

Anexo - ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO

Data: Abril de 2017

Área Responsável: SRG

Título da Regulação:

Alteração da Resolução Normativa nº 409, de 10 de agosto de 2010 – REN 409/2010, a qual estabelece critérios e procedimentos para participação de empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente no MRE, por força da alteração legal estabelecida no art. 24 da Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016.

Qual é o problema que se quer resolver? Qual é o público-alvo?

(i) Descrever a natureza e a extensão do problema.

O marco regulatório relativo às usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente evoluiu desde a publicação da REN 169/2001, passando pela publicação da REN 266/2007 e, a atualmente vigente, REN 409/2010, no sentido de se utilizar a geração média como parâmetro para avaliação da participação das usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente no MRE.

A REN 409 estabeleceu requisitos de geração em relação à garantia física e, caso esses não fossem atingidos, a usina era notificada sobre a possibilidade de exclusão do MRE na aferição do ano subsequente.

No entanto, foi incluída uma emenda à Medida Provisória nº 735, de 22 de junho de 2016, a qual foi convertida na Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, que estabelece no art. 24 o seguinte:

Art. 24. Os empreendimentos hidroelétricos não despachados centralizadamente que optarem por participar do MRE somente poderão ser excluídos do referido mecanismo por solicitação própria ou em caso de perda de outorga.

Em função disso, a partir da publicação da referida Lei, foi estabelecida restrição à exclusão de usina hidrelétrica não despachada centralizadamente do MRE. Dessa forma, será proposta alteração da atual REN 409, no sentido de realizar a adequação dessa norma à nova legislação.

(ii) Identificar os principais afetados pelo problema.

Todos os participantes do MRE, incluindo os consumidores cativos, os quais assumem os riscos hidrológicos das usinas cotistas participantes do MRE.

(iii) Estabelecer as causas do problema.

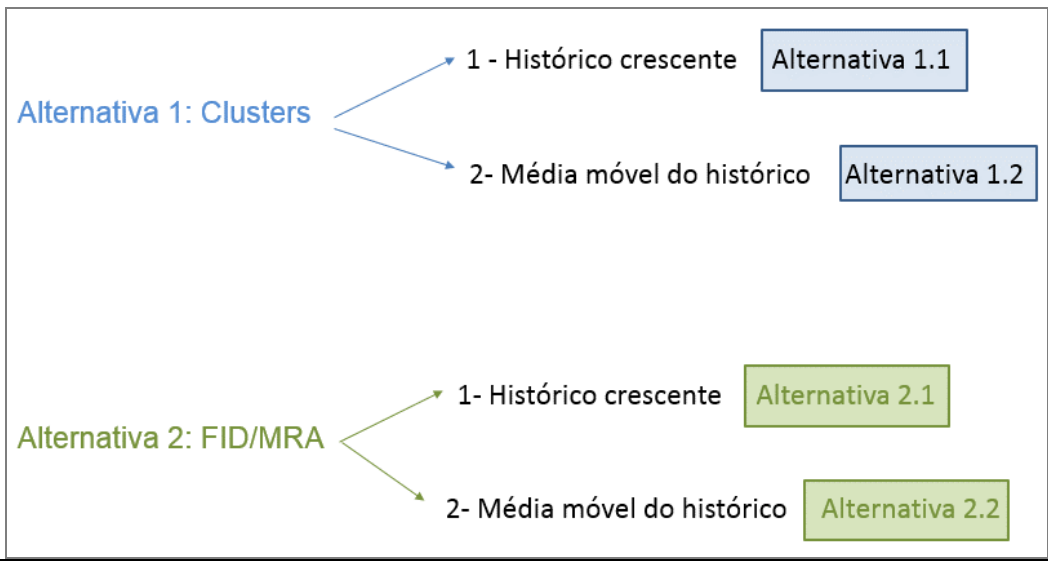
A alteração legal com a publicação da Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, que estabelece no art. 24 o seguinte:

Art. 24. Os empreendimentos hidroelétricos não despachados centralizadamente que optarem por participar do MRE somente poderão ser excluídos do referido mecanismo por solicitação própria ou em caso de perda de outorga.

Assim, há restrição para a ANEEL excluir empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente que não atenda a requisitos mínimos de geração, do MRE.

Justificativas para a intervenção:
(iv) Por que a intervenção é necessária?
Dada a restrição para a exclusão das usinas ineficientes do MRE, a ANEEL deve propor metodologia alternativa para que seja mantido o incentivo à eficiência na produção de energia elétrica. O objetivo da metodologia proposta é manter o MRE com alocação de energia de forma eficiente e equilibrada, de maneira que usinas com baixo desempenho na produção de energia não tragam efeitos negativos às demais usinas participantes do mecanismo. Trata-se de uma forma de proteção das usinas mais eficientes contra a ineficiência das demais e um alerta às usinas menos eficientes para que melhorem seu desempenho na produção de energia.
(v) Existem outras formas de intervenção que não a implementação de nova regulamentação?
A revisão da norma atual é necessária em função da mudança legal.

Objetivos perseguidos:
(vi) Quais são os objetivos e os efeitos esperados com a regulamentação?
Manter o MRE com alocação de energia de forma eficiente e equilibrada, de maneira que usinas com baixo desempenho na produção de energia não tragam efeitos negativos às demais usinas participantes do mecanismo.
(vii) Qual é o prazo para a implantação do regulamento?
Não foi determinado um prazo para a implantação do regulamento.

