14.300, em janeiro de 2022, poderão desfrutar da SCEE até 2045 (classificados como “GD1”);⁸
- os prosumidores que solicitaram o Parecer de Acesso para a implantação de MMGD a partir de janeiro de 2023 (classificados como “GD2”) terão uma redução gradual do subsídio embutido no SCEE entre 2023 e 2029; e
- os prosumidores que investiram em minigeração com potência instalada superior a 500 kW estarão sujeitos a uma outra regra de transição até 2029 (“GD3”).

Assim como no Brasil, outros países que adotaram o *net metering* para fomentar a Geração Distribuída também têm percebido a necessidade de ajustar ou substituir o *net metering* por uma estrutura tarifária mais sustentável, justa e aderente aos custos (Satchwell et al., 2015; Darghouth et al., 2016; Borenstein, 2017; Castaneda et al., 2017; Burger et al., 2019).

A razão pela qual se optou por prever uma regra de transição foi para evitar a frustração de expectativas:

- tanto para consumidores que estavam em fase de estudos para implantação de MMGD;
- quanto para os negócios da cadeia de fornecedores e prestadores de serviços (integradores) que se consolidam no país.

⁸ O artigo 26 da Lei 14.300 que determina os critérios para enquadramento como “GD I” também estabelece prazos máximos a partir da emissão do Parecer de Acesso para o início da injeção de energia na rede da distribuidora (§3).

3. EVOLUÇÃO DA MMGD

3.1. EXPANSÃO DA MMGD

A postergação da revisão da regulamentação do SCEE prevista na Resolução Normativa 482/2012 resultou em crescimento explosivo da MMGD, como pode ser observado na Figura 8.

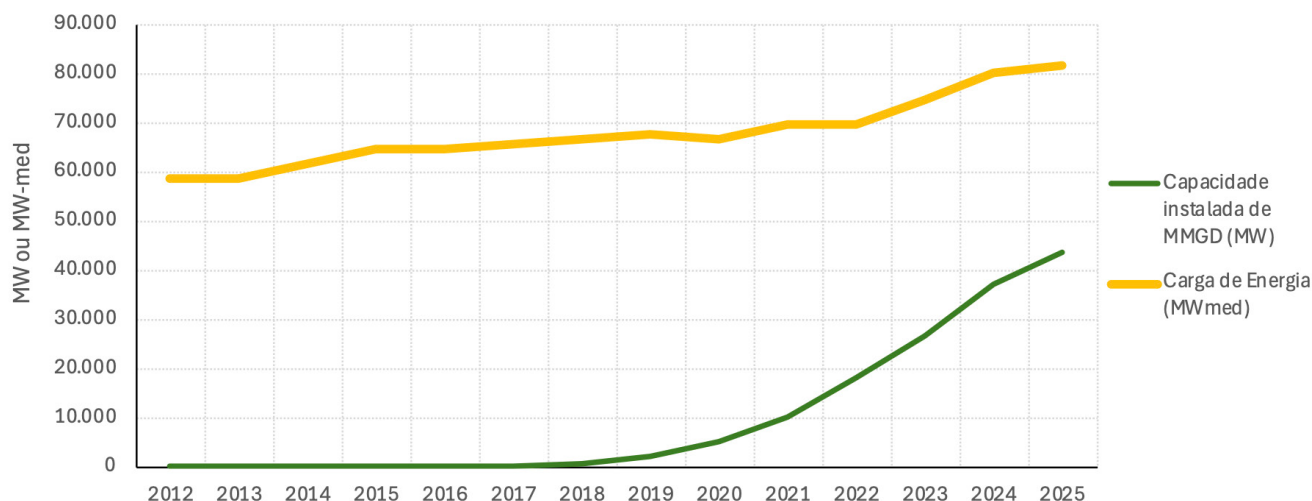


Figura 8: Capacidade instalada de MMGD no Brasil

Fontes: Aneel – MMGD, ONS

A **taxa de crescimento anual composta** da MMGD, desde a implementação do SCEE, em 2012, foi de **122,8%**. No mesmo período, a taxa de crescimento anual composta da **Carga Global**⁹ do Sistema Interligado Nacional foi de 2,6%.

Ao final de 2025, a **capacidade instalada de MMGD** já somava **47,6 GW** (gigawatts) de potência. Apenas para colocar este volume em perspectiva, a Carga Global do Sistema Interligado Nacional em 2025 foi de **81,4 GW-med** (gigawatts-médios).

No entanto, como o **fator de capacidade médio da MMGD é baixo** (da ordem de 16%), a produção média dos 47,6 GW de potência instalada de MMGD deve ser da ordem de **7,6 GW-med** (cerca de 9,4% da Carga Global).

Embora a proporção da energia média deslocada pela MMGD não seja tão grande, há momentos em que o grau de deslocamento da geração centralizada é muito relevante. **Nos períodos de máxima radiação solar, a MMGD já atende a mais da metade (58,5%) de toda a demanda** por energia elétrica no país. Portanto, a disrupção provocada pela MMGD é muito relevante e tende a alcançar níveis críticos nos próximos anos se não houver adequações no SCEE.

Como coloca o ONS:

⁹ Dada a importância da Geração Distribuída na matriz elétrica, o ONS teve que adotar um novo conceito: a **Carga Global** (também referida como Carga Geral), que corresponde à **Carga Bruta** (montante de energia demandada da geração centralizada conectada à Rede Básica de Transmissão) **somada à carga atendida pela Geração Distribuída** conectada às redes de distribuição, inclusive das usinas não supervisionadas e sem relacionamento com o ONS, o que inclui (a partir de 29/abr/2023) estimativa da geração instalada “atrás do medidor” nas unidades de consumo, que corresponde à MMGD. A Carga Global tem valor superior ao consumo total de todos os consumidores de energia elétrica no país, pois ela inclui as perdas técnicas incorridas na transmissão e na distribuição da energia elétrica.

“A continuidade da expansão acelerada da MMGD e da geração fotovoltaica centralizada, em ritmo superior ao aumento da demanda neste período, tende a ampliar o excedente estrutural de energia e intensificar o curtailment, gerando um efeito próximo de ‘soma zero’, no qual novas fontes de geração deslocam a geração já existente sem produzir ganho líquido de energia útil ao SIN. Assim, torna-se essencial racionalizar políticas públicas, subsídios e mecanismos de incentivo, de modo a assegurar que a expansão futura da matriz renovável seja compatível com a capacidade real de absorção do sistema, garantindo eficiência e segurança operativa e um melhor aproveitamento dos recursos renováveis no médio prazo.” (ONS, 2025).

CONSTATAÇÃO 1: A EXPANSÃO DA MMGD NÃO ESTÁ ALINHADA AO CRESCIMENTO DA DEMANDA

O descompasso entre a taxa de crescimento da MMGD e o crescimento da Carga Global é insustentável. É preciso que a compensação da energia injetada pela MMGD no SCEE seja compatível com seu benefício efetivo da perspectiva sistêmica pois, caso contrário, a expansão da MMGD levará a um desequilíbrio – de ordens técnica e econômica – crescente e insustentável.

3.2. COMPOSIÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Quase a totalidade da Geração Distribuída no país é de fonte solar fotovoltaica. Como pode ser constatado na Figura 9, a geração solar fotovoltaica responde por 98,2% da capacidade instalada.

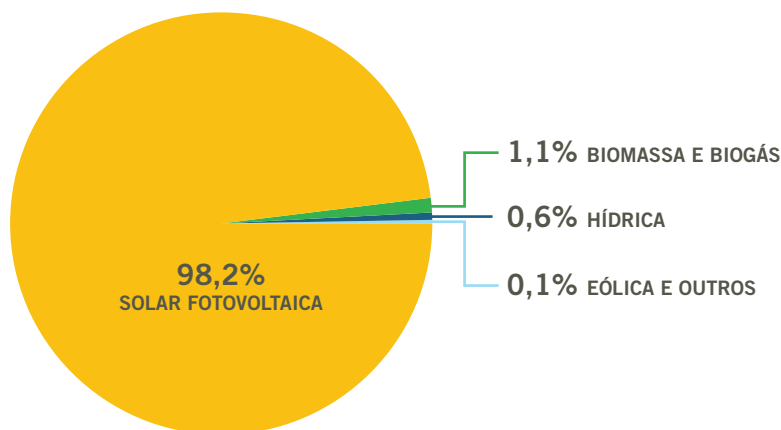


Figura 9: Composição da GD no Brasil por fonte

Fonte: Aneel – Dados Abertos: Relação de Empreendimentos de Geração Distribuída

Embora outras fontes sejam bastante competitivas na geração centralizada, no contexto da MMGD elas não têm sido muito atraentes, seja por questão de escala mínima, seja devido à dependência da localização dos recursos energéticos (potencial hidráulico no caso das PCHs e locais com boa incidência de ventos no caso da geração eólica), seja devido a dificuldades de sua implementação em ambientes urbanos.

O predomínio da fonte solar fotovoltaica na MMGD se dá por dois motivos principais:

- a **simplicidade** de instalação, operação e manutenção; e
- a **tecnologia modular** que permite dimensionar a capacidade da planta para atender a qualquer demanda.

Os sistemas fotovoltaicos:

- não requerem ação humana para sua operação;
- uma vez instalados, funcionam de forma automática;
- não precisam de manutenção especializada, pois tal ação consiste basicamente em limpar as placas periodicamente; e
- não envolvem peças móveis que se desgastam com o tempo.

A outra característica que corrobora para o sucesso dos sistemas fotovoltaicos é que eles podem ser empregados com a mesma eficiência em qualquer escala: as placas fotovoltaicas utilizadas em uma mega fazenda solar são as mesmas utilizadas no teto de uma casa, pois os ganhos de escala são auferidos na fabricação das placas fotovoltaicas.

Portanto, não há vantagem de custo relevante na aquisição dos equipamentos em função da escala do empreendimento (exceto no que se refere ao eventual poder de barganha dos grandes clientes nas negociações de compra de grandes volumes junto aos fabricantes) (*The Economist*, 20/junho/2024). As diferenças de custos da geração fotovoltaica centralizada e a distribuída decorrem predominantemente do custo do serviço de instalação dos sistemas e – ao passar dos anos, quando os inversores, cabos, conexões e painéis solares começam a requerer reparos – surgem diferenças relevantes no custo de manutenção.

