

CONTRIBUIÇÃO À CONSULTA PÚBLICA ANEEL Nº 025/2019, CUJO OBJETIVO É OBTER SUBSÍDIOS E INFORMAÇÕES ADICIONAIS REFERENTES ÀS REGRAS APLICÁVEIS À MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA, PARA ELABORAÇÃO DA MINUTA DE TEXTO À RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482/2012 E À SEÇÃO 3.7 DO MÓDULO 3 DO PRODIST.

Curitiba/PR, 30 de dezembro de 2019

Prezados, através desta a **NEX ENERGY GESTÃO DE ENERGIA S.A.**, pessoa jurídica de direito privado, inscrita no CNPJ sob o nº 28.054.303/0001-06, com sede na Comendador Franco 2711 – sala 01, Jardim das Américas, CEP 81.520-000, Município de Curitiba, Estado do Paraná, vem apresentar à ANEEL suas contribuições no à Consulta Pública ANEEL nº 025/2019, com objetivo de subsidiar a ANEEL com informações e sugestões de cunho regulatório, com vistas a auxiliar na melhoria e revisão da Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL:

1. ALTERAÇÃO DO CAPUT DO ART. 7º-D DA PROPOSTA DE MINUTA DA RESOLUÇÃO PARA REVISÃO DA REN Nº 482/2012 - Direito Adquirido à Compensação pelas Regras Anteriores para GD Remota:

1.1. Na Proposta de Minuta de Resolução para Revisão da REN nº 482/2012, disponibilizada pela ANEEL através da CP nº 025/2019 e da Nota Técnica nº 0078/2019, a ANEEL sugere a previsão de direito adquirido, até 31 de dezembro de 2030, à aplicação das regras atuais de compensação e faturamento (alternativa 0) para as centrais de minigeração já conectadas ou que tenham solicitado acesso até a revisão da REN nº482/2012:

*“Art. 7º - D. Até 31 de Dezembro de 2030, não se aplicam as disposições do §4º-B do art.4º e do §3º do art. 7º-A **para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída conectadas até a data de publicação desta Resolução.***

§1º O faturamento das unidades consumidoras citadas no caput, deve observar as seguintes regras:

I – além da TE Energia, as demais componentes tarifárias definidas no Submódulo 7.1 do PRORET incidem sobre a diferença positiva entre o montante consumido e a soma da energia injetada, do excedente de energia e do crédito de energia; e

II – no caso de unidades consumidoras do Grupo A, o MUSD deve ser, no mínimo, igual à potência instalada da geração, e ser faturado conforme as disposições da Resolução Normativa nº 414/2010, incidindo as tarifas aplicáveis a unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

§2º As disposições deste artigo também se aplicam aos empreendimentos que tenham protocolado, até a data de publicação desta Resolução, solicitação de acesso contendo todos os documentos listados na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

§3º As disposições deste artigo deixam de ser aplicáveis caso, após a publicação deste regulamento, haja:

I – aumento da potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída;

II – troca de titularidade da unidade consumidora com microgeração ou minigeração;

III – encerramento da relação contratual com a distribuidora; ou

IV – comprovação de ocorrência de irregularidade no sistema de medição atribuível ao consumidor.” (Grifos nossos)

1.2. Contudo, pela redação literal dada ao *caput* do Art. 7º-D, destacado acima, a GD Remota, através do autoconsumo remoto e da geração compartilhada, estaria excluída de citado direito adquirido, sendo tal direito adquirido aplicado apenas à GD Local. Explica-se:

1.3. O trecho destacado no *caput* do Art. 7º-D cita expressamente que o benefício da Alternativa 0 até o final de 2030 se aplica para “as unidades consumidoras com micro e minigeração”. Ou seja, unidades consumidoras que não possuísem micro ou minigeração instaladas na própria unidade, não teriam direito de aplicar a Alternativa 0 até o final de 2030.

1.4. Da forma como o citado trecho está escrito, poderá haver a interpretação de que unidades consumidoras beneficiadas pelo sistema de compensação de forma remota (GD Remota), como o autoconsumo remoto e geração compartilhada, que não possuam sua própria central de micro ou minigeração instalada nela própria não poderiam usufruir do benefício da compensação e faturamento pela Alternativa 0 até o final de 2030, já que o benefício se aplica apenas às unidades consumidoras com micro e minigeração.

