

A **ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias**, instituição que congrega mais de 100 empresas da cadeia produtiva de energia eólica no País, tem como principal objetivo trabalhar em prol da inserção, consolidação e sustentabilidade dessa indústria, vem, respeitosamente, expor considerações em relação à CP MME 129/22, referente à Proposta Conceitual das Diretrizes para Valoração dos Custos e Benefícios da Microgeração e da Minigeração Distribuída – MMGD, conforme disposto no §2º do art. 17 da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.

RESUMO DAS CONTRIBUIÇÕES

- **Análise de custos e benefícios deve se restringir ao setor elétrico**, uma vez que a lei prevê o abatimento tarifário dos custos e benefícios tarifários da MMGD e as tarifas se restringem a componentes de custos setoriais. Se há redução (aumento) de custos de componentes tarifários causados pela MMGD, estes deverão ser descontados (acrescidos) das tarifas pagas por estes *prosumidores*.
- Conforme prevê a lei nº 14.300/22, **as diretrizes discutidas nesta CP devem considerar tanto custos como benefícios da MMGD**. Mesmo que se decida não implementar aumentos tarifários (caso custos sejam maiores que benefícios) para os *prosumidores*, é fundamental que haja uma contabilização de seus custos, para que haja transparência e evite-se incentivos inadequados.
- **Custos e benefícios devem ser adicionais (exclusivos da MMGD) e firmes**, de forma a considerar direta ou indiretamente o custo de oportunidade da expansão da geração e evitar incorporação de custos e benefícios sistêmicos e não representativos.
- **As tarifas aplicadas às instalações de MMGD devem ser calculadas periodicamente, com a maior granularidade espacial possível**, considerando informações fornecidas pelas distribuidoras.

CONTEXTO

A publicação da lei nº 14.300/22 estabeleceu um marco legal transparente e previsível para o desenvolvimento da MMGD nos próximos anos. Entretanto, como não foi estipulado limite de capacidade ou custo adicional do subsídio dessa modalidade para sociedade, a referida Lei acabou por estabelecer **uma verdadeira corrida para novas instalações e solicitação de pareceres de acesso no curto prazo**, de forma a garantir que projetos mantenham os benefícios atuais (compensação da tarifa cheia) até 2045.

Apenas em 2021, ano em que se amadureceu a discussão legislativa sobre a retirada dos subsídios para MMGD, houve a instalação de 4 GW adicionais e o dobro de novas usinas descentralizadas que em 2020¹. Segundo o PDE 2031², a capacidade instalada de MMGD deve

¹ Instalações históricas (EPE): <https://bit.ly/3xk8bhv>

² https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal.pdf

chegar a 12 GW em 2022, 7% da capacidade instalada centralizada do país e 14% da demanda máxima do SIN³.

Em paralelo, os custos de energia têm batido recordes no Brasil e no mundo e o governo tem tentado suavizar estes aumentos por meio de medidas paliativas, ainda que importantes, como a redução de impostos cobrados nas tarifas. Enquanto isso, o orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, rubrica que concentra os custos de políticas públicas e subsídios no setor, chegou a R\$ 32 bilhões este ano, um aumento de 34% em relação ao ano anterior e mais de 50% em relação a parcela paga pelos consumidores⁴. **Estes custos serão incrementados à medida que os custos dos subsídios para MMGD forem incorporados na CDE, a partir do próximo ano.**

EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL: EVOLUÇÕES REGULATÓRIAS RECENTES

O tema de identificação e mensuração de benefícios e custos resultantes da inserção de geração distribuída não é novo na experiência internacional, e o material disponibilizado na presente CP elenca alguns estudos e discussões que complementam o debate.

Inicialmente é importante frisar que esta contribuição não tem o objetivo de desenvolver amplo e detalhado levantamento do estado da arte referente à MMGD, mas apenas apresentar algumas considerações que possam balizar ações do MME e da ANEEL, possibilitando aprimoramentos na legislação relacionada ao tema.