3.2.1. PERFIL DE PRODUÇÃO DA MMGD E DO CONSUMO

Na **dimensão espacial**, a característica modular da tecnologia solar fotovoltaica é um dos trunfos da MMGD solar fotovoltaica que explica o seu sucesso na implantação de forma geograficamente distribuída.

No entanto, **na dimensão temporal a geração solar fotovoltaica não é bem distribuída.**

A geração solar fotovoltaica não é controlável pelo ONS porque a sua produção é determinada pela incidência de radiação solar. Além disso, e diferentemente da geração eólica e hidrelétrica que apresentam diversidade regional, não há diversidade de padrões de produção solar fotovoltaica em diferentes localidades: em todos os locais a geração solar fotovoltaica apresenta o mesmo padrão senoidal (formato de onda senoide).

Obviamente os empreendimentos individuais podem apresentar variações em função da nebulosidade observada ao longo do dia que afeta a radiação líquida, mas não há diferenciação no perfil de produção potencial subjacente.

Também se observa que empreendimentos solares fotovoltaicos localizados em diferentes longitudes apresentam curvas de produção horária deslocadas temporalmente, mas o formato da curva permanece o mesmo.

Dado este perfil de produção horário, que difere do perfil da carga, a geração solar fotovoltaica apresenta um descasamento horário que tende a se acentuar rapidamente à medida que a sua participação na matriz elétrica cresce.

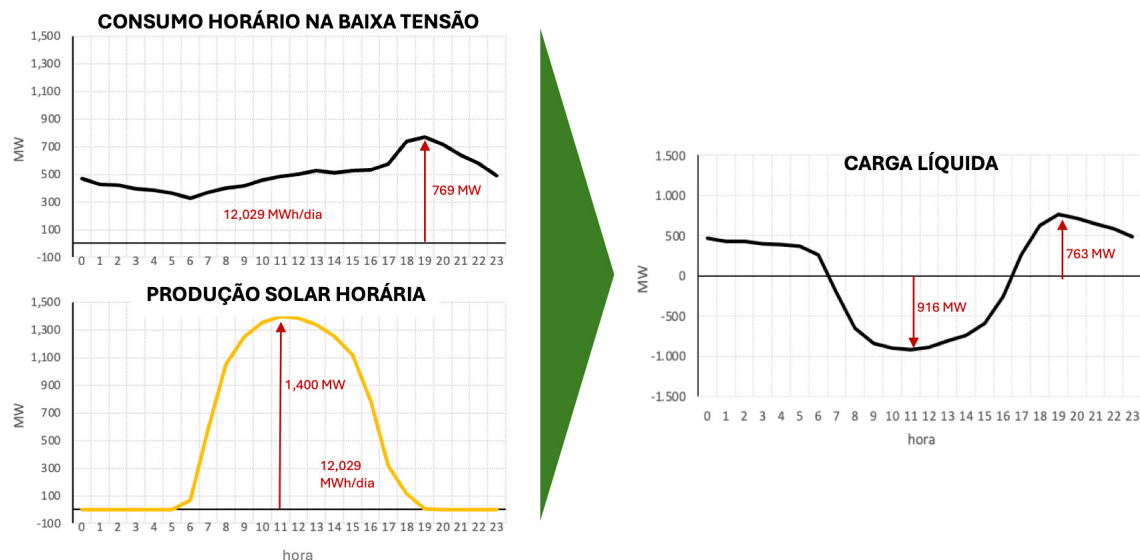


Figura 10: Perfil do consumo e da produção

Fonte: Aneel – RTP Neoenergia Brasília (2021). Elaboração: Hochstetler and Cho (2023).

Os três gráficos da Figura 10 ilustram o efeito deste **descompasso entre o perfil da geração solar fotovoltaica e o perfil da carga**. O gráfico superior à esquerda apresenta o perfil de consumo horário dos consumidores ligados na Baixa Tensão na área de concessão de Brasília.

O gráfico inferior à esquerda mostra o perfil de produção horário de um sistema fotovoltaico teórico dimensionado para atender a toda a carga de Baixa Tensão desta área de concessão, que foi de 12.029 MWh/dia, conforme considerado na Revisão Tarifária Periódica de 2021 da concessionária que atende a essa região.

Note-se que, dado o perfil de produção fotovoltaico, o pico da geração solar fotovoltaica (1.400 MW) é quase o dobro do pico da carga conectada na Baixa Tensão (769 MW). Logo, a injeção de energia na rede de distribuição proveniente da MMGD ao meio-dia seria superior ao pico da carga ao anoitecer. Isso significa que a capacidade requerida do sistema de distribuição para escoar o excedente de MMGD solar é superior ao requerido para atender ao pico da carga.

Portanto, neste caso a MMGD não descarrega a rede de distribuição. Pelo contrário: a inserção de MMGD requereria mais investimentos na rede de distribuição.

CONSTATAÇÃO 2: HÁ DESCOMPASSO ENTRE O PERFIL DE PRODUÇÃO DA MMGD SOLAR E DA CARGA

Este descompasso introduz mais variabilidade à carga líquida, o que torna a operação do sistema mais desafiadora, requerendo adequações nas redes de distribuição e transmissão e mais flexibilidade operativa da geração centralizada para o balanceamento entre oferta e demanda.

4. IMPACTOS DA MMGD

Alguns impactos da MMGD já são evidentes, enquanto outros ainda requerem estudos mais aprofundados para melhor compreensão de seus efeitos. Esta seção apresenta, de forma sintética, os principais impactos da MMGD solar fotovoltaica sobre o sistema elétrico.

Uma análise mais profunda dos impactos da MMGD será proporcionada pelo **Projeto de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI) da Aneel** intitulado **“Custos e Benefícios da MMGD: Valoração e Alternativas de Regulamentação” (PD-00063-3123/2025)**. Este projeto é fruto de um esforço conjunto reunindo 10 empresas de todos os elos da cadeia do setor elétrico (geradoras, transmissoras e distribuidoras): Alupar, Auren Energia, Copel, CPFL Energia (proponente do PDI), Enel, Energisa, Engie, Equatorial Energia, Light e Neoenergia. O projeto é coordenado e executado pelo Instituto Acende Brasil e tem como coexecutoras: Norven/Universidade Federal de Uberlândia, Universidade Federal de Juiz de Fora, Siglasul e Innovare Pesquisa.

Este PDI ainda estava em fase de execução quando este *White Paper* foi elaborado, e seu objetivo principal é avaliar como melhor integrar a MMGD solar fotovoltaica no sistema elétrico, valorando os seus custos e benefícios, e considerando:

- as características das redes de distribuição e transmissão do Sistema Interligado Nacional;
- a matriz elétrica do país; e
- os custos dos diversos equipamentos e serviços no país.

4.1. PROBLEMAS DE QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA

A inserção da MMGD pode ocasionar uma série de problemas de qualidade do fornecimento de energia elétrica, como desequilíbrio de tensão, distorções harmônicas¹⁰ e *flicker* (cintilação)¹¹. Um dos primeiros efeitos associados à inserção de MMGD é a **variação de tensão** nas redes de distribuição (Khodayar *et al.*, 2019; Razavi *et al.*, 2019; Masters, 2002; Sioshansi, 2025; e Lee, 2026).

Cerca de 78% da MMGD está conectada a ramais secundários de baixa tensão (menor ou igual a 1 kV). Estes ramais são caracterizados como “redes fracas”, pois apresentam alta impedância, o que faz com que o perfil de tensão varie facilmente em função de alteração de carga.

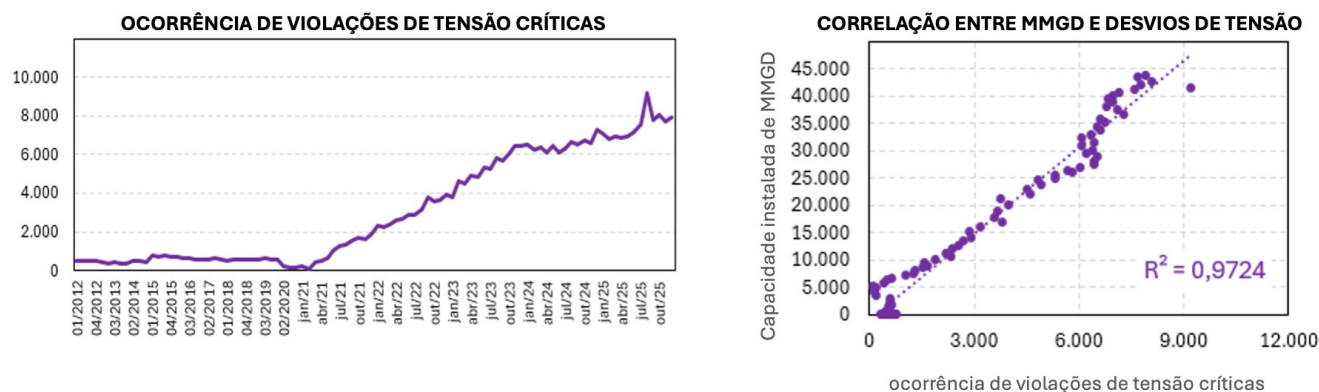
Na configuração tradicional de fluxos unidirecionais vindo da rede de alta tensão para a baixa tensão, essa questão é de administração relativamente fácil, mas com a inserção de MMGD na baixa tensão – onde a alteração de fluxos de potência ocasiona forte variação de tensão – tornou-se muito mais difícil administrar os níveis de tensão.

Os equipamentos elétricos toleram alguma variação de tensão, mas variações maiores podem queimá-los. Por isso há uma regulamentação que penaliza as distribuidoras quando a tensão supera limites estabelecidos na regulamentação (**Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição – Prodist**).

O gráfico à esquerda na Figura 11 mostra a ocorrência de violações de tensão classificadas como críticas. Percebe-se nitidamente uma alteração do comportamento em 2021, quando o número de ocorrências começou a aumentar continuamente. Este aumento coincide com a instalação de MMGD, que passou a ganhar tração neste período, conforme pode ser observado na Figura 8.

¹⁰ O problema de **distorção de harmônicos** (também referida coloquialmente como “energia suja”) se refere à deformação da onda senoidal da corrente alternada de energia elétrica.

¹¹ O problema de **flicker** refere-se a oscilações de tensão que ocasionam variação rápida e repetitiva na intensidade da iluminação elétrica, gerando a sensação de que a luz está piscando ou tremulando.

**Figura 11: Desvios de tensão e inserção de MMGD**

Fonte: Norven/UFU – PDI Custos e Benefícios da MMGD

No gráfico à direita avalia-se a relação entre a ocorrência de violações de tensão e a capacidade de MMGD instalada: a correlação entre as duas variáveis é muito elevada (97,2%), o que indica uma forte relação entre as duas variáveis.

A correlação faz sentido dadas as características de rede em que a MMGD está conectada e a variabilidade dos fluxos de potência provocados pela MMGD.

CONSTATAÇÃO 3: A MMGD ACARRETA PROBLEMAS DE QUALIDADE NO FORNECIMENTO DE ENERGIA

A variação dos fluxos de potência ocasionados pela MMGD introduz desafios para a preservação da qualidade do fornecimento de energia elétrica. A variabilidade dos fluxos de potência introduzidos pela MMGD torna a operação dos sistemas de distribuição mais desafiadora, requerendo investimentos adicionais em equipamentos, reconfiguração das redes, sistemas de controle e coordenação.

4.2. AMPLIAÇÕES IRREGULARES DE MMGD

Os problemas de qualidade do suprimento são agravados pelo fato de que muitos prossumidores têm ampliado as suas instalações de MMGD de forma irregular. Os prossumidores devem solicitar conexão sempre que houver:

- alteração das características originais da central geradora para atualização do “Relacionamento Operacional”, no caso da Microgeração Distribuída; ou
- do “Acordo Operativo”, no caso da Minigeração Distribuída.

Alterações de instalações de MMGD não notificadas previamente são caracterizadas como “alterações à revelia” no § 7º do art. 656-D da **Resolução Normativa 1000/2021**, caracterizando “recebimento irregular de benefício associado ao SCEE” (art. 655-F).

Há motivos para crer que a “ampliação de MMGD à revelia” é um problema crônico. O ONS tem observado uma alteração no comportamento da carga do sistema no meio do dia (“afundamento da carga”) superior ao esperado pela MMGD solar fotovoltaica registrada. A constatação foi registrada no **Relatório Técnico ONS DPL 0149/2026**, que sugere que a potência instalada irregular da MMGD estimada varia de 11,8 GW (em cenário “muito conservador”) a 14,6 GW

(em cenário “direto”). Ou seja, a estimativa do ONS para a potência instalada de MMDG deve ser superior aos valores cadastrados para explicar o “afundamento de carga” observado no Sistema Interligado Nacional.

Há motivos para se suspeitar que haja prosumidores ampliando instalações de MMDG sem solicitação de acesso ou notificação junto às distribuidoras. A legislação garante às instalações de MMDG mais antigas (classificados como “GD 1”) a preservação das condições originais do SCEE até 2045 (artigo 26 da Lei 14.300/2022), enquanto as mais recentes (“GD 2”) são enquadradas nas regras de transição que reduzem gradualmente os subsídios cruzados embutidos no SCEE (art. 27 da **Lei 14.300/2022**).

Logo, torna-se tentador para o prosumidor “GD1” tentar inserir a energia proveniente da ampliação nas mesmas condições das instalações mais antigas com o objetivo de gozar por mais tempo dos subsídios plenos que foram concedidos na forma original do SCEE para as instalações de MMDG mais antigas.

O problema tem sido avaliado no âmbito da **Consulta Pública 09/2026 da Aneel**, que recentemente divulgou o resultado de 22.700 inspeções de instalações de MMDG localizadas na área de concessão de 19 concessionárias de distribuição no país. Constatou-se que 59% das unidades inspecionadas apresentavam irregularidades (*Agência Infra*, 23/06/2026).

Esta constatação é muito grave pois, além de usufruir de um benefício irregularmente – que é custeado pelos demais consumidores –, esta expansão à revelia de MMDG que não é comunicada à distribuidora prejudica o planejamento e a operação do sistema de distribuição, podendo ocasionar severos problemas de qualidade e segurança de fornecimento.

4.3. SOBRECARGA DE EQUIPAMENTOS, LINHAS E SUBESTAÇÕES

Nos momentos de radiação solar mais intensa, a produção da MMDG supera em muito a demanda dos prosumidores, sendo que o excedente é injetado nas redes de distribuição para ser encaminhado para o atendimento de outros consumidores. Esta injeção de MMDG **desloca a geração centralizada** que foi contratada anos atrás para o atendimento daquela carga projetada.

Por causa dessa injeção já tem se tornado comum, em algumas distribuidoras, a **reversão de fluxos** nas subestações na fronteira com a Rede Básica de Transmissão do Sistema Interligado Nacional. Quando isso ocorre, a MMDG deixa de ser uma “geração distribuída”, pois a sua geração já não atende à carga local, e passa a ser direcionada para consumo em regiões distantes, acarretando mais perdas técnicas no processo de transporte.

O *Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN - PAR/PEL 2025* do ONS indica expectativa de reversão de fluxos em 203 subestações de fronteira do Sistema Interligado Nacional no ano de 2026. Isso corresponde a cerca de um terço das subestações de fronteira no país, sendo que em 21 destas subestações há expectativa de **sobrecarga**. A Figura 12 indica os estados em que estão localizadas essas subestações sujeitas a fluxos reversos e consequentes sobrecargas.

Fonte: ONS – PAR/PEL 2025

Até 2030, o número de subestações com reversão de fluxo deve aumentar para 217, e o risco de sobrecarga deve-se passar a abranger 28 subestações.

A injeção da energia excedente dos prossumidores altera os padrões dos fluxos de potência nas redes de distribuição e transmissão, exigindo investimentos para adequação das redes de distribuição e transmissão para atendimento do novo padrão de uso imposto pela introdução da MMD.

A fim de atender à **carga líquida** (isto é, a energia demandada, mais as perdas incorridas na transmissão e distribuição, menos o montante gerado pela MMGD), passou a ser necessária uma maior disponibilidade de flexibilidade operativa (EPE, 2023; MME/EPE, 2025).

Isso ocorre porque a geração advinda da MMGD solar fotovoltaica altera substancialmente o perfil horário da carga a ser atendida por energia proveniente da geração centralizada (como previamente indicado na Figura 10).

A Figura 13 mostra a geração segmentada por fonte para cada instante do dia 01º de junho de 2026. Grande parte da energia produzida neste dia foi proveniente de fontes cuja produção não programada pelo ONS:

- seja por se tratar de geração inflexível (como é o caso da geração nuclear e de grande parte das termelétricas a combustíveis fósseis);
- seja por serem fontes não controláveis (como a geração eólica e solar fotovoltaica centralizada e descentralizada na forma de MMDG).

Nota-se que quase todo balanceamento entre a oferta e a demanda naquele dia foi efetuado pela geração hidrelétrica, que:

- reduziu sua produção ao valor mínimo no meio do dia, quando a geração solar fotovoltaica foi mais intensa; e
- ampliou rapidamente a sua produção no final da tarde até o início da noite para atender ao pico da demanda.

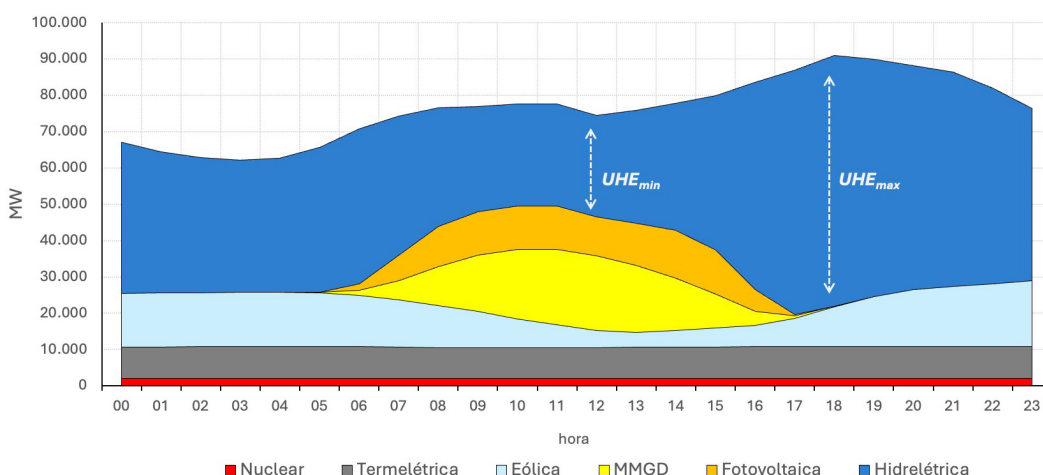


Figura 13: Geração por fonte no dia 01/junho/2026

Fonte: ONS – Operação. Elaboração: Instituto Acende Brasil

Essa modulação intensa, requerida diariamente, já atinge o limite da capacidade de modulação do parque hidrelétrico instalado. A fim de fazer frente à crescente variabilidade da carga líquida, o sistema tem exigido geradores com maior flexibilidade operativa ou outros equipamentos capazes de atender a essas necessidades (como sistemas de armazenamento, por exemplo).

Esses requisitos adicionais só podem ser atendidos por um subconjunto de usinas e equipamentos, o que tende a elevar o custo do suprimento de energia elétrica. Nos últimos anos, o Governo Federal tem buscado atender a estes requisitos por meio da contratação de usinas nos **Leilões de Reserva de Capacidade**, cujos custos são rateados por todos os consumidores por meio de encargos setoriais.

CONSTATAÇÃO 5: A INSERÇÃO DA MMDG REQUER MAIS FLEXIBILIDADE OPERATIVA DO SIN E SERVIÇOS ANCILARES

A inserção da MMDG eleva a variabilidade e altera o perfil da carga líquida, requerendo maior modulação proveniente da geração centralizada. A provisão dessa flexibilidade operacional adicional – necessária para lidar com a demanda de ponta, as rampas mais íngremes e a ampliação das variações aleatórias da carga líquida – eleva os custos de suprimento de energia e dos serviços ancilares.

4.5. AMPLIAÇÃO DA VARIAÇÃO DE PREÇOS INTRADIÁRIOS

Uma segunda consequência da variabilidade da carga líquida é a crescente variabilidade dos preços ao longo do dia. No passado, os preços intradiários eram muito estáveis, mas com o aumento da participação de fontes variáveis e não controláveis na matriz elétrica, observa-se um crescimento da variância de preços ao longo de cada dia. Atualmente, já está se tornando usual haver diferenças muito relevantes entre o custo da energia nos horários de maior insolação e o início da noite.

A Figura 13 mostra as variações do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) no período de 21/mar/2026 a 31/mar/2026.

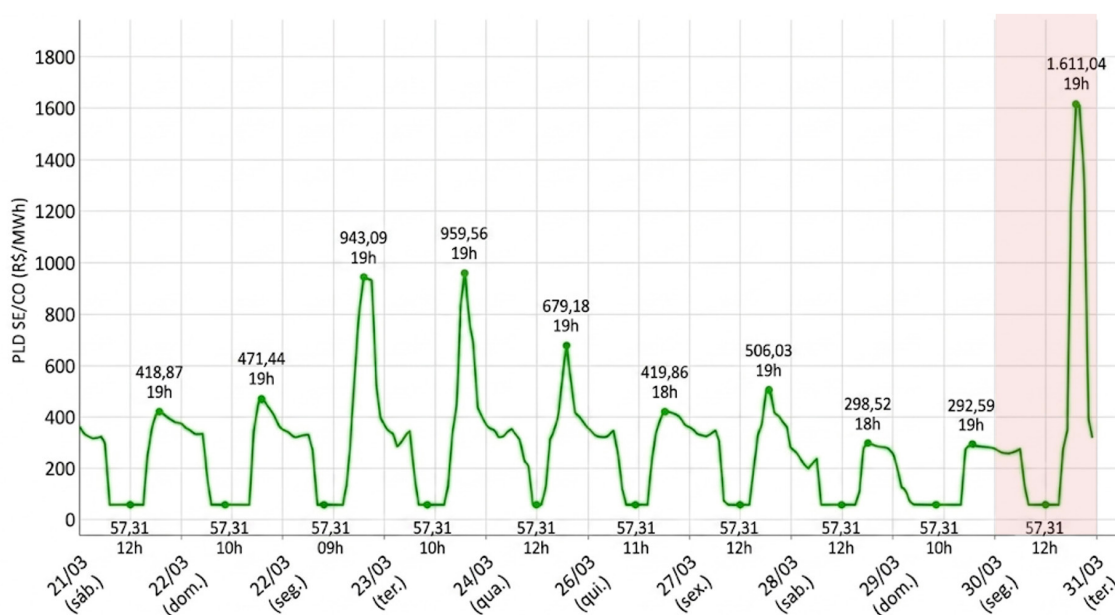


Figura 14: Preço de Liquidação de Diferenças da CCEE (março/2026)

Fonte: CCEE – InfoPLD Diário (mar/2026). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Percebe-se que, rotineiramente, o preço atinge:

- o preço mínimo do PLD no período da manhã e início da tarde; e
- preços muito elevados no início da noite.

Já se percebem, inclusive, variações intradiárias batendo no piso e no teto do PLD, como foi o caso de 30/mar/2026.

Note-se o comportamento dos preços no dia **30 de março de 2026**: o PLD chegou ao “**PLD piso**” (R\$ 57,31/MWh) no início da manhã e permaneceu neste patamar até os meados da tarde, quando há ampla geração solar fotovoltaica, e, repentinamente, no início da noite explode, atingindo o “**PLD teto**” (R\$ 1.611,04/MWh), às 19 horas, quando a geração solar fotovoltaica deixa de produzir e a carga atinge seu pico diário. A MMD solar não é a única causa da variação de preços ao longo do dia, mas certamente contribui para acentuar o fenômeno.

Independentemente da causa das variações de preços, esta variabilidade acentua a inadequação do SCEE na sua forma atual quando este sistema é aplicado aos consumidores atendidos na tarifa de fornecimento convencional. A compensação da energia injetada pela MMD na rede ao meio-dia valorada ao mesmo valor que a energia consumida pelo prosumidor às 19 horas acarreta um deslocamento substancial de custos dos prosumidores para os demais consumidores. O fato é que o valor recebido pelas distribuidoras que experienciam fluxos reversos, injetando ener-

gia excedente da MMGD na Rede Básica são remuneradas pelo PLD por esta energia ao meio-dia, recebendo apenas os R\$ 57,31/MWh, e depois, às 19 horas, precisam pagar R\$ 1.611,04/MWh pela energia suprida para compensar o crédito do prosumidor no SCEE. Portanto, no caso dos prosumidores com tarifa de fornecimento convencional (sem diferenciação de postos horários), o deslocamento de custos (retratado na Figura 6) também ocorre sobre uma parcela dos custos de geração.

CONSTATAÇÃO 6: A VARIAÇÃO DA CARGA LÍQUIDA OCASIONADA PELA MMGD SOLAR AMPLIA A VARIAÇÃO DE PREÇOS INTRADIÁRIOS, O QUE INTENSIFICA O DESLOCAMENTO DE CUSTOS DE PROSUMIDORES NA TARIFA CONVENCIONAL

A alteração do perfil horário da carga líquida está ampliando a variação de preços intradiários, tornando necessária a adoção de postos tarifários diferenciados ao longo do dia para refletir os custos de forma minimamente adequada. O SCEE aplicado sobre a tarifa de fornecimento convencional — que não distingue o custo entre os diferentes postos horários — acaba ampliando o deslocamento de custos de prosumidores para os demais consumidores.

4.6. SOBREFERTA

Em 2025, a capacidade instalada da MMGD atingiu 47,6 GW, um montante suficiente para atender a mais de 58% de toda a demanda do país nos momentos de maior radiação solar.

Como as distribuidoras já haviam contratado energia de empreendimentos de geração centralizada para atender a esta carga, a expansão da MMGD implicou deslocamento da geração dessas usinas. Já que muitas dessas usinas são de geração não controlável, o deslocamento de sua geração pela MMGD implica redução forçada da produção destas usinas, o que se denomina **curtailment** no jargão setorial.

Os cortes forçados de geração têm impactado principalmente empreendimentos de geração solar, eólica e hidrelétrica centralizada. Muitos desses projetos entraram em operação há pouco tempo e com base em elevada alavancagem financeira, o que os torna muito suscetíveis à frustração de receitas nos seus primeiros anos de operação.

O ONS classifica os cortes de geração em três categorias em função da causa do corte:

- indisponibilidade externa;
- confiabilidade elétrica; e
- razão energética.

Os **cortes por indisponibilidade externa** decorrem de congestionamento na rede de transmissão, o que impossibilita o escoamento de toda energia que poderia ser produzida pelas usinas até os centros de carga.

Os **cortes por confiabilidade elétrica** decorrem de instabilidades na rede de transmissão em situações que comprometem a qualidade e segurança do suprimento de energia elétrica.

Por fim, os **cortes por razão energética** decorrem de situações em que a geração de energia supera a demanda por energia elétrica.

A inserção da MMGD intensifica a ocorrência os desequilíbrios entre a produção e o consumo instantâneo de energia elétrica, o que tem colaborado para tornar os cortes por razão energética cada vez mais prevalentes (ONS, 2025), como demonstra a Figura 15.

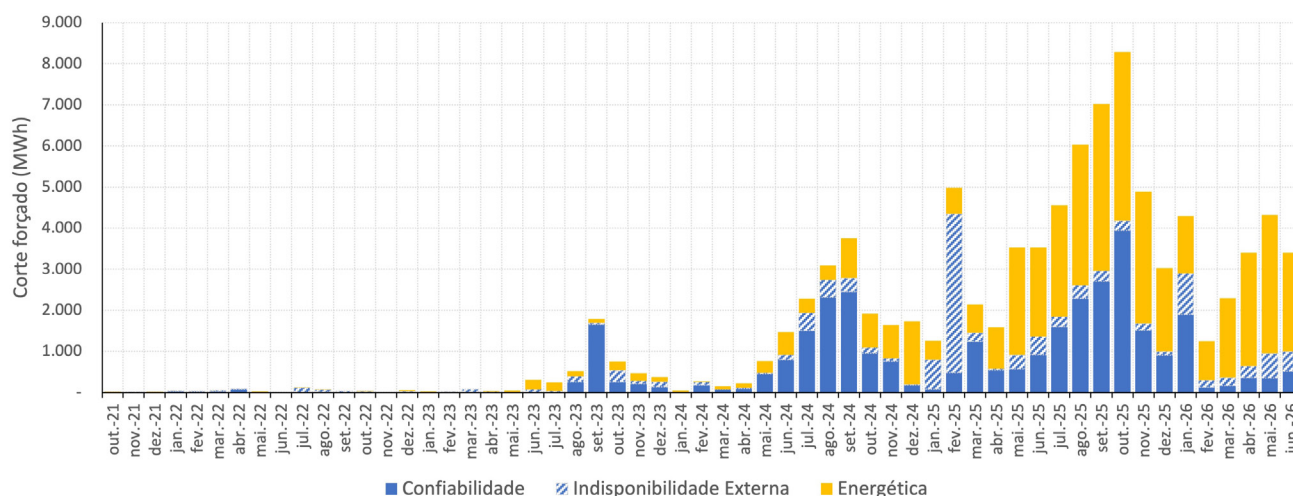


Figura 15: Cortes forçados de geração eólica e solar

Fonte: ONS. Elaboração: Instituto Acende Brasil

O problema do *curtailment* acentua-se nos períodos de baixa demanda, como nos feriados e fins de semana. A Figura 16 mostra a geração por fonte na primeira semana de junho de 2026, quando o ONS previa redução significativa da carga em função do fim de semana prolongado propiciado pelo feriado de Corpus Christi na quinta-feira, dia 04/junho/2026.

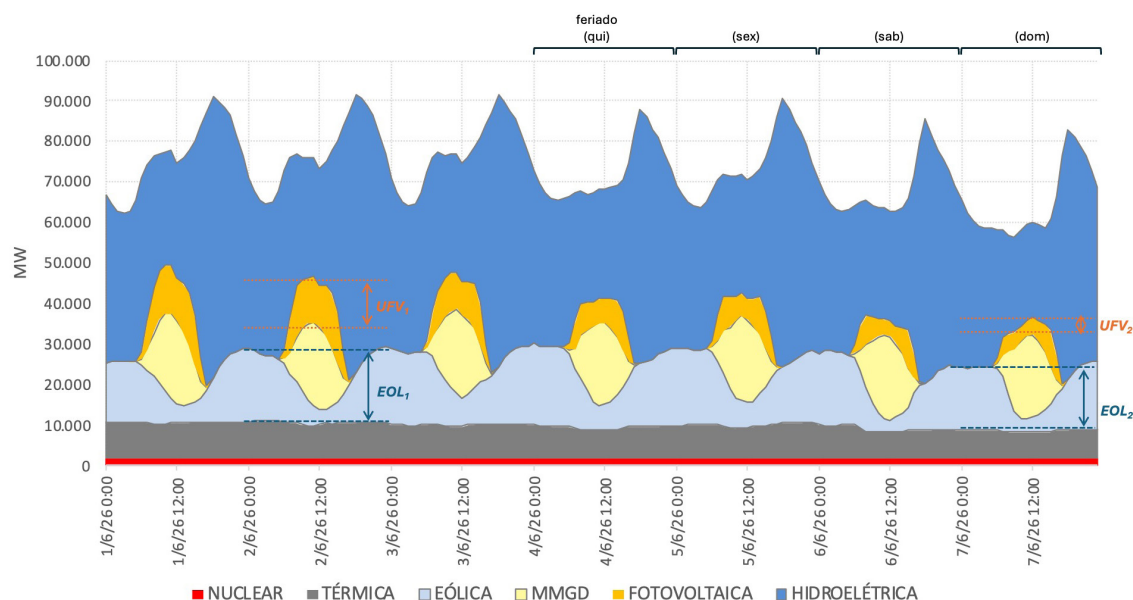


Figura 16: Geração por fonte na primeira semana de junho de 2026

Fonte: ONS. Elaboração: Instituto Acende Brasil

Dada a redução do consumo durante o feriadão (de 4 a 7 de junho) e dado o fato de a geração hidrelétrica e termelétrica já atingirem os seus patamares mínimos, no período de máxima radiação solar no domingo foi necessário recorrer a **cortes da geração eólica e solar fotovoltaica centralizada**.

Percebe-se a extensão dos cortes de geração eólica ($EOL_1 > EOL_2$) e solar fotovoltaica centralizada

($UFV_1 > UFV_2$) para viabilizar o equilíbrio entre a oferta e demanda comparando-se a geração dessas duas fontes:

- na terça-feira, 02/junho/2026 (antes do feriado); e
- no domingo, 07/junho/2026 (quando a carga caiu ao seu menor patamar).

Nota-se que não havia muito mais capacidade disponível para cortar no período de maior radiação solar. Isso deixou o sistema elétrico muito vulnerável a situações de desequilíbrio entre a produção e consumo de energia elétrica, o que poderia ter resultado em variações de frequência que poderiam comprometer equipamentos elétricos.

CONSTATAÇÃO 7: A INJEÇÃO DE EXCEDENTES DE GERAÇÃO DA MMGD NO SISTEMA ELÉTRICO AGRAVA OS DESEQUILÍBRIOS DE OFERTA E DEMANDA MOMENTÂNEOS E ACENTUA A OCORRÊNCIA DE CORTES FORÇADOS DE GERAÇÃO

O desequilíbrio entre a oferta e demanda em determinados horários tem exigido cortes cada vez mais frequentes e profundos da geração variável. O *curtailment* de usinas com relacionamento direto com o ONS já não é suficiente para assegurar o equilíbrio nos momentos de maior sobreoferta.

Para que o ONS possa prevenir este cenário (caracterizado pela crescente participação da MMGD solar fotovoltaica) é necessário adicionar a geração distribuída ao rol de centrais elétricas que podem ser cortadas a fim de preservar a segurança do sistema elétrico.

Na 39ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Aneel, realizada no dia 18/nov/2025, determinou-se, por meio do **Despacho Aneel 3.431/2025**, uma série de medidas para viabilizar a implementação do Plano Emergencial de Corte de Geração na Distribuição estabelecido pelo ONS.

O **Plano Emergencial de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição** é um mecanismo excepcional de operação ao qual o ONS pode recorrer para resguardar a segurança do Sistema Interligado Nacional quando se prevê uma situação em que a geração não controlada pelo ONS exceda o consumo.

Dentre as possíveis medidas, destaca-se a determinação para que as 12 maiores distribuidoras elaborem **Instruções de Operação** para eventual execução de restrição da produção de energia elétrica de geradoras conectadas à distribuição, quando determinada pelo ONS.

O Plano prevê que o ONS informará às distribuidoras quando detectar risco de excedente de geração no seu Planejamento Semanal. As distribuidoras, por sua vez ficam incumbidas de informar os geradores quando houver a possibilidade de restrição de geração conectada na distribuição (Geração Distribuída – GD) nos próximos dias.

Se a necessidade de restrição de GD for confirmada no processo de Programação Diária da operação do dia seguinte, as distribuidoras serão informadas sobre o montante de geração a ser cortado em suas respectivas áreas de atuação, cabendo às distribuidoras a obrigação de implementar os cortes de geração de usinas conectadas diretamente nas suas redes que não são controladas e monitoradas pelo ONS, como representado na Figura 17.

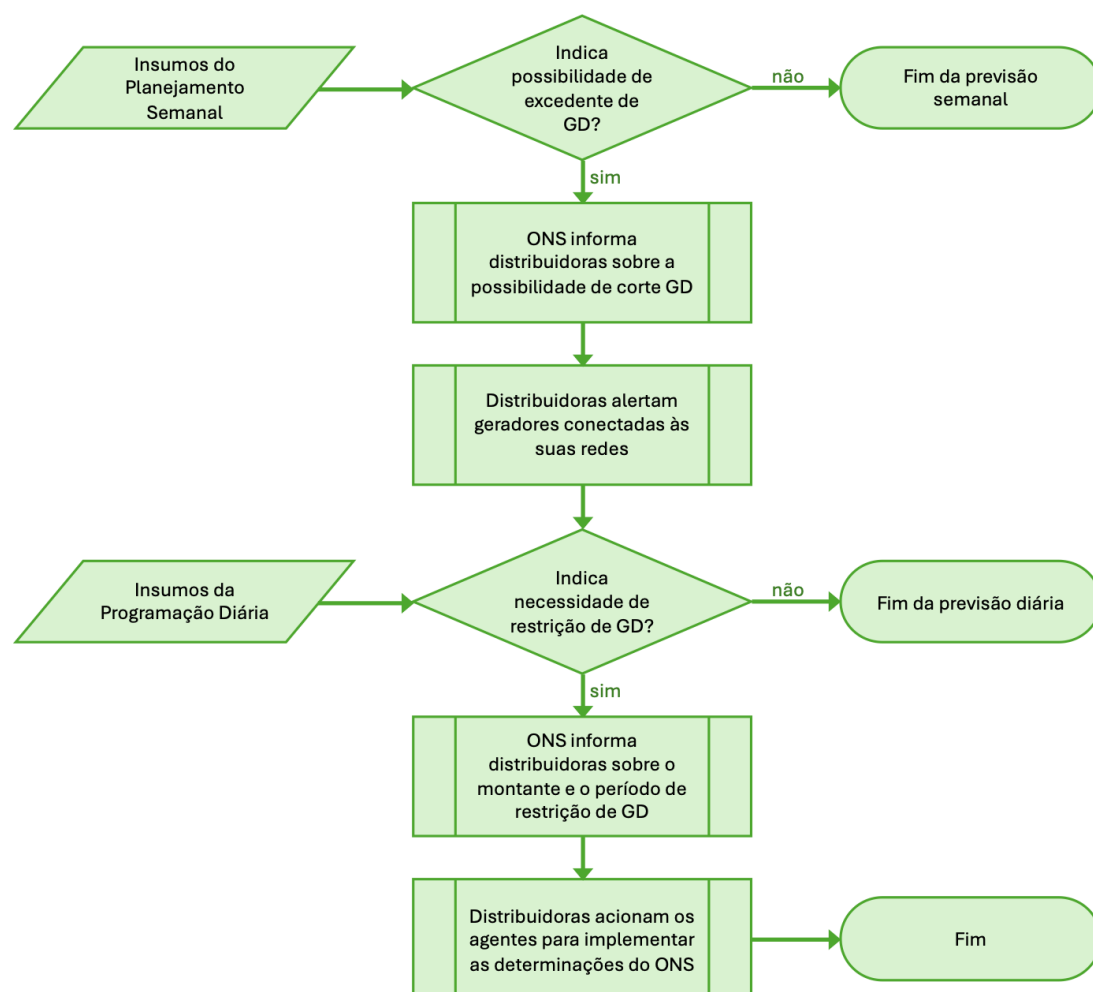


Figura 17: Fluxograma do Plano Emergencial de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição

Fonte: ONS (CTA-ONS DGL 1691/2025). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Neste primeiro momento, o Plano Emergencial de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição contempla apenas **usinas de geração classificadas como Tipo III**, isto é, usinas conectadas à rede de uma distribuidora que visam a produzir energia para comercialização ou autoprodução, cuja produção não é planejada, controlada (despachada) e monitorada pelo ONS. Esta categoria acaba englobando Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), usinas de biomassa e parques solares de médio porte.

