



NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 24/2025-STD-SFF/ANEEL

Referência: 48500.035714/2025-91

Assunto: Aprimoramentos regulatórios relacionados ao acesso e conexão de instalações de eletromobilidade ao sistema de distribuição.

I - DO OBJETIVO

Avaliar aprimoramentos regulatórios relacionados ao acesso e conexão de instalações de eletromobilidade ao sistema de distribuição.

II – DOS FATOS

1. A Resolução Normativa ANEEL (REN) nº 819, de 19 de junho de 2018, estabeleceu os procedimentos e as condições para a realização de atividades de recarga de veículos elétricos.
2. Em 7 de dezembro de 2021, foram aprovadas as Resoluções Normativas nº 956/2021 (Procedimentos de Distribuição - PRODIST) e nº 1.000/2021 (Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição), que consolidaram as disposições relacionadas à regulação da prestação do serviço de distribuição de energia elétrica. A REN nº 819/2018 foi consolidada no atual Capítulo V do Título II da REN nº 1.000/2021 e revogada.
3. O Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, que regulamenta a licitação e a prorrogação das concessões de distribuição de energia, estabeleceu obrigações de regulação para a ANEEL, dentre as quais o art. 4º, XXVII, que trata da disponibilização de informações para facilitar os processos de conexão de usuários na página da distribuidora na internet.
4. Na Tomada de Subsídios nº 11/202.405^[1], ocorrida de 21/07/2025 a 20/08/2025, que tratou da elaboração da Agenda Regulatória 2026/2027, foram recebidas contribuições para aprimoramento da REN nº 1.000/2021 e do PRODIST.

5. Em 20 de agosto de 2025, a Enel SP, por meio da Carta Enel SP 346-2025-RB^[2], encaminhou proposta de Projeto Piloto para Atendimento às Garagens de ônibus elétricos na cidade de São Paulo.
6. Em 9 de setembro de 2025, por meio do Ofício Circular nº 17/2025-STD/ANEEL^[3], a STD solicitou às distribuidoras informações disponíveis sobre estações de recarga de veículo elétrico próprias da distribuidora ou de propriedade de terceiros que tenham sido informadas à distribuidora. Foi solicitado ainda que as distribuidoras informassem a demanda, existente e projetada, relacionada à mobilidade elétrica, em especial à eletrificação de frotas dos municípios, bem como os principais desafios enfrentados por cada concessão ou permissão para o atendimento da crescente necessidade decorrente da popularização dos veículos elétricos.
7. Em 11 de setembro de 2025, a Equatorial Alagoas Energia do Grupo Equatorial, por meio da correspondência C.E - REG - EQTL AL Nº 064 2025^[4], encaminhou sugestões de inclusão de dispositivos na REN nº 1.000/2021 com o tema “Veículos Elétricos”.
8. Em 17 de outubro de 2025, foi realizada reunião entre a STD/ANEEL, o Grupo Equatorial e a Secretaria Nacional de Trânsito – SENATRAN para discutir a integração de dados sobre veículos elétricos e suas implicações para o planejamento e a operação das redes de distribuição de energia.
9. Em 7 de novembro de 2025, por meio do Despacho nº 3.309/2025, a STD, com fundamento na Nota Técnica nº 141/2025-STD/ANEEL^[5], deferiu parcialmente o requerimento da Enel SP, dispondo das seguintes condições:
- (i) a conexão com restrições deve ser realizada por meio de opção formal do consumidor, que deve ser esclarecido de seus direitos e obrigações na utilização do serviço de distribuição de energia elétrica, inclusive sobre a possibilidade de, a qualquer tempo, retornar às condições reguladas;
 - (ii) as restrições devem constar em destaque no contrato de uso do sistema de distribuição ou, caso aplicável, por meio da celebração de aditivo, devendo ser estabelecidas em dias ou em dias e horários pré-estabelecidos;
 - (iii) as restrições devem ser implantadas por meio automático de controle, com a instalação de dispositivos nas instalações de entrada de energia ou em outro ponto por conveniência técnica;
 - (iv) a critério do consumidor, podem ser adotadas soluções de armazenamento;
 - (v) caso o consumidor tenha celebrado contrato de uso do sistema de distribuição associado a realização de obras para viabilizar a conexão em caráter permanente, eventual acordo para conexão com restrições deve observar o Despacho STD nº 3.438, de 2023;

(vi) o prazo para manutenção da conexão com restrições pode ser indeterminado, devendo a distribuidora promover e custear a adequação necessária à regulação que vier a ser editada pela ANEEL sobre o assunto; e

(vii) após um ano de implantação a distribuidora deverá encaminhar à ANEEL relatório contendo a avaliação da conexão realizada.

10. Em novembro de 2025, a Empresa de Pesquisa Energética e o Ministério de Minas Energia publicaram o estudo “Eletromobilidade: Transporte Rodoviário”^[6], no âmbito dos Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 - PDE 2035.

III - DA ANÁLISE

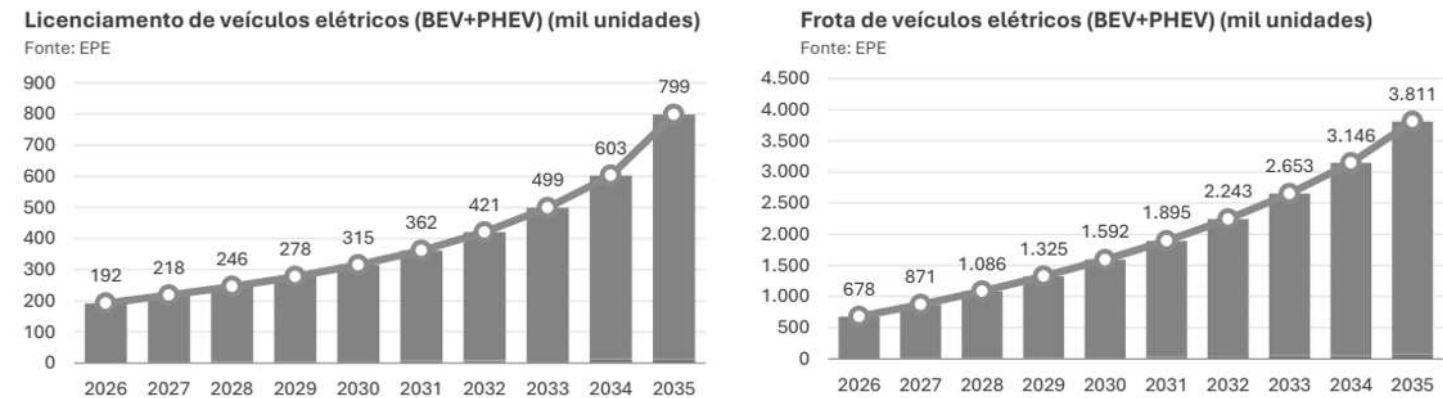
11. A mobilidade elétrica tem se consolidado como um vetor estratégico da transição energética e da descarbonização dos transportes. No Brasil e no mundo, o tema ganha relevância diante das urgências climáticas, das inovações tecnológicas e da necessidade de modernização urbana. Trata-se de uma mudança sistêmica que envolve não apenas a eletrificação dos veículos, mas também a integração com redes inteligentes, fontes renováveis, políticas públicas e novos modelos de negócios.

12. Apresenta-se a seguir um extrato do recente estudo divulgado pela EPE e pelo MME relacionado à mobilidade elétrica, com foco na disponibilização da infraestrutura de recarga e nos aspectos que podem subsidiar a discussão sobre a conexão ao sistema de distribuição, considerando as perspectivas contidas no documento de eletrificação de veículos leves e pesados no Brasil e o objetivo de segurança energética no País.

Do PDE 2035 – Eletromobilidade: Transporte Rodoviário

13. De acordo com o estudo da EPE, a frota de veículos elétricos no Brasil cresce exponencialmente, com previsão da demanda de eletricidade passar de 627 GWh em 2025 para 7,8 TWh em 2035. A figura a seguir ilustra a evolução dos licenciamentos e da frota:

Figura 1 – Evolução do Licenciamento e da Frota



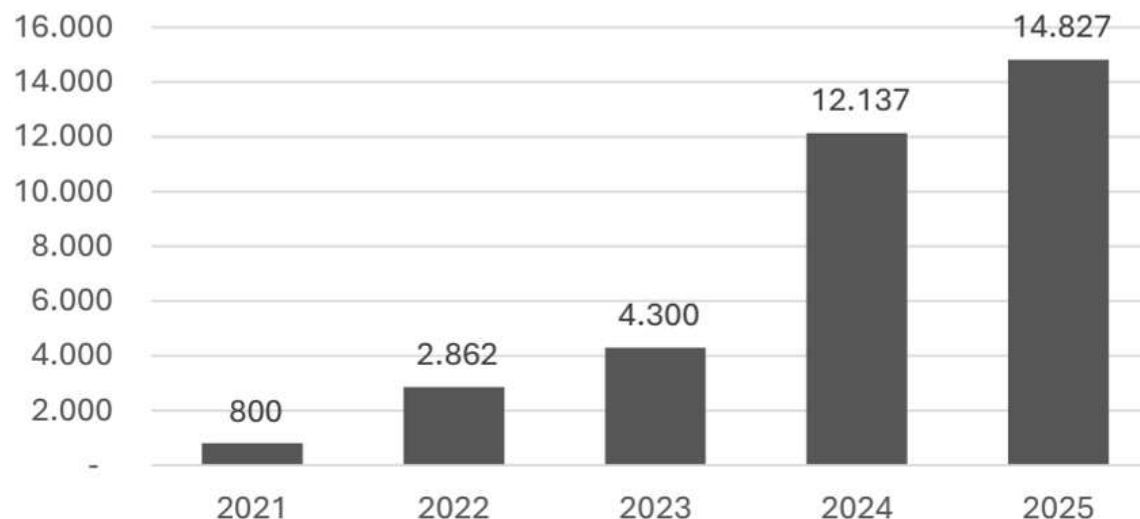
Fonte: EPE - PDE 2035

14. Sobre o crescimento dos veículos eletrificados, o estudo da EPE ainda indica que:

- a eletromobilidade surge como uma das alternativas para descarbonização do transporte rodoviário nacional;
- o licenciamento de veículos leves eletrificados deve manter uma trajetória de crescimento até 2035, chegando a 23%;
- a frota de ônibus eletrificados (BEV+PHEV+HEV)^[7] no Brasil atingirá 48,5 mil unidades em 2035, com 43,5 mil unidades puramente elétricos. O incremento ocorre por meio de políticas públicas de incentivo à aquisição de ônibus elétricos pela União (PAC), Estados e Municípios;
- as vendas de caminhões elétricos avançaram rapidamente nos últimos anos, principalmente caminhões menores para uso urbano, utilizados para entrega de última milha;
- em 2035, projeta-se que os caminhões munidos de motorização alternativa devem representar 9,5% do licenciamento total;

15. A EPE também apresenta em seu estudo a evolução da infraestrutura de recarga até 2025, que tem evoluído, mas segundo a EPE seria insuficiente:

Figura 2 – Evolução da Infraestrutura de Recarga



Fonte: EPE - PDE 2035

16. No Brasil, de acordo com o estudo da EPE, o número de eletropostos está em crescimento, porém a infraestrutura de recarga ainda é altamente concentrada em São Paulo, onde estão localizados 30% dos eletropostos do País. A infraestrutura de recarga seria composta por cerca de 84% de carregadores lentos e 16% de carregadores rápidos.