Nesse sentido, embora haja diversos estudos desenvolvidos e em desenvolvimento no mundo, uma das iniciativas de mensuração de impactos mais relevantes está em andamento na Califórnia/EUA, e é base para o processo de revisão do sistema de *Net Metering* lá utilizado (estrutura que foi inspiração para a criação no Brasil do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, ou SCEE), considerou uma visão de todo, avaliando quem tem e quem não tem GD, bem como os impactos para o sistema. Alguns dos destaques:

- Chamado de NEM 3.0⁵, a iniciativa buscou mensurar os custos e benefícios sob a ótica de quem instala GD, dos demais consumidores sem GD e das distribuidoras, considerando cenários de penetração atuais, que são compatíveis ao caso brasileiro⁶;
- Avaliações de custo-benefício indicam vantagens consideráveis para os usuários que instalam GD, mas elevação de custos para os demais usuários sem GD e distribuidoras;
- Apesar do diagnóstico, as reações às propostas de novos desenhos tarifários no sentido de reduzir o repasse de custos aos demais consumidores adiou a decisão final inicialmente esperada para fev/22.

A figura abaixo resume os resultados da mensuração que embasou a iniciativa de reforma do modelo tarifário aplicável à GD no caso californiano (tradução livre sobre o conteúdo do

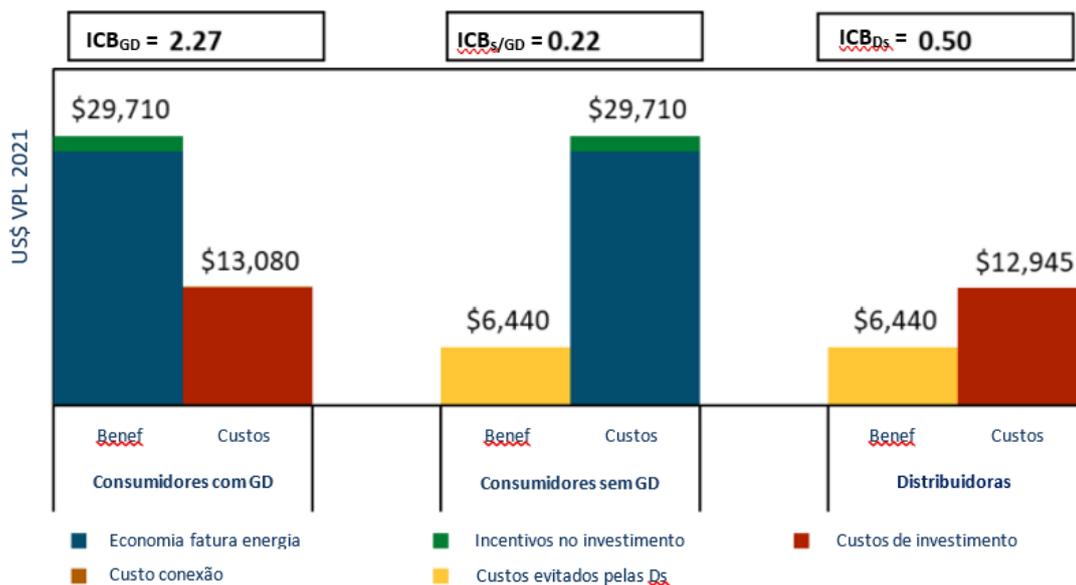
³ Demanda máxima horária do SIN: <https://bit.ly/3vFZCwS>

⁴ Orçamento CDE (ANEEL): <https://bit.ly/3GTwqP>

⁵ CPUC “Cost-effectiveness of NEM Successor Rate Proposals under Rulemaking 20-08-020” Jun/21

⁶ No final de 2019 havia 8,5 GW de MMGD conectada à rede para uma potência pico da ordem de 80 GW, enquanto no Brasil há atualmente cerca de 12 GW e a demanda máxima perto de 90 GW.

relatório). Destaque para o Índice de Custo-Benefício – ICB que mede quantitativamente se há benefício líquido (ICB > 1) ou custo líquido (ICB < 1):



Fonte: CPUC

O ICB leva em consideração os custos evitados e adicionados de energia, perdas, serviços ancilares e custos de capacidade de geração, transmissão e distribuição, além de custos relacionado a emissões de Gases de Efeito Estufa - GEE.