Embora a regulamentação não preveja a restrição de MMD neste momento, o diretor-relator do processo na Aneel indicou durante as deliberações da Reunião Pública da Diretoria que, no futuro, a regulamentação também poderá incorporar a minigeração.

O Plano Emergencial de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição foi acionado pela primeira vez no dia 07/jun/2026 (domingo do fim do feriado de Corpus Christi). Excedentes já eram esperados nesse período devida à previsão de elevada produção a partir da GD e do baixo consumo decorrente da previsão de temperaturas amenas e queda de atividade durante o fim de semana prolongado de Corpus Christi. O ONS acionou o Plano Emergencial com solicitação de redução de 1 GWmed entre as 10 horas e 14 horas do dia 07/jul/2026 (ONS,2026c).

Além das soluções de corte de geração, o ONS também busca construir políticas construtivas que

possam trazer oportunidades para a Geração Distribuída. Na mesma carta em que propôs o Plano Emergencial de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição (**Carta CTA-ONS DGL 1691/2025**), o ONS sugeriu a adoção de uma regulamentação experimental (sandbox regulatório) para avaliação de um Mecanismo de Acionamento Intermediário com vistas à provisão de controle de carregamento e de frequência a partir de Recursos Energéticos Distribuídos. Esta iniciativa pode proporcionar fontes de receitas adicionais para as unidades de Geração Distribuída que estejam aptas a responder aos comandos do ONS.

4.7. EXTERNALIDADES

Além dos impactos físicos no fornecimento de energia elétrica, a MMGD acarreta uma série de impactos econômicos e financeiros para os demais agentes do setor elétrico. Essas **externalidades** (impactos sobre terceiros que não participam diretamente da transação) decorrem principalmente das distorções induzidas pela regulamentação vigente no contexto das profundas alterações na logística de suprimento de energia.

A atual regulamentação foi concebida e construída com base em uma logística de suprimento **top-down**, em que a energia era produzida em grandes centrais elétricas conectadas à Rede Básica de Transmissão, que por sua vez entregava energia às distribuidoras, que por sua vez forneciam a energia aos consumidores finais por meio de suas redes com alta capilaridade.

Neste contexto, as unidades consumidoras apenas consumiam energia de forma passiva e era possível agrupá-las em “grupos tarifários” em função do seu perfil de consumo, que era bastante homogêneo e previsível.

Para a grande massa de consumidores, conectada na baixa tensão, a adoção de uma **tarifa monômnia** (volumétrica) – que cobrava o consumidor apenas pelo seu consumo total de energia no mês – era suficiente considerando o perfil de consumo típico definido previamente em campanhas de medição amostrais. A tarifa monômnia também era suficiente para alocar os custos de forma relativamente precisa entre os consumidores. Portanto, **medidores unidirecionais** eram suficientes para se determinar o consumo de energia provido pela distribuidora.

Para os consumidores maiores, conectados na alta tensão, acrescentava-se um componente de demanda na tarifa e uma diferenciação por postos tarifários (ponta e fora de ponta) para alocar melhor os custos em função:

- da potência máxima demandada dos sistemas de transmissão e distribuição; e
- dos custos de fornecimento em diferentes momentos (Modalidade Tarifária Verde e Azul).

Os custos de distribuição e as perdas técnicas eram alocadas entre os consumidores segmentando os custos de distribuição com base no **diagrama unifilar**, que representa a rede com base nos circuitos separados por nível de tensão. Dado que os fluxos de potência eram unidirecionais, podia-se repartir os custos de cada circuito entre as classes de consumo com base na participação nos fluxos de potência que transitavam pelo respectivo circuito do diagrama unifilar no período de demanda máxima.

Já no contexto atual, estes pressupostos tornam-se cada vez mais inadequados:

- O **perfil de consumo horário** de energia fornecido pela distribuidora a um prosumidor com geração solar fotovoltaica é completamente diferente dos demais consumidores de sua classe de consumo.
- As capacidades das redes de transmissão e distribuição não podem ser definidas apenas examinando o fluxo de potência durante a hora de ponta de demanda, pois há muitos **gargalos nas redes de distribuição e transmissão** que surgem nos momentos de **injeção máxima dos excedentes da MMGD**.

- Dada a elevada participação de fontes variáveis, com perfis de produção horária muito variada, os **custos de geração passam a apresentar flutuações grandes ao longo do dia.**

Todas essas transformações requerem uma revisão da regulação tarifária.

Exemplo: regulamentação para o cálculo das Perdas Não Técnicas

Um exemplo de externalidade que surgiu com a crescente participação da MMD envolve o cálculo das perdas não técnicas, tema recentemente discutido na Consulta Pública 09/2024. Na prática, a CP 09/2024 busca obter subsídios para tratar das distorções no cálculo das Perdas Não Técnicas que passaram a ocorrer com a inserção da MMD no SCEE.



Figura 18: Balanço Energético na Distribuição

Elaboração: Instituto Acende Brasil

O Balanço de Energia na distribuição tem cinco componentes:

- a **Energia Injetada (EI)** na rede da distribuidora que corresponde à soma de volumes de energia proveniente de geradores conectados à Rede Básica de Transmissão, da Geração Distribuída conectada à Distribuidora e da energia advinda de outras Distribuidoras;
- a **Energia Entregue (EE)** aos Consumidores Livres e a outras Distribuidoras que recebem a sua energia adquirida de terceiros por meio da rede da Distribuidora;
- a **Energia Vendida (EV)** aos consumidores e prosumidores atendidos pelas distribuidoras sob tarifas reguladas;
- as **Perdas Técnicas (PT)** incorridas na condução e transformação de energia no processo de distribuição da energia elétrica; e
- as **Perdas Não Técnicas (PNT)** que correspondem às perdas comerciais (furtos e fraudes), além do consumo próprio da Distribuidora.

Na contabilidade regulatória, as **Perdas Não Técnicas** incorridas são computadas de forma residual, considerando as injeções (EI), as retiradas (EV e EE) de energia da rede de Distribuição, e o percentual de perdas técnicas esperadas, dada a configuração da rede de Distribuição e o fluxo de energia que trafega pela rede de distribuição:

$$PNT \uparrow = EI \downarrow - EV \downarrow - EE - \%PT \cdot EI \downarrow$$

Previamente, a Energia Vendida considerava o mercado faturado, isto é, os kWh cobrados dos consumidores. Com o advento do SCEE, observaram-se dois fenômenos:

- a **Energia Vendida** diminuía substancialmente devido à energia compensada (apesar de a energia efetivamente fornecida não diminuir na mesma proporção); e
- o cálculo das **Perdas Técnicas** também apresentava queda, pois esse componente era computado considerando a **Energia Injetada** advinda da Rede Básica, desconsiderando a “energia passante” que era transportada pela Distribuidora, mas que não é faturada.

Esta **energia passante** inclui a energia gerada pela MMGD que trafega pela rede de distribuidora, substituindo energia proveniente da Rede Básica e, nos casos em que ocorrem reversão de fluxos nas subestações de fronteira, também inclui a energia injetada na Rede Básica pela Distribuidora.

A redução destes dois componentes (*EV e PT*) no cálculo da Aneel resultavam em Perdas Não Técnicas não condizentes com a realidade. O fato é que os fluxos de potência nas redes de distribuição não diminuem substancialmente com a inserção da MMGD solar fotovoltaica, pois o consumo simultâneo da energia gerada pela MMGD no estabelecimento dos prossumidores é relativamente baixo. Logo, as Perdas Técnicas não apresentam queda da magnitude apontada pela contabilidade até então empregada.

O efeito foi uma estimativa inflada das Perdas Não Técnicas, muitas vezes superando os limites regulatórios, resultando em glosa da recuperação de parte da Receita Requerida da distribuidora (**Nota Técnica 31/2024-STR/Aneel**).

A fim de sanar o problema, a Aneel revisou os conceitos utilizados para o balanço energético no **Sistema de Acompanhamento de Informação de Mercado para Regulação Econômica – Samp**.

Essa revisão passou a:

- incluir a energia excedente da MMGD que passa pela rede da Distribuidora na contabilização da Energia Injetada;
- utilizar a energia medida (que inclui toda a energia retirada da rede de distribuição, seja a que foi faturada, seja a que foi compensada no SCEE) em vez de considerar apenas a energia faturada para avaliar a Energia Vendida.

Essas mudanças foram incorporadas nos Procedimentos de Regulação Tarifária por meio da **Resolução Normativa 1114/2026**, que também determinou a revisão dos percentuais de Perdas Não Técnicas definidos nas revisões tarifárias das distribuidoras.

Este exemplo mostra como as profundas alterações na operação do sistema elétrico ocasionadas pela inserção de MMGD solar fotovoltaica podem afetar outros elementos não diretamente relacionados ao SCEE, mas que provocam impactos relevantes sobre outros agentes do setor.

CONSTATAÇÃO 8: AS PROFUNDAS MUDANÇAS NA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO OCASIONADAS PELA INSERÇÃO DA MMGD ORIGINAM EXTERNALIDADES QUE REQUEREM REVISÃO DA REGULAMENTAÇÃO

Muitas das premissas consideradas na regulação deixaram de ser razoáveis no contexto operativo em que a MMGD passa a compor uma parcela relevante da matriz elétrica. A inserção da MMGD ocasiona distorções regulatórias que impactam outros agentes e que precisam ser reparadas.

5. REFORMA TARIFÁRIA

A crescente participação da MMGD no setor elétrico brasileiro requer reparos urgentes para que a inserção desse tipo de geração seja justa, sustentável e eficiente.

Uma forma eficaz para se alcançar este objetivo é por meio de uma reforma tarifária que reflita de forma mais precisa os custos e benefícios da MMGD.

Esta iniciativa envolverá a definição de uma tarifa com mais componentes a fim de captar as novas dimensões que passaram a ser relevantes com o advento da MMGD. Embora tais mudanças na estrutura da tarifa requeiram medição mais sofisticada e agregue complexidade à fatura, as mudanças são necessárias para permitir uma precificação mais justa, sustentável e eficiente.

Não obstante o foco deste *White Paper* seja a tarifa para a MMGD, reforça-se que tais aprimoramentos tarifários são desejáveis para todos os consumidores, pois visam a captar dimensões que passaram a ser relevantes dada a atual matriz elétrica, o que impacta todos os usuários do sistema.

Em função do previsível e necessário aumento de complexidade, a definição da estrutura tarifária requererá uma solução de compromisso entre a precisão e a simplicidade. A precisão é importante para se alcançar uma tarifa mais justa. Mas a busca desmedida por precisão pode introduzir um grau de complexidade tarifária que pode ser contraproduutivo se o sistema proposto for de difícil compreensão e aplicação.

A sinalização de preços proporcionada por uma estrutura tarifária mais apropriada não só promove uma alocação de custos mais justa, minimizando distorções e externalidades, mas também serve para estimular soluções para os problemas que hoje comprometem a expansão da MMGD (Hinz, Schmidt; e Möst, 2018; Burger *et al.*, 2020; Sioshansi, 2023).

A seguir apresentam-se as principais dimensões que a Aneel deve considerar na concepção de uma nova estrutura tarifária nesse contexto da MMGD, mas sempre tendo em mente a busca por uma solução de compromisso entre precisão e simplicidade.

5.1. DEFINIÇÃO DE NOVA(S) CLASSE(S) DE CONSUMO

Os Procedimentos de Regulação Tarifária já preveem a diferenciação de tarifas por:

- **grupos e subgrupos** de unidades consumidoras, que são definidos em função do nível de tensão em que estão conectados à rede de distribuição, e
- **classes e subclasses de consumo**, que são definidos de acordo com a atividade exercida, a finalidade de utilização da energia elétrica e o atendimento aos critérios estabelecidos na regulamentação.

Os grupos e classes de consumo atuais foram estabelecidos nos artigos 2 e 174 na **Resolução Normativa 1.000/2021 da Aneel**.

Os prosumidores com MMGD apresentam um padrão de utilização de energia elétrica diferente dos demais consumidores pois os prosumidores utilizam a rede não só para atendimento de sua carga, mas também para escoar o excedente de sua produção, alterando completamente o perfil de fluxos potência nas redes e o perfil da carga líquida.

Por isso faria sentido estabelecer uma classe de consumo distinta para os prosumidores com MMGD.

Esta nova classe de consumo permitiria a adoção de modalidades tarifárias específicas que captam de forma mais fidedigna as características distintas dos prosumidores. Seria possível, por exemplo, a adoção de tarifas considerando o perfil horário de consumo e de injeção de energia típico definido com base em campanhas de medição, o que possibilitaria a adoção de tarifas

com postos tarifários diferenciados mesmo na eventual ausência de medidores mais sofisticados. Também poderiam ser previstas subclasses para contemplar prosumidores enquadrados como autoconsumo local, autoconsumo remoto, consumidor-gerador, geração compartilhada, e empreendimento com múltiplas unidades consumidoras.

A diferenciação de tarifas com base em classificação de consumidores é uma solução mais simples e pragmática ao viabilizar a adoção de uma estrutura tarifária mais sofisticada, pois introduz novos componentes tarifários apenas para um subconjunto de consumidores em que tais dimensões são mais relevantes. Alguns exemplos neste sentido incluem:

- Austrália (que prevê tarifas diferenciadas para prosumidores com postos tarifários ou precificação diferenciada para a injeção de energia na rede – *feed-in tariffs*);
- Arizona/E.U.A. (que oferece um menu de planos próprios para consumidores com geração solar);
- Califórnia/E.U.A. (que impõe tarifas com postos tarifários para prosumidores);
- Nova Iorque/E.U.A. (que prevê precificação diferenciada pela energia injetada em função de seu valor sistêmico – *Value Stack Compensation*); e
- Bélgica (que prevê um menu de tarifas próprias para prosumidores).¹²

5.2. DIFERENCIAÇÃO TEMPORAL

Dados os crescentes desequilíbrios entre oferta e demanda de energia elétrica em determinados momentos do dia, torna-se muito importante implementar tarifas diferenciadas por horário, dia (útil ou fim de semana e feriados) e estações do ano.

A **diferenciação temporal se justifica tanto para o componente de energia (TE) quanto para o uso das redes de transmissão e distribuição (TUSD** – que também inclui os custos de transmissão). Dada a relativa abundância e escassez de energia durante os diferentes períodos do dia, semana e ano, os preços de energia passaram a apresentar variações consideráveis ao longo do tempo. E, dada a variação dos padrões dos fluxos de potência nas redes de distribuição e transmissão, surgem gargalos momentâneos que justificariam uma precificação diferenciada no tempo para refletir as condições de congestionamento nas redes.

No limite, a solução mais precisa seria a adoção de medidores eletrônicos que permitissem a cobrança de **tarifas dinâmicas** que poderiam mudar a cada instante de forma a refletir as condições do sistema elétrico. Mas essa iniciativa requer:

- a implantação de medição inteligente em massa;
- o estabelecimento de sistemas aptos a processar todos os dados requeridos; e
- o esforço por parte do usuário para entender e reagir à sinalização de preços de alta frequência resultante dessa tarifação dinâmica.

O principal risco que se corre na adoção de tarifas dinâmicas é de que o consumidor, sobrecarregado com informações, acabe desistindo de acompanhar e interpretar os sinais de preços, passando a ignorá-los.

A fim de evitar o risco de frustrar os usuários com uma sobrecarga de informações, poderia ser

¹² Seguem os sites de alguns exemplos de mercados em que se aplica uma estrutura tarifária distinta para prosumidores:

- Austrália: <https://www.energy.gov.au/solar/financial-benefits-solar/electricity-pricing-plans-and-tariffs>;
- Arizona (Salt River Project): <https://www.srpnet.com/price-plans/residential-electric/solar/compare-solar-plans>;
- Califórnia (Net Billing Tariff): <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M500/K043/500043682.PDF> e <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M521/K257/521257323.PDF>;
- Nova Iorque: <https://documents.dps.ny.gov/public/MatterManagement/MatterFilingItem.aspx?FilingSeq=272075&MatterSeq=>
- Bélgica: gozero.degree/understanding-the-prosumer-tariff/.

adotada uma **precificação dinâmica simplificada**, adotando uma variação de preços com regularidade menor e de forma mais padronizada, como já é feito com as Bandeiras Tarifárias, por exemplo, em que as tarifas são ajustadas em um de quatro patamares pré-definidos em função das condições do sistema.

Outra possibilidade seria a adoção de tarifas diferenciadas pré-especificadas para determinados períodos, o que se denomina **postos tarifários** no Brasil (internacionalmente conhecido como *time-of-use tariffs*). Essa abordagem tem a vantagem de ser facilmente assimilada pelo consumidor, que pode adequar seu padrão de uso com base nos períodos pré-especificados. Essa abordagem funciona bem para as variações rotineiras, mas não proporciona uma solução ideal para as situações que ocorrem de forma irregular e não previsível.

Os postos tarifários já são padrões adotados para tarifação de consumidores de alta tensão e para os consumidores de baixa tensão que optam pela Modalidade Tarifária Branca. Na **Consulta Pública 46/2025 da Aneel** foram discutidas alternativas para implantação de tarifas horárias na baixa tensão. A proposta colocada em debate foi de tornar a adoção de postos tarifários obrigatória para consumidores de baixa tensão com consumo superior a 1 MWh por mês (subclasse B1), que passaria a vigorar após um período de testes de três meses para que o consumidor tenha a possibilidade de se familiarizar e de se adequar à nova modalidade tarifária.

5.3. DIFERENCIAÇÃO PELA DEMANDA

Outra forma de diferenciação relevante a ser considerada é a tarifação pela capacidade máxima demandada. Essa dimensão é especialmente relevante para a remuneração das redes de transmissão e distribuição que precisam ser dimensionadas para atender à demanda de ponta.

O componente de demanda poderia ser diferenciado para a capacidade máxima requerida para injeção e para retirada de energia da rede de distribuição, pois eles são fenômenos distintos que acarretam impactos muito diferentes sobre o sistema elétrico. Afinal, os gargalos para escoar as injeções de energia excedente da MMDG nos momentos de maior radiação solar são diferentes dos gargalos para atender ao pico da demanda no início da noite.

Ao diferenciar a demanda para injeção e para retirada de energia da rede, capta-se a **característica mais distinta dos prosumidores: a injeção de energia na rede**. Assim, a adoção deste componente tarifário possivelmente minimizaria a necessidade de se criar ou alterar outros componentes tarifários.

5.4. DIFERENCIAÇÃO POR LOCALIDADE

Outro aspecto relevante é a precificação por localidade. Há áreas geoeletricas em que a MMDG pode ser muito mais bem aproveitada do que em outras. Seria desejável adotar uma estrutura tarifária que pudesse refletir essas condições em função de localidade.

No caso da MMDG, o sinal locacional só tem o poder de influenciar o prosumidor no momento da tomada de decisão de instalação da MMDG: após a instalação o usuário não mudará o seu sistema ou alterará o seu comportamento em função de um sinal locacional. Na prática, após o investimento uma alteração do sinal locacional só gera risco para o prosumidor e não gera benefícios para o sistema porque a MMDG que já foi instalada até o momento não é controlável (despachável) pelo operador do sistema.

Portanto, o sinal locacional só faz sentido para uma **taxa de conexão** a ser cobrada exclusivamente de novas instalações de MMDG. Pode-se vislumbrar um sistema que a tarifa de conexão à rede seria diferenciada em função das condições locais da rede a fim de acomodar os perfis de injeção

e consumo esperados da MMGD solar fotovoltaica.

