

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 009/2026



NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN CPFL Piratininga

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: Minuta de Resolução

EMENTA: Obter subsídios para aprimoramentos regulatórios para tratamento de excedentes de energia e maior flexibilidade operativa na Rede de Distribuição.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/INSTITUIÇÃO | JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|-------------------|--|------------|------------------|-------|--------|---------------|--------|-----------------|------|----|-----|------------|-----------|-----------|------|----------------|--|------|---------|-----------------|-----------|-----------------|------------------|-------|-------------|-------|--------------|
| <p>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº , DE DE DE 2025 Aprimora regras e procedimentos do sistema de distribuição para tratamento de excedentes de energia e maior flexibilidade operativa na Rede de Distribuição. O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e o que consta no Processo nº 48500.035430/2025-02, resolve:</p> <p>Art. 1º Esta Resolução aprimora regras e procedimentos do sistema de distribuição para tratamento de excedentes de energia e maior flexibilidade operativa na Rede de Distribuição.</p> | <p>De acordo</p> | <p>A Primeira Lei da Termodinâmica estabelece que a energia não pode ser criada nem destruída, apenas transformada de uma forma para outra. Assim sendo, se não há necessidade de energia solar na hora do almoço, de nada adianta produzi-la e incentivar a instalação de novos painéis solares chineses. Aneel deve aplicar a 1ª Lei da Termodinâmica e limitar a instalação de novas unidades de MMGD até que exista o espaço para sua implantação. Este tem que ser o princípio básico, pois promover a implantação para efetuar "curtailment" por absoluta falta de mercado deve ser exemplarmente combatida e está totalmente atinente às competências estabelecidas pela lei 9427/1996 para a Aneel que no seu Art. 2º cita "regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição, armazenamento e comercialização de energia elétrica". O último processo de reajuste tarifário da CPFL Piratininga, homologado em 23 de outubro de 2025, impactou significativamente os consumidores cativos com Sobrecontratação de 19,6% sobre a Energia Vendida e com inaceitáveis 9,0% de Geração Solar Distribuída sobre a Energia Vendida. Números tão impactantes merecem providências regulatórias no sentido de proibir novas implantações de MMGD na área de concessão da CPFL Piratininga até que esta situação que eleva profundamente os subsídios dos consumidores cativos da CPFL Piratininga seja debelada.</p> <table border="1" data-bbox="2036 1108 2338 1394"> <thead> <tr> <th>05/06/2026</th> <th>CPFL Piratininga</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Nº GD</td> <td>54.566</td> </tr> <tr> <td>UC's Créditos</td> <td>60.896</td> </tr> <tr> <td>Relação GD/UC's</td> <td>1,12</td> </tr> <tr> <td>MW</td> <td>478</td> </tr> <tr> <td>UC's Total</td> <td>1.913.785</td> </tr> <tr> <td>% GD/UC's</td> <td>0,0%</td> </tr> <tr> <td colspan="2">Valores em MWh</td> </tr> <tr> <td>MMGD</td> <td>628.615</td> </tr> <tr> <td>Energia Vendida</td> <td>6.959.749</td> </tr> <tr> <td>Sobrecontratada</td> <td>1.365.005</td> </tr> <tr> <td>GD/EV</td> <td>9,0%</td> </tr> <tr> <td>SC/EV</td> <td>19,6%</td> </tr> </tbody> </table> | 05/06/2026 | CPFL Piratininga | Nº GD | 54.566 | UC's Créditos | 60.896 | Relação GD/UC's | 1,12 | MW | 478 | UC's Total | 1.913.785 | % GD/UC's | 0,0% | Valores em MWh | | MMGD | 628.615 | Energia Vendida | 6.959.749 | Sobrecontratada | 1.365.005 | GD/EV | 9,0% | SC/EV | 19,6% |
| 05/06/2026 | CPFL Piratininga | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Nº GD | 54.566 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| UC's Créditos | 60.896 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Relação GD/UC's | 1,12 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| MW | 478 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| UC's Total | 1.913.785 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| % GD/UC's | 0,0% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Valores em MWh | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| MMGD | 628.615 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Energia Vendida | 6.959.749 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sobrecontratada | 1.365.005 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| GD/EV | 9,0% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| SC/EV | 19,6% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>Art. 2º A Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, passa a vigorar com as seguintes alterações:</p> <p>“Art. 2º</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>XL-A - potência instalada de microgeração ou de minigeração distribuída fotovoltaica: potência nominal elétrica, em kW (quilowatt), dada pela soma das potências nominais na saída dos inversores;”</p> | <p>De acordo</p> | <p>A Aneel deve regulamentar os valores da potência de MMGD com base na Lei 14.300/2022, que estabelece no Art. 1º, a definição a potência da mini e microgeração (incisos XI e XIII) em corrente alternada, portanto, na saída do inversor.</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>“Art. 76.....</p> | | <p>Art. 76 - O prazo de resposta do ONS e da outra distribuidora nas situações tratadas no art. 74 e no art. 75 é de 30 dias.</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/INSTITUIÇÃO | JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|-------------------|--|------------|------------------|-------|--------|---------------|--------|-----------------|------|----|-----|------------|-----------|-----------|------|----------------|--|------|---------|-----------------|-----------|-----------------|------------------|-------|-------------|-------|--------------|
| <p>§ 6º Em caso de inviabilidade de conexão comprovada por meio de resposta do ONS para um caso específico nos termos do §4º, a mesma inviabilidade deve ser informada a pedidos de conexão subsequentes na mesma região, de potência igual ou superior, sem necessidade de nova consulta ao ONS enquanto não houver alteração das condições da rede.”</p> | De acordo. | <p>A posição técnica do ONS deve ser seguida sob pena de não funcionamento adequado do sistema elétrico. Também chamamos atenção para que novas expansões ou reforços de redes de Transmissão e de Distribuição não sejam permitidos para atendimento de expansão desnecessária de MMDS subsidiada. Conforme tabela abaixo, a CPFL Piratininga está Sobrecontratada e tem excesso de MGD.</p> <table border="1" data-bbox="2021 359 2389 705"> <thead> <tr> <th>05/06/2026</th> <th>CPFL Piratininga</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Nº GD</td> <td>54.566</td> </tr> <tr> <td>UC's Créditos</td> <td>60.896</td> </tr> <tr> <td>Relação GD/UC's</td> <td>1,12</td> </tr> <tr> <td>MW</td> <td>478</td> </tr> <tr> <td>UC's Total</td> <td>1.913.785</td> </tr> <tr> <td>% GD/UC's</td> <td>0,0%</td> </tr> <tr> <td colspan="2">Valores em MWh</td> </tr> <tr> <td>MMGD</td> <td>628.615</td> </tr> <tr> <td>Energia Vendida</td> <td>6.959.749</td> </tr> <tr> <td>Sobrecontratada</td> <td>1.365.005</td> </tr> <tr> <td>GD/EV</td> <td>9,0%</td> </tr> <tr> <td>SC/EV</td> <td>19,6%</td> </tr> </tbody> </table> | 05/06/2026 | CPFL Piratininga | Nº GD | 54.566 | UC's Créditos | 60.896 | Relação GD/UC's | 1,12 | MW | 478 | UC's Total | 1.913.785 | % GD/UC's | 0,0% | Valores em MWh | | MMGD | 628.615 | Energia Vendida | 6.959.749 | Sobrecontratada | 1.365.005 | GD/EV | 9,0% | SC/EV | 19,6% |
| 05/06/2026 | CPFL Piratininga | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Nº GD | 54.566 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| UC's Créditos | 60.896 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Relação GD/UC's | 1,12 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| MW | 478 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| UC's Total | 1.913.785 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| % GD/UC's | 0,0% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Valores em MWh | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| MMGD | 628.615 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Energia Vendida | 6.959.749 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sobrecontratada | 1.365.005 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| GD/EV | 9,0% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| SC/EV | 19,6% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>§ 7º Constatada, por manifestação formal do ONS, a inviabilidade de novas conexões em determinada região por restrição sistêmica na transmissão, a distribuidora deve informar a negativa ao consumidor e demais usuários, observado § 2º do artigo 17, dispensada a necessidade de nova consulta ao ONS para solicitações subsequentes na mesma região, enquanto persistirem as condições técnicas que motivaram a restrição. ”</p> | De acordo. | <p>A posição técnica do ONS deve ser seguida sob pena de não funcionamento adequado do sistema elétrico. Também chamamos atenção para que novas expansões ou reforços de redes de Transmissão e de Distribuição não sejam permitidos para atendimento de expansão desnecessária de MMDS subsidiada. Conforme tabela abaixo, a CPFL Piratininga está Sobrecontratada e tem excesso de MGD.</p> <table border="1" data-bbox="2021 835 2389 1182"> <thead> <tr> <th>05/06/2026</th> <th>CPFL Piratininga</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Nº GD</td> <td>54.566</td> </tr> <tr> <td>UC's Créditos</td> <td>60.896</td> </tr> <tr> <td>Relação GD/UC's</td> <td>1,12</td> </tr> <tr> <td>MW</td> <td>478</td> </tr> <tr> <td>UC's Total</td> <td>1.913.785</td> </tr> <tr> <td>% GD/UC's</td> <td>0,0%</td> </tr> <tr> <td colspan="2">Valores em MWh</td> </tr> <tr> <td>MMGD</td> <td>628.615</td> </tr> <tr> <td>Energia Vendida</td> <td>6.959.749</td> </tr> <tr> <td>Sobrecontratada</td> <td>1.365.005</td> </tr> <tr> <td>GD/EV</td> <td>9,0%</td> </tr> <tr> <td>SC/EV</td> <td>19,6%</td> </tr> </tbody> </table> | 05/06/2026 | CPFL Piratininga | Nº GD | 54.566 | UC's Créditos | 60.896 | Relação GD/UC's | 1,12 | MW | 478 | UC's Total | 1.913.785 | % GD/UC's | 0,0% | Valores em MWh | | MMGD | 628.615 | Energia Vendida | 6.959.749 | Sobrecontratada | 1.365.005 | GD/EV | 9,0% | SC/EV | 19,6% |
| 05/06/2026 | CPFL Piratininga | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Nº GD | 54.566 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| UC's Créditos | 60.896 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Relação GD/UC's | 1,12 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| MW | 478 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| UC's Total | 1.913.785 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| % GD/UC's | 0,0% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Valores em MWh | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| MMGD | 628.615 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Energia Vendida | 6.959.749 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sobrecontratada | 1.365.005 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| GD/EV | 9,0% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| SC/EV | 19,6% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>“Art. 353. A distribuidora deve suspender imediatamente o fornecimento de energia elétrica se identificar situação emergencial por razões de ordem técnica ou de segurança, caracterizada pelo risco iminente ou pela ocorrência de danos a pessoas, bens ou ao funcionamento do sistema elétrico.</p> | De acordo. | O aumento da carga sem consulta à distribuidora, pode causar prejuízo no atendimento a outros consumidores vizinhos, portanto a eliminação de qualquer aumento de carga, por ser intolerável, deve ser suspenso. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>§ 1º Enquadram-se no caput, desde que caracterizada a situação emergencial e, nesse caso, não seja possível a regularização imediata da situação:</p> | De acordo. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>I - deficiência técnica ou de segurança nas instalações do consumidor e demais usuários;</p> | De acordo. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>II - o aumento da carga sem consulta à distribuidora;</p> | De acordo. | O aumento da carga sem consulta à distribuidora, pode causar prejuízo no atendimento a outros consumidores vizinhos, portanto a eliminação de qualquer aumento de carga, por ser intolerável, deve ser suspenso. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>III - a alteração à revelia das características originais da central geradora, incluindo o aumento da geração instalada ou de injeção no sistema de distribuição sem consulta à distribuidora;</p> | De acordo. | O aumento da geração instalada sem consulta à distribuidora, em qualquer hipótese, aumenta os subsídios tarifários dos demais consumidores, aumentando ainda mais a sobrecontratação portanto deve ser combatido. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>IV - a prática de procedimentos irregulares.</p> | De acordo. | A prática de procedimentos irregulares, aumenta as perdas não técnicas e a insegurança de pessoas e instalações, portanto deve ser suspensa imediatamente. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>.....</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>§ 3º Nas situações não emergenciais, a distribuidora deve notificar o consumidor e demais usuários, observados os arts. 42, 43 e 355.”</p> | De acordo. | Mesmo em situações que não sejam emergenciais devem ser objeto de suspensão já que a distribuidora apresenta significativa Sobrecontratação que indica a necessidade de intolerância aos abusos. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>“Art. 499.....</p> | | <p>Art. 499. Para a contratação da conexão temporária de central geradora, exceto na modalidade de reserva de capacidade, deve-se observar os seguintes requisitos:</p> <p>I - a central geradora não deve possuir contrato de venda de energia elétrica ou, caso possua, a disponibilização da energia contratada não pode ter iniciado;</p> <p>II - a central geradora não deve possuir CUSD em caráter permanente ou, caso possua, a data inicial de contratação do uso do sistema não pode ter transcorrido; e</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/INSTITUIÇÃO | JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|-------------------|--|------------|------------------|-------|--------|---------------|--------|-----------------|------|----|-----|------------|-----------|-----------|------|----------------|--|------|---------|-----------------|-----------|-----------------|-----------|-------|------|-------|-------|