Opções consideradas:
(viii) Quais as alternativas para solução do problema foram consideradas?
 <p>O diagrama apresenta duas alternativas principais, cada uma com duas subalternativas:</p> <ul style="list-style-type: none"> Alternativa 1: Clusters <ul style="list-style-type: none"> 1 - Histórico crescente (Alternativa 1.1) 2 - Média móvel do histórico (Alternativa 1.2) Alternativa 2: FID/MRA <ul style="list-style-type: none"> 1 - Histórico crescente (Alternativa 2.1) 2 - Média móvel do histórico (Alternativa 2.2)
(ix) Justificar a opção escolhida, inclusive a de não regular.
A Alternativa 2.2 (FID com média móvel do histórico) foi a escolhida por reunir as vantagens de trazer uma percepção mais rápida das mudanças na geração média, tanto no caso de redução, quanto no caso de aumento da geração da usina. Além disso, o FID calculado conforme Alternativa 2.2 estaria mais aderente ao desempenho recente da usina.

Caso seja escolhida a opção de não regular, a ANEEL estaria descumprindo os Decretos 2.655/1998 e 3.653/2000.

O Decreto nº 2.655/1998 definiu que o funcionamento do MRE se dá conforme as Regras do MAE (CCEE), o qual é regulado pela ANEEL, e o Decreto nº 3.653/2000, que alterou o Decreto nº 2.655/1998, definiu que a ANEEL é responsável por estabelecer a regulamentação necessária à aplicação do Decreto, como segue:

Art. 3º A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabelecerá a regulamentação necessária à aplicação do disposto neste Decreto

Além disso o Decreto 2.655/1998, estabeleceu o seguinte:

Art 24. Os riscos de indisponibilidade das usinas de geração hidrelétrica, de natureza não hidrológica, serão assumidos individualmente pelas usinas participantes, não sendo, portanto, cobertos pelo MRE.

Análise de custo-benefício:

(x) Descrever e mensurar os custos e os benefícios, em termos financeiros, da regulação para os principais grupos afetados.

Verifica-se que a discussão aqui posta basicamente se baliza pelo tempo necessário para que haja o efeito da REN 409/2010, bem como qual montante de energia será alocada no MRE, ou seja, se esse montante estaria mais aderente ao desempenho da usina dos últimos anos. Assim, foi feita uma avaliação qualitativa e, para possibilitar a comparação entre as alternativas metodológicas, foram atribuídos pesos a cada um dos critérios mencionados, bem como às respectivas importâncias relativas (grau de atendimento e/ou vantagens), conforme detalhado na Nota Técnica.

(xi) Elencar custos e benefícios não financeiros. Avaliar os riscos envolvidos nas alternativas consideradas.

a) As Alternativas 1.1 e 2.1 têm percepção do desatendimento aos requisitos mínimos ao mesmo tempo (Ano 27), enquanto as Alternativas 1.2 e 2.2 são mais rápidas (Ano 23). Isso ocorre porque as Alternativas 1.1 e 2.1 contêm todo o histórico de geração de 10 MW médios desde o Ano 2, enquanto, nas Alternativas 1.2 e 2.2, a cada ano após o Ano 12 há a eliminação de 1 ano com geração de 10 MW médios e a inclusão de 1 ano com 8 MW médios no horizonte de dados. Ressalta-se que o mesmo raciocínio vale para o caso de aumento da geração ao longo do tempo, ou seja, as melhorias na usina que promovam aumento na geração poderão ser capturadas mais rapidamente no caso da média móvel. Dessa forma, verifica-se que as alternativas 1.2 e 2.2 trazem benefícios não apenas ao MRE (no caso de redução da geração da usina), mas também ao agente de geração (no caso de aumento da geração).

b) A Alternativa 2.2 apresenta uma variação maior do FID calculado em comparação à Alternativa 2.1. Pode-se notar esse efeito, por exemplo, ao observar nas Alternativa 2.2 que no 3º ano contado a partir da percepção do efeito (Ano 25), o FID da usina é de 90,9%, enquanto que na Alternativa 2.1, nessa mesma referência, o FID vale 93,6%. Assim, o FID calculado conforme Alternativa 2.2 está mais aderente ao desempenho

recente da usina.

- c) Por manter o histórico de longo prazo, o valor da geração média calculado conforme as Alternativas 1.1 e 2.1 têm uma maior aderência conceitual à garantia física de uma usina do que o valor da geração média calculado conforme as Alternativas 1.2 e 2.2, dado que a garantia física de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente consiste num parâmetro calculado a partir da simulação de geração de energia elétrica num horizonte de pelo menos 30 anos. No entanto, conforme citado anteriormente, como não haverá mais exclusão das usinas do MRE, naturalmente haverá um descolamento maior entre a geração média de energia e as respectivas garantias físicas, o que torna essa aderência conceitual menos relevante nesse caso.

Análise do Estoque Regulatório:

(xii) O regulamento proposto implica alteração e/ou revogação de outro regulamento existente?
Caso afirmativo, discriminar.

Sim. Há necessidade de alteração da Resolução Normativa nº 409, de 2010, da Resolução 541, de 12 de março de 2013, e das Regras de Comercialização.

(xiii) Avaliar a correlação entre a regulação proposta e o estoque regulatório.

Como haverá apenas alteração das normas acima mencionadas, não haverá redução do estoque regulatório.

Acompanhamento dos efeitos do regulamento proposto:

(xiv) Propor alternativas para acompanhamento dos efeitos do regulamento proposto.

Avaliar a alocação de energia no MRE conforme metodologia proposta.