1.5. Entretanto, a análise realizada pela ANEEL através da AIR nº 003/2019 (publicado junto à CP nº 025/2019) e da própria Nota Técnica nº 0078/2019 prevê que o benefício da aplicação da Alternativa 0 até o final de 2030 seria aplicado à GD Remota (autoconsumo remoto e geração compartilhada), como se observa nos trechos abaixo:

AIR nº 003/2019:

199. No caso da **GD Remota** a manutenção da regra vigente para o Sistema de Compensação, associada à nova proposta de contratação do uso da rede para minigeradores, levaria a um custo da ordem de R\$ 32 bilhões em 15 anos para os demais usuários. Para esse modelo, tem-se a seguinte proposta (Figura 23), que busca eliminar esse custo:

- Consumidores já existentes e aqueles que formularem solicitação de acesso **completa** (nos termos dos modelos apresentados na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, contemplando os anexos devidos) antes da publicação da norma: continuariam com as regras atualmente vigentes aplicáveis a seus empreendimentos até o final de 2030 (31/12/2030).
- Consumidores que formularem solicitação de acesso após a publicação da norma: seria aplicada a Alternativa 5 (compensação apenas da TE Energia).



Figura 23 – Regra proposta para a GD Remota.

Nota Técnica nº 0078/2019:

14. A definição do novo modelo para o Sistema de Compensação de Energia foi objeto da Análise de Impacto Regulatório – AIR submetida na AP nº 01/2019. Na versão atual da AIR, pós-participação pública, chegou-se à seguinte proposta para a Geração Distribuída (GD) Local e para GD Remota:

➤ **GD Remota:**

- Consumidores já existentes e aqueles que protocolarem solicitação de acesso **completa** (nos termos dos modelos apresentados na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, contemplando os anexos devidos) antes da publicação da norma: continuam com as regras atualmente vigentes para o sistema de compensação até o final de 2030 (31/12/2030). A partir desta data, passam para a Alternativa 5 (compensação somente da componente tarifária TE Energia);
- Consumidores que protocolarem solicitação de acesso após a publicação da norma: será aplicada a Alternativa 5 (compensação somente da componente tarifária TE Energia).

15. Vale ressaltar que se caracteriza como local toda energia injetada que é aproveitada na mesma unidade em que se deu a geração, caracterizando-se como remota a energia injetada utilizada em unidades consumidoras distintas da unidade onde se encontra a geração. No caso de unidades consumidoras que integram a modalidade de múltiplas unidades consumidas, toda a energia injetada é caracterizada como local.

1.6. Dessa forma, com a devida vênia, entendemos que possa ter havido um equívoco na redação do *caput* do Art. 7º-D na Proposta de Minuta de Resolução, visto que a redação do citado trecho não condiz com a análise realizada pela ANEEL através da AIR nº 003/2019 e da Nota Técnica nº 0078/2019, que considera que a GD Remota (*"a energia injetada e utilizada em unidades consumidoras distintas da unidade onde se encontra a geração"*, o que inclui o autoconsumo remoto e geração compartilhada) também deverá se beneficiar com a aplicação da Alternativa 0 até o final de 2030.

1.7. Assim sendo, propomos a adoção da seguinte redação para o *caput* do Art. 7º-D na Proposta de Minuta de Resolução:

Art. 7º - D. Até 31 de Dezembro de 2030, não se aplicam as disposições do §4º-B do art.4º e do §3º do art. 7º-A para as unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica e beneficiadas pela compensação da energia elétrica gerada por central de micro ou minigeração distribuída, conectada até a data de publicação desta Resolução.

1.8. Pela redação proposta acima, todas as unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica, ainda que na condição de participante de empreendimento de autoconsumo remoto ou geração compartilhada, seriam beneficiadas com o direito adquirido de aplicação da Alternativa 0 pelo prazo sugerido.