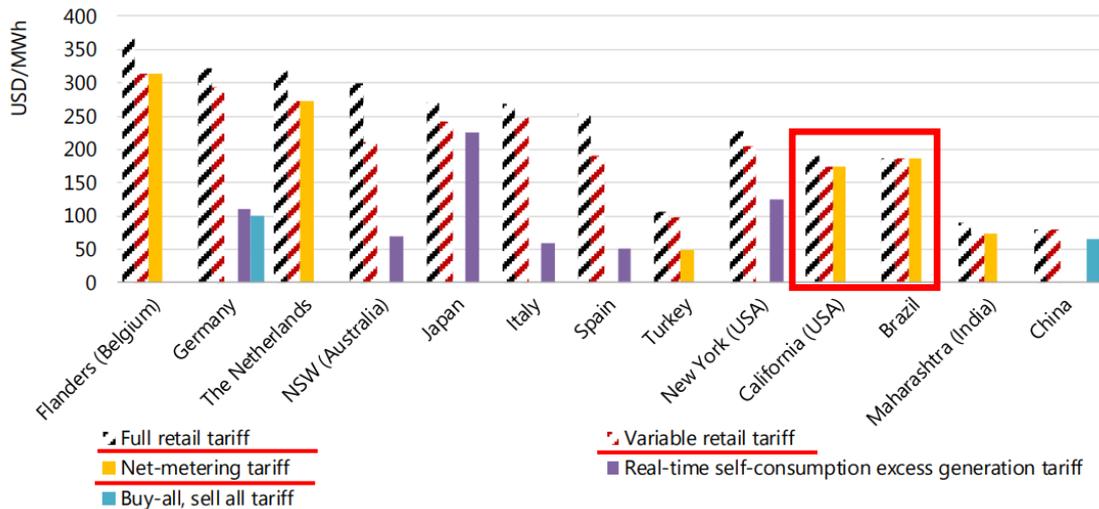
No caso brasileiro, a avaliação no campo ambiental está prevista de forma mais ampla no Art. 26 da Lei 14.120/21 e, com o adicional dado pelo Art. 34 da Lei 14.300/22, estendendo tal avaliação também para MMGD. Os estudos de compensação ambiental pela GD devem considerar que, na atual estrutura tarifária de energia elétrica, não há componente correlato ao aspecto ambiental a ser compensado. Além disso, o dispositivo disposto na Lei 14.120/21 é base para tradução dos mecanismos ambientais do SEB para mercado amplo de atributos dessa natureza (tema da CP MME 118/22), com previsão de que não haja comercialização paralela (no sentido de dupla contagem) do mesmo atributo. Portanto, a mensuração de custos e benefícios ambientais deve ter por diretriz a coerência com o componente compensado (compensação apenas do que é comparável, mitigando deslocamento de custos para os demais consumidores) e a conformidade com o mercado amplo de atributos ambientais (como créditos de carbono).

Ainda que não seja escopo da presente Consulta determinar os valores exatos dos custos e benefícios, é importante destacar que o diagnóstico é diretamente aplicável a qualquer mercado: a combinação de modelos de compensação de energia (*net metering*) + tarifas volumétricas (caso da Califórnia e do Brasil, conforme figura abaixo) resulta em deslocamento de custos (*cost shifting*) para os demais consumidores quando maior parte da tarifa for possibilitado o abatimento pela geração distribuída. Esta é, inclusive, uma das principais mensagens de alerta da Agência Internacional de Energia⁷ e um chamado aos formuladores de

⁷ IEA Renewables 2019 - Analysis and forecast to 2024 - <https://bit.ly/3yuyour>

políticas públicas à necessidade de uma valoração mais cuidadosa das políticas tarifárias de GD, a fim de se mitigar tal efeito.

Figure 2.8 Full and variable retail electricity prices and residential PV remuneration prices



Fonte: IEA Renewables 2019 - Analysis and forecast to 2024

A experiência da Califórnia mostra ser fundamental o cuidado em se sopesar qual custo de fato é evitado por um benefício proposto. **A natureza locacional e a perenidade incerta de boa parte dos possíveis custos e benefícios da GD** (por exemplo, a incerteza quanto ao benefício de capacidade firme e o aspecto locacional de redução de perdas que a GD pode prover) **cria desafio para que sua mensuração crie valoração coerente, transparente e reprodutível por todos os agentes a partir de dados públicos e, ainda mais importante, adequados à realidade do mercado brasileiro**, constituindo os pilares para o desenho das diretrizes da presente Consulta.

HISTÓRICO NO BRASIL: CONCEITOS IMPORTANTES

A Nota Técnica n° 11/2022/SE resgata o histórico do surgimento das regulamentações e posteriores discussões de reforma do modelo de geração distribuída no Brasil. Neste histórico, cita-se a Consulta Pública ANEEL 25/2019, que foi o mais próximo de uma reforma baseada em avaliação de custos e benefícios que o tema chegou. Foram avaliados pela ANEEL os seguintes pontos técnicos:

- Redução do fornecimento de energia (termelétrica)
- Redução das perdas no transporte
- Mitigação de investimentos em rede de transmissão e distribuição

Ainda que mais adiante a discussão tenha migrado para a esfera legislativa, com aprovação de um marco legal, **a CP 25/19 trouxe conclusões importantes e que devem auxiliar a ancorar a atual discussão:**

- **Os benefícios não devem ser potenciais**, ou seja, devem ser firmes, mensuráveis e incontestáveis;

- **Transição pode ser vista como consideração do benefício ainda que incerto;**
- Proposta de implementação à época: compensação apenas da TE.

Aqui destaca-se que tais conclusões não necessariamente estão resgatadas como proposta desta contribuição, mas sim como pontos conceituais relevantes derivados de fundamentos do que a GD está provendo de forma mais “firme”, como uma substituição da *commodity* energia vinda da geração centralizada por uma gerada pelo próprio consumidor, e dificuldades na mensuração dos benefícios, como as perdas e custos evitados de transporte, e que ao fim justificaram tanto a transição como o ponto de chegada na TE.

Reforça-se a necessidade de atenção a que custo sistêmico se atribui o caráter “evitado” pela GD, como em apontamentos feitos pelo ONS no material disponibilizado, onde o Operador destaca que a GD contribui para a redução da ponta diurna do sistema, mas que seu crescimento também possivelmente exigirá cada vez mais a programação de reserva operativa girante, além de exigir atenção quanto aos critérios de inércia equivalente e níveis de curto-circuito no SIN.

Feitas essas considerações como arcabouço para discussão, procede-se com as contribuições.

ANÁLISE DE CUSTOS E BENEFÍCIOS DEVE SE RESTRINGIR AO SETOR ELÉTRICO

É essencial limitar o escopo do cálculo à estrutura do SEB, como já sugerido pelo MME, por meio da Nota Técnica nº 11/2022/SE. Todas as fontes e modalidades de geração apresentam custos e benefícios a sociedade, assim, expandir o escopo do cálculo somente para a geração distribuída seria não isonômico com as demais fontes e, principalmente, com os consumidores de forma ampla, que não devem financiar externalidades sociais na tarifa de energia.

E este ponto se assenta no conceito de que a energia proveniente da geração distribuída se relaciona, em custos e benefícios (ou custo de oportunidade), a cada um dos componentes da estrutura tarifária que, por sua vez, é tradução do custeio de diferentes elos da cadeia do setor. Ao se atribuir benefícios como criação de emprego, por exemplo, seria introduzido um sinal distorcido na valoração, uma vez que não há componente tarifário que expresse esta função de custo. Além disto, as demais fontes também geram postos de trabalho no país ao longo de sua cadeia produtiva.

Portanto, como indicado na Nota Técnica nº 11/2022/SE, apoia-se que as diretrizes a serem estabelecidas como resultado desta Consulta Pública sejam restritas ao setor elétrico, em atendimento ao disposto na Lei 14.300/22.

DIRETRIZES DEVEM CONSIDERAR TANTO CUSTOS COMO BENEFÍCIOS DA MMGD

O § 2º Art. 17 da lei nº 14.300/22 prevê:

*“Competirá ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), ouvidos a sociedade, as associações e entidades representativas, as empresas e os agentes do setor elétrico, estabelecer **as diretrizes para valoração dos custos e dos benefícios da microgeração e minigeração distribuída**, observados os seguintes prazos, contados da data de publicação desta Lei:*

- I - até 6 (seis) meses para o **CNPE estabelecer as diretrizes**; e
- II - até 18 (dezoito) meses para a Aneel estabelecer os cálculos da valoração dos benefícios.” (grifos nossos)

Fica evidente pelo texto da lei que o comando regulatório deve considerar tanto custos como benefícios da MMGD. Isto é fundamental para dar um sinal adequado para expansão do sistema, evitando o compute apenas dos benefícios desta modalidade de geração, em prejuízo aos consumidores que, nesta hipótese, arcariam com os custos para o sistema e teriam os benefícios repassados apenas aos *prosumidores*. Além disso, esta distorção fatalmente levará a uma expansão sub-ótima do sistema, onerando os consumidores no longo prazo.

Por outro lado, o parágrafo 1º define que o faturamento deve abater os benefícios ao sistema:

*“§ 1º As unidades consumidoras de que trata o caput deste artigo serão faturadas pela incidência, sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição e sobre o uso ou sobre a demanda, de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, conforme regulação da Aneel, e **deverão ser abatidos todos os benefícios ao sistema elétrico propiciados pelas centrais de microgeração e minigeração distribuída.**”*
(grifos nossos)

A leitura conjunta do parágrafo 1º e 2º permite conciliação dos conceitos e garantir o ganho econômico aos consumidores, conforme discutido anteriormente. **O faturamento deve ser realizado considerando os benefícios líquidos, ou seja, o benefício abatido dos custos, já que só existe benefício de fato para o sistema, caso ele seja superior aos custos.**

Como será discutido na próxima seção, **os custos devem incorporar também os custos de oportunidade**, ou seja, os custos de se abdicar de uma expansão do sistema centralizada (ou outra solução) de menor custo para a sociedade, para que de fato os benefícios considerados sejam benefícios líquidos.

Caso queira-se evitar, como política energética, que haja custos adicionais para MMGD na existência de custos superiores aos benefícios (como o caso da Califórnia apontado anteriormente), basta considerar que os benefícios líquidos devem ser maiores do que zero.

CUSTOS E BENEFÍCIOS DEVEM SER ADICIONAIS E FIRMES

Frente à complexidade em se definir os custos e benefícios na primeira onda de inserção da geração distribuída, o marco legal da 14.300/22 já concedeu à modalidade o período de transição como tratamento ao ciclo de investimentos entre 2012 e 2022. Com a consolidação do mercado da MMGD e amadurecimento das discussões, essa **mensuração deve avançar para que sejam reconhecidos apenas os aspectos que sejam:**

- **Adicionais**, ou seja, que outra fonte de geração ou solução tecnológica não seria capaz de fornecer a custo menor ou equivalente;
- **Firmes**, não se atribuindo valoração ampla/perene desalinhada à custos e benefícios locais/momentâneos

Há duas formas de se reconhecer os custos e benefícios adicionais, considerando apenas os aspectos que de fato diferenciam a MMGD das demais soluções para expansão ou considerando

o custo de oportunidade da expansão que seria realizada se não houvesse geração distribuída. A primeira alternativa tem implementação mais simples e não perde completude. Seguindo com esta abordagem, por exemplo, dos benefícios da MMGD apontados na mídia, quais sejam: redução de perdas e de custos com acionamento de bandeiras, risco hidrológico, atendimento da demanda de pico, postergação de investimentos em transmissão e distribuição e redução de preços de mercado, muitos, a exceção, possivelmente, de redução de perdas, podem ser atributos equivalentes de outras fontes renováveis, na modalidade centralizada e, portanto, somente devem ser considerados na análise caso comprovadamente representem um diferencial exclusivo da solução distribuída.

Outro aspecto relevante de se considerar é a localização dos custos e benefícios. Tome-se como exemplo que, para redução de perdas, seja concedido hipoteticamente um benefício médio de redução de perdas para toda a área de concessão de uma distribuidora, de forma que uma GD instalada em qualquer ponto o receba, seja GD local ou remota. Porém, no cálculo de abatimento de custo, o procedimento só considera eventuais locais onde haja aumento de perdas pela inserção de GD. Ora, dado que há locais em que o potencial de redução de perdas é menor (como nos grandes parques de GD remota que, em geral, não ficam próximos aos consumidores, assemelhando-se na prática a uma geração centralizada), não faz sentido conceder o benefício médio a estes locais.