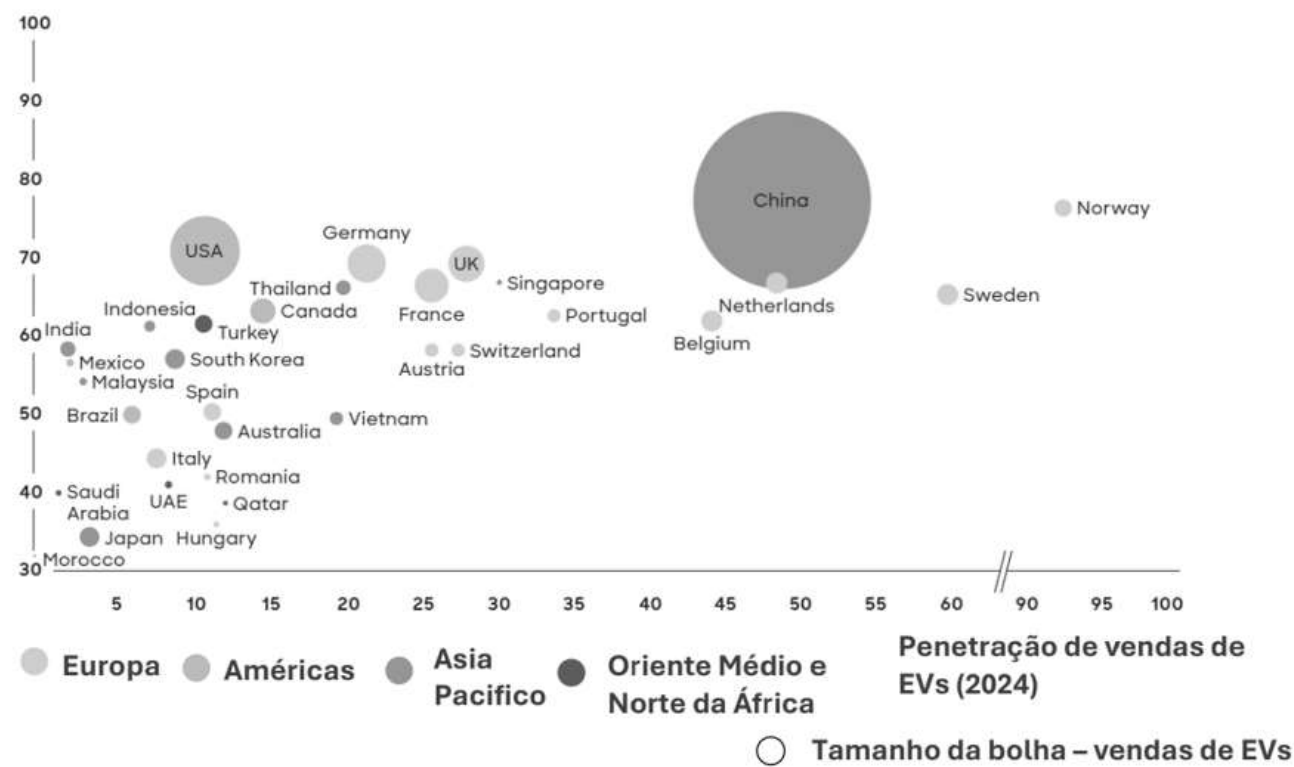
17. Sobre a infraestrutura de recarga, o estudo da EPE ainda aponta que:

- uma das barreiras para a eletrificação, além das baterias, é a infraestrutura de carregamento;
- a disponibilidade e qualidade de infraestrutura de recarga favorece uma maior participação de elétricos nas vendas;
- nos estágios iniciais da eletrificação, a expansão da infraestrutura pública de recarga – em especial dos carregadores rápidos – é fundamental para reduzir o tempo de recarga, aumentar a conveniência e tornar os veículos elétricos mais atrativos para a população;

- investimentos em distribuição, transmissão e geração de eletricidade são necessários e também podem se constituir em um importante desafio à expansão desta tecnologia veicular;

18. Nesse contexto, a EPE apresenta um comparativo entre diversos países, incluindo o Brasil, relacionado a disponibilidade de infraestrutura de recarga:

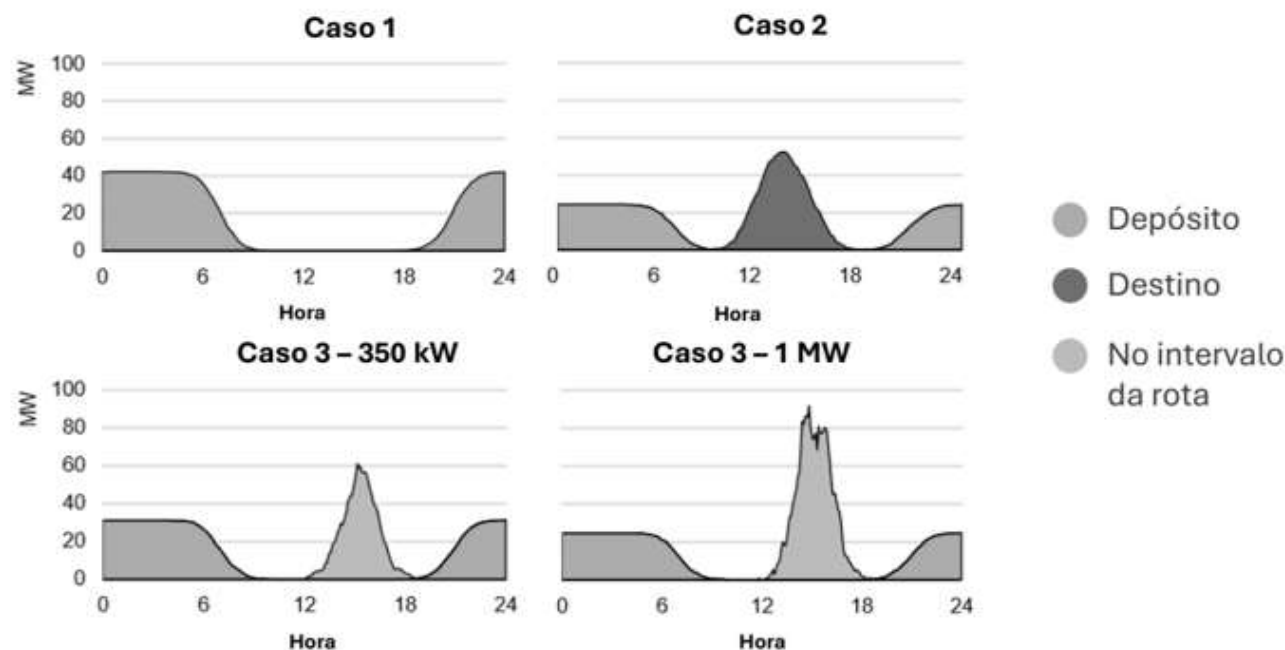
Figura 3 – Ranking do Índice de Carregamento de Veículos Elétricos - 2025



Fonte: EPE - PDE 2035

19. A EPE relaciona ainda em seu caderno um estudo de caso, em que analisa que a carga de mil caminhões pesados elétricos durante o dia poderia causar picos de carga em horários e regiões pouco usuais, podendo exigir investimentos em transmissão e distribuição de energia, em maior capacidade de geração e/ou em sistemas de baterias.

Figura 4 – Estudo de Caso - EPE



Nota: Caso 1: carga à noite; Caso 2: Carregamento durante o dia durante carga e descarga; Caso 3: Carga rápida com 350 kW; Caso 4: Carga rápida com 1 MW

Fonte: EPE - PDE 2035

20. De acordo com a EPE, no Brasil, a possibilidade de recarregar baterias à noite e, no caso de caminhões, durante a carga e descarga, otimizará a utilização do sistema.

21. Considerando os aspectos acima citados do estudo da EPE, esta instrução terá como foco avaliar aprimoramentos regulatórios para e facilitar e remover eventuais barreiras para a instalação de estações de recarga de veículos elétricos no Brasil.

Dos subsídios das distribuidoras

22. O Ofício Circular nº 17/2025-STD/ANEEL solicitou às distribuidoras: (i) informações disponíveis sobre estações de recarga de veículo elétrico próprias da distribuidora ou de propriedade de terceiros; (ii) informação da demanda existente e projetada, relacionada à mobilidade elétrica, em especial à eletrificação de frotas dos municípios; (iii) principais desafios enfrentados por cada concessão ou permissão para o atendimento da crescente necessidade decorrente da popularização dos veículos elétricos.

23. Em resposta, foram recebidas 64 manifestações^[8]. As manifestações com indicação de desafios e com sugestões de atuação da ANEEL foram relacionadas no Anexo I desta Nota Técnica.

24. Observa-se que a maior parte das distribuidoras relatou não possuir informações sobre as estações de recarga de terceiros. Relataram ainda que a maior parte das estações de recarga fazem parte de unidades consumidoras com outros ramos de atividade (ex. shoppings, condomínios, supermercados etc.), sem um sistema de medição exclusivo.

25. Em relação aos problemas, desafios e sugestões, destacam-se as seguintes manifestações, em breve resumo:

- instalação de ponto de recarga sem prévia comunicação à distribuidora;
- necessidade de que prefeituras e empresas responsáveis informem mais detalhes sobre a utilização dos carregadores, de modo a ser possível identificar os melhores horários para recarga, incluindo o controle da demanda;
- ausência de subclasse específica, que permita o cadastro de pontos de recarga com contrato individualizado;
- necessidade de sinal de preço para mitigar impactos adversos;
- necessidade de a ANEEL realizar articulação com os órgãos de controle de veículos (CONTRAN, DETRAN etc.), que possuem dados de emplacamento de veículos elétricos por Município;

26. Adicionalmente, por meio da correspondência C.E - REG - EQTL AL Nº 064 2025^[9], a Equatorial Alagoas encaminhou as seguintes contribuições relacionadas ao tema mobilidade elétrica:

- atualização cadastral obrigatória da carga de unidades consumidoras com veículos elétricos:
 - *Proposta de inclusão: Inserir artigo específico estabelecendo a obrigação do consumidor informar à concessionária previamente a aquisição de veículo elétrico, a instalação de equipamento de carregamento veicular (wallbox), detalhando o modelo e potência do equipamento ou, no caso de carregamento sem a utilização de wallbox, informar que sua unidade consumidora é utilizada para carregamento de veículo elétrico através de carregador portátil.*

- *inserir um artigo específico, destacando a obrigação da atualização de carga da unidade consumidora sempre que o consumidor adquirir um equipamento novo*
- *resolução precisa ser clara nas consequências da não atualização cadastral, como a possibilidade de suspensão da unidade consumidora por aumento de carga sem comunicação prévia (casos de perturbação do sistema) e a possibilidade de ter o pedido de ressarcimento de dano elétrico indeferido pela ausência de informação prévia à concessionária.*

Justificativa: Evitar aumento de carga à revelia, permitir planejamento adequado da rede e prevenir sobrecargas.

▪ **adequação da rede interna de condomínios**

- *Proposta de inclusão: Inserir no Art. 106 (Capítulo II – Da Conexão) dispositivo estabelecendo que os custos de adequação das redes internas de condomínios horizontais ou verticais, para instalação de carregadores de veículos elétricos, são de responsabilidade exclusiva do condomínio, incluindo a troca de transformador da concessionária e instalação de equipamentos de proteção.*
- *incluir artigo específico que danos à rede da concessionária, no caso da não observação do padrão da distribuidora, serão responsabilidade do condomínio.*

Justificativa: Garantir clareza na responsabilidade financeira, prevenindo conflitos entre consumidores individuais e coletivos e não repassar custos de adequação de instalações para os demais consumidores, deixando explícita a necessidade da instalação dos equipamentos de proteção.

▪ **perdas adicionais em transformadores de distribuição nos clientes medidos na baixa tensão**

- *Proposta de inclusão: Inserir no Art. 305 (Capítulo X – Do Faturamento) dispositivo autorizando a distribuidora a aplicar a perda em vazio conforme regras a serem aprovadas pela ANEEL, possibilitando a cobrança da perda no momento em que o sistema estiver operando em vazio.*

Justificativa: Alocar corretamente os custos das perdas adicionais a quem efetivamente as gera, garantindo justiça tarifária.

▪ **Definição de tarifa específica para incentivar o carregamento fora do horário de ponta do sistema.**

- *necessidade do avanço desses estudos de novas tarifas, inclusive sobre a ótica de se estabelecer uma tarifa para unidades que possuem carregamento de veículos elétricos (wallbox), de forma a incentivar o consumo no período fora do horário de ponta, evitando assim a antecipação de investimentos na rede.*

Justificativa: Atualmente existe a possibilidade de o consumidor aderir à tarifa branca, mas grande parte dos usuários de veículos elétricos, também participam do sistema de compensação de energia da mini e microgeração distribuída, o que faz a tarifa branca não ser vantajosa para esse público.

27. Sobre as sugestões encaminhadas pelas distribuidoras, avalia-se, nessa primeira fase do processo, contemplar os itens que tratam da informação da instalação de recarga às distribuidoras, bem como a discussão sobre como essa informação pode ser cadastrada, a exemplo de uma subclasse e/ou por meio de um atributo específico na BDGD.

28. Em relação às contribuições sobre sinal de preço e tarifas, ressalta-se que neste processo não serão tratados aprimoramentos relacionados às tarifas e modalidades tarifárias para mobilidade elétrica, considerando que este tema está inserido no processo de modernização tarifária^[10]. Destaca-se que o tema também está sendo desenvolvido no âmbito da Resolução Normativa nº 966, de 14 de dezembro de 2021, que regula os projetos-pilotos que envolvam faturamento diferenciado pelas concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, caracterizados como Sandboxes Tarifários.

29. Observa-se inclusive que, por meio do Ofício Circular nº 20/2024-STR/ANEEL^[11], as distribuidoras foram orientadas sobre a prospecção de novos projetos de Sandboxes Tarifários. Nessa orientação foi citado o projeto da distribuidora Copel DIS de “Tarifa de Madrugada para abastecimento de carros elétricos”, aprovado pela Resolução Autorizativa (REA) nº 15.400/2024, e apresentada, como sugestão de tema, o de tarifa para veículos elétricos, conforme transcrito a seguir:

11. Apresentamos como sugestão uma relação de temas que podem ser estudados, contudo, outros temas podem ser apreciados:

...

e. Tarifa para Armazenamento e/ou **Veículos Elétricos**: em complemento ao projeto da Copel-DIS de tarifa para unidades consumidoras com abastecimento de veículos elétricos, entende-se salutar novos experimentos em outras áreas de concessão, observando a inclusão de unidades consumidoras do Grupo A, tecnologias de armazenamento de energia em menor escala, dentre outros aspectos;

30. Assim, a temática de tarifas e modalidades tarifárias, tendo como subsídios os SandBoxes Tarifários atualmente em curso, será desenvolvida em cronograma específico conforme a Agenda Regulatória da ANEEL.

31. Para as contribuições relacionadas aos temas “adequação da rede interna de condomínios” e “perdas adicionais em transformadores”, avalia-se que a regulação vigente se encontra adequada, podendo ser objeto de reanálise caso sejam apresentados novos elementos à Agência.

32. Sobre a articulação da ANEEL com os órgãos de controle de veículos, observa-se que se encontram em curso tratativas entre a ANEEL e SENATRAN para o compartilhamento de bases de dados de veículos elétricos.

Chamada Estratégica nº 22/2018 - Desenvolvimento de Soluções em Mobilidade Elétrica Eficiente

33. A Chamada Estratégica nº 22/2018, no âmbito das Chamadas de Projetos de PDI Estratégicos do Programa de PDI da ANEEL, teve por objetivo o desenvolvimento de soluções em mobilidade elétrica eficiente.
34. A Superintendência de Inovação e Transição Energética – STE disponibilizou uma análise prévia dos resultados da Chamada Estratégica nº 22/2018, identificando o seguinte conjunto de recomendações voltadas ao fortalecimento dos modelos de negócio e ao aprimoramento do arcabouço regulatório associado à mobilidade elétrica no Brasil:

Modelos de Negócio

- Serviços de recarga remunerados: experiências de corredores de recarga demonstraram a viabilidade da cobrança direta ao usuário, reforçando a necessidade de diretrizes regulatórias claras sobre tarifação, transparência e interoperabilidade entre plataformas.
- Carsharing e frotas corporativas: iniciativas voltadas ao compartilhamento de veículos elétricos e à eletrificação de frotas indicam a relevância de mecanismos que facilitem contratos híbridos e parcerias público-privadas, bem como o acesso a incentivos fiscais e instrumentos de financiamento verde.
- Arranjos cooperativos: modelos associados à geração distribuída renovável mostraram potencial de replicabilidade, sugerindo a conveniência de reconhecer a mobilidade elétrica como modalidade elegível nos marcos regulatórios de geração distribuída.

Infraestrutura de Recarga

- Equilíbrio territorial: a infraestrutura de recarga ainda apresenta concentração em determinadas regiões, o que reforça a pertinência de políticas públicas voltadas à interiorização e à integração interestadual, especialmente nas regiões Norte e Centro-Oeste.
- Eletrovias estratégicas: rotas regionais e interfronteiriças mostraram-se eficazes para fomentar o uso de veículos elétricos, sinalizando a importância de mecanismos que favoreçam corredores de recarga interestaduais e internacionais.
- Gestão inteligente: em áreas de maior densidade de eletropostos, verificou-se a necessidade de incorporar práticas de smart charging e interoperabilidade, de forma a evitar sobrecargas locais e ampliar a eficiência sistêmica.

Gestão de Energia e Sustentabilidade

- Baterias em segunda vida (2nd life): os resultados técnicos alcançados apontam para a oportunidade de estabelecer parâmetros para segurança, padronização e destinação final, estimulando a economia circular e a criação de novos mercados de armazenamento.
- Integração com renováveis: soluções de recarga associadas à geração fotovoltaica e ao armazenamento validaram benefícios relevantes para a rede elétrica e para a sustentabilidade ambiental, recomendando a expansão de incentivos a esse tipo de arranjo.

Digitalização e Plataformas

- Plataformas interoperáveis: a operação eficiente da infraestrutura de recarga demanda a padronização de plataformas digitais, de forma a permitir roaming entre eletropostos, bilhetagem eletrônica e integração com meios de pagamento.
- Proteção de dados: torna-se fundamental consolidar padrões mínimos de segurança cibernética e de tratamento de dados do consumidor, assegurando confiança e atratividade no uso dos serviços de recarga.

Aspectos Regulatórios Transversais

- Instrumentos de financiamento: diante da necessidade de reduzir custos de capital, destaca-se a pertinência de ampliar linhas de crédito verde e de explorar de forma mais ampla os recursos em projetos replicáveis de mobilidade elétrica.
- Clareza na comercialização de energia: regras para o fornecimento de energia em eletropostos, com a devida distinção de papéis entre distribuidoras, geradoras, comercializadoras e prestadores de serviço, foram destacadas como aspecto relevante para garantir segurança jurídica e previsibilidade ao mercado.

35. Sobre as recomendações da Chamada Estratégica nº 22/2018, avalia-se que parte do que compete à ANEEL já é de certa forma tratado na REN nº 1.000/2021, tanto no Capítulo V do Título II, que dispõe sobre a possibilidade de exploração comercial a preços livremente negociados nas estações de recarga, como também nos demais dispositivos que tratam da possibilidade de instalação conjunta com a estação de recarga de central de geração distribuída MMDG, armazenamento e participação no sistema de compensação de energia (SCEE).

36. Avalia-se que, no âmbito deste processo, é oportuno discutir aprimoramentos para facilitar e remover eventuais barreiras para instalação de infraestrutura de recarga.

Da proposta de aprimoramento regulatório

37. Assim, considerando o disposto no art. 4º, XXVII do Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, o estudo da EPE “Eletromobilidade: Transporte Rodoviário”, as respostas ao Ofício Circular nº 17/2025-STD/ANEEL, os resultados da Chamada Estratégica nº 22/2018 e demais contribuições e requerimentos encaminhados à ANEEL, buscou-se neste processo endereçar temas mais prioritários relacionados à implantação da infraestrutura de recarga e a respectiva conexão ao sistema de distribuição.

38. A análise foi segmentada nos tópicos apresentados a seguir:

1. Flexibilização das Regras de Conexão Permanente;
2. Mapa de Disponibilidade do sistema de distribuição;
3. Acompanhamento das solicitações de conexão;
4. Coleta de Informações das instalações de estação de recarga;
5. Campanha de Comunicação; e
6. Clareza e positividade de entendimento regulatório.

39. Importante ainda ressaltar que o tema Acesso, tratado nos itens 1, 2, 3 e 6 da proposta, é bastante amplo, sendo que outros aprimoramentos serão endereçados na atividade AR2502 da Agenda Regulatória da ANEEL - Aprimoramento das Regras e dos Procedimentos relacionados a Prestação do Serviço Público de Distribuição.

40. Além desses temas, avalia-se que o processo de participação pública deve ser utilizado de forma mais ampla para recepcionar sugestões e contribuições relacionadas ao tema “mobilidade elétrica”, além das contribuições sobre a minuta de texto proposta, de modo a subsidiar, caso necessário, a realização de uma nova fase processual.

41. Dentre os pontos que se esperam contribuições, destaca-se o comando relacionado à possibilidade de prestação do serviço de recarga de veículos elétricos pela própria distribuidora, conforme atualmente previsto no art. 557 da REN nº 1.000/2021:

Art. 557. A distribuidora pode prestar a atividade de recarga de veículos elétricos em sua área de atuação, observado o art. 663.

42. Observa-se que em muitos países, principalmente da comunidade europeia, avalia-se o risco de conflito de interesses entre os operadores de rede e os particulares no desenvolvimento dessa atividade. A título de exemplo, o art. 33 da Diretiva (UE) 2019/944 estabelece que os operadores de rede *“não devem possuir, desenvolver, gerir ou operar pontos de recarga para veículos elétricos, salvo exceções estritas e possibilidade de derrogação pelos Estados-Membros quando cumpridos requisitos específicos”*.

43. Assim, entende-se que a consulta pública proposta pode ser uma oportunidade para o envio de subsídios dos participantes sobre questões concorrenciais relacionadas à prestação da atividade de recarga de veículos elétricos pelas distribuidoras em sua área de concessão.

III.1 - FLEXIBILIZAÇÃO DAS REGRAS DE CONEXÃO PERMANENTE

44. Os arts. 15 e 16 da REN nº 1.000/2021 tratam do direito à conexão e das duas modalidades possíveis: permanente e temporária:

Art. 15. A conexão das instalações ao sistema de distribuição é um direito do consumidor e demais usuários e deve ser realizada após solicitação, mediante a observância das condições e pagamentos dos custos dispostos na regulação da ANEEL e na legislação.

Art. 16. A conexão ao sistema de distribuição pode ser realizada nas seguintes modalidades:

I - permanente: em que não há prazo estabelecido para o fim da utilização do serviço público de distribuição de energia elétrica e as instalações são dimensionadas para esse atendimento; e

II - temporária: no caso em que a utilização do serviço público é realizada por prazo determinado e em condições específicas, dependendo da disponibilidade de energia e potência, observado o Capítulo III do Título II.

45. Em breve resumo, a modalidade permanente garante ao consumidor, na vigência do contrato de uso do sistema de distribuição (CUSD), a plena disponibilidade de potência contratada, independentemente dos dias da semana, do horário ou do regime de utilização, bem como a qualidade do serviço recebido, de acordo com os indicadores e parâmetros estabelecidos pela ANEEL. Para remunerar o serviço o consumidor escolhe a modalidade tarifária, que poderá implicar tarifas diferenciadas de acordo com as horas de utilização do dia.

46. A modalidade temporária caracteriza-se pelo uso do sistema de distribuição por prazo determinado, sendo aplicada, inclusive, nos casos de conexões permanentes que possam ser atendidas de forma antecipada e temporária com restrições operativas, em função de dependerem da execução de obras para a sua efetivação.

47. Nessa modalidade temporária é possível dispor no CUSD, como forma de viabilizar a conexão, o estabelecimento de restrições e condicionantes, conforme redação do art. 498:

Art. 498. O CUSD vigente durante a conexão temporária deve prever:

I - as restrições operacionais aplicáveis;

II - as ações prioritárias na ocorrência de contingências, inclusive a possibilidade de interrupção ou corte de carga; e

III - os condicionantes e penalidades associados aos incisos I e II.

§ 1º A aceitação das restrições operativas para os eventos listados no CUSD da conexão temporária isenta a distribuidora do pagamento de compensações estabelecidas no PRODIST. [...]

48. Com o advento da REN nº 1.059/2023, a ANEEL introduziu na REN nº 1.000/2021 o conceito de flexibilidade também para conexões permanentes, nos casos em que o excesso de geração cause inversão de fluxo de potência. É o que está regulado no art. 73, §1º da REN nº 1.000/2021, que permite a distribuidora oferecer alternativas ao consumidor para viabilizar a conexão de unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída:

Art. 73 [...]

§ 1º Caso a conexão nova ou o aumento de potência injetada de microgeração ou minigeração distribuída implique inversão do fluxo de potência no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador, a distribuidora deve realizar estudos para identificar as opções viáveis que eliminem tal inversão, a exemplo de:

I - reconfiguração dos circuitos e remanejamento da carga;

II - definição de outro circuito elétrico para conexão da geração distribuída;

III - conexão em nível de tensão superior ao disposto no inciso I do caput do art. 23;

IV - redução da potência injetável de forma permanente;

V - redução da potência injetável em dias e horários pré-estabelecidos ou de forma dinâmica; [...]

49. O art. 73, §1º da REN nº 1.000/2021 é complementado pelo art. 83, §9º, que dispõe que o consumidor, ao avaliar as alternativas, deve indicar como reduzirá a potência injetável, se por meio da instalação de sistemas de armazenamento de energia ou de uso de funcionalidades dos dispositivos de interface com a rede.

50. Assim, tanto o art. 73, §1º, aplicado nos casos de conexões permanentes, como o art. 498, aplicado nos casos de conexões temporárias, tem por objetivo viabilizar conexões ao menor custo possível, ainda que restrições sejam estabelecidas.

51. No caso de conexão ao sistema de transmissão, observa-se que, em resumo, a análise do ONS às solicitações de parecer de acesso, conforme Procedimentos de Rede, conduz a quatro diferentes situações:

a. viável: não são identificados problemas de carregamento ou tensão em N e N-1;

b. viável com restrição: são identificados problemas N-1 e há necessidade de SEP para corte de carga;

c. são identificados problemas em N, com necessidade de condicionamento a obras, já publicadas no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE); e

d. são identificados problemas em N ou N-1, porém não há solução estrutural publicada no POTEE.

52. Nesse sentido, a ANEEL tem sido demandada para avaliar a possibilidade de flexibilizar requisitos para conexões permanentes ao sistema de distribuição, como forma de viabilizar as conexões com menor necessidade de obras e ao menor custo possível.

53. Cita-se, nesse contexto, a rápida expansão dos sistemas de recarga de veículos elétricos que, a depender da potência e da localização, podem requerer grandes investimentos na infraestrutura do serviço de distribuição de energia elétrica, tanto no reforço de alimentadores como na ampliação de transformadores e subestações de distribuição.

54. Muitas cidades no Brasil, inclusive, possuem planos de eletromobilidade prevendo a substituição das frotas de transporte coletivo urbano.

55. Outra demanda crescente por conexão é relacionada à instalação de Data Centers, o que tem feito com que várias distribuidoras, além das obras no sistema de distribuição, solicitem o aumento do MUST contratado nos pontos de fronteira e/ou estabelecimento de novos pontos de conexão.

56. Assim, propõe-se discutir em consulta pública a criação de uma modalidade de contratação permanente flexível, que permita a utilização do sistema de distribuição para utilização de carga em horários em que, dada a configuração atual do sistema, existam restrições ao uso. O objetivo é não só abreviar o tempo de espera pela conexão, como também reduzir a necessidade de investimentos, de forma semelhante ao que já é realizado para unidades consumidoras com MMGD.

57. A título de exemplo, a contratação do serviço para uma instalação de recarga localizada em uma garagem de ônibus ou em um condomínio residencial poderia ser realizada sem a necessidade de realização de obras no sistema de distribuição ou com obras com escopo menor, mas com período de utilização restrito a determinados horários e/ou dias da semana. No estudo sobre Eletromobidade do PDE 2035, a EPE indicou, inclusive, que a possibilidade de recarregar baterias à noite poderia otimizar a utilização do sistema.

58. Essa previsão é semelhante a que foi aprovada para implantação pela Enel SP para o atendimento de estações de recarga da Viação Metrôpole Paulista em São Paulo, conforme Despacho STD nº 3.309/2025.

59. Importante observar que, assim como feito no caso da Enel SP, é necessário prever que nesses casos de atendimentos flexíveis, que tenham restrição de utilização em dias e/ou horários pré-definidos, exista um controle automático da demanda ou gerenciamento do uso.

60. Previsão semelhante já existe no art.121 da REN nº 1.000/2021, que estabelece a possibilidade de remanejamento automático de carga por meio de instalação de dispositivo dentro do imóvel do consumidor, desde que com sua solicitação expressa:

Art. 121. A distribuidora, por solicitação expressa do consumidor e demais usuários, pode realizar obras para disponibilizar o remanejamento automático da conexão em casos de contingência, proporcionando padrões de continuidade do fornecimento de energia elétrica superiores aos estabelecidos pela ANEEL, observando que:

I - o uso adicional e imediato do sistema deve ser disponibilizado por meio da automatização de manobras em redes de distribuição **ou pela instalação de dispositivos de manobra da distribuidora dentro do imóvel do consumidor** e demais usuários, desde que por este autorizado;

[...]

IV - o investimento necessário à implementação das obras de remanejamento automático deve ser custeado pelo consumidor e demais usuários;

61. De forma semelhante, o art. 524 da REN nº 1.000/2021 permite a implantação de mecanismo que limite o consumo e a demanda, mas de aplicação restrita aos sistemas isolados MIGDI ou SIGFI:

Art. 524. **A distribuidora pode adotar mecanismo que limite o consumo de energia elétrica e a demanda de potência** em sistemas do tipo MIGDI ou SIGFI, de acordo com

62. Destacam-se ainda os seguintes pontos que foram contemplados na minuta para discussão:

- possibilidade de a solução de conexão conter instalação de armazenamento;
- previsão de que as restrições para flexibilidade da conexão:
 - a) devem ser estabelecidas em dias ou em dias e horários pré-estabelecidos; e
 - b) devem constar em destaque no orçamento de conexão, nos contratos celebrados e no acordo operativo.
- possibilidade de a distribuidora incluir de forma adicional no orçamento de conexão alternativas de prestação do serviço com restrições, para escolha do consumidor e demais usuários, ainda que sem solicitação expressa.”

63. Também está sendo proposto um aprimoramento no art. 69 para prever que, nos casos de orçamento de conexão em que haja necessidade de obras de responsabilidade da distribuidora para a conexão e, caso aplicável e seja possível o atendimento com restrições, a distribuidora informe ao consumidor dessa possibilidade, de forma semelhante ao que já é previsto no art. 69, §1º para a conexão temporária.

64. Foram propostos ainda aprimoramentos nos artigos que tratam do acordo operativo, de modo a contemplar sua celebração nos casos de conexão com flexibilidade e restrições, de que trata a presente proposta.

III.2 - MAPA DE DISPONIBILIDADE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

65. O art. 4º, XXVII do Decreto nº 12.068/2024 prevê uma nova obrigação para as distribuidoras:

Art. 4º [...] XXVII - disponibilização, no sítio eletrônico da concessionária, de informações sobre disponibilidade de carga, carregamento atual e projetado, fluxos de potência e demais informações necessárias à facilitação dos processos de conexão de usuários, incluídos aqueles que fazem uso da microgeração e minigeração distribuída;

66. O art. 62 da REN nº 1.000/2021 estabelece a possibilidade de a distribuidora disponibilizar orçamento estimado por meio de ferramenta computacional, inclusive informando se existe disponibilidade na rede para a conexão de suas instalações:

Art. 62. A distribuidora pode disponibilizar o orçamento estimado por meio de ferramenta computacional em sua página na internet, em aplicativos ou em outras plataformas digitais, desde que seja possível ao consumidor e demais usuários:

I - inserir os dados constantes do formulário de consulta e receber de forma automática a **informação se existe a disponibilidade na rede para a conexão de suas instalações, considerando as informações disponíveis na simulação**; e

II - imprimir e/ou salvar o orçamento estimado com a data, identificação da distribuidora e as informações exigidas no art. 60.

Parágrafo único. A utilização da ferramenta é opcional ao consumidor e demais usuários, que podem solicitar o orçamento conforme disposto no art. 21.

67. De forma relacionada, observa-se que algumas distribuidoras passaram a disponibilizar mapas de disponibilidade de conexão.

68. A Neoenergia implantou ferramenta na internet chamada de Godel Conecta, que permite a avaliação da capacidade da rede elétrica em acomodar novas conexões de geração distribuída. Como informações de entrada, a Neoenergia solicita, de forma obrigatória: Endereço, CEP ou coordenadas geográficas (Lat, Long) e a Capacidade de Geração. A simulação pode ser realizada por meio do seguinte endereço:

<https://hoca.appsinapsisenergia.com/consulta-geradores-distribuidos>

69. O mapa com a simulação é apresentado a seguir:



70. A ferramenta da Neoenergia apresenta as redes de distribuição, com indicativo visual de disponibilidade tanto das subestações como dos alimentadores. Adicionalmente, permite filtro dos sistemas com ou sem disponibilidade, e apresenta 5 alternativas de conexão. No caso de não haver disponibilidade, apresenta mensagem específica: *“Não há disponibilidade para inserção de gerador neste local. Necessário realizar consulta para obras de adequação na rede.”*

71. Para as alternativas, apresenta um traçado em linha reta da rede de distribuição, com indicativo de distância, mas sem o orçamento.

72. A Cemig possui um mapa de disponibilidade de geração distribuída, conforme apresentado a seguir:

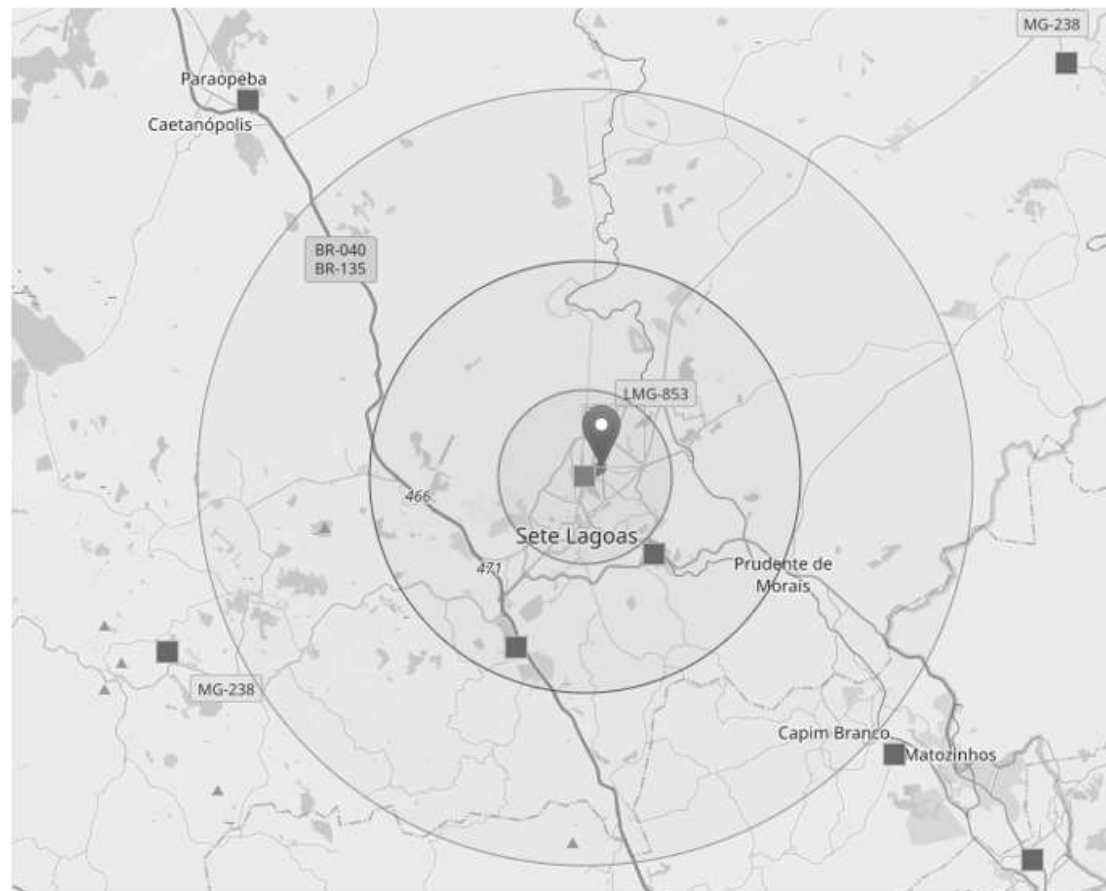


73. O mapa pode ser acessado em:

<https://geo.cemig.com.br/mca/Secure/Authorize?ReturnUrl=%2Fmca%2FHome%2FIndexData>

74. Como informações de entrada, a Cemig solicita, de forma obrigatória: dados pessoais (Nome completo, CPF/CNPJ, telefone, email, a potência desejada. De forma opcional, a Cemig solicita a identificação do “número de parceiro do negócio”.

75. Conforme instruções da Cemig, escolhida a subestação indicada no mapa com “disponibilidade imediata”, é possível clicar na localização desejada, conforme figura a seguir:



76. Feita a seleção do ponto, o sistema da Cemig apresenta a situação de disponibilidade da subestação e um orçamento:

Lat/Long	Ok
----------	----

Coordenada da Consulta: -19.438104, -44.23645

Em atendimento à consulta de disponibilidade, apresentamos as condições técnicas e comerciais preliminares e estimadas para conexão de unidade geradora ao sistema elétrico. As condições definitivas constarão no orçamento de conexão, emitido caso seja realizada a solicitação de acesso pelo interessado, a qual deve ser feita por meio do portal www.cemig.com.br - Cemig Atende - Opção Geração Distribuída.

1 - SUBESTAÇÃO DA CONSULTA: SETE LAGOAS 1

Capacidade total da subestação: 50.000,00 kW. Tensão nominal: 13.80 kV. Injeção total das solicitações de acesso vigentes: 49.972.15 kW. Capacidade remanescente na subestação para inserção de geração: 27.86 kW.

2 - DISPONIBILIDADE PROVÁVEL

Neste momento, a disponibilidade máxima para injeção na região da coordenada informada é estimada em 27.86 kW, mediante execução de obras de reforço no sistema elétrico.

3 - OBRAS EM SISTEMA DE ALTA TENSÃO DE RESPONSABILIDADE DA CEMIG

Para conexão de geração distribuída pode haver necessidade de construção de obras estruturantes no sistema de Alta Tensão que afetem o prazo de atendimento. Esse prazo será informado mediante solicitação de orçamento de conexão.

4 - OBRAS EM SISTEMA DE ALTA TENSÃO DE RESPONSABILIDADE FINANCEIRA DO CLIENTE

O atendimento poderá ser condicionado à adequação da proteção da subestação Sete Lagoas 1.

5 - OBRAS EM SISTEMA DE MÉDIA TENSÃO DE RESPONSABILIDADE FINANCEIRA DO CLIENTE

O atendimento poderá ser condicionado à execução de obras de reforço e instalação de equipamentos religadores no sistema elétrico com participação financeira do cliente.

6 - ORÇAMENTO

O orçamento informado a seguir tem caráter estimativo e baseia-se na disponibilidade máxima de injeção na região da coordenada informada nessa consulta, correspondendo a 27.86 kW.

Custo total estimado: \$1,165,661.00.

Participação da Cemig (proporcionalidade): \$209,519.53.

Participação da Cemig ERD: \$17,627.20 (baseado na injeção de 27.86 kW).

Participação do cliente: \$938,514.27.

Prazo estimado: 12 a 36 meses a partir da celebração do contrato.

77. No exemplo, acima, observa-se que mesmo informando previamente a potência desejada de 1.000 kW, é necessário selecionar as subestações indicadas com “disponibilidade imediata” para verificar a real situação da disponibilidade. Adicionalmente, o orçamento apresentado pela Cemig não considera a necessidade de ampliação da subestação.

78. Na Rede Básica, a ANEEL promoveu uma reforma estrutural do acesso de centrais geradoras com a publicação da Resolução Normativa (REN) nº 1.069/2023 e a revisão do Módulo 5 das Regras dos Serviços de Transmissão. Dentre os avanços da nova regulação, a informação de acesso (equivalente ao orçamento estimado) foi substituída pela disponibilização pelo ONS de Mapas de Margem com atualização quadrimestral, de modo a proporcionar uma visão mais clara e atualizada da capacidade de escoamento remanescente do sistema de transmissão, melhorando a eficiência e a transparência das informações disponibilizadas aos geradores.

79. O Módulo 5 – Acesso ao Sistema das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica contém as seguintes disposições sobre o mapa de margem:

2.2 As informações relevantes para o acesso ao sistema de transmissão devem estar disponíveis a qualquer interessado, no sítio eletrônico do ONS, compreendendo pelo menos os seguintes requisitos:

- a) Apresentar um sistema que inclua um mapa com a margem incremental de potência no sistema de transmissão, que permita o filtro por horizonte temporal de conexão, região eletrogeográfica, unidade federativa, nível de tensão de conexão (kV) e montante de potência (MW);
- b) Para todos os requisitos, o sistema deve indicar e distinguir a margem disponível da futura, considerando os estudos atualizados do sistema de transmissão elaborados pela EPE e pelo ONS;
- c) As informações do sistema devem ser atualizadas em base quadrimestral, por meio de estudos de margem de escoamento elaborados pelo ONS, considerando os Pareceres de Acesso e CUST vigentes, bem como os estudos vigentes de expansão da transmissão elaborados pela EPE, distinguindo as situações de margem disponível e futura;
- d) Para cada ponto de conexão indicado no sistema devem ser apresentados o nome do barramento ou subestação da rede básica, a localização, o horizonte temporal de conexão, a tensão de conexão (kV), a margem de escoamento (MW), os Pareceres de Acesso vigentes sem CUST/CUSD celebrados, e os MUST/MUSD contratados por CUST/CUSD celebrados, além das condições e restrições técnicas de acesso;
- e) Para cada ponto de conexão, o sistema deverá dispor dos diagramas unifilares das subestações, com identificação das transmissoras e acessantes responsáveis pelas instalações, incluindo contatos dos representantes de cada agente, coordenadas do polígono da subestação e informações a respeito dos CCT e CCI celebrados.

80. O mapa pode ser acessado no seguinte endereço:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojNjkwMWQxMmYtNDlhZS00MzNmLTgzODctMjBhZGM2YTRjODNliiwidCI6IjNhZGVlNWZjLTkzM2UtNDkxMS1hZTFiLTljMmZlN2I4NDQ0OCIsImMiOiR9>

81. A mapa do ONS é apresentado a seguir:



82. Nesse contexto, considerando os comandos do art. 4º, XXVII do Decreto nº 12.068/2024, propõe-se discutir a inserção na REN nº 1.000/2021 da obrigação de a distribuidora disponibilizar um mapa de disponibilidade para conexões de carga e de geração, com a ANEEL estabelecendo requisitos mínimos a serem observados, com proposta resumida a seguir:

Requisitos Mínimos	Proposta
Local de Disponibilização	Página da distribuidora na internet, com acesso na página principal
Objetivo	Disponibilizar informações sobre capacidade do sistema de distribuição para conexões de unidades consumidoras (com ou sem MMGD) e demais usuários (central de geração, com ou sem sistemas de armazenamento, SAE etc.)
Parâmetros de entrada	- tipo de conexão; localização (CEP, lat/long, “clique”), potência máxima requerida ou injetada (kW/MW);

Requisitos Mínimos	Proposta
Pontos de Conexão de Interesse	- Conexão BT: transformadores de distribuição - Conexão MT/AT: subestação ou alimentadores de distribuição
Tensão de Conexão	- Tensões padronizadas do art. 23 da REN nº 1.000/2021
Parâmetros que devem ser considerados	- Carregamento Atual e Projetado; - Fluxos de Potência; - Conexões existentes, Contratos assinados, Orçamentos de Conexão Válidos; - Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD); - estudos atualizados do sistema de transmissão elaborados pela EPE e pelo ONS;
Cenários	1) ano atual; 2) 1º ano subsequente; 3) 2º ano subsequente; 4) 3º e 4º anos subseqüentes; 5) a partir do 5º ano subsequente.
Carregamento Máximo a ser considerado	- Nominal
O que deve ser apresentado?	Obrigatório: a) diagramas unifilares dos alimentadores, linhas e circuitos b) subestações e postos de transformação, com informação da potência nominal, nomes de identificação na BDGD; c) quantidade de UCs sem MMGD por ponto de conexão e potência instalada total; d) quantidade de UCs com MMGD por ponto de conexão e potência instalada total; e) quantidade de outros usuários e potência total; f) disponibilidade para conexão do sistema informado, com indicativo visual; e g) opção de visualizar “mapa” ou “satélite” Opcional: a) mapas de cores, indicando disponibilidades para diferentes tipos de usuários, a exemplo de carga, estações de recarga de veículos elétricos, unidades consumidoras com microgeração e minigeração distribuída, centrais geradoras, armazenamento, dentre outras. b) alternativas de conexão c) orçamento estimado.
Periodicidade mínima de atualização	- Trimestral
Prazo inicial para disponibilização	- 24 meses após a aprovação do regulamento
Mensagens obrigatórias	a) caráter informativo da simulação b) existência de restrições no sistema de transmissão, quando aplicável c) indisponibilidade para potência solicitada; d) endereço de onde conseguir informações sobre processo de conexão.

83. Em relação ao horizonte a ser considerado, observa-se que o Módulo 2 do PRODIST detalha os anos que devem ser considerados pelas distribuidoras. Entretanto, avalia-se que para fins de mapa de disponibilidade pode ser utilizada uma referência semelhante à adotada pelo ONS, de cinco cenários: 1) ano atual; 2) 1º ano subsequente; 3) 2º ano subsequente; 4) 3º e 4º anos subsequentes; 5) a partir do 5º ano subsequente.

84. Importante ponderar que não se propõe, nesse momento, revogar os dispositivos relacionados ao orçamento estimado, entendendo-se que é necessário um período de avaliação da usabilidade e efetividade da disponibilização do mapa.

III.3. ACOMPANHAMENTO DAS SOLICITAÇÕES DE CONEXÃO (ART. 72)

85. O art. 72 da REN nº1.000/2021 estabelece critérios que devem ser observados pela distribuidora na realização de estudos, projeto e orçamento, dentre eles a ordem cronológica de protocolo:

Art. 72. Para realização dos estudos, elaboração do projeto e orçamento, a distribuidora deve observar:

I - a manutenção do serviço adequado aos consumidores e demais usuários;

II - as condições estabelecidas nos contratos assinados e nos orçamentos emitidos e ainda dentro do prazo de validade;

III - a priorização da análise das conexões na modalidade permanente;

IV - a priorização de acordo com a ordem cronológica de protocolo junto à distribuidora;

V - a avaliação das indicações do ponto de conexão de interesse, da tensão de conexão, do número de fases e características de qualidade desejadas;

VI - o prazo para entrada em operação da central geradora, contemplando, caso aplicável, a etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA;

VII - o critério de mínimo custo global; e

VIII - os critérios de alocação de custos dispostos nesta Resolução.

86. Dentre as solicitações de consumidores e projetistas está a publicidade para a fila de orçamentos de conexão, de modo que o interessado possa identificar seu protocolo em relação aos demais.

87. No Módulo 5 das Regras dos Serviços de Transmissão existe disposição para o ONS disponibilizar para consulta a fila dos processos em análise, a exemplo da redação transcrita a seguir:

2.18.3 [...]

b) O ONS deverá, no prazo de 1 (um) ano a partir da vigência deste módulo, disponibilizar para consulta dos solicitantes a fila de análise dos processos de acessos em andamento.

88. A tela a seguir ilustra a disponibilização feita pelo ONS:

ONS

Operador Nacional do Sistema Elétrico

SINtegre

Projetos e Manutenção

MEUS MACROPROCESSOS

SERVIÇOS

CONHECIMENTO

MEU PERFIL

BUSCA

ATENDIMENTO

INTEGRAÇÃO DE INSTALAÇÕES

ACESSO À REDE DE TRANSMISSÃO

Acessos Provisórios

Distribuidora

Consumidor

Gerador

SOLICITAÇÕES DE ACESSO

CONSUMIDOR

Acessos com necessidade de obras*

MANUTENÇÃO GRA

ONS

Operador Nacional do Sistema Elétrico

#	DATA SOLICITE	NOME DA SOLICITAÇÃO	UF	PONTO DE CONEXÃO	ENTRADA EM OPER.	STATUS	CONT. PROCESSO	CONT. INTERIOR	VIABILIDADE	Nº PROTOCOLO	
	[...]	[Tudo]	[...]	[Tudo]	[T...]	[Tudo]	[T...]	[T...]	[Valores múltiplos]	[Tudo]	IR PARA SOLICITAÇÕES SEM OBR...
1	01/07/25	Revisão PA CL Mineraç.	PA	Onça Puma 230 kv	jan./25	Em andamento	55 / 85	0 / 30	-	RAA-0017/2025	
2	01/07/25	Data Center ODATA SP.	SP	SE CABREÚVA 230 kv	dez./28	Em andamento	40 / 85	0 / 30	-	SPA-0246/2025	
3	11/07/25	DATA CENTER ODATA ..	SP	SE SUMARÉ 440 kv	set./27	Em andamento	34 / 85	0 / 30	-	SPA-0256/2025	
4	14/07/25	DATA CENTER ODATA ..	SP	SE SUMARÉ 440 kv	jan./28	Em andamento	33 / 85	0 / 30	-	SPA-0257/2025	
5	28/05/25	Pecém-Vol8-01-	CE	C1 LT 500 kv Pecém II 500 KV.	dez./28	Interrompida	20 / 85	61 / 30	-	SPA-0216/2025	
6	28/05/25	Pecém-Vol8-02-	CE	C1 LT 500 kv Pecém II 500 KV.	dez./28	Interrompida	30 / 85	61 / 30	-	SPA-0217/2025	
7	28/05/25	Pecém-Vol8-04-	CE	C1 LT 500 kv Pecém II 500 KV.	dez./28	Interrompida	20 / 85	61 / 30	-	SPA-0218/2025	
8	30/05/25	HQV Amônia Pecém	CE	C2 LT 500 kv Pecém II - Pacat.	dez./28	Interrompida	20 / 85	61 / 30	-	SPA-0220/2025	
9	27/06/25	COMPERJ_Rev6 de PA	RJ	SE Comperj 345 kv	jan./25	Em andamento	19 / 85	25 / 30	-	RAA-0040/2025	
10	30/07/25	RECAT_2025	SP	C2 LT 440 kv SE BOM JARDI.	abr./28	Em andamento	17 / 85	0 / 30	-	SPA-0276/2025	
11	31/07/25	Pecém-Vol8-03*	CE	C1 LT 500 kv Pecém II 500 KV.	dez./28	Interrompida	4 / 85	12 / 30	-	SPA-0278/2025	
12	03/07/25	Planta HQV Cumbuco (...)	CE	C2 LT 500 kv Pecém II - Pacat.	dez./28	Interrompida	1 / 85	43 / 30	-	SPA-0248/2025	
13	31/07/25	Pecém-Vol8-05*	CE	C1 LT 500 kv Pecém II 500 KV.	dez./28	Interrompida	1 / 85	14 / 30	-	SPA-0279/2025	
-	20/05/25	Data Center Ventura	SP	Taubaté 138 kv	dez./30	Não celebra CUL	84 / 85	0 / 30	Negado	SPA-0118/2025	
-	19/05/25	Data Center Johnson	SC	Joinville 138 kv	dez./28	Celebra CUSD	85 / 85	0 / 30	Viável	SPA-0107/2025	
-	19/05/25	Data Center Antares	SP	Anaras 138 kv	dez./29	Não celebra CUL	85 / 85	0 / 30	Negado	SPA-0108/2025	
-	19/05/25	Data Center Adria	RJ	Adrianópolis 138 kv	dez./29	Celebra CUSD	85 / 85	0 / 30	Viável com Restrições	SPA-0109/2025	
-	19/05/25	Data Center Plank	PR	SE Ponta Grossa Norte 138 kv	dez./29	Não celebra CUL	85 / 85	0 / 30	Negado	SPA-0111/2025	
-	19/05/25	Data Center Jasper	RJ	Jacarepaguá 138 kv	dez./29	Celebra CUSD	85 / 85	0 / 30	Viável	SPA-0112/2025	
-	19/05/25	Data Center Ballo	SP	Baixada Santista 138 kv	dez./29	Não celebra CUL	85 / 85	0 / 30	Negado	SPA-0113/2025	
-	19/05/25	Data Center Isla	SP	Itatiba 138 kv	dez./29	Não celebra CUL	85 / 85	0 / 30	Negado	SPA-0114/2025	
-	19/05/25	Data Center Scharlau	RS	Scharlau 138 kv	dez./28	Celebra CUSD	85 / 85	0 / 30	Viável	SPA-0115/2025	
-	19/05/25	Data Center Catalina	RS	Catalina 138 kv	dez./28	Não celebra CUL	81 / 85	4 / 30	Não celebra	SPA-0116/2025	

Celebra CUSD

Contrato assinado

Em andamento

Emissão

Interrompida

Não celebra CUST

Reavaliação solicitada

10

15

8

20

7

33

5

Mapa do Brasil

ONS

Data e Hora da Última Atualização: 20/08/2025 11:02:21

89. Para endereçar esse tema, propõe-se incluir no art. 71 a disponibilização pela distribuidora da fila de orçamentos, com atualização a cada 24 horas, contendo no mínimo as seguintes informações:

- número do protocolo;
- data do protocolo;
- status da solicitação (em análise inicial, indeferida, deferida, deferida com ressalvas);
- tipo de usuário;
- potência instalada de carga e geração;
- município;
- tipo de orçamento (estimado ou de conexão);
- data em que o orçamento foi emitido;

90. Adicionalmente, outro ponto que também pode auxiliar no desenvolvimento de projetos de estações de recarga em que haja necessidade de obras de conexão é a maior transparência nas informações disponibilizadas pelas distribuidoras nas etapas de execução.

91. Essa questão já é tratada no art. 21 da REN nº 1.000/2021, que estabelece que a distribuidora deve disponibilizar em sua página da internet uma solução que permita a realização de todo o processo de conexão, inclusive o acompanhamento:

Art. 21. A distribuidora deve disponibilizar em sua página na internet soluções para que o consumidor e demais usuários possam:

I - solicitar a conexão, inclusive o preenchimento e envio dos formulários padronizados;

II - enviar e receber documentos, projetos e os contratos;

III - assinar os contratos;

IV - pagar, por meio de boleto, PIX, código de pagamento de resposta rápida alternativo (QR Code ou outro), endereço digital ou equivalente, a participação financeira e, no caso de unidade consumidora com minigeração distribuída, os custos de adequação do sistema de medição;

V - acompanhar as etapas e os prazos da conexão, por meio de protocolo fornecido na solicitação;

VI - acompanhar as licenças e autorizações obtidas e pendentes e demais informações pertinentes; e

VII - acompanhar o histórico de comunicação e de envio de solicitações e documentos.

Parágrafo único. A disponibilização prevista no caput deve ser realizada no posto de atendimento presencial, e o acompanhamento no atendimento telefônico, e, de forma adicional e opcional, por outros canais digitais.

92. Entretanto, um problema que tem sido relatado é a falta de visibilidade do andamento dessas obras, principalmente nos casos de atraso e de suspensões de prazo. Nesse sentido, propõe-se complementar o art. 21, incluindo as seguintes informações:

- atrasos de obra e novo cronograma;
- suspensões de prazo;
- atualizações sobre o status da obra de conexão.

III.4 - COLETA DE INFORMAÇÕES DAS INSTALAÇÕES DE ESTAÇÃO DE RECARGA

93. A REN nº 819/2018 dispunha que as distribuidoras deveriam encaminhar à ANEEL, a cada 6 meses, as informações recebidas de consumidores sobre a instalação de estações de recarga de veículos elétricos. Essa obrigação visava permitir o acompanhamento contínuo da expansão do sistema elétrico em razão da infraestrutura de recarga de veículos elétricos, com vistas a mitigar eventuais impactos na operação do sistema de distribuição.

94. Todavia, a obrigação de o consumidor informar a distribuidora sobre a instalação dessas estações de recarga se restringe a situações específicas^[12], de forma que os dados enviados pelas distribuidoras não representavam o crescimento real do número de estações de recarga instaladas em unidades consumidoras.

95. Como a obrigação imposta às distribuidoras não estava surtindo o efeito esperado, no âmbito do processo de consolidação normativa que resultou na revogação da Resolução Normativa nº 819/2018 e na emissão da Resolução Normativa nº 1.000/2021, a ANEEL desonerou as distribuidoras da obrigação de envio. Como consequência, as distribuidoras não possuem mais o dever de enviar semestralmente essas informações à ANEEL.

96. Por outro lado, remanesceu a relevância do acompanhamento dessas informações pela ANEEL, especialmente nos últimos anos, em que se verifica um crescimento acentuado da venda de veículos elétricos ou híbridos plug-in no país, bem como o surgimento de políticas públicas para eletrificação do transporte público e do transporte de cargas.

97. Nesse contexto e, considerando as manifestações recebidas das distribuidoras, propõe-se aprimorar o art. 550 da REN nº 1.000/2021 para prever a obrigação de o consumidor informar a instalação de estação ou equipamento de recarga em qualquer situação, com o objetivo de subsidiar o monitoramento do crescimento do número de estações de recarga de veículos elétricos.

98. Considerando as manifestações das distribuidoras, propõe-se ainda discutir a criação de uma nova subclasse na classe comercial, serviços e outras atividades do art. 182, de modo a ter uma possibilidade de classificação das estações de recarga de veículos elétricos semelhante a já prevista no art. 193 da REN nº 1.000/2021:

Art. 193. Deve ser classificada na classe consumo próprio a unidade consumidora de titularidade da distribuidora, subdividindo-se nas seguintes subclasses:

I - **estação de recarga de veículos elétricos**; e

II - outras atividades.

99. A proposta de inserção dessa nova subclasse no art. 182 é complementada pelos seguintes aprimoramentos normativos:

- aprimoramento do art. 659, II da REN nº 1.000/2021: para prever que no armazenamento cadastral da carga instalada a distribuidora deve manter informação detalhada e segregada sobre estação de recarga de veículos elétricos; e
- aprimoramento do item 23 do Anexo X da REN nº 956/2021 (PRODIST): para incluir a informação de existência estação de recarga na entidade unidade consumidora da Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD, o que será posteriormente refletido no Manual de Instruções da BDGD. Esse aprimoramento permitirá conhecer a localização georreferenciada das estações de recarga.

100. Para fins de divulgação da obrigação e regularização das instalações não comunicadas à distribuidora, a proposta prevê a realização de campanhas específicas pelas distribuidoras.

III.5 - CAMPANHA DE COMUNICAÇÃO

101. Para tratar desse tema comunicação, propõe-se discutir em consulta pública atribuir às distribuidoras a responsabilidade de elaborar plano de comunicação específico, de caráter rotineiro, sobre a instalação de estações de recarga de veículos elétricos, contendo, no mínimo:

- informação ao consumidor, aos demais usuários e ao público em geral sobre os procedimentos e prazos de conexão e de aumento de carga;
- divulgação dos direitos e deveres do consumidor e demais usuários na instalação de estação de recarga de veículos elétricos;

- cartilha digital sobre a instalação de estação de recarga de veículos elétricos;
- esclarecimentos sobre tarifas e modalidades tarifárias;
- esclarecimentos sobre dúvidas frequentes;
- orientações de segurança das instalações;
- informações da atuação de empresas e profissionais habilitados, credenciados e/ou homologados que realizam a instalação de estação de recarga de veículos elétricos;
- informações de canais de contato; e
- outras informações por determinação da ANEEL.

102. No âmbito das orientações sobre segurança, propõe-se explicitar no art. 553 da REN nº 1.000/2021 a necessidade do projeto e a execução das instalações elétricas da estação ou equipamento de recarga possuírem responsável técnico, caso seja exigível na legislação específica, de forma semelhante ao atualmente previsto no art. 33.

103. Também faz parte da proposta a melhoria da comunicação das distribuidoras com os poderes públicos municipal, distrital e estadual e demais empresas de transporte, com vistas a obtenção de informações sobre os planos e políticas de eletrificação, de modo que essa demanda de instalação de estações de recarga de veículos elétricos seja contemplada no planejamento da expansão do sistema de distribuição, observadas as disposições do Módulo 2 do PRODIST.

III.6 - APRIMORAMENTOS PARA MAIOR CLAREZA NORMATIVA E POSITIVAÇÃO DE ENTENDIMENTO REGULATÓRIO

Segurança e Responsabilidade nas Instalações de Estações de Recarga (art. 553)

104. A proposta explicita no art. 553 da REN nº 1.000/2021 que o projeto e a execução das instalações elétricas da estação de recarga de responsabilidade do consumidor e demais usuários devem possuir responsável técnico, caso seja exigível na legislação específica, que responde administrativa, civil e criminalmente em caso de danos e de acidentes decorrentes de eventuais erros. É um dispositivo semelhante ao do art. 33 da REN nº 1.000/2021.

Aplicações de Micromobilidade (art. 554)

105. A proposta explicita no art. 554 da REN nº 1.000/2021 a possibilidade de estações de recarga serem utilizadas para recarga de baterias “avulsas”, utilizadas para substituição de baterias de veículos elétricos.

106. Trata-se de aplicação relacionada a micromobilidade, principalmente de motos elétricas, em que o usuário pode acessar uma estação de recarga e trocar a sua bateria por outra que esteja carregada. O carregamento pode ser realizado, inclusive, em horários em que o preço da energia esteja mais baixo e/ou a disponibilidade mais alta.

Informações do Orçamento Estimado (art. 60)

107. O art. 60 da REN nº 1.000/2021 estabelece as informações mínimas que o orçamento estimado deve conter, a exemplo do inciso I, que prevê a *“descrição da alternativa de conexão selecionada e a apresentação das alternativas avaliadas com as estimativas de custos e justificativas”*.

108. Propõe-se que a redação do inciso I deixe mais claro que as estimativas de custos devem conter a estimativa de custos atribuíveis ao consumidor e demais usuários a título de participação financeira e o cálculo do encargo de responsabilidade da distribuidora, não sendo suficiente apenas a apresentação global do valor. Propõe-se ainda que o orçamento estimado contenha a relação das obras e serviços e uma estimativa de prazo da conexão.

109. Essas informações são essenciais para que instaladores de estações de recarga, quer sejam públicos ou privados, possam prospectar os melhores locais em termos de custos e capacidade do sistema.

Antecipação pelo consumidor de Licenças, Aprovações e Autorizações (art. 87)

110. O art. 87 da REN nº 1.000/2021 estabelece obrigações das distribuidoras na execução de obras de sua responsabilidade:

Art. 87. A distribuidora deve obter as licenças, autorizações ou aprovações da autoridade competente, além de adotar providências necessárias para desapropriação ou instituição de servidão administrativa necessárias para execução das obras de sua responsabilidade.

111. Mesmo nos casos de antecipação da execução de obras pelo consumidor e demais interessados, a regra é que as obrigações do art. 87 permanecem com a distribuidora, conforme art. 86, §2º, III da REN nº 1.000/2021:

Art. 86. O consumidor e demais usuários, ao aprovarem o orçamento de conexão, podem formalizar à distribuidora sua opção pela antecipação da execução das obras de responsabilidade da distribuidora, por meio de uma das seguintes alternativas:

[...]

§ 2º No caso de opção pela execução da obra, a distribuidora deve adotar as seguintes providências no prazo de até 10 dias úteis, contados da informação do §1º:

[...]

III - informar que as licenças, autorizações, desapropriações e instituições de servidão administrativa serão de responsabilidade da distribuidora, conforme art. 87;

112. De forma relacionada, o art. 98, §4º da REN nº 1.000/2021 estabelece que diversos custos não podem constar do orçamento emitido pela distribuidora:

Art. 98. [...]

§ 4º A distribuidora não pode incluir no orçamento emitido ou responsabilizar o consumidor e demais usuários pelos seguintes itens:

I - custos de administração, de gerenciamento, de engenharia, de elaboração de projetos, de topografia, ambientais, de desapropriação, de instituição de servidão, de comissionamento, de fiscalização ou quaisquer custos técnicos e administrativos na execução de obras de sua responsabilidade, inclusive na forma de percentual em relação aos custos de material e de mão de obra do orçamento elaborado;

[...]

III - custos de inteira responsabilidade da distribuidora;

113. Assim, as disposições dos arts. 86, 87 e 98, §4º representam uma proteção ao consumidor, na medida em que disciplinam obrigações que devem ser suportadas pela distribuidora detentora do contrato de prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

114. No entanto, a ANEEL foi consultada sobre a possibilidade de, em casos de antecipação de obra, o consumidor optar por atuar na obtenção dessa documentação. Em resposta, o posicionamento foi de que o consumidor pode, sob a supervisão da distribuidora, adotar as providências necessárias para obtenção das licenças, autorizações ou aprovações da autoridade competente, obtendo, ao final, a restituição dos custos incorridos, conforme previsto na regulação. Adicionalmente, existem atos que devem ser praticados diretamente pela própria distribuidora, a exemplo de solicitação à ANEEL caso seja necessária a instituição de servidão administrativa.

115. Do exposto, propõe-se discutir em consulta pública a explicitação desse entendimento no art. 87 da REN nº 1.000/2021, o que pode auxiliar na instalação de estações de recarga e de Data Centers.

III.7 - ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO

116. A Norma de Organização ANEEL nº 40, que dispõe sobre a realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR) no âmbito da Agência e que foi aprovada pela REN nº 941, de 6 de julho de 2021, estabelece em seu art. 1º a obrigatoriedade de se fazer Análise de Impacto Regulatório (AIR) previamente à expedição de ato normativo pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. O art. 7º estabelece as hipóteses de dispensa da AIR:

Art. 7º A AIR poderá ser dispensada, mediante justificativa e decisão da Diretoria, nas hipóteses de:

I - urgência;

II - ato normativo destinado a disciplinar direitos ou obrigações definidos em norma hierarquicamente superior que não permita, técnica ou juridicamente, diferentes alternas regulatórias;

III - ato normativo considerado de baixo impacto;

IV - ato normativo que vise à atualização ou à revogação de normas consideradas obsoletas, sem alteração de mérito;

V - ato normativo que vise a manter a convergência a padrões internacionais;

VI - ato normativo que reduza exigências, obrigações, restrições, requerimentos ou especificações com o objetivo de diminuir os custos regulatórios; e

117. Para as propostas do item III.2, destinadas a disciplinar direitos ou obrigações definidos no art. 4º, XXVII do Decreto nº 12.068/2024, avalia-se que o Relatório de AIR deve ser dispensado, com fundamento no art. 7º, II da REN nº 941/2021.

118. Para as propostas do item III.6, avalia-se pela dispensa do Relatório de AIR com fundamento no art. 7º, IV da REN nº 941/2021, considerando a necessidade de atualização de texto para conferir maior clareza e incorporar esclarecimentos já realizados.

119. Para os demais itens, considera-se a dispensa do Relatório de AIR por baixo impacto, conforme art. 7º, III da REN nº 941/2021.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

120. 120. A presente Nota Técnica está fundamentada na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e no Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024.

V - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO

121. Na instrução deste processo optou-se pela não realização de tomada de subsídios específica, sendo considerado o disposto no art. 4º, XXVII do Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, o estudo da EPE “Eletromobilidade: Transporte Rodoviário”, as respostas ao Ofício Circular nº 17/2025-STD/ANEEL, os resultados da Chamada Estratégica nº 22/2018 e demais contribuições e requerimentos encaminhados à ANEEL.

122. O Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, que regulamenta a licitação e a prorrogação das concessões de distribuição de energia, estabeleceu obrigações de regulação para a ANEEL, dentre as quais o art. 4º, XXVII, que trata da disponibilização, na página da distribuidora na internet de informações para facilitar os processos de conexão de usuários.

123. Assim, a análise dessa Nota Técnica foi segmentada nos tópicos apresentados a seguir:

1. Flexibilização das Regras de Conexão Permanente;
2. Mapa de Disponibilidade do Sistema de Distribuição;

3. Acompanhamento das solicitações de conexão
4. Coleta de Informações das instalações de estações de recarga;
5. Campanha de Comunicação; e
6. Clareza e positividade de entendimento regulatório

124. Com isso, buscou-se endereçar temas mais prioritários, que podem contribuir de forma efetiva e sustentável para facilitar e remover eventuais barreiras para instalação de estações de recarga de veículos elétricos, por meio de aprimoramentos nas regras de conexão ao sistema de distribuição. Aprimoramentos relacionados com a temática de tarifas e modalidades tarifárias para eletromobilidade serão desenvolvidos em atividade específica da Agenda Regulatória da ANEEL, tendo como subsídios os SandBoxes Tarifários atualmente em curso.

125. Diante do exposto, recomenda-se a instauração de Consulta Pública por 45 dias, para obter subsídios da sociedade para a minuta de resolução em anexo, que aprimora as regras e procedimentos de distribuição relacionados ao acesso e conexão de instalações de eletromobilidade ao sistema de distribuição.

(Assinado digitalmente)

DANIEL JOSÉ JUSTI BEGO

Coordenador de Acesso ao Sistema de
Distribuição e Atendimento ao Consumidor e
Demais Usuários

(Assinado digitalmente)

LEILA PEREIRA DE MORAIS
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS

Coordenador de Redes de Distribuição e Serviços
Comerciais

(Assinado digitalmente)

RENATO MARQUES BATISTA

Coordenador de Monitoramento do Mercado e
Regulação Econômico-Financeira – SFF

(Assinado digitalmente)
PEDRO MELLO LOMBARDI
Gerente de Regulação do Serviço de Distribuição

(Assinado digitalmente)
VANESSA RODRIGUES DOS SANTOS CARDOSO
Superintendente Adjunta de Fiscalização
Econômica, Financeira e de Mercado

De acordo:

(Assinado digitalmente)
CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR
Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

(Assinado digitalmente)
MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL
Superintendente de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado

Anexo – Respostas ao Ofício Circular nº 17/2025-STD/ANEEL

A) Desafios Relatados

Distribuidora	Desafios Relatados
Energisa	A expansão dos Recursos Energéticos Distribuídos traz diversos desafios para a rede de distribuição, como já tratado em diversos casos envolvendo a MMGD. Importante que a regulação evolua antecipadamente frente a popularização dos veículos elétricos, dado ser comum o proprietário de MMGD abastecer o EV nos momentos em que não há injeção por parte da MMGD.

Grupo Equatorial	Finalmente, sobre os desafios encontrados, cumpre destacar que tem sido observado o aumento de carga decorrente da instalação de pontos de recarga de veículos elétricos pelos consumidores, sem a devida comunicação às distribuidoras. Tal prática ocorre à revelia dos procedimentos regulares e se mostra prejudicial sob a ótica do planejamento elétrico, uma vez que compromete a adequada previsão e alocação de recursos necessários à expansão e confiabilidade do sistema de distribuição.
CPFL	Adicionalmente, cumpre esclarecer que, em que pese a obrigação prevista no art. 550 da REN 1000/2021, sobre comunicar previamente à distribuidora acerca da instalação de estação de recarga, na prática essa informação não é passada à distribuidora. Na maioria das vezes a instalação de uma estação de recarga vem como um pedido de conexão de uma carga “comum” e, em outros casos, apenas é instalada a estação de carga em unidade consumidora existente, sem que seja informado sobre esse aumento de carga à distribuidora.
CEMIG	Atualmente, a Cemig D possui em seus registros cerca de 9.752 unidades consumidoras ativas que, no momento da solicitação de conexão, declararam possuir estações de recarga de veículos elétricos, conforme dados contidos no Anexo 01. Ressalta-se, contudo, que esse número pode ser superior ao informado, considerando que muitos consumidores utilizam estações de recarga sem formalizar a informação junto à distribuidora, seja por já possuírem disponibilidade de carga instalada ou por utilizarem geração distribuída, muitas vezes não necessitam de solicitação de aumento de carga. Os principais desafios, caso ocorra um crescimento acelerado em curto espaço de tempo, concentram-se nos seguintes pontos: • Capacidade de execução de obras: Um dos principais obstáculos está relacionado à capacidade de execução de obras, que envolve desde a disponibilidade de mão de obra qualificada até os prazos para licenciamento, além da complexidade logística de intervenções em áreas urbanas. • Disponibilidade de transformação nas subestações: A atual capacidade de transformação pode se tornar insuficiente diante do crescimento acelerado da carga, exigindo investimentos em reforços e na construção de novas subestações, cujos prazos de implantação são naturalmente extensos. • Carregamento dos alimentadores: Outro ponto de destaque refere-se ao carregamento dos alimentadores, que podem ser sobrecarregados em horários de pico, especialmente em cenários de recarga simultânea de múltiplos veículos. Esse contexto demanda um planejamento detalhado da rede de distribuição, com identificação dos principais pontos de recarga, horários de maior demanda e definição precisa da curva de carga, visando garantir a estabilidade e a confiabilidade do sistema. • Dimensionamento da demanda: O dimensionamento da demanda representa um desafio técnico igualmente relevante. No caso da eletrificação de frotas de ônibus,

	é essencial considerar quantos veículos serão carregados simultaneamente, em quais horários ocorrerá a recarga e qual será a potência exigida em cada ponto.
--	--

B) Sugestões

Distribuidora	Sugestões
Energisa	O sinal de preços para EV seria um dos caminhos viáveis regulatoriamente para mitigar os impactos adversos que os REDs têm ocasionado às redes, principalmente por parte da MMGD.
Neoenergia	Embora o número atual de estações de recarga seja reduzido, a tendência de crescimento acelerado da mobilidade elétrica poderá trazer impactos relevantes à rede de distribuição no futuro, aumentando a complexidade operacional e o risco de eventos que resultem em pedidos de ressarcimento por danos elétricos. Diante disso, entendemos ser fundamental que a ANEEL avalie, desde já, diretrizes regulatórias específicas para esse tema, garantindo equilíbrio entre a proteção ao consumidor e a sustentabilidade das distribuidoras, evitando custos imprevisíveis e litígios que possam comprometer a previsibilidade e a eficiência do setor.
Light	Assim, esclarece-se que, atualmente, não é possível identificar precisamente essas unidades consumidoras nos sistemas técnicos e comerciais, visto que não existe uma característica específica criada para elas, a exemplo de subclasse com denominação referente à essa atividade econômica. Uma possibilidade de fazer esse levantamento seria por meio de inferência, mas entendemos que a falta de precisão das informações causaria uma distorção prejudicial ao objetivo desta superintendência (STD). Por outro lado, realizando uma busca simples na internet, observa-se que existem diversas estações de recarga de veículos elétricos pela área de concessão da LIGHT. Verifica-se que, em muitos casos, a recarga de veículos elétricos não é o ramo de atividade principal da pessoa jurídica titular da unidade consumidora, a exemplo de shoppings, condomínios, supermercados, entre outros. Além disso, não é comum entre os consumidores a adoção de um sistema de medição exclusivo para as estações de recarga. A LIGHT, por exemplo, dispõe de estações de recarga no interior de suas unidades operacionais para uso gratuito e exclusivo de seus colaboradores, ou seja, não exerce atividade comercial nesse âmbito. Portanto, informa-se que não existe unidade consumidora da LIGHT destinada a este tipo de atividade econômica. Assim, a planilha será preenchida com a informação “não disponível”
CEMIG	Para mitigar o risco, além dos estudos realizados pelas Distribuidoras, é fundamental que as Prefeituras e empresas responsáveis realizem estudos detalhados sobre a taxa de

	utilização dos carregadores, análise dos melhores horários para as recargas, considerando os custos e a disponibilidade da rede, e estratégias eficazes de controle da demanda. Diante da limitação das informações disponíveis apenas por meio de solicitações formais, sugerimos à ANEEL que considere a articulação com os órgãos de controle de veículos, como o Conselho Nacional de Trânsito - CONTRAN e Departamento Estadual de Trânsito estaduais, que podem possuir dados atualizados sobre o emplacamento de veículos elétricos por município. Essa base pode complementar o monitoramento da infraestrutura de recarga e subsidiar políticas públicas mais eficazes.
--	--

[1] ___ Objetivo de receber contribuições da sociedade para a elaboração da Agenda Regulatória 2026/2027.

[2] ___ Processo SEI 48500.026144/2025-48

[3] ___ Processo SEI 48500.027839/2025-47

[4] ___ Processo SEI 48500.028261/2025-46

[5] ___ SEI 0233481

[6] ___ <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2035>

[7] ___ BEV: “Bateria Electric Vehicle”, ou veículo elétrico a bateria; PHEV: “Plug-in Hybrid Electric Vehicle”, ou veículo elétrico híbrido recarregável na rede elétrica) HEV: “Hybrid Electric Vehicle”, ou veículo elétrico híbrido

[8] ___ As manifestações não recebidas serão reportadas à fiscalização da ANEEL.

[9] ___ SEI 0194911

[10] ___ Para maiores detalhes consultar a Tomada de Subsídios nº 11/2024, que visou obter subsídios para definição dos assuntos e ações regulatórias necessárias para modernização das tarifas de distribuição - roadmap

[11] ___ 48580.002138/2024-00

[12] ___ O consumidor somente precisava informar nos casos de instalação de estação de recarga que ensejassem a necessidade de uma ligação nova ou nos casos em que fosse necessária alteração de carga ou de nível de tensão de conexão da unidade consumidora.



Documento assinado eletronicamente por **Pedro Mello Lombardi, Gerente de Regulação do Serviço de Distribuição**, em 27/11/2025, às 17:41, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.



Documento assinado eletronicamente por **Daniel José Justi Bego, Coordenador(a) de Acesso ao Sistema de Distribuição e Atendimento ao Consumidor e Demais Usuários**, em 27/11/2025, às 17:42, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.



Documento assinado eletronicamente por **Leila Pereira de Moraes, Especialista em Regulação**, em 27/11/2025, às 17:44, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.



Documento assinado eletronicamente por **Carlos Alberto Calixto Mattar, Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**, em 27/11/2025, às 17:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.



Documento assinado eletronicamente por **Maria Luiza Ferreira Caldwell, Superintendente de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado**, em 27/11/2025, às 18:04, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.



Documento assinado eletronicamente por **Vanessa Rodrigues Dos Santos Cardoso, Superintendente Adjunto(a) de Fiscalização Econômica e Financeira**, em 27/11/2025, às 18:11, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.



Documento assinado eletronicamente por **Renato Marques Batista, Coordenador(a) de Monitoramento do Mercado e Regulação Econômico-Financeira**, em 28/11/2025, às 09:39, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.



Documento assinado eletronicamente por **Marcos Venícius Leite Vasconcelos, Coordenador(a) de Redes de Distribuição e Serviços Comerciais**, em 28/11/2025, às 14:09, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0248813** e o código CRC **5D5B6160**.