| | | III - o prazo final para contratação da conexão temporária deve ser limitado à data de início da disponibilização da energia elétrica pela central geradora nos contratos celebrados no ACR ou no ACL. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| §1º A contratação em caráter permanente de central geradora será priorizada em relação à contratação em caráter temporário, situação na qual a distribuidora informará a central geradora que contratou em caráter temporário do encerramento do contrato, com antecedência mínima de 60 dias. | De acordo. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| § 2º Para contratação de conexão temporária de central geradora ser considerada de importância sistêmica deve ser apresentada pelo interessado declaração formal do ONS atestando a importância sistêmica da central geradora e o respectivo período.” | De acordo. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| “Art. 501..... | | Art. 501. Caso o orçamento de conexão indique a necessidade de obras para o atendimento da conexão temporária, devem ser observadas as seguintes disposições: I - obras que não serão desmontadas após a conexão temporária devem seguir as regras estabelecidas para as obras de conexão permanentes, de que trata o Capítulo II do Título I; e II - nas obras que serão desmontadas após a conexão temporária, são de responsabilidade do consumidor ou dos demais usuários: a) as despesas com a instalação e retirada de rede e demais instalações; b) o custo dos materiais aplicados e não reaproveitáveis; e c) demais custos de conexão, desligamento e transporte. Parágrafo único. A distribuidora deve conferir tratamento de conexão permanente no caso em que as obras na rede de distribuição para viabilizar a conexão temporária serão mantidas para a conexão permanente. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| §2º Na conexão temporária de central geradora, de que trata o art. 499, é vedada a contratação ou renovação quando necessária a implantação de ampliações ou reforços nos sistemas de transmissão ou de distribuição.” | De acordo. | Novas expansões ou reforços de redes de Transmissão e de Distribuição não devem ser permitidos para atendimento de conexão temporária. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| “Art. 502..... | | Art. 502. A distribuidora deve aplicar para a conexão temporária as disposições tarifárias e regras de faturamento da conexão permanente, exceto no caso de disposições específicas deste Capítulo. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| § 1º Na conexão temporária de central geradora deve ser instalado ou adaptado o sistema de medição, observado o art. 233. | De acordo. | Entendemos como fundamental manter a obrigatoriedade do Art. 233. para a central geradora, instalar, operar e manter o sistema de medição para faturamento, com o acompanhamento e aprovação da distribuidora, evitando onerar os demais consumidores. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| § 2º Na conexão temporária de central geradora considerada de importância sistêmica, devem ser observadas as seguintes disposições, além das demais disposições previstas neste Capítulo: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| I - o encargo é devido apenas pelo período de uso, devendo ser calculado proporcionalmente ao número de dias de utilização a cada ciclo de faturamento; e | Retirar | O custo do encargo quando não estiver em uso pela central geradora não pode ser repassado para a tarifa dos demais consumidores, sob pena de aumento tarifário. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| II - na cobrança por ultrapassagem de demanda contratada não deve ser aplicada a proporcionalidade de número de dias de utilização disposta no inciso I.” | De acordo. | A ultrapassagem por demanda é um item considerado nos processos tarifários sob a rubrica "Outras Receitas" e por privilegiar a modicidade tarifária deve ser mantido. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | Alterar o Art. 655-A, para permitir que só ocorram novas ligações de MMDG se existir real necessidade de energia no sistema da Distribuidora e até que não exista a Sobrecontratação. Conforme tabela abaixo, a CPFL Piratininga está Sobrecontratada e tem excesso de MMDG. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | <table border="1"> <thead> <tr> <th>05/06/2026</th> <th>CPFL Piratininga</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Nº GD</td> <td>54.566</td> </tr> <tr> <td>UC's Créditos</td> <td>60.896</td> </tr> <tr> <td>Relação GD/UC's</td> <td>1,12</td> </tr> <tr> <td>MW</td> <td>478</td> </tr> <tr> <td>UC's Total</td> <td>1.913.785</td> </tr> <tr> <td>% GD/UC's</td> <td>0,0%</td> </tr> <tr> <td colspan="2">Valores em MWh</td> </tr> <tr> <td>MMDG</td> <td>628.615</td> </tr> <tr> <td>Energia Vendida</td> <td>6.959.749</td> </tr> <tr> <td>Sobrecontratada</td> <td>1.365.005</td> </tr> <tr> <td>GD/EV</td> <td>9,0%</td> </tr> <tr> <td>SC/EV</td> <td>19,6%</td> </tr> </tbody> </table> | 05/06/2026 | CPFL Piratininga | Nº GD | 54.566 | UC's Créditos | 60.896 | Relação GD/UC's | 1,12 | MW | 478 | UC's Total | 1.913.785 | % GD/UC's | 0,0% | Valores em MWh | | MMDG | 628.615 | Energia Vendida | 6.959.749 | Sobrecontratada | 1.365.005 | GD/EV | 9,0% | SC/EV | 19,6% |
| 05/06/2026 | CPFL Piratininga | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Nº GD | 54.566 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| UC's Créditos | 60.896 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Relação GD/UC's | 1,12 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| MW | 478 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| UC's Total | 1.913.785 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| % GD/UC's | 0,0% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Valores em MWh | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| MMDG | 628.615 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Energia Vendida | 6.959.749 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sobrecontratada | 1.365.005 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| GD/EV | 9,0% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| SC/EV | 19,6% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| “Art. 655-D..... | | Art. 655-D Pode participar do SCEE o consumidor responsável por unidade consumidora: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| § 8º No caso de injeção à revelia, incluindo a injeção acima da potência injetável permitida ou em horários com restrição, deve-se observar os arts. 301 e 655-F.” | De acordo. | A prática de procedimentos irregulares, aumenta as perdas não técnicas e a segurança de pessoas e instalações, portanto deve ser suspensa imediatamente. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| “Art. 655-F..... | | Art. 655-F Na ocorrência de início de recebimento irregular de benefício associado ao SCEE, a distribuidora deve adotar as providências para sua fiel caracterização, compondo um conjunto de evidências que comprovem o recebimento irregular do benefício. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| §1º Na aplicação deste artigo, a distribuidora deve: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| TEXTO/ANEEL | TEXTO/INSTITUIÇÃO | JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|--|--|------------|------------------|-------|--------|---------------|--------|-----------------|------|----|-----|------------|-----------|-----------|------|----------------|--|------|---------|-----------------|-----------|-----------------|------------------|-------|-------------|-------|--------------|
| <p>I - notificar o consumidor por escrito, por modalidade que permita a comprovação do recebimento, podendo utilizar o Termo de Ocorrência e Inspeção – TOI ou documento próprio, contendo, no mínimo:</p> <p>a) a descrição da irregularidade;</p> <p>b) as evidências que comprovam o recebimento irregular de benefício, obtidas por meio de procedimentos auditáveis, a exemplo de: avaliação do histórico de consumo e demais grandezas elétricas, comparação com as informações de instalação e/ou projeto, avaliação por meio de medição fiscalizadora, inspeção, utilização de recursos visuais, tais como fotografias e vídeos;</p> <p>c) as ações que serão adotadas até a regularização, conforme §2º;</p> <p>d) as ações e procedimentos que podem ser adotados para regularização; e</p> <p>e) os canais de atendimento para esclarecimentos.</p> <p>II - utilizar, caso necessário, as disposições dos arts. 43, 353 ou 355;</p> <p>III - utilizar o procedimento do art. 325 para fins de compensação do faturamento.</p> <p>.....</p> <p>§ 3º A distribuidora deve realizar de forma permanente ações de combate ao recebimento irregular de benefício associado ao SCEE, incluindo avaliação durante o ciclo de faturamento e ações periódicas.” (NR)</p> | De acordo. | A prática de procedimentos irregulares, aumenta as perdas não técnicas e a insegurança de pessoas e instalações, portando todas as providencias administrativas devem ser tomadas para a suspensão imediata. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>Art. 3º O Anexo I da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, passa a vigorar com a seguinte redação:</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>“48. Centro de despacho de geração distribuída – CDGD: parte integrante do Centro de operação de agente de distribuição – COD responsável pela operação de centrais de geração conectadas na rede de distribuição, diretamente ou por meio de unidades consumidoras, podendo ou não ser expressamente designado.” (NR)</p> | De acordo. | A alteração da definição do CDGD no Anexo I - Módulo 1 - Glossário de Termos Técnicos do PRODIST modifica a definição existente e transfere para a distribuidora e por consequencia ao ONS a operação do sistema elétrico. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>Art. 4º Inserir na Seção 4.3 do Anexo IV da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, a seguinte redação:</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>“Aplicabilidade</p> <p>40-A. Os procedimentos definidos nesta Seção aplicam-se ao controle: (i) de carga; (ii) de carga líquida; e (iii) de geração.”</p> | De acordo. | A Seção 4.3 do Anexo IV da Resolução Normativa nº 956 trata de CONTROLE DE CARGA, portanto a sugestão de inclusão do texto proposto deixa a questão de aplicação mais explícita. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>Art. 5º O Anexo IV da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, passa a vigorar com a seguinte redação:</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>“76. O CDGD tem as seguintes atribuições:”</p> <p>.....” (NR)</p> | De acordo. | Atende à alteração da definição do CDGD no Anexo I - Módulo 1 - Glossário de Termos Técnicos do PRODIST que modificou a definição existente e transferiu para a distribuidora e por consequência ao ONS a operação do sistema elétrico. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>Art. 6º As alterações dispostas no art. 2º da Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, aplicam-se exclusivamente às conexões e aos aumentos de potência instalada realizados a partir da vigência desta Resolução.</p> | As alterações devem ser mais efetivas e as novas conexões de MMGD devem ter critérios mais rígidos e limitantes. | <p>O último processo de reajuste tarifário da CPFL Piratininga, homologado em 23 de outubro de 2025, impactou significativamente os consumidores cativos com Sobrecontratação de 19,6% sobre a Energia Vendida e com 9,0% de Geração Solar Distribuída sobre a Energia Vendida. Números tão impactantes merecem providências regulatórias no sentido de proibir novas implantações de MMGD na área de concessão da CPFL Piratininga até que esta situação que eleva profundamente os subsídios dos consumidores cativos da CPFL Piratininga seja debelada.</p> <table border="1" data-bbox="2012 1339 2386 1692"> <thead> <tr> <th>05/06/2026</th> <th>CPFL Piratininga</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Nº GD</td> <td>54.566</td> </tr> <tr> <td>UC's Créditos</td> <td>60.896</td> </tr> <tr> <td>Relação GD/UC's</td> <td>1,12</td> </tr> <tr> <td>MW</td> <td>478</td> </tr> <tr> <td>UC's Total</td> <td>1.913.785</td> </tr> <tr> <td>% GD/UC's</td> <td>0,0%</td> </tr> <tr> <td colspan="2">Valores em MWh</td> </tr> <tr> <td>MMGD</td> <td>628.615</td> </tr> <tr> <td>Energia Vendida</td> <td>6.959.749</td> </tr> <tr> <td>Sobrecontratada</td> <td>1.365.005</td> </tr> <tr> <td>GD/EV</td> <td>9,0%</td> </tr> <tr> <td>SC/EV</td> <td>19,6%</td> </tr> </tbody> </table> | 05/06/2026 | CPFL Piratininga | Nº GD | 54.566 | UC's Créditos | 60.896 | Relação GD/UC's | 1,12 | MW | 478 | UC's Total | 1.913.785 | % GD/UC's | 0,0% | Valores em MWh | | MMGD | 628.615 | Energia Vendida | 6.959.749 | Sobrecontratada | 1.365.005 | GD/EV | 9,0% | SC/EV | 19,6% |
| 05/06/2026 | CPFL Piratininga | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Nº GD | 54.566 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| UC's Créditos | 60.896 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Relação GD/UC's | 1,12 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| MW | 478 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| UC's Total | 1.913.785 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| % GD/UC's | 0,0% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Valores em MWh | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| MMGD | 628.615 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Energia Vendida | 6.959.749 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sobrecontratada | 1.365.005 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| GD/EV | 9,0% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| SC/EV | 19,6% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>Art. 7º Fica revogado o art. 31 da Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021.</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>Art. 8º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

NOTA TÉCNICA Nº 148/2025-STD/ANEEL

Referência: 48500.035430/2025-02

Assunto: Aprimoramentos regulatórios para tratamento de excedentes de energia e maior flexibilidade operativa na Rede de Distribuição.

I - DO OBJETIVO

Apresentar proposta de aprimoramentos regulatórios relacionados ao tratamento de excedentes de energia e maior flexibilidade operativa na Rede de Distribuição, visando garantir a segurança operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN).

II - DOS FATOS

1. Em 15/05/2025, a STD/ANEEL realizou reunião com a **Copel-D**, relacionada ao aumento de potência instalada de Microgeração e Minigeração Distribuída – MMDG em sua área de concessão.
 2. Em 30/06/2025, a STD/ANEEL realizou reunião com a **CPFL Energia**, ocasião na qual a distribuidora relatou preocupações com casos de **aumento de potência instalada de MMDG à revelia da distribuidora**.
 3. Em 22/07/2025, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – **ONS** encaminhou à ANEEL a carta CTA-ONS DTA 1105/2025[1], relatando a proposta de abertura de frentes de trabalho para maior integração entre a operação no âmbito da transmissão e da distribuição.
 4. Em 11/08/2025, por meio da carta CTA-ONS DGL 1218/2025 [2], o **ONS relatou os impactos da Micro e Minigeração Distribuída (MMDG)** no Sistema Interligado Nacional – **SIN**, especialmente em situações de **baixa carga**, e recomendou avanços regulatórios para permitir maior coordenação entre **ONS e distribuidoras**, inclusive para **ações emergenciais de corte de geração distribuída**.
 5. A ANEEL respondeu ao ONS (Ofício nº 494/2025-GDG/ANEEL [3]) em 15/08/2025, destacando a necessidade de envio célere de propostas regulatórias para enfrentamento das **limitações operativas relatadas**, e destacando a urgência de ações para **usinas Tipo III e MMDG**.
 6. Em 26/08/2025, a Energisa Mato Grosso enviou a carta ENERGISAMT/VPR-OFC/Nº155/2025[4] à ANEEL, comunicando limitações de escoamento de geração na rede básica do Mato Grosso, detalhando solicitações de **corte de geração pelo ONS** e demandando da ANEEL avaliação da necessidade de regulamentação específica sobre responsabilidades e procedimentos para cortes de geração e negativas de conexão por restrições sistêmicas.
 7. Em 29/08/2025, o ONS encaminhou à ANEEL a carta CTA-ONS DGL 1316/2025[5], apresentando relação de aprimoramentos normativos e operacionais a serem estudados para **controle de MMDG e usinas Tipo III**, e se compromete a enviar, até o final de outubro de 2025, um **Plano Emergencial de Corte de Geração da Distribuição**.
 8. Em 10/09/2025, o ONS enviou comunicação à Câmara Setorial Temática da Energia Elétrica em Mato Grosso (CTA-ONS DGL 1354/2025[6]), detalhando as restrições estruturais ao escoamento de geração no Mato Grosso, Acre e Rondônia, e reiterando que, enquanto persistirem as condições técnicas, novas conexões de centrais geradoras não são viáveis na região.
 9. Em 22/09/2025, a **Energisa S.A.** encaminhou à ANEEL a carta ENERGISAMT/VPR-OFC/Nº183/2025[7], reiterando dúvidas sobre a aplicação de negativas de conexão em regiões com restrição sistêmica já identificada pelo ONS, e solicitando esclarecimento sobre a necessidade de consulta individual ao ONS para cada novo pedido de conexão na mesma região.
 10. 1476/2025[8] Em 03/10/2025, o ONS enviou à ANEEL a carta CTA-ONS DGL, em que expressa seu entendimento de “não haver barreiras que impeçam essas ações operativas” por parte do Operador e das distribuidoras e solicita ratificação desse entendimento pelo Regulador.
 11. GDG/ANEEL[9] O Diretor-Geral da ANEEL emitiu, em 15/10/2025, o **Ofício nº 553/2025**, em que esclarece que o **ONS, de fato, tem atribuição para operar o sistema**, com foco na **segurança e estabilidade**, e que as **distribuidoras têm o dever de realizar cortes de carga ou geração em suas áreas de concessão em atendimentos a comando do Operador**.
 12. A resposta da ANEEL aos ques onamentos do grupo Energisa foi formalizada por meio do Ocio Conjunto nº 22/2025 - STD-SFT-SGM/ANEEL[10] 30/10/2025.
 13. 1691/2025[11], de Em 31/10/2025, o **ONS** protocolou na ANEEL a Carta CTA-ONS DGL, em que detalha três iniciativas do Operador realizadas em atendimento ao Ocio nº 494/2025-GDG/ANEEL: (i) proposta inicial de **sandbox** regulatório para integração ONS-DSO; (ii) avaliação sobre a **reclassificação de usinas do Tipo III** conectadas na distribuição; e (iii) minuta do **Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição**.
 14. Reconhecendo a relevância e a urgência dos temas tratados, imediatamente após o recebimento da Carta CTA-ONS DGL 1691/2025, a Agência analisou as informações trazidas, efetuou a abertura de três processos específicos para tratamento das questões e realizou sessão pública extraordinária de distribuição de processos aos Diretores-Relatores.
 15. Na 7ª Sessão Pública Extraordinária de Distribuição de Processos aos Diretores-Relatores, realizada em 04/11/2025, foram atribuídos os seguintes processos: (i) **Regulação da operação coordenada** da transmissão e distribuição, visando aumento da segurança na operação do SIN[12], ao Diretor-relator Fernando Luiz Mosna Ferreira da Silva; (ii) **Reclassificação das Usinas Tipo III** conectadas no Sistema de Distribuição [13], ao Diretor-relator Gentil Nogueira de Sá Júnior; e (iii) **Plano de Gestão de Excedentes** de Energia na Rede de Distribuição[14], ao Diretor-relator Gentil Nogueira de Sá Júnior.
 16. Em 10/11/2025, o Diretor-Geral da ANEEL encaminhou o Ocio nº 576/2025-GDG/ANEEL[15] ao ONS, acusando o recebimento das propostas constantes na Carta CTA-ONS DGL 1691/2025 e informando o Operador acerca da abertura dos processos correspondentes na ANEEL.
 17. Na mesma data, também foi enviado ao ONS o Ocio nº 578/2025 GDG/ANEEL[16], solicitando uma análise prospectiva sobre o cenário que o Operador vislumbra para o período compreendido entre novembro/2025 e janeiro/2026, sobretudo nos feriados de fim de ano.
 18. Em 14/11/2025, a Nota Técnica nº 20/2025-STD-SGM/ANEEL concluiu pela competência do ONS e das distribuidoras em efetuar cortes de geração para segurança do Sistema Interligado Nacional – SIN e recomendou à Diretoria Colegiada: (i) a **flexibilização de prazo de consulta pública** para eventual alteração, pelo ONS, dos **Procedimentos de Rede**; (ii) a determinação às **distribuidoras** para que elaborem instrução de operação específica para aplicação do **Plano de Gestão de Excedentes pelo ONS**; e (iii) a determinação ao **ONS** para envio de **relatório técnico** à ANEEL em caso de aplicação do referido Plano.
 19. Em 18/11/2025, na 39ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria, a Diretoria Colegiada decidiu por (i) determinar que as **distribuidoras** selecionadas no **Plano Emergencial** elaborem Instrução de Operação específica e enviem ao ONS inventário atualizado da capacidade efetiva de implementação de **redução da geração nas usinas Tipo III da sua área**; (ii) recomendar que as demais distribuidoras já observem esse processo; (iii) flexibilizar o prazo de no mínimo 45 dias, previsto na Resolução Normativa nº 903/2020; (iv) determinar que o ONS, sempre que ocorrer a aplicação do Plano, encaminhe relatório técnico à ANEEL; e (v) determinar que a SFT acompanhe o cumprimento dessas determinações aos agentes.
- ### III - DA ANÁLISE
20. Em eventos recentes relatados pelo ONS[17], foi necessário **restringir quase toda a geração sob supervisão centralizada**, restando a geração conectada à rede de distribuição, que não é despachável pelo ONS. Nessas situações, esgotados os recursos convencionais, a única alternativa para garantir a **segurança do SIN seria o corte físico das centrais de geração distribuída**.
 21. Em seus estudos, o Operador aponta que os cortes por razões energéticas estão em crescimento e refletem um problema estrutural no balanço carga-geração. O ONS destaca que “a presença crescente da MMDG, que opera sem controle centralizado, intensifica esse problema”, e projeta que o curtailment por razões energéticas se tornará ainda mais predominante nos próximos anos, com impactos mais severos no período diurno.
 22. Diante desse **cenário de expansão acelerada da geração distribuída** e dos desafios operacionais relacionados, torna-se evidente a necessidade de instrumentos operacionais específicos para garantir a segurança do SIN. É nesse contexto que o ONS elaborou o Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição, instrumento para a coordenação das ações entre ONS e distribuidoras.

23. De forma complementar ao Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição elaborado pelo ONS, deliberado pela Diretoria Colegiada em 18/11/2025, foram iden ficadas medidas adicionais que podem contribuir com o tratamento e a redução de excedentes de energia no sistema de distribuição, bem como dar mais clareza e segurança na atuação das distribuidoras na execução do Plano do ONS.

24. Essas medidas foram segmentadas nos seguintes itens:

1. Combate a alteração à revelia das características originais da central geradora de MMDG;
2. Sinalização sistêmica de restrições na transmissão para novas solicitações de conexão na distribuição;
3. Incremento de recursos operacionais por meio de conexão de usinas em caráter temporário; e
4. Aprimoramentos para clareza normativa na execução do Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição.

III.1 – Combate a alteração à revelia das características originais da central geradora de MMDG

25. O **crescimento acelerado** da microgeração e minigeração distribuída (**MMDG**) elevou significativamente a quantidade de sistemas conectados e a potência instalada no país, o que eleva o risco de práticas irregulares — em especial, **umentos de potência à revelia** para manter indevidamente o enquadramento como **GD I** e **evitar custos de uso das redes**. No primeiro semestre de 2025, os dados públicos da Agência indicam que a potência instalada ultrapassou **41,5 GW**, demonstrando a necessidade de fiscalização proativa.

Hoje 6/6/26 tem 48,6 GW

26. A regulação vigente já prevê que o **consumidor** deve **submeter** previamente à **distribuidora** o **aumento da carga ou da geração** (art. 8º, II), dispendo ainda no art. 655-D do procedimento a ser adotado no caso de constatação de “alteração à revelia das características originais da central geradora”:

Art. 655-D. [...] ...

§ 7º No caso de constatação de alteração à revelia das características originais da central geradora que influencie nas condições de participação no SCEE, deve-se observar o art. 655 F.

27. Adicionalmente ao disposto no art. 655-D, os arts. 655-F e 325 estabelecem as ações que a distribuidora deve adotar:

Art. 655-F. Na ocorrência de início de recebimento irregular de benefício associado ao SCEE, a distribuidora deve adotar as providências para sua fiel caracterização, compondo um conjunto de evidências que comprovem o recebimento irregular do benefício.

§1º Na aplicação deste artigo, a distribuidora deve utilizar o procedimento descrito do art. 325.

§2º Caso se constate recebimento irregular de benefício associado ao SCEE, a distribuidora deve adotar as seguintes providências:

I - **desconsiderar a energia ativa injetada** pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída no SCEE e benefícios recebidos nos faturamentos a partir da constatação, até que a situação seja regularizada; e

II - **revisar o faturamento** das unidades consumidoras indevidamente beneficiadas, desconsiderando a energia ativa injetada pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída no SCEE e benefícios recebidos durante o período em que se constatou a irregularidade, aplicando os seguintes parâmetros:

a) a **s quantias a serem recebidas ou devolvidas** devem ser atualizadas monetariamente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA;

b) os **prazos para cobrança ou devolução são de até 36 ciclos** de faturamento; e

c) a **cobrança pode ser parcelada a critério da distribuidora**, nos termos do art. 344.

Art. 325. A distribuidora deve compensar o faturamento quando houver diferença a cobrar ou a devolver decorrente das seguintes situações: ...

IV - constatação de recebimento irregular de benefício associado ao SCEE, de que trata o art. 655-F.

§ 1º A distribuidora deve no ficar o consumidor por escrito, por modalidade que permita a comprovação do recebimento, contendo III-A - no caso de recebimento irregular de benefício associado ao SCEE, descrição da irregularidade e os indícios associados, bem como dos valores a serem refaturados; e obrigatoriamente: ...

28. Por fim, são previstas na REN nº 1.000/2021 as seguintes medidas em caso de geração à revelia:

(i) suspensão de fornecimento (art. 353, §1º, II e art. 355, III); e

(ii) enquadramento como procedimento irregular para fins de responsabilização do consumidor em caso de defeito no medidor e para recuperação de receita (art. 255, §2º, 590, §2º e 598);

29. Tais medidas objetivam **proteger os demais consumidores contra subsídios cruzados indesejados** e preservar a segurança e a confiabilidade do sistema de distribuição e, em última análise, do SIN, evitando que unidades que ampliaram potência à revelia preservem vantagens econômicas do SCEE.

30. Algumas distribuidoras já manifestam preocupação com a prática de **aumento não autorizado da potência instalada em sistemas de MMDG**, devido aos riscos que isso representa para a operação das redes de distribuição, como sobrecargas, instabilidades, danos a equipamentos e elevação de perdas. O Grupo **CPFL**, por exemplo, desenvolveu duas metodologias para identificar indícios dessa irregularidade:

a) **Para unidades com medição de potência**: compara-se a potência nominal autorizada com a potência máxima efetivamente injetada pela unidade consumidora.

b) **Para unidades do Grupo B**: estima-se a energia potencialmente injetada com base na potência nominal e na irradiação solar local, confrontando esse valor com a energia total mensal registrada.

31. Em ambos os casos, as metodologias não consideram o consumo simultâneo à geração, tornando os cálculos conservadores e evitando penalizações indevidas a consumidores que apenas reduziram seu consumo sem ampliar a geração.

32. Em um dos casos analisados pela **CPFL**, um sistema autorizado para **75 kW** apresentou injeções frequentes superiores a **140 kW**, conforme Figura 1. Essa discrepância comprova a existência no local de uma central geradora com potência instalada superior ao montante autorizado pela distribuidora.

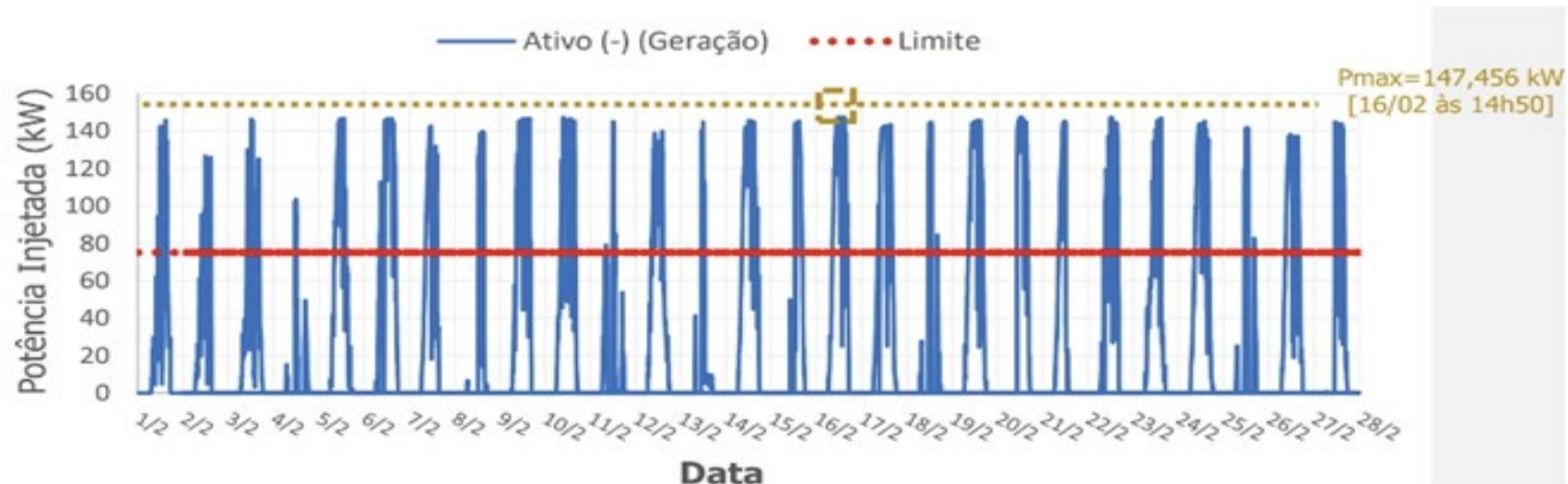


Figura 1 – Dados de memória de massa de medição instalada em unidade consumidora com MMDG aprovada em 75 kW (Fonte: CPFL Energia).

33. Na análise de unidades do Grupo B, a CPFL identificou um caso em que a energia injetada na rede foi mais de **três vezes superior à estimativa** de geração. Conforme ilustrado na Figura 2, um sistema fotovoltaico autorizado para 6 kW injetou até 2.591 kWh em um único mês. Admitindo, de forma conservadora, que toda a energia gerada foi injetada (sem consumo simultâneo), para gerar **2.591 kWh em um mês**, um sistema de **6 kW** precisaria ter sido submetido a uma irradiação solar consideravelmente elevada, durante 14 horas ininterruptas por dia, todos os dias do mês – condição fisicamente impossível. Esse tipo de análise evidencia irregularidades na geração local.

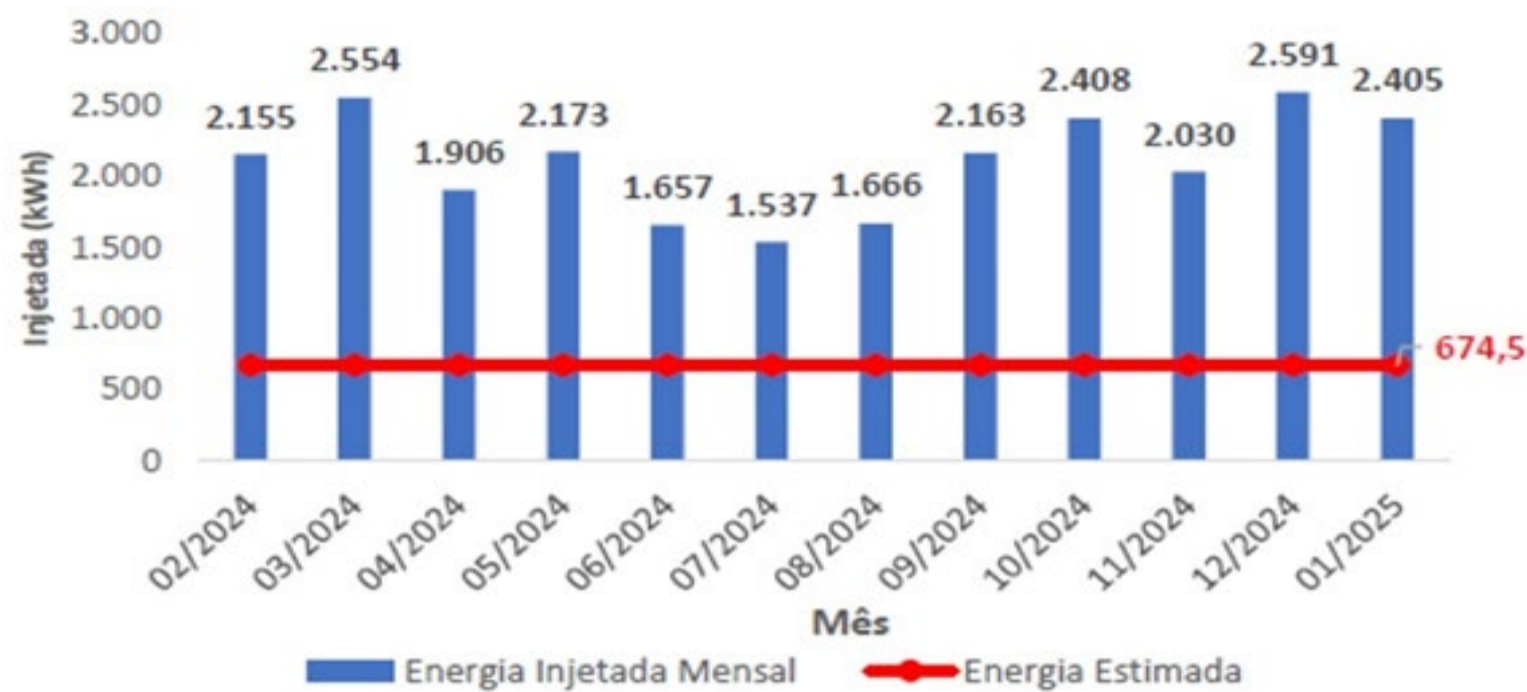


Figura 2 – Comparativo entre energia mensal injetada e estimativa de geração em unidade consumidora com MMGD aprovada em 6 kW (Fonte: CPFL Energia).

34. Situações como essas são graves, pois, além de **contribuírem para o curtailment de usinas regulares**, podem provocar instabilidades, sobrecargas, aumento de perdas e concessão indevida de subsídios. Nesses casos, é necessário que esses sistemas sejam excluídos do SCEE, refaturando as unidades consumidoras indevidamente beneficiadas, reclassificando eventuais centrais que estavam sendo tratadas como GD I e, em certos casos, suspendendo o fornecimento à unidade consumidora.

35. Assim, entende-se que as distribuidoras devem realizar o **combate a alteração à revelia** das características originais da central geradora de MMGD, de forma permanente, em obrigação que se assemelha à do combate ao uso irregular de energia elétrica disposto na REN nº 1.000/2021.

36. Em relação a esse tema, avalia-se pela proposição dos seguintes itens:

- realização de combate emergencial, por meio de auditoria nas MMGD conectadas;
- ampliação e aprimoramento das ferramentas para atuação das distribuidoras; e
- redefinição do conceito de potência instalada de MMGD para novas conexões.

a) Combate emergencial, por meio de auditoria nas MMGD conectadas

37. Para fins de constatação da alteração à revelia das características originais da central geradora, a distribuidora já pode praticar procedimento similar ao previsto no art. 590, que trata do início de procedimento irregular, ao qual o aumento de geração à revelia é equiparado:

Art. 590. Na ocorrência de indício de procedimento irregular, a distribuidora deve adotar as providências necessárias para sua fiel caracterização, compondo um conjunto de evidências por meio dos seguintes procedimentos:

I - emitir o Termo de Ocorrência e Inspeção – TOI, em formulário próprio, elaborado conforme instruções da ANEEL;

II - solicitar a verificação ou a perícia metrológica, a seu critério ou quando requerida pelo consumidor;

III - elaborar relatório de avaliação técnica quando constatada a violação do medidor ou demais equipamentos de medição, contendo as informações técnicas e a descrição das condições sícas de suas partes, peças e dispositivos, exceto quando for solicitada a perícia metrológica do inciso II;

IV - avaliar o histórico de consumo e das grandezas elétricas; e

V - implementar, quando julgar necessário:

a) medição fiscalizadora, com registros em memória de massa de pelo menos 15 dias consecutivos; e

b) recursos visuais, tais como fotografias e vídeos

38. Logo, a distribuidora deve encontrar indícios de alteração à revelia das características originais da central geradora, por meio de metodologias e ferramentas computacionais. Nesse sentido, a distribuidora pode comparar as características informadas pelo consumidor no formulário padronizado para conexão de microgeração ou minigeração e/ou no projeto aprovado, a exemplo da potência aprovada de projeto, com a potência injetada ou demandada da rede, obtida por meio de medição. De fato, é possível tanto o aumento da potência injetada em relação a potência projetada, como também uma redução maior do que a esperada pelos dados de projeto. Nos casos em que não existe medição de demanda, é possível realizar a avaliação por meio da energia injetada.

39. Em resumo, a distribuidora pode realizar a análise de histórico de consumo e injeção, comparando-os com estimativas de potência e energia a serem geradas e demais grandezas elétricas (tensão/corrente/harmônicos), instalar medição fiscalizadora (temporária ou paralela), realizar monitoramento remoto (telemetria/AMI), realizar inspeção in loco e/ou por meio de imagens aéreas/satélite — além de cruzamento cadastral e analítica avançada (detecção de padrões atípicos).

40. Observa-se ainda que a regulação possui alguns comandos para as distribuidoras realizarem ações periódicas, a exemplo do art. 589[18] da REN nº 1.000/2021, que trata das ações de combate permanente do uso irregular de energia, ou ainda o art. 205, III, que trata da revisão cadastral periódica. Nesse sentido, avalia-se oportuno que a Diretoria da ANEEL dê um comando para que as distribuidoras procedam uma espécie de auditoria obrigatória nas conexões existentes, para identificar casos potenciais de alteração à revelia das características originais das centrais geradoras MMGD e adotar as ações para fins de regularização, priorizando as minigerações distribuídas e os casos com maior desvio. Recomenda-se que o prazo para essa primeira ação de caráter mais emergencial de identificar os casos potenciais seja de até 90 dias.

41. Trata-se de medida não normativa, que pode ser implementada de imediato, e que cria resposta sistêmica e uniforme no curto prazo, com foco na eliminação de geração que não deveria estar conectada à rede.

42. Entende-se que essa medida pode trazer resultados relevantes em **três dimensões**. Em **1º lugar**, contribui para a **segurança e qualidade** do fornecimento, reduzindo a quantidade de centrais de geração indevidamente conectadas que poderiam estar causando curtailment em usuários regulares e, ao mesmo tempo, mitigando riscos associados a **fluxos reversos não estudados, sobretensões, sobrecorrentes** e atuações indevidas de proteção. Em **2º lugar**, assegura isonomia e integridade econômica, **eliminando benefícios indevidos no SCEE**, garantindo a recuperação de valores por meio do refaturamento e promovendo a correta alocação dos custos de uso da rede. Por fim, **3º lugar**, reforça a governança regulatória, ao estabelecer procedimentos claros sobre como **identificar irregularidades na geração**, quais medidas aplicar e em que momento, padronizando a atuação das distribuidoras e aumentando a transparência perante consumidores e agentes do mercado de MMGD.

b. Ampliação e Aprimoramento das ferramentas para atuação das distribuidoras no combate a alteração à revelia das características originais da central geradora de MMGD

| |
|--|
| 43. Com relação ao procedimento para identificação de conexões irregulares de geração, propõe-se conferir maior flexibilidade à atuação da distribuidora, garantindo segurança e respeito ao devido processo. |
| 44. A ANEEL tem recebido consultas de distribuidoras sobre dúvidas relacionadas ao procedimento a ser adotado no caso de identificação de enquadramento no §7º do art. 655-D, de “alteração à revelia das características originais da central geradora”. Questiona-se, por exemplo, se o TOI deve ou pode ser emitido, se a suspensão de fornecimento é obrigatória (art. 353, §1º, II), se a notificação para fins de regularização deve ser uma etapa prévia ou em paralelo a da compensação da cobrança prevista no art. 325 . |
| 45. Em que pese a regulação atual prever necessidade de suspensão do fornecimento em caso de geração à revelia, entende-se, para esse tema, que tal avaliação deve ser realizada pelas próprias distribuidoras, caso a caso, considerando riscos, a irregularidade encontrada e as especificidades técnicas da instalação, o que determinará se a unidade consumidora como um todo será desligada imediatamente da rede, se apenas a geração ou se a desconexão poderá ser precedida de notificação e de prazo para regularização. |
| 46. Entende-se que o aprimoramento da redação dos arts. 353 e 655-F deve ser feito em processo de participação pública, com proposta de se deixar claro que a análise da distribuidora sobre a suspensão do fornecimento deve ser realizada caso a caso, visto ser necessário identificar se a situação é ou não emergencial, bem como deixar clara a necessidade de notificação do consumidor sobre a situação, o que pode ser feito pelo TOI ou outro documento da distribuidora. |
| c. Redefinição de potência instalada de MMGD |
| 47. A definição de potência instalada para sistemas de geração fotovoltaicos tem sido objeto de consultas e de reclamações. A REN nº 1.000/2021 não contém definição para potência instalada de geração. Porém, a REN nº 1.029/2022, que consolida os procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica, define a potência instalada de sistemas de geração fotovoltaicos “potência nominal elétrica, em kW (quilowatt), na saída do inversor, respeitadas as limitações de potência decorrentes dos módulos, do controle de potência do inversor ou de outras restrições técnicas” . Trata-se, portanto, do menor valor entre a potência nominal do inversor e a potência dos módulos . |
| 48. Por outro lado, a Lei 14.300/2022 , ao definir microgeração e minigeração distribuída, cita, explicitamente, que a potência utilizada para delimitação é em corrente alternada (art. 1º, incisos XI e XIII), portanto, na saída do inversor . |
| 49. Nesse sentido, uma central geradora que possuísse, por exemplo, 60 kW de potência instalada de módulos (60 kWp) e inversores que totalizassem 80 kW de potência nominal em corrente alternada , seria enquadrada como minigeração distribuída pelo texto da Lei 14.300/2022, mas uma leitura conjunta da REN 1.059/2023 com a definição de potência instalada da REN nº 1.029/2022 poderia levar à possibilidade de conclusão de que se trataria de uma microgeração distribuída (pela limitação da potência dos módulos). |
| 50. Assim, a aplicação da definição de potência instalada como o menor valor entre os módulos e os inversores , no caso específico da MMGD, pode permitir a adoção de inversores superdimensionados . Essa prática pode viabilizar a posterior instalação de módulos fotovoltaicos adicionais sem o conhecimento da distribuidora, resultando em aumento não autorizado da potência instalada e gerando mais excedentes de energia na rede de distribuição. Tal situação dificulta a fiscalização pelas distribuidoras e pode comprometer a segurança operacional do sistema elétrico. |
| 51. Nesse contexto, avalia-se que a definição de potência instalada para MMGD fotovoltaica deve ser incluída na REN nº 1.000/2021 e no Módulo 1 do PRODIST , tendo por base o texto da Lei nº 14.300/2022 e, portanto, definindo a potência instalada como a potência nominal de saída dos inversores . Essa proposta precisa ser submetida a processo de participação pública. |
| III.2. Sinalização Sistêmica de Restrições na Transmissão para novas solicitações de conexão na distribuição |
| 52. Em determinadas regiões , o ONS já manifestou formalmente a inviabilidade de novas conexões devido a restrições estruturais na transmissão, sem previsão de obras para solução. Nesses casos, obrigar as distribuidoras a consultar o ONS a cada novo pedido de conexão, mesmo quando as condições técnicas permanecem inalteradas, geraria retrabalho, atrasos no processo de conexão e insegurança para consumidores e agentes. A exigência de consulta individual ao ONS para cada novo pedido de conexão em regiões já declaradas inviáveis é ineficiente e sobrecarrega o processo regulatório. |
| 53. Nesse sentido, propõe-se explicitar no Art. 76 da REN 1.000/2021 que, constatada a inviabilidade sistêmica por manifestação formal do ONS, a distribuidora pode negar novas conexões na mesma região sem necessidade de nova consulta, enquanto persistirem as condições técnicas. Em outras palavras, a proposta visa permitir que a resposta do ONS para um caso específico seja aplicada a outros casos semelhantes na mesma região. |
| 54. Dessa forma, enquanto persistirem as condições atuais da rede, permanece a impossibilidade de conexão no local. Assim, para a análise de novos pedidos de acesso com características semelhantes, ou seja, potência de injeção igual ou superior e na mesma região elétrica, não se faz necessário que a distribuidora encaminhe novos questionamentos ao ONS enquanto perdurar a inviabilidade técnica. Nessas situações, desde que não haja outra alternativa técnica, aplica-se a impossibilidade de conexão de que trata o § 2º do art. 17 da Resolução Normativa nº 1.000/2021, conforme previsto no § 4º do art. 76. |
| 55. A medida simplifica e padroniza o processo de negativa de conexão, reduzindo burocracia e conferindo maior celeridade para consumidores e agentes. Além disso, aumenta a transparência e previsibilidade para o mercado, ao uniformizar o tratamento de situações já reconhecidas como inviáveis pelo ONS. |
| III.3. Incremento de Recursos Operacionais por meio de conexão de usinas em caráter temporário |
| 56. Outro aspecto que merece avaliação é o fato de que, após os horários de maior geração solar, sobretudo após as 16h, em que a geração intermitente é naturalmente e rapidamente reduzida, o ONS fica com o desafio operacional inverso, de ter que acionar em um curto espaço de tempo a geração em outras usinas para o pleno atendimento da carga , ou seja, o Operador também precisa ter recursos que permitam um rápido despacho da geração para controle de tensão na rede , controle de carregamento dos equipamentos e para regulação da frequência. |
| 57. Tendo por base os chamados Estudos Prospectivos, o ONS avalia a indicação de despacho de usinas sob o aspecto da operação e energética para o atendimento da ponta de carga noturna . Nessa avaliação do despacho, o ONS pode considerar a disponibilidade de usinas térmicas merchant para o despacho em caso de indicação de esgotamento do recurso termelétrico e do uso da reserva operativa, bem como nos casos em que os resultados do Plano de Operação Energética – PEN indicarem violação de critérios de garantia de suprimento de potência. |
| 58. Essas usinas merchant , embora não sejam consideradas pelo ONS como recursos firmes , possuem alta flexibilidade operativa, o que contribui para a segurança do sistema em cenários em que exista necessidade de contratação de novos recursos firmes, podendo se mostrar relevantes para o atendimento da ponta de carga noturna . Em contrapartida, possuem elevado Custo Variável Unitário (CVU) quando comparadas às demais usinas. |
| 59. Nesse contexto, cita-se também a Portaria Normativa GM/MME nº 88, de 31 de outubro de 2024, que estabelece diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termoeletricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional. <i>Art. 1º Ficam estabelecidas as Diretrizes para operação de usinas termoeletricas em condição diferenciada para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional – SIN.</i> <i>§ 1º A operação das usinas termoeletricas em condição diferenciada visa prover recursos adicionais ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, contribuindo com a garantia e a segurança do suprimento eletroenergético nacional, observada a minimização do custo total de operação do SIN. [...]</i> |
| 60. Para conexão dessas usinas, observa-se que no sistema de transmissão, além dos contratos permanentes, existe a possibilidade de contratação temporária , modalidade que permite que a central geradora celebre o CUST e pague pelo uso da rede apenas quando houver a injeção de potência no sistema de transmissão. |

Fazer obras novas com subsidios dos consumidores c

61. Esse **contrato temporário é comumente utilizado por usinas merchant** que buscam equacionar seus custos em face das especificidades de seu despacho pelo Operador, ou seja, representam uma oportunidade de maior viabilização, de forma a sopesar o risco e a incerteza do despacho frente aos custos fixos para manutenção operacional dessas usinas.

62. Observa-se que, na **contratação temporária**, a usina não está reservando margem para si de maneira perene, **podendo ser desconectada** a qualquer momento caso novo usuário solicite acesso de modo permanente e necessite da margem de escoamento utilizada em caráter temporário.

63. No caso do **sistema de distribuição**, a conexão também pode ser **realizada nas modalidades permanente e temporária**, conforme art. 16 da Resolução Normativa (REN) nº 1.000/2021. A contratação temporária possui regras específicas no Capítulo III do Título II, das quais destacam-se os dispositivos a seguir, que tratam do prazo de vigência e das condições de faturamento:

*Art. 496. **A contratação de conexão temporária, incluindo os casos de prorrogação contratual, deve observar as etapas e prazos da conexão em caráter permanente** dispostas no Capítulo II do Título I e as disposições deste Capítulo. [...]*

*§ 1º Os contratos a serem celebrados devem observar as disposições dos Capítulos III a V do Título I, e devem conter a indicação do **caráter temporário da contratação**.*

*§ 2º **O prazo de vigência do contrato é de até um ano, e pode ser prorrogado sucessivamente por períodos de até um ano**, exceto nas seguintes situações: [...]*

*Art. 502. **A distribuidora deve aplicar para a conexão temporária as disposições tarifárias e regras de faturamento da conexão permanente**, exceto no caso de disposições específicas deste Capítulo.*

64. Assim, na distribuição, ao contrário das regras de transmissão, embora exista o contrato temporário, **não há** atualmente previsão de que nesse contrato para **central geradora ocorra o pagamento pelo uso da rede apenas** quando houver a injeção de potência no sistema de distribuição. Essa previsão existia na REN nº 506/2012, tanto na contratação em caráter temporário como na contratação em caráter eventual, mas foi suprimida com a consolidação promovida pela REN nº 1.000/2021.

65. Nesse contexto, considerando o atual cenário de necessidade de **maior flexibilidade do sistema para segurança**, bem como as manifestações do ONS e a interlocução com diversos agentes de geração, propõe-se **aprimorar o Capítulo III do Título II** da REN nº 1.000/2021, para prever que, em **caso de importância sistêmica**, comprovada por meio de manifestação do ONS, **seja permitida a mesma modalidade existente na transmissão na distribuição**, em que a central geradora se conecta em caráter temporário e **paga apenas quando houver a injeção de potência** no sistema de distribuição.

III.4. Aprimoramentos para clareza normativa na execução do Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição

66. Apesar de estarem claras as competências legais e regulamentares que amparam a elaboração e a implementação de planos e procedimento capazes de mitigar riscos sistêmicos e garantir a confiabilidade dos sistemas de distribuição e transmissão, foram identificados aprimoramentos normativos textuais que podem, sem mudança de mérito, dar maior clareza aos papéis e responsabilidades das distribuidoras, agentes e usuários na execução do Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição elaborado pelo ONS.

Definição do Centro de Despacho da Geração Distribuída – CDGD

67. Para a definição do **Centro de Despacho de Geração Distribuída (CDGD)** do Módulo 1 do PRODIST, propõe-se explicitar que o **CDGD** é parte integrante do **Centro de Operação da distribuidora (COD)**, responsável pela operação de centrais de geração conectadas na rede de distribuição, diretamente ou por meio de unidades consumidoras. O CDGD não precisa ser expressamente e formalmente designado, o que fica à critério de cada distribuidora em seu COD.

68. Com essa alteração, torna-se necessário também aprimorar o item 76 do Módulo 4, que contém a expressão “centrais do agrupamento”, que deixa de ser necessária.

Controle de Carga e de Geração

69. Observa-se que muitos dispositivos regulatórios com terminologia restrita a “carga” tiveram a redação aprimorada para explicitar que se aplicam a “carga e geração”, considerando principalmente a evolução legal trazida pela Lei nº 14.300/2022, que contém a figura do “consumidor-gerador”. Isso foi feito, por exemplo, em dezenas de dispositivos da REN nº 1.000/2021.

70. Nesse contexto, entende-se oportuno, para maior clareza, aprimorar a Seção 4.3 do Módulo 4 do PRODIST, de modo explicitar a aplicação ao controle de carga e ao controle da carga líquida, o que também inclui do controle da geração, o que já foi manifestado pela ANEEL ao ONS por meio do Ofício nº 553/2025 GDG/ANEEL[19].

Revogação do art. 31 da REN nº 1.000/2021

71. O art. 31 da REN nº 1.000/2021 atualmente dispõe que:

*Art. 31. **A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a geração será conectada.***

*§ 1º **Caso o consumidor deseje instalar geração com potência superior ao limite estabelecido no caput, deve solicitar o aumento da potência disponibilizada, sendo dispensado o aumento da carga instalada.***

*§ 2º **Para a determinação do limite da potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída localizada em empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, deve-se considerar a potência disponibilizada pela distribuidora para o atendimento do empreendimento.***

72. Analisando-se o texto atualmente constante no art. 31 da REN nº 1.000/2021, entende-se que a redação do caput e do §1º está redundante com outros dispositivos (arts. 63, §1º e 106). Ademais, o limite citado no § 2º deve ser avaliado com base na potência específica da UC a qual a MMGD é conectada, e não na soma das potências disponibilizadas a um conjunto de unidades consumidoras. Assim, entende-se que a atual redação do art. 31 pode resultar em interpretação e/ou aplicação incorreta, de modo que se propõe sua revogação integral.

Outros dispositivos

73. Sobre esse item de clareza normativa desta instrução, entende-se que na Consulta Pública poderão ser **recepcionadas contribuições visando maior clareza normativa** em outros dispositivos, as quais serão devidamente consideradas e avaliadas.

III.5 Análise de Impacto Regulatório

74. 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 norma vo 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 jus ficativa e decisão da Diretoria, nas hipóteses de: I - urgência; II - ato norma vo des nado 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 norma vo que vise à atualização ou à revogação de normas consideradas obsoletas, sem alteração de mérito; V - ato norma vo que vise a manter a convergência a padrões internacionais; VI - ato norma vo que reduza exigências, obrigações, restrições, requerimentos ou especificações com o obje vo de diminuir os custos regulatórios; e***

75. Entende-se que as propostas do item III.1 e III.3 são consideradas de baixo impacto, o que implica dispensa do Relatório de AIR com fundamento no art. 7º, III da REN nº 941/2021.

76. Para as propostas dos itens III.2 e III.4, 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, bem como para revogação de redação considerada obsoleta.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

77. A presente Nota Técnica está fundamentada em: a. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995; b. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; c. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022; d. Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024; e. Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021; e f. Resolução Normativa ANEEL nº 956, de 8 de dezembro de 2021.

V - DA CONCLUSÃO

78. Em 18/11/2025 a Diretoria Colegiada da ANEEL concluiu pela **competência do ONS e das distribuidoras em efetuar cortes de geração** nas redes de distribuição **para segurança do SIN** e determinou que distribuidoras e ONS se preparassem para a eventual necessidade de restrição desse tipo de usinas.

79. De forma complementar ao Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição elaborado pelo ONS, foram **identificadas medidas adicionais** que podem contribuir com o tratamento e redução de excedentes, bem como dar mais clareza e segurança na atuação das distribuidoras na execução do Plano do ONS. Essas medidas foram segmentadas nos seguintes itens:

1. **Combate a alteração à revelia** das características originais da central geradora de MMGD;
2. **Sinalização Sistêmica de Restrições** na Transmissão para novas conexões na distribuição;
3. Incremento de **Recursos Operacionais** por meio de conexão de usinas em caráter temporário; e
4. Aprimoramentos para clareza normativa na execução do Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição.

80. Para o combate a **alteração à revelia das características originais** da central geradora **MMGD**, a avaliação é por uma ação imediata pelas distribuidoras para identificação dos casos potenciais, no prazo de até 90 dias, e realização das ações de regularização priorizando as minigerações distribuídas e as situações de maior desvio. Essa ação pode ser objeto do monitoramento pela Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica – SFT, de modo a garantir que as ações sejam realizadas e os resultados contribuam para maior segurança operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN).

81. Para os demais itens do escopo desta Nota Técnica, que tratam de aprimoramentos regulatórios, entende-se necessária a discussão em processo participação pública.

82. A adoção dessas medidas proporcionará ganhos relevantes para o setor elétrico, incluindo a redução do risco sistêmico, a maior eficiência operacional, a transparência nos processos e a proteção dos consumidores e demais usuários.

VI - DA RECOMENDAÇÃO

83. Diante do exposto, recomenda-se a Diretoria Colegiada da ANEEL: a) Determine que as distribuidoras, no prazo de até 90 dias, identifiquem os casos potenciais de alteração à revelia das características originais da central geradora MMGD, em toda a sua área de atuação e, posteriormente, realizem as ações de regularização priorizando as minigerações distribuídas e as situações de maior desvio; e b) Instaure Consulta Pública, pelo prazo de 45 dias, para obter subsídios da sociedade para a minuta de resolução em anexo, que aprimora as regras e procedimentos de distribuição para tratamento de excedentes de energia e maior flexibilidade operativa na rede de distribuição.

(Assinado digitalmente)

DANIEL JOSÉ JUSTI BEGO Coordenador de Acesso ao Sistema e Atendimento ao Consumidor – STD

DANIEL VIEIRA Especialista em Regulação - STD

PEDRO MELLO LOMBARDI Gerente de Regulação do Serviço de Distribuição – STD De acordo:

CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

[1] SEI 0159433.

[2] SEI 0171547.

[3] SEI 0173881.

[4] SEI 0186775.

[5] SEI 0187137.

[6] SEI 0202019.

[7] SEI 0202018.

[8] SEI 0210320.

[9] SEI 0217261.

[10] SEI 0228605.

[11] SEI 0229798.

[12] Processo nº 48500.033895/2025-11.

[13] Processo nº 48500.033896/2025-65.

[14] Processo nº 48500.033898/2025-54.

[15] SEI 0234744.

[16] SEI 0234775.

[17] Diagnóstico e Perspectiva da Evolução dos Cortes de Geração no Brasil. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (maio de 2025).

[18] Art. 589. A distribuidora deve realizar ações de combate ao uso irregular da energia elétrica de forma permanente.

[19] SEI 0217261

Documento assinado eletronicamente por

Daniel José Justi Bego, Coordenador(a) de Acesso ao Sistema de Distribuição e Atendimento ao Consumidor e Demais Usuários, em 26/11/2025, às 14:15

Pedro Mello Lombardi, Gerente de Regulação do Serviço de Distribuição, em 26/11/2025, às 14:26

Daniel Vieira, Especialista em Regulação, em 26/11/2025, às 14:30

Carlos Alberto Calixto Mattar, Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica, em 26/11/2025, às

15:17

| |
|--|
| Presidência da República |
| Casa Civil |
| Subchefia para Assuntos Jurídicos |
| LEI Nº 9.427, DE 26 DE DEZEMBRO DE 1996. |
| Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. |
| O PRESIDENTE DA REPÚBLICA Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei: |
| Capítulo I |
| DAS ATRIBUIÇÕES E DA ORGANIZAÇÃO |
| Art. 1º É instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal e prazo de duração indeterminado. |
| Parágrafo único. A Aneel poderá instalar unidades administrativas regionais. (Incluído pela Lei nº 15.269, de |
| Art. 2º A Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição, armazenamento e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. (Redação dada pela Lei nº 15.269, de 2025) |
| Parágrafo único. (Revogado pela Lei nº 10.848, de 2004) |
| Art. 3º Além das atribuições previstas nos incisos II, III, V, VI, VII, X, XI e XII do art. 29 e no art. 30 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, de outras incumbências expressamente previstas em lei e observado o disposto no § 1º, compete à ANEEL: (Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004)(Vide Decreto nº 6.802, de 2009). |
| I - implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos, expedindo os atos regulamentares necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995; |
| II - promover, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente, os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de |
| III - (Revogado pela Lei nº 10.848, de 2004) |
| IV - gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica e de concessão de uso de bem público, bem como fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões, as autorizações de instalações e a prestação dos serviços de energia |
| V - dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores; |
| VI - fixar os critérios para cálculo do preço de transporte de que trata o § 6º do art. 15 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995, e arbitrar seus valores nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos; |
| VII - articular com o órgão regulador do setor de combustíveis fósseis e gás natural os critérios para fixação dos preços de transporte desses combustíveis, quando destinados à geração de energia elétrica, e para arbitramento de seus valores, nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos; |
| VIII - estabelecer, com vistas a propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica, restrições, limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, quanto à obtenção e transferência de concessões, permissões e autorizações, à concentração societária e à realização de negócios entre si; (Incluído pela Lei nº 9.648, de 1998) |
| IX - zelar pelo cumprimento da legislação de defesa da concorrência, monitorando e acompanhando as práticas de mercado dos agentes do setor de energia elétrica; (Incluído pela Lei nº 9.648, de 1998) |
| X - fixar as multas administrativas a serem impostas aos concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, observado o limite, por infração, de 3% (três por cento) do faturamento, ou do valor estimado da energia produzida e consumida nos casos de autoprodução, produção independente e unidades consumidoras autorizadas, correspondente aos últimos 12 (doze) meses anteriores à lavratura do auto de infração ou estimados para um período de 12 (doze) meses caso o infrator não esteja em operação ou esteja |

| |
|---|
| XI - estabelecer tarifas para o suprimento de energia elétrica realizado às concessionárias e às permissionárias de distribuição, inclusive às cooperativas de eletrificação rural enquadradas como permissionárias, cujos mercados próprios sejam inferiores a 700 GWh/ano, e tarifas de fornecimento às cooperativas autorizadas, considerando parâmetros técnicos, econômicos, operacionais e a estrutura dos mercados atendidos; (Redação dada |
| XII - estabelecer, para cumprimento por parte de cada concessionária e permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, as metas a serem periodicamente alcançadas, visando a universalização do uso da energia elétrica; (Incluído pela Lei nº 10.438, de 2002) |
| XIII - efetuar o controle prévio e a posteriori de atos e negócios jurídicos a serem celebrados entre concessionárias, permissionárias, autorizadas e seus controladores, suas sociedades controladas ou coligadas e outras sociedades controladas ou coligadas de controlador comum, impondo-lhes restrições à mútua constituição de direitos e obrigações, especialmente comerciais e, no limite, a abstenção do próprio ato ou contrato. (Incluído pela Lei nº |
| XIV - aprovar as regras e os procedimentos de comercialização de energia elétrica, contratada de formas regulada e livre; (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004) |
| XV - promover processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado; (Incluído pela Lei |
| XVI - homologar as receitas dos agentes de geração na contratação regulada e as tarifas a serem pagas pelas concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição de energia elétrica, observados os resultados dos processos licitatórios referidos no inciso XV do caput deste artigo; (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004) |
| XVII - estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento ao mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica e à carga dos consumidores que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995; (Redação dada pela Lei nº 15.269, de 2025) |
| XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo que as de transmissão devem ser baseadas nas seguintes diretrizes: (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004) |
| a) assegurar arrecadação de recursos suficientes para a cobertura dos custos dos sistemas de transmissão, inclusive das interligações internacionais conectadas à rede básica; (Redação dada pela Lei nº 12.111, de |
| b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão; (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004) |
| XIX - regular o serviço concedido, permitido e autorizado e fiscalizar permanentemente sua prestação. (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004) |
| XX - definir adicional de tarifas de uso específico das instalações de interligações internacionais para exportação e importação de energia elétrica, visando à modicidade tarifária dos usuários do sistema de transmissão ou |
| XXI - definir as tarifas das concessionárias de geração hidrelétrica que comercializarem energia no regime de cotas de que trata a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012. (Incluído pela Lei nº 12.783, de 2012) |
| XXII - promover, de ofício, a destinação integral, em proveito dos usuários de serviços públicos afetados na respectiva área de concessão ou permissão, dos valores objeto de repetição de indébito pelas distribuidoras de energia elétrica em razão de recolhimento a maior, por ocasião de alterações normativas ou de decisões administrativas ou judiciais que impliquem redução de quaisquer tributos, ressalvados os incidentes sobre a renda |
| XXIII - oferecer contribuições à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para regular, nos termos do marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono, a autorização para o exercício da atividade de produção de hidrogênio a ser exercida por qualquer empresa ou consórcio de empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, observados os limites de atuação estabelecidos em |
| XXIV - regular, fiscalizar e estabelecer as regras de remuneração e de acesso para a implantação e operação dos sistemas de armazenamento de energia elétrica que estejam conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) ou aos Sistemas Isolados, e que sejam usados por geradores, transmissores, distribuidores, comercializadores e consumidores de energia elétrica ou por qualquer outro agente do setor elétrico. (Incluído pela Lei nº 15.269, de 2025) |
| § 1o No exercício da competência prevista nos incisos VIII e IX, a ANEEL deverá articular-se com a Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça. (Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016) |

| |
|--|
| <p>§ 2º No exercício da competência prevista no inciso XI, a Aneel deverá definir o valor da subvenção prevista no inciso XIII do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a ser recebida por cooperativas de eletrificação rural, concessionárias ou permissionárias, para compensar a reduzida densidade de carga de seu mercado, quando for o caso. (Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016)</p> |
| <p>§ 3º A subvenção a que se refere o § 4º será calculada pela Aneel a cada revisão tarifária ordinária da principal concessionária de distribuição supridora da cooperativa de eletrificação rural, concessionária ou permissionária, devendo o valor encontrado ser atualizado pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), e publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), ou outro que o substituir, nos processos subsequentes de reajuste tarifário. (Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016)</p> |
| <p>§ 4º A subvenção será igual ao valor adicional de receita requerida que precisaria ser concedido à principal concessionária de distribuição supridora caso os ativos, o mercado e os consumidores da cooperativa de eletrificação rural, concessionária ou permissionária, fizessem parte de sua concessão. (Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016)</p> |
| <p>§ 5º O disposto neste artigo aplica-se a partir do processo tarifário da cooperativa de eletrificação rural, concessionária ou permissionária, que suceder a revisão tarifária ordinária da principal concessionária supridora, mesmo que essa tenha ocorrido nos anos de 2015 ou 2016, sempre com efeitos prospectivos, nos termos da regulação da Aneel. (Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016)</p> |
| <p>§ 6º A partir da definição da subvenção de que trata o § 4º, os descontos concedidos às cooperativas de eletrificação rural, concessionárias ou permissionárias, nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão e nas tarifas de energia serão reduzidos até a sua extinção, sendo a redução pelo processo tarifário de que trata o § 5º limitada pelo efeito médio final do processo tarifário, máximo de 20% (vinte por cento).</p> |
| <p>§ 7º No exercício da competência prevista no inciso XI, a Aneel deverá, para efeito de definição da subvenção de que trata o § 4º e dos descontos nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão e nas tarifas de energia, considerar o mercado limitado a 500 GWh/ano para as cooperativas de eletrificação rural cujos mercados próprios sejam superiores a 500 GWh/ano. (Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016)</p> |
| <p>§ 8º Para a destinação de que trata o inciso XXII do caput deste artigo, a Aneel deverá estabelecer critérios equitativos, considerar os procedimentos tarifários e as disposições contratuais aplicáveis e</p> |
| <p>I - as normas e os procedimentos tributários aplicáveis à espécie; (Incluído pela Lei nº 14.385, de 2022)</p> |
| <p>II - as peculiaridades operacionais e processuais relativas a eventuais decisões judiciais ou proferidas por autoridade tributária competente; (Incluído pela Lei nº 14.385, de 2022)</p> |
| <p>III - a destinação integral dos valores do indébito, após apresentação ao órgão fazendário competente de requerimento do crédito a que faz jus, nos termos da legislação de cada ente tributário; (Incluído pela Lei nº 14.385, de 2022)</p> |
| <p>IV - os valores repassados pelas distribuidoras de energia elétrica diretamente aos consumidores em virtude de decisões administrativas ou judiciais; e (Incluído pela Lei nº 14.385, de 2022)</p> |
| <p>V - o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. (Incluído pela Lei nº 14.385, de 2022)</p> |
| <p>§ 9º (Incluído pela Medida Provisória nº 1.300, de 2025)</p> |
| <p>§ 10. (Incluído pela Medida Provisória nº 1.300, de 2025)</p> |
| <p>§ 11. A regulamentação da atividade de armazenamento de energia elétrica poderá envolver a operação de forma autônoma ou integrada à outorga de agentes de geração, comercialização, transmissão e distribuição de energia elétrica e a prestação de múltiplos serviços ao sistema elétrico, incluindo flexibilidade, potência, serviços ancilares e comercialização de energia, respeitadas as vedações relativas a cada agente. (Incluído pela Medida Provisória nº 1.300, de 2025)</p> |