2. MANUTENÇÃO DA REDAÇÃO DO INCISO “II” DO §3º DO ART. 7º-D DA PROPOSTA DE MINUTA DA RESOLUÇÃO PARA REVISÃO DA REN Nº 482/2012 – Troca de Unidades Consumidoras Beneficiadas pelo Autoconsumo Remoto e Geração Compartilhada:

2.1. Já em relação ao disposto no inciso II do §3º do Art. 7º-D da Proposta de Minuta de Resolução, salientamos ser de extrema importância manter a redação atual proposta pela ANEEL, como forma de garantir a aplicação da análise realizada pela ANEEL em relação à GD Remota (autoconsumo remoto e geração compartilhada). O citado inciso possui a seguinte redação

§3º As disposições deste artigo deixam de ser aplicáveis caso, após a publicação deste regulamento, haja:

I – aumento da potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída;

II – troca de titularidade da unidade consumidora com microgeração ou minigeração;

III – encerramento da relação contratual com a distribuidora; ou

IV – comprovação de ocorrência de irregularidade no sistema de medição atribuível ao consumidor.

2.2. Como se observa, apenas troca de titularidade da unidade consumidora **com** micro ou minigeração ensejaria a perda do benefício previsto no *caput* (aplicação da Alternativa 0). Ou seja, a troca das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica e beneficiadas pela compensação de energia como participantes de autoconsumo remoto ou geração compartilhada, mas que não possuem central de micro ou minigeração instalada na própria unidade consumidora, não ensejaria a perda do direito adquirido de aplicar a Alternativa 0 até o final de 2030.

2.3. Essa redação é importante para viabilizar o autoconsumo remoto e a geração compartilhada, formas de exploração da geração distribuída que normalmente possuem alterações nas unidades consumidoras participantes do sistema de compensação e beneficiadas pela compensação da energia elétrica gerada pela central de micro ou minigeração, uma vez que:

- (i) Ao longo do período de geração de energia por meio de autoconsumo remoto, o titular do empreendimento poderá abrir, fechar ou trocar suas unidades consumidoras beneficiadas pelo sistema de compensação, sem que tais alterações pressuponham mudança na característica de suas centrais de micro; e
- (ii) Já na geração compartilhada, a rotatividade das unidades consumidoras consorciadas ou cooperadas é comum, uma que nenhuma pessoa, física ou jurídica, é obrigada a permanecer associada, o que faz com que, eventualmente, outras unidades consumidoras entrem ou saiam do quadro de consorciados ou cooperados beneficiados pela geração compartilhada.

2.4. Eventual alteração do texto do inciso II do §3º do Art. 7º-D da Proposta de Minuta de Resolução, com objetivo de impedir alterações nas unidades consumidoras participantes do sistema de compensação por meio do autoconsumo remoto ou geração compartilhada, mas que não possuem central de geração distribuída instalada na própria unidade, inviabilizaria a continuidade dos arranjos de geração distribuída por autoconsumo remoto ou geração compartilhada que perdessem unidades, visto que a saída de unidade consumidora do quadro de cooperados ou consorciados, por exemplo, sem deposição levaria a ineficiências na compensação de energia, a sobras de energia elétrica para as unidades remanescentes e conseqüentemente comprometimento do *payback* do empreendimento.

3. ALTERAÇÃO DO PRAZO DE DIREITO ADQUIRIDO E PRAZO DE VISTORIA DE ACESSO PARA DEMAIS FONTES DE GERAÇÃO

3.1. Toda análise da AIR n° 003/2019, que embasa a Consulta Pública ANEEL n° 25/2019, foi realizada sob a premissa de que os empreendimentos, casos, custos, *payback* e demais dados analisados estão relacionados unicamente com a micro e minigeração distribuída a partir da energia solar, como se observa nos seguintes trechos da AIR n° 003/2019:

Primeiro Trecho:

14. Os valores mostrados na Figura 1.b foram calculados considerando apenas a parcela da energia injetada na rede (nesses valores, não está computada a energia que é gerada e consumida no mesmo momento, ou seja, não está contabilizada a redução de mercado decorrente da parcela de autoconsumo), com base nos custos transferidos pelos usuários com geração distribuída a cada MWh compensado. Assumiu-se que a totalidade da potência instalada é de fonte solar. Entre 90% a 95% desses custos incidem sobre os demais consumidores da rede, e o percentual restante se traduz em queda de receita das distribuidoras. Ainda que a parcela de geração simultânea à carga local também provoque reflexos tarifários diante da redução de mercado da distribuidora, por questões que serão relatadas adiante, não fazem parte do escopo desta análise.

