

**Grupo : GCR**

**Título : 2179 - A EXPANSÃO DAS REDