

## Marco Legal da GD: impactos na rentabilidade e a importância da valoração dos seus benefícios (1)

Marília Rabassa (2)

Felipe Guimarães (3)

A Lei 14.300/22, conhecida como o Marco Legal da Geração Distribuída (MLGD), trouxe a tão esperada segurança jurídica para manter o crescimento dos investimentos nesses projetos no Brasil. De agora em diante, as empresas que atuam neste mercado precisam ter um olhar estratégico para identificar as melhores oportunidades no novo ambiente legal e regulatório e se munir de informações para desenvolver os projetos mais competitivos.

O mercado de geração distribuída (GD) tem apresentado crescimento exponencial desde a sua concepção em 2012, viabilizada por meio da Resolução Normativa 482 (REN 482), que instituiu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Nesses 10 anos, são mais de 9GW de capacidade instalada, o equivalente a aproximadamente 5% da capacidade de geração elétrica do país, atendendo mais de 1 milhão de unidades consumidoras, contando com mais de 15 mil empresas que atuam no setor, além de mais de R\$ 17 bilhões de investimentos somente no ano de 2021.

Esse crescimento foi possível por diversos fatores: (1) a adaptabilidade da energia solar FV à GD e a respectiva evolução e redução de custos e preços desta tecnologia, (2) os aumentos significativos e recorrentes nas tarifas de energia elétrica dos consumidores regulados, e (3) a regra de compensação de créditos da REN 482, que valorava o crédito de energia injetada na rede por uma unidade de GD pelo mesmo valor que a energia fornecida pela rede.

Desde a concepção da regulação para GD, já estava previsto que a REN 482 seria revista periodicamente pela ANEEL, fato que ocorreu em 2015 e em 2017, ambas revisões mantendo as regras de compensação instituídas inicialmente. Apesar disso, conforme a GD progredia em capacidade instalada, aumentava o debate sobre uma revisão do critério de compensação dos créditos de energia. Por isso, a ANEEL instituiu este tópico em sua Agenda Regulatória para os biênios 2018-19 e 2020-21, iniciando as discussões com a sociedade a partir da publicação da Nota Técnica 010/2018, de maio de 2018.

No final de 2021, após 4 anos de discussões intensas sobre o futuro dos projetos de GD, com um acordo histórico entre o MME, a ANEEL e as principais associações do setor elétrico, foram delineadas as principais alterações no SCEE que comporiam o MLDG, aprovado praticamente por unanimidade pelo Congresso Nacional e sancionado pela Presidência da República sob a Lei nº 14.300/22, em 6 de janeiro de 2022.

Com o objetivo de auxiliar o mercado a entender e quantificar os impactos do MLDG, a CELA – Clean Energy Latin America, assessoria estratégica e financeira especializada em projetos de energias renováveis, elaborou uma análise do impacto financeiro que a nova regulação trará para os projetos de GD.

### **Alterações regulatórias que mais impactam a viabilidade de projetos de GD:**

O MLDG trouxe diversas novidades para projetos de GD que já foram amplamente discutidas e exploradas pelo setor qualitativamente. Neste artigo, antes de descrevermos os impactos financeiros

nos projetos, iremos explicar os aspectos do MLGD que causam maior impacto quantitativo na viabilidade financeira dos projetos.

### Direito adquirido:

Os projetos já existentes antes da publicação do MLGD e projetos que protocolarem a solicitação de acesso até 6 de janeiro de 2023, manterão a regra de compensação estabelecida na REN 482 até 31 de dezembro de 2045. Portanto, o valor da energia injetada pela GD será compensado pelo mesmo valor da energia fornecida pela rede.

### Novas regras de compensação:

Os projetos que protocolarem a solicitação de acesso após 6 de janeiro de 2023 passarão por um período de transição, este será definido conforme a data de obtenção do parecer de acesso, o modelo de negócio e a capacidade instalada do projeto.

Para explicar as novas regras de compensação aplicáveis aos projetos, separamos o processo em três momentos: (1) Regra de Direito Adquirido, antes da publicação do MLGD, (2) Regra de Transição, e (3) Regra Definitiva.

- Regra de Direito Adquirido: O valor de compensação do crédito de energia de uma GD possui o mesmo valor da energia fornecida pela rede;
- Regra de Transição: O valor de compensação do crédito de energia de uma GD é reduzido se comparado com o valor da energia fornecida pela rede. Durante o prazo de transição, o consumidor que receber os créditos de uma GD precisará pagar a diferença entre o valor do crédito da GD e a tarifa à distribuidora, remunerando a distribuidora pelo uso do sistema de distribuição;
- Regra Definitiva: Esta será a regra geral a ser aplicada para projetos de GD após o fim do Direito Adquirido ou da Regra de Transição estabelecida para o projeto. O valor de compensação do crédito de energia de uma GD será valorado com base na componente energia das tarifas dos consumidores regulados, somada aos benefícios proporcionados por projetos de GD ao Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), que serão definidos pelo CNPE e calculados pela ANEEL.

Na Figura 1, apresentamos as principais variações do valor de compensação dos créditos de GD. São duas possibilidades, uma regra para projetos locais ou com capacidade instalada abaixo de 500kW e outra para projetos de Geração Compartilhada com consumidor com 25% ou mais de participação na geração ou Autoconsumo Remoto, ambos com capacidade instalada acima de 500kW.

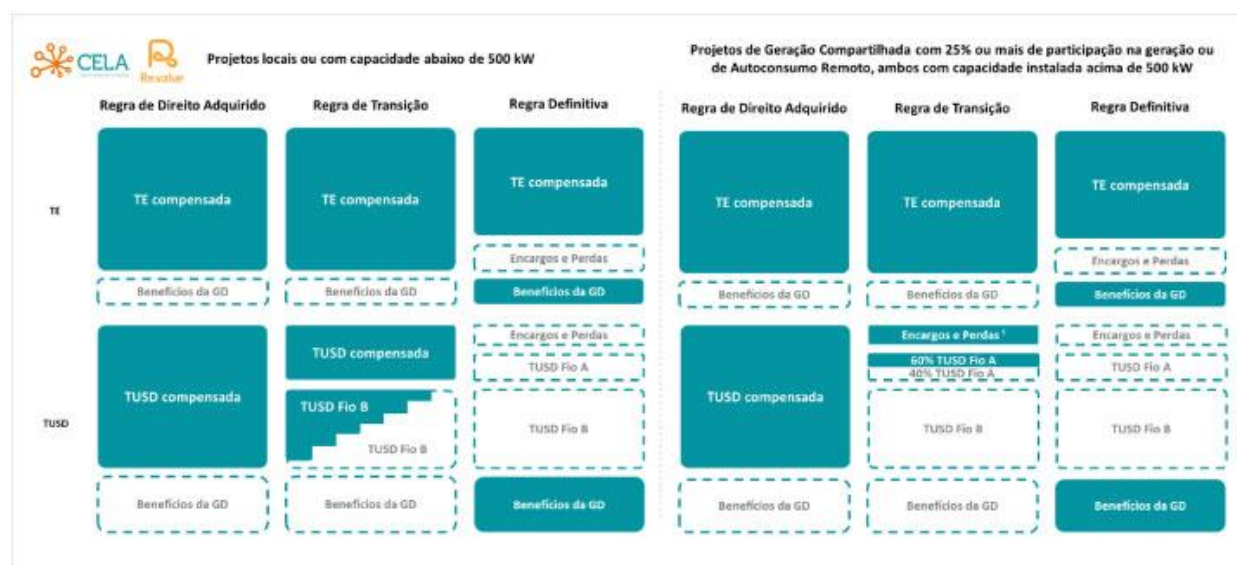


Figura 1:<sup>2</sup> Todas os encargos são compensados nesta regra, com exceção de P&D e TFSEE.

Avaliando a parte da tarifa que é referente à Tarifa de Energia (TE), a compensação é igual para todos os projetos. Durante os períodos de Direito Adquirido e Regra de Transição, a TE continua

sendo compensada em sua totalidade, enquanto na Regra Definitiva o valor compensado da TE poderá ou não diminuir, dependendo do cálculo de benefícios da GD.

Já para a parte da tarifa referente à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), há a diferenciação de regra de acordo com o modelo de negócio e capacidade instalada do projeto. Apesar disso, durante o período de Direito Adquirido a TUSD continua sendo compensada em sua totalidade para todos os projetos.

Para projetos locais ou com capacidade instalada abaixo de 500kW, o valor da TUSD compensada para a GD passa a diminuir gradualmente entre 2023 e 2028, até que deixe de compensar totalmente a componente TUSD Fio B. Para usinas acima de 500kW em modelo de Geração Compartilhada, com consumidor que possua mais de 25% de participação na geração da usina, e Autoconsumo Remoto a compensação durante a regra de transição é mais severa, perdendo totalmente a compensação da componente TUSD Fio B, 40% da componente TUSD Fio A e mais alguns outros encargos.

Para a Regra Definitiva, toda a componente tarifária da TUSD deixa de ser compensada para todos os projetos, independentemente da capacidade instalada e modelo de negócio.

Adicionalmente, dos valores a serem pagos pelo uso do sistema de distribuição, ainda deverão ser abatidos os benefícios proporcionados por projetos de GD ao SEB. Estes ainda não possuem uma diretriz clara de como serão estabelecidos e aplicados, porém desempenharão um papel importante na viabilidade de projetos de GD no futuro.

Por fim, o critério que determina em qual regra o projeto de GD será enquadrado é a data de solicitação do parecer de acesso e a data de publicação do MLGD. A partir destas datas, é possível saber se a usina será enquadrada na Regra de Direito Adquirido ou se entrará em uma das duas Regras de Transição, conforme a Figura 2.



Figura 2

### Demanda contratada conforme projetos de geração:

Após a Revisão Tarifária Periódica da distribuidora na qual o projeto de GD está conectado, será considerada, para todos os projetos que são elegíveis a pagar a demanda contratada, a aplicação da tarifa de injeção de energia (TUSDg), ao invés da tarifa de demanda (TUSDd) que possui valor superior.

### **Análises e simulações realizadas pela CELA:**

Levando em consideração os principais aspectos do MLGD descritos, a CELA simulou mais de 1.300 cenários utilizando sua plataforma na nuvem, o Re.value, software de viabilidade financeira para GD desenvolvido pela empresa, no qual foi possível avaliar de forma rápida e simples as

tendências e impactos que a nova regulação trará para seus projetos.

Foram analisadas as 26 principais distribuidoras do país, variando as características de projetos com consumidores B3, conforme: (1) Autoconsumo Local com 75kW e investimento realizado pelo consumidor, (2) Autoconsumo Remoto com 500kW com contrato de locação, (3) Geração Compartilhada com 500kW com contrato de locação, (4) Autoconsumo Remoto com 3MW com contrato de locação, e (5) Geração Compartilhada com 3MW com contrato de locação. Todos os cenários foram avaliados com diferentes datas de entrada em operação, como forma de quantificar o impacto para projetos que possuem o Direito Adquirido e Regra de Transição.

Para os cenários nos quais é considerada Regra de Transição, como o CNPE e a ANEEL ainda não definiram qual será o valor dos benefícios que a GD trará para o SEB, foi necessário criar cenários alternativos para a Regra Definitiva. Consideramos um cenário pessimista, que não considera nenhum dos benefícios da GD (resultando uma compensação média de 38% da tarifa total) e outro cenário otimista, que considera que o valor dos benefícios da GD será o equivalente ao valor da tarifa para o último ano da Regra de Transição (resultando uma compensação média de 66% da tarifa total).

O primeiro ponto de atenção e de oportunidade observado é que projetos similares são impactados de forma diferente entre as distribuidoras. Esse fato ocorre por conta dos dois principais drivers de mudança do MLGD: o peso da TUSD Fio B em relação à tarifa total, já que esta deixará de ser compensada, define a magnitude da redução de economia que o consumidor da GD perceberá -, e a redução da TUSDg em comparação à TUSDd – que indica a redução de custos incorridos pelos projetos de GD.

Para visualizar melhor essa tendência, a CELA elaborou um mapa de impacto potencial do MLGD por distribuidora, conforme a Figura 3, que indica com base nos dois drivers quais são as áreas de concessão que tendem a apresentar maior ou menor impacto na rentabilidade dos projetos de GD. Quanto menor o valor dos drivers em uma área de concessão, menor será o impacto na rentabilidade dos projetos conectados. Por outro lado, quanto maior o valor dos drivers em uma área de concessão, maior será o impacto na rentabilidade.

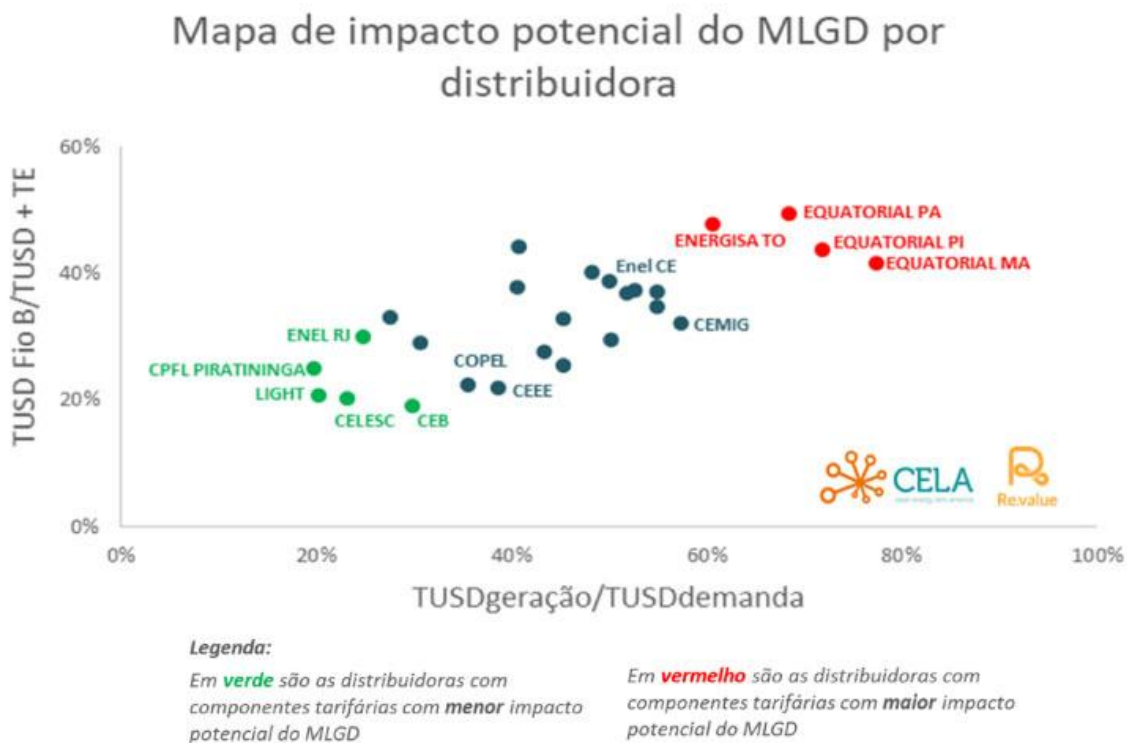


Figura 3

De acordo com o mapa, é possível notar que as áreas de concessão que estão melhor posicionadas são as atendidas pela Light, Celesc, CPFL Piratininga, CEB e Enel RJ, portanto, empresas que atuam nestas regiões tendem a perceber em menor magnitude os impactos do MLGD para seus projetos futuros. Por outro lado, para as empresas que atuam nas áreas da Equatorial PA, Equatorial

PI, Equatorial MA e Energisa TO será possível notar um impacto maior na rentabilidade dos projetos.

Na Regra de Direito Adquirido, para todos os projetos simulados, o impacto do MLGD é positivo e aumenta em média +27% da TIR entre todas as áreas de concessão avaliadas. Esse incremento ocorre principalmente nos cenários com modelos de negócios de Autoconsumo Remoto e Geração Compartilhada que passam a ter custos menores pela adoção da TUSDg após a revisão tarifária.

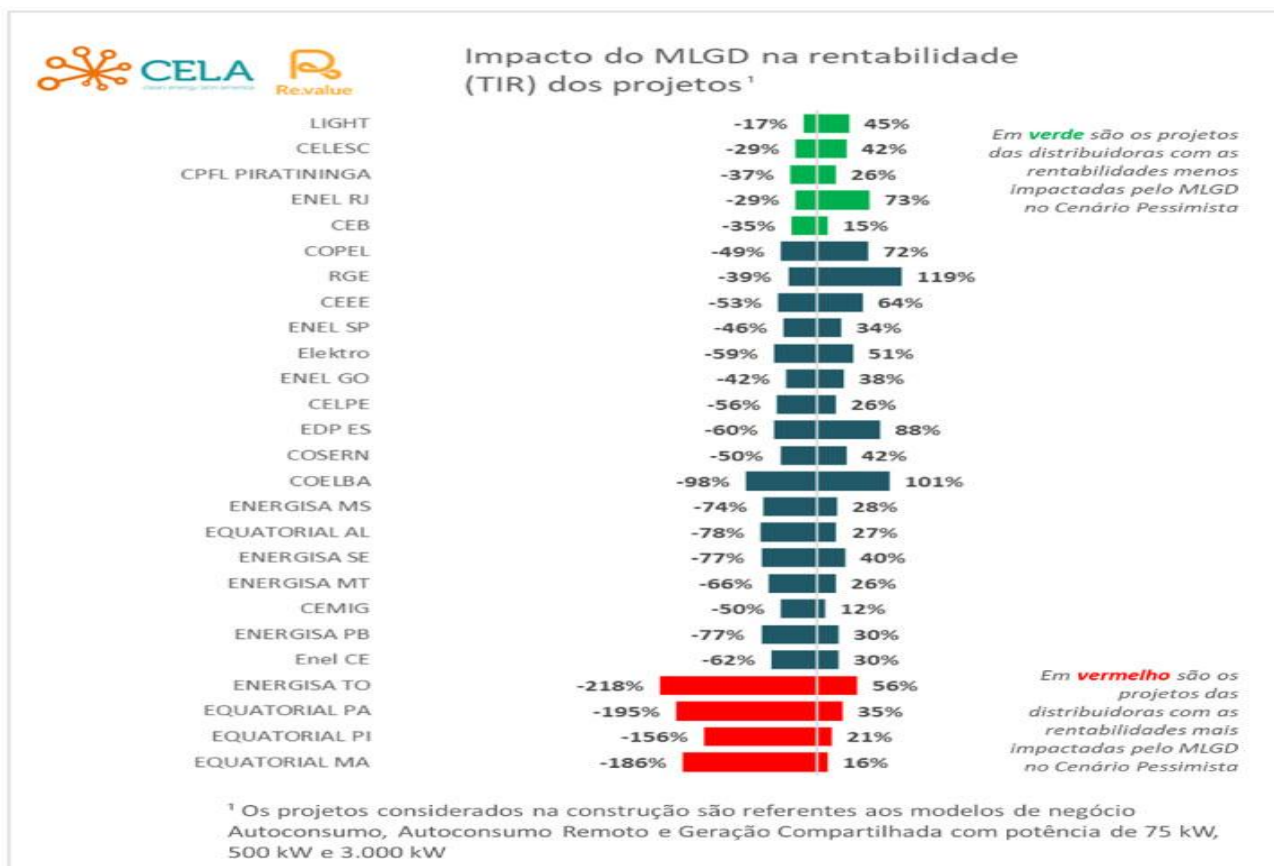
Para os cenários simulados com a Regra de Transição os resultados apresentaram maiores variações entre os modelos de negócios e áreas de concessão. Apesar disso, o impacto na rentabilidade dos projetos é majoritariamente negativo e será descrito a seguir.

O projeto de Autoconsumo Local de 75kW e com o investimento realizado pelo consumidor é o que apresenta menor impacto, com uma média aproximada de +0.4% na TIR. O impacto é pequeno, pois há o fator de simultaneidade de geração e consumo, limitando a parcela da energia que é injetada na rede e sujeita à nova regra de compensação.

Os projetos de Autoconsumo Remoto e Geração Compartilhada de 500kW e os de Geração Compartilhada de 3MW apresentam resultados similares entre si, com um impacto médio entre -49% (Regra Definitiva Pessimista) e +16% (Regra Definitiva Otimista) na TIR. Estes cenários apresentam impactos similares pois esses projetos se enquadram na mesma Regra de Transição, com o pagamento gradual da TUSD Fio B.

Por fim, o projeto de Autoconsumo Remoto de 3MW apresenta um impacto médio entre -60% (Regra Definitiva Pessimista) e -8% (Regra Definitiva Otimista) na TIR. Esse cenário é o que apresenta o maior impacto negativo médio dentre os cenários simulados, pois se enquadra na Regra de Transição na qual se perde a compensação total da TUSD Fio B já no ano de 2023.

Os cenários apresentados mostram impactos significativos na rentabilidade dos projetos e, portanto, é preciso se atentar que este impacto não é uniforme para todas as áreas de concessão. Conforme a Figura 4, é possível visualizar nos cenários dos projetos calculados que há uma importante variação na viabilidade entre as áreas de concessão.



**Figura 4**

Com base nos dados por distribuidora, é possível notar que projetos localizados nas áreas de concessão com destaque positivo no Mapa de impacto potencial do MLGD (destacados em verde), apresentam um intervalo de impacto entre -37% (cenário Regra Definitiva Pessimista) e +73% (cenário Regra Definitiva Otimista), enquanto que os projetos em áreas de concessão com destaque negativo no Mapa (destacados em vermelho) apresentam um intervalo de impacto entre -218% (cenário Regra Definitiva Pessimista) e +56% (cenário Regra Definitiva Otimista). Isto demonstra que é extremamente necessário que as empresas entendam em detalhe a estrutura tarifária e os cálculos de tarifas para projetos de GD para ofertarem seus produtos no mercado.

De forma geral, as análises realizadas demonstram que, para manter as perspectivas positivas para a GD no Brasil, as empresas atuantes no mercado precisarão adaptar seu planejamento estratégico com foco em modelos de negócios, áreas de concessão e capacidade instalada dos projetos que são menos impactados pela nova regulação, otimizando a atratividade de investimentos de consumidores no curto e médio prazo. Além disso, será necessário maior investimento pelas empresas em capacitação e ferramentas de análise mais refinadas já que o mercado de GD está mais complexo e demanda que as empresas estejam atualizadas às regras do MLGD.

Por fim, as análises realizadas demonstram que é crucial para o setor elétrico e para a sociedade que os benefícios da GD sejam adequadamente valorados pelo CNPE e corretamente calculados pela ANEEL, especialmente no caso de projetos remotos em áreas de concessão que tendem a ser mais prejudicadas pela nova regulação. Será isso que permitirá a **democratização** da GD em todo o território brasileiro, em linha com estratégias do futuro da energia elétrica nas principais economias do mundo (e totalmente em linha com a GD): **descarbonização, democratização, descentralização e digitalização.**

- (1) Artigo publicado no CanalEnergia. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53204632/marco-legal-da-gd-impactos-na-rentabilidade-e-a-importancia-da-valoracao-dos-seus-beneficios>. Acesso em 11 de março de 2022.
- (2) *Marília Rabassa é Diretora na CELA - Clean Energy Latin America.*
- (3) *Felipe Guimarães é Analista na CELA - Clean Energy Latin America .*