Segundo Trecho:

Tabela 6 – Variáveis estocásticas adotadas na AIR

Variável	Unidade	Valor ⁵⁵	Justificativa
Custo de instalação de um sistema solar fotovoltaico de pequeno porte para compensação local	R\$/kWp	LS: 5.500 MP:4.720 LI:3.950	Valores aproximados do preço médio de sistemas desse porte obtido em pesquisa de mercado realizada pela empresa Greener ⁵⁶ (valores médios máximo, médio e mínimo).
Custo de instalação de um sistema solar fotovoltaico de médio porte para compensação remota	R\$/kWp	LS: 4.910 MP: 4.060 LI: 3.210	Valor aproximado do preço médio de sistemas desse porte, instalado ao solo, obtido em pesquisa de mercado realizada pela empresa Greener ⁵⁷ (valores médios máximo, médio e mínimo).

Terceiro Trecho:

- **Consideração de todas as fontes permitidas pelo Sistema de Compensação:** os custos e características de instalação utilizados na AIR referem-se unicamente à fonte solar fotovoltaica por ser a mais típica (representando mais de 99% das conexões). Todavia, de maneira a se considerar o efeito das demais fontes no processo total, a potência média estimada e o mercado potencial foram definidos considerando-se todas as fontes atualmente participantes do Sistema de Compensação. **ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MA**

Quarto Trecho:

201. Também foram calculados os impactos sob a ótica tarifária causados pela permanência na Alternativa 0, no período de 2020 até 2030, dos sistemas instalados **antes** da publicação do novo regulamento – destacando-se que tais impactos não foram considerados nas análises de escolha da opção de trajetória até a Alternativa 5. Caso as projeções realizadas pela ANEEL se concretizem, com 1,2 GW instalados de GD Local e 175 MW de GD Remota até a publicação do novo regulamento, estima-se um impacto de R\$ 2,2 bilhões relativo à GD Local e de R\$ 600 milhões relativo à GD Remota – calculados para o período de 2020 a 2035, trazidos para a referência de 2020. Se o prazo de 2030 fosse estendido até 2035, os impactos aumentariam para R\$ 2,7 bilhões e R\$ 750 milhões, respectivamente. **Vale destacar que tais impactos foram calculados apenas para a energia injetada na rede (considerando-se o valor mais provável de simultaneidade entre geração e consumo constante na Tabela 6), assumindo-se que toda a geração é a partir de fonte solar.**

3.2. Contudo, as alterações propostas pela ANEEL por meio da Consulta Pública ANEEL nº 25/2019 são demasiadamente importantes para levarem em consideração apenas a geração distribuída de fonte solar, especialmente se considerarmos que os custos de instalação, custos de operação e manutenção e, portanto, o *payback* de empreendimentos de micro e minigeração distribuída a partir de outras fontes que não a solar são totalmente distintos e, de fato, não foram considerados na Consulta Pública ANEEL nº 25/2019.

3.3. A ANEEL deveria ter considerado em suas análises e estudos que embasaram a Consulta Pública ANEEL nº 25/2019 todas as fontes de geração de energia elétrica utilizada como micro e minigeração distribuída. A desconsideração das características de cada fonte de geração de energia poderá inviabilizar a continuidade de diversos empreendimentos já instalados e, inclusive, de empreendimentos em fase de instalação.

3.4. Somente a título de exemplo, o prazo de construção de centrais de micro e minigeração a partir de Central Geradora Hidrelétrica – CGH e Central de Biogás são de 12 meses a 18 meses. Ou seja, prazo totalmente distinto do prazo de construção aplicável às centrais fotovoltaicas. O *payback* de micro e minigeração por meio de Central Geradora Hidrelétrica – CGH também é totalmente distinto do *payback* de centrais fotovoltaicas, sendo o *payback* das CGHs estimados em cerca de 15 (quinze) anos.

3.5. Sendo assim, entendemos como de extrema importância que a ANEEL preveja prazos distintos para aplicação da Alternativa 0 para empreendimentos já instalados ou com solicitação de acesso, após alteração da REN nº 482/2012, para cada tipo de geração de energia. Se para empreendimentos de geração fotovoltaica já instalados ou com solicitação de acesso faz sentido a aplicação da Alternativa 0 por 10 anos, como forma de garantir seu *payback*, para CGHs ou centrais de biogás este prazo não faz sentido.

3.6. Da mesma forma, se para a geração fotovoltaica faz sentido a previsão de prazo de 120 (cento e vinte) dias para solicitação de vistoria de acesso, após a emissão de parecer de acesso pela distribuidora, este prazo não pode ser aplicável em relação a CGHs e centrais de biogás, cujo prazo de construção é muito superior ao prazo de construção de uma central fotovoltaica. Se for mantido o prazo de 120 dias, previsto no PRODIST, para solicitação de vistoria de acesso para CGHs, centrais de biogás e outros empreendimentos de geração mais complexos que o fotovoltaico, tais empreendimentos correrão o risco de perder sua solicitação de acesso ou, até pior, perder a aplicação do direito adquirido proposto pela ANEEL no Art. 7º-D da Proposta de Minuta para Alteração da REN nº 482/2012.

3.7. Em relação ao prazo para solicitação de vistoria de acesso superior aos 120 dias ora proposto no PRODIST, especialmente quando aplicado a outros tipos de geração de energia cuja construção é mais complexa que a fotovoltaica, entendemos como inviável a hipótese de iniciar a construção, por exemplo, da CGH ou da central de biogás, apenas com a consulta de acesso, pois os custos envolvidos são demasiados para que se inicie a obra sem a solicitação de acesso.

3.8. Considerando os cenários de distinção entre a geração de energia por fonte solar e a geração de energia por outras fontes, entendemos crucial definir: (i) prazos de aplicação da Alternativa 0, previsto no Art. 7-D da Minuta de Proposta para Alteração da REN n° 482/2012, distintos para cada tipo de geração de energia elétrica; e (ii) prazo para solicitação de vistoria de acesso, previsto no PRODIST, distinto para cada tipo de geração de energia elétrica além da fotovoltaica, considerando o prazo de construção de cada tipo de geração de energia.

4. INAPLICABILIDADE DA LEI 12.334/2010 E DA RESOLUÇÃO ANEEL N° 696/2015 À MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

4.1. Por meio da alteração da seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, a ANEEL pretende incluir um novo item, de número 2.4.4.1, que possui a seguinte previsão:

2.4.4.1 – Para sistemas de microgeração ou minigeração a partir de fontes hídricas, o consumidor deve informar, adicionalmente, os dados exigidos pela lei n° 12.334, de 20 de setembro de 2010, de Segurança de Barragens, e pela Resolução Normativa n° 696, de 15 de dezembro de 2015, conforme procedimentos descritos no site da ANEEL.

4.2. Entretanto, com a devida vênia à ANEEL, as exigências trazidas pela Lei n° 12.334/2010 e pela Resolução Normativa n° 696/2015 não são aplicáveis às CGHs, cuja exploração independe de autorização, inclusive para atuação no Ambiente de Contratação Livre.

4.3. Ocorre, que pela Resolução n° 696/2015 da ANEEL não há obrigação das CGHs enviarem mencionada documentação referente às suas barragens, uma vez que a Resolução 696/2015 é aplicável a empreendedores que possuam outorga de concessão ou autorização para exploração dos recursos hídricos para geração de energia, enquanto as CGHs, ainda que construídas para operarem no Ambiente de Contratação Livre - ACL, não necessitam de autorização ou concessão da ANEEL para sua exploração, mas apenas de registro (conforme previsto no Art. 8° da Lei 9.074/1996).

4.4. A obrigação de apresentar documentação relacionada às barragens dos empreendimentos hidrelétricos apenas àqueles empreendimentos com outorga de concessão ou autorização fica clara a partir da leitura do conceito de “*empreendedor*”, responsável por enviar à ANEEL a documentação referida, previsto na própria REN n° 696/2015:

*“VII-empreendedor: **concessionário ou autorizado de uso de bem público** responsável pela implantação e exploração **das instalações de geração de energia hidráulica de que trata o respectivo ato de outorga.**”*

4.5. Dessa forma, a redação do item 2.4.4.1 da Seção 3.7, do Módulo 3 do PRODIST, sugerida pela ANEEL, diverge expressamente da norma constante na REN n° 696/2015. Caso a ANEEL quisesse aplicar a REN n° 696/2015 às CGHs, incluindo as CGHs utilizadas com micro ou minigeração distribuída, deveria, pois, alterar a própria REN n° 696/2015, analisando os riscos e impactos específicos de tal alteração.

4.6. Portanto, se as exigências trazidas pela Lei nº 12.334/2010 e pela Resolução Normativa nº 696/ 2015 não são aplicáveis às CGHs sequer no ACL, tais exigências também não deveriam ser incluídas, por meio de alteração no PRODIST, para as CGHs exploradas na forma de micro e minigeração distribuída.

4.7. Assim sendo, sugerimos que a ANEEL exclua, por completo, a inclusão do item 2.4.4.1 à seção 3.7, do Módulo 3 do PRODIST, por ela sugerida através da Minuta de Resolução para Alteração da REN nº 482/2012.

5. CRIAÇÃO DE PRAZO PARA INÍCIO DA APLICAÇÃO DA ALTERAÇÃO DA REN Nº 482/2012

5.1. Por fim, mas não menos importante, sugerimos que a ANEEL preveja um prazo suficientemente dilatado para aplicação das alterações propostas à REN nº 482/2012.

5.2. Pela redação atual da AIR nº 003/2019, a ANEEL propôs um prazo de início de aplicação das alterações da REN nº 482/2012, analisadas a partir da mencionada AIR, que não é determinado, mas apenas determinável, como se observa:

11 Vigência

220. As propostas da AIR foram materializadas em um texto normativo que, por sua vez, está sendo submetido ao crivo da sociedade, com previsão de aprovação até o fim do primeiro semestre de 2020. Assim, as novas regras começariam a valer a partir da publicação do novo regulamento.

5.3. Isto é, a resolução revisora da REN nº 482/2012 poderá entrar em vigor em qualquer data, desde que até o final do primeiro semestre de 2020, como previsto no item 220 da AIR nº 003/2019 acima transcrito. A vagueza na definição do período para início da aplicação das alterações na REN nº 482/2012 já estão causando, inclusive, inúmeras inseguranças e aumento dos riscos de novos empreendimentos, o que contribui para sobrecustos de novos empreendimentos que estão em fase de implantação.

5.4. A vagueza do item 220 da AIR nº 003/2019, inclusive, contradiz o disposto na Norma de Organização da ANEEL nº 40/2013:

Art. 4º A AIR deverá ser apresentada em forma de relatório específico –Relatório de AIR, e conterá, no mínimo, informações relativas aos seguintes aspectos:

(...)

*XIII – **prazo para início da vigência das alterações propostas.***

(...)

*§ 3º A metodologia a ser empregada poderá ser definida, justificadamente, de forma a se adequar ao caso concreto, em conformidade com as características e a complexidade da matéria objeto da análise e das informações e dados disponíveis, **e deverá ser descrita de modo claro e objetivo.***

5.5. Portanto, para sanear o equívoco no estabelecimento de um período apenas determinável e bastante vago para o início da aplicação das alterações da REN nº 482/2012, sugerimos que a ANEEL preveja que as alterações da REN nº 482/2012, após sua aprovação e publicação da resolução de alteração, só sejam aplicadas no início do ano de 2021, o que concederia ao setor a previsibilidade e segurança necessária à implantação dos empreendimentos de geração distribuída nesse período de transição.

5.6. Como consequência de um período de vacância, como previsto acima, para início da aplicação das alterações na REN nº 482/2012 aprovadas, a ANEEL precisará rever toda redação da Minuta de Resolução para indicar que as alterações propostas só terão início com o início da vigência das alterações e não com a publicação da resolução que altera a REN nº 482/2012, com está hoje previsto na Minuta de Resolução da ANEEL.