Essas tarifas de conexão locacional poderiam ser divulgadas prospectivamente e revisadas regularmente de forma a influenciar as decisões de investimento por parte dos futuros prosumidores. Não se espera que os consumidores interessados em investir em MMGD mudem de local em função da taxa de conexão, mas a taxa de conexão diferenciada pode estimular (ou desestimular) consumidores localizados em determinadas áreas a adotar a MMGD, principalmente em função da iniciativa de prestadores de serviço (integradores) e os fornecedores de equipamentos – que são os maiores promotores da MMGD. A sinalização de preços da taxa de conexão serviria para direcionar os seus esforços de vendas nas áreas mais lucrativas (i.e. de menor taxa de conexão).

A taxa de conexão seria uma taxa única, mas cuja cobrança poderia ser escalonada ao longo de meses ou anos para atenuar o impacto inicial de sua aplicação.

5.5. DIFERENCIAÇÃO POR CARACTERÍSTICAS DA UNIDADE DE CONSUMO

A Aneel já cogita a implantação de um componente fixo na estrutura tarifária para recuperar os custos comerciais, entendidos como aqueles custos que envolvem a instalação de medidores e os serviços de leitura, emissão e entrega de faturas.

O componente fixo poderia variar em função do:

- tipo de medidor instalado (eletromecânico, eletrônico ou inteligente);
- número de fases da conexão do consumidor; e
- forma de entrega da fatura (impressa ou digital).

O componente fixo também poderia ser utilizado para recuperar os encargos setoriais e outros custos fixos do sistema, corroborando para a mitigação do deslocamento de custos ocasionados pelo SCEE. Este tema está em discussão na **Consulta Pública 16/2026**.

6. CONCLUSÕES

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) tem sido instrumental para ensejar a inserção de geração de fontes renováveis de pequeno porte e de forma pulverizada nas unidades de consumo, resultando em um crescimento exponencial da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), que é predominantemente baseada na fonte solar fotovoltaica.

Impulsionada pela modularidade da tecnologia e pelos subsídios implícitos no modelo de permuta de energia, a capacidade instalada da MMGD atingiu 43.400 MW no final de 2025. Contudo, essa rápida expansão gerou um descompasso estrutural, pois a geração solar concentra-se no meio do dia, enquanto o pico de consumo ocorre no início da noite.

Esse descasamento temporal introduziu uma variabilidade na carga líquida que tornou a operação do sistema elétrico significativamente mais desafiadora e acarretou significativa transferência de custos dos prossumidores de MMGD para os demais consumidores que não têm instalações de MMGD.

Consequentemente, a injeção massiva de energia excedente nas redes de distribuição tem provocado severos impactos técnicos, incluindo desvios críticos de tensão, sobrecarga de equipamentos e inversão de fluxo em centenas de subestações na fronteira entre as redes das distribuidoras com a Rede Básica de Transmissão.

A fim de lidar com esse novo padrão de fluxos de potência, tornou-se necessário ampliar a flexibilidade operativa do parque gerador centralizado e o ONS passou a recorrer a cortes forçados (*curtailment*) frequentes da geração hidrelétrica, eólica e solar em momentos de sobreoferta.

Além dos desafios físicos e das irregularidades de instalações de MMGD não declaradas, o SCEE gera distorções econômicas graves em função dos subsídios cruzados. Os custos de transmissão, distribuição e encargos setoriais que deixam de ser pagos pelos prossumidores no SCEE acabam sendo cobrados dos consumidores que não possuem MMGD.

Diante desse cenário de desequilíbrio e das externalidades geradas, torna-se urgente a realização de uma reforma tarifária que reflita melhor os custos e benefícios da MMGD para o sistema. A Lei 14.300/2022 prevê a revisão das regras tarifárias, o que é absolutamente essencial para eliminar externalidades e para captar e alocar adequadamente os diversos componentes de custos entre todos os usuários do sistema elétrico.

O aperfeiçoamento regulatório sugere a avaliação da adoção de diversas medidas, entre as quais:

1. a criação de classes e subclasses de consumo específicas para prossumidores;
2. a implementação de diferenciação temporal (postos tarifários por horário, dias da semana e estações do ano) para refletir as condições vigentes, tanto em relação ao custo da energia, quanto das condições escoamento nas redes de transmissão e distribuição;
3. a cobrança baseada na demanda máxima para injeção e para retirada de energia da rede;
4. a possibilidade de cobrança de taxas de conexão com sinalização locacional; e
5. a criação de um componente fixo para a recuperação de custos comerciais e outros componentes não variáveis associados ao atendimento de cada consumidor.

Em suma, a formulação de uma nova estrutura tarifária pela Aneel deve buscar uma solução de compromisso que pondere a precisão da alocação de custos e a simplicidade de compreensão para os usuários.

Apenas por meio de uma correta sinalização de preços – que estimule soluções sistêmicas, minimize o deslocamento injusto de custos e corrija as distorções operacionais atuais – o país conseguirá garantir que a contínua expansão da geração distribuída ocorra de maneira sustentável, justa e economicamente eficiente para todos os consumidores e agentes do setor elétrico.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Borenstein, S. (2017). "The Economics of Fixed-Cost Recovery and its Implications for Energy Policy." (Working Paper w23485). Cambridge, MA: National Bureau of Economic Research – NBER.
- Burger, S.; C. Knittel; I. Pérez-Arriaga; I. Schneider; and F. Scheidt (2020). The Efficiency and Distributional Effects of Alternative Residential Electricity Rate Designs. The Energy Journal 41(1): 199-239.
- Castaneda, M.; S. Zapata; J. Cherni; A. Aristizabal; e I. Dyner (2017). "Myths and facts of the utility death spiral." Energy Policy 110: 105-116.
- Darghouth, N.; G. Barbose; e R. Wiser, R. (2016). "The impact of rate design on the financial value of rooftop solar." Energy Policy 95: 478-489.
- EPE (2023). Metodologia de Estimativa de Requisitos e Recursos de Flexibilidade no SIN. Nota Técnica EPE/DEE/076/2023-R0. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética – EPE.
- MME/EPE (2025). Plano Decenal de Expansão de Energia 2035. Brasília: Ministério de Minas e Energia – MME / Empresa de Pesquisa Energética – EPE.
- Hinz, F.; M. Schmidt, M.; e D. Möst (2018). Regional distribution effects of different electricity network tariff designs with a distributed generation structure: the case of Germany. Energy Policy 113: 97-111.
- Hochstetler, R. e J. Cho (2023). "In search of a tariff fit for the grid's edge revolution: Reflections from Brazil" em Sioshansi, F. (ed.) (2023). The Future of Decentralized Electricity Distribution Networks, capítulo 13. Amsterdam: Elsevier.
- Khodayar, M.; M. Feizi; e A. Vafamehr (2019). Solar photovoltaic generation: Benefits and operation challenges in distribution networks. The Electricity Journal 32(4): 50-57.
- Lee, H. (2026). Integrating distributed energy resources in power distribution systems: A comprehensive review of impacts, challenges, and opportunities from a distribution system operator's perspective. Applied Energy 403(8): 127052.
- Masters, C., 2002. Voltage Rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11kV overhead lines. Power Engineering Journal 16 (1): 5-12.
- ONS (2025). Diagnóstico e Perspectiva da Evolução de Cortes de Geração no Brasil. (GT Cortes de Geração). RT ONS DGL 0189/2025. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.
- ONS (2026a). Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (Ciclo 2026-2030) - PAR/ PEL 2025. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.
- ONS (2026b). Avaliação de Alterações no Perfil da Carga Associada à MMGD Não Registrada (Relatório Técnico ONS DPL 0149/2026). Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.
- ONS (2026c). Programa Diário de Operação: Recomendações e Diretrizes Eletroenergéticas 07/06/2026. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.
- Razavi, S.; E. Rahimi; M. Javadi; A. Nezhad; M. Lotfi; M. Shafie-khah; J. Catalão (2019). Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews 105: 157-167.
- Satchwell, A.; A. Mills; G. Barbose; R. Wiser; P. Cappers; e C. Goldman (2015). "Financial impacts of net-metered PV on utilities and ratepayers." Energy Policy 80: 127-138.
- Sioshansi, F. (ed.) (2023). The Future of Decentralized Electricity Distribution Networks.

Amsterdam: Elsevier.

Sioshansi, F. (ed.) (2025). Electrification and the Future of Decentralized Electricity Supply. Amsterdam: Elsevier.

The Economist (2024). The Exponential growth of solar power will change the world: An energy-rich future is within reach. June, 20th, 2024.

COMO REFERENCIAR ESTE TRABALHO:

Instituto Acende Brasil (2026). REFORMA TARIFÁRIA PARA A MMGD: POR UM SISTEMA MAIS JUSTO, SUSTENTÁVEL E EFICIENTE. *White Paper* 33, São Paulo. 36p.

Presidente: Claudio J. D. Sales

Diretor Executivo: Eduardo Müller Monteiro

Diretor para Assuntos Socioambientais e Sustentabilidade: Alexandre Uhlig

Diretor de Assuntos Econômicos e Regulatórios: Richard Lee Hochstetler

Projetos de P&D: Patrícia Guardabassi

Comunicação: Melissa Oliveira

Engenheiro: Joaci Lima Oliveira

Engenheiro: João Cho

Economista: Fabrício Lões

Assuntos Administrativos: Eliana Marcon

ENDEREÇO

RUA JOAQUIM FLORIANO, 466
Ed. CORPORATE • CONJ. 501 • ITAIM BIBI
CEP 04534-004 • SÃO PAULO • SP
TELEFONE: +55 (11) 3704-7733

www.acendebrasil.com.br

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que desenvolve ações e projetos para aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro.

Para alcançar este objetivo, adotamos a abordagem de Observatório do Setor Elétrico Brasileiro.

Atuar como um Observatório significa pensar e analisar o setor com lentes de longo prazo, buscando oferecer à sociedade um olhar que identifique os principais vetores e pressões econômicas, políticas e institucionais que moldam as seguintes dimensões do Setor Elétrico Brasileiro:



AGÊNCIAS
REGULADORAS



GOVERNANÇA
CORPORATIVA



IMPOSTOS E
ENCARGOS



LEILÕES



MEIO AMBIENTE
E SOCIEDADE



OFERTA DE
ENERGIA



RENTABILIDADE



TARIFA E
REGULAÇÃO