Por essa razão, o cálculo que será estabelecido pela ANEEL com base nas diretrizes que serão definidas nesse momento deveria ser realizado com a maior **granularidade espacial possível a partir de informações públicas fornecidas pelas distribuidoras sobre a topologia da rede**, sendo realizado por barramento, e ainda recalculado periodicamente, considerando que a topologia da rede pode mudar sensivelmente. É o caso, por exemplo, da redução de perdas e da capacidade firme (que carregam inerentemente aspectos locais e temporais). Somente assim, o resultado desse cálculo poderá minimamente refletir os efeitos da GD sobre a rede. Isso se aplica de maneira especial para os casos de custos e benefícios relacionados às perdas, transporte e geração.

Portanto, em linha ao indicado pela ANEEL na CP 25/19 e por este Ministério na presente Consulta, **a valoração deverá ter como fundamentos:**

- **Os benefícios não devem ser potenciais**, ou seja, devem ser firmes, mensuráveis e incontestáveis
- **Primar pela eficiência**, baixa complexidade, economicidade, reprodutibilidade e objetividade;
- **Garantir transparência e publicidade**, incluindo informações dos efeitos atribuídos aos demais consumidores;
- **Consideração de benefício médio pode levar a distorções e custos adicionais aos consumidores.**
- **Devem ser calculados periodicamente, com a maior granularidade espacial possível**, considerando informações públicas fornecidas pelas distribuidoras sobre a topologia da rede.

Assim, em síntese o problema é complexo e merece ser estudado minuciosamente, tendo como foco a precificação mais aderente aos reais custos e benefícios para o sistema, mitigando riscos de distorções tarifárias e guardando coerência com a criação de valor sistêmica.

CONSIDERAÇÕES RELACIONADAS À NOTA TÉCNICA Nº 11/2022/SE

Por fim, gostaríamos de fazer algumas considerações relacionadas às diretrizes citadas no item 6.3 da nota técnica nº 11/2022/SE do Ministério de Minas e Energia, com o intuito de reforçar o entendimento de alguns pontos e sugerir inclusão à lista de contribuições da associação.

Abaixo, apresentamos nossos comentários a cada diretriz destacada:

- (a) Considerar os efeitos relativos à necessidade de expansão da distribuição; da transmissão; da geração centralizada nos aspectos de energia e potência; e, dos serviços ancilares de que trata o § 10 do art.1º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004;

Os serviços ancilares prestados por unidades MMGD às concessionárias e permissionárias de distribuição devem ser remunerados por mecanismo específico a ser definido e regulamentado pela ANEEL de acordo com o determinado no art. 23 da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Por se tratar de um benefício individualizado, entendemos que não deveria ser contemplado como benefícios sistêmicos aplicados a todas as unidades de MMGD.

Considera-se, portanto, que a menção a serviços ancilares no tópico (a) das diretrizes se refere a possíveis custos ou benefícios incorridos pelo sistema integrado ao precisar contratar ou deixar de contratar serviços ancilares para solucionar problemas de instabilidade na rede gerados pela alta penetração de unidades de geração distribuída.

- (b) Considerar os efeitos relativos à necessidade de implantação de melhorias, reforços e substituição de equipamentos nas instalações de transmissão;

A diretriz (a) contempla os efeitos relativos à necessidade de expansão de todos os setores da cadeia de suprimento de energia elétrica (distribuição, transmissão e geração), mas quando a diretriz (b) versa a respeito da necessidade de implantação de melhorias, reforços e substituição de equipamentos, se atém apenas ao setor de transmissão. Posteriormente, nenhuma outra diretriz cita a consideração destes efeitos relativos às instalações da distribuição, embora possamos identificar diversos impactos positivos e negativos da MMGD nas flutuações no nível de tensão das redes, carregamento e da vida útil de equipamentos, congestionamento da rede.

Considera-se interessante a sugestão de inclusão grifada no texto: *Considerar os efeitos relativos à necessidade de implantação de melhorias, reforços e substituição de equipamentos nas instalações de transmissão e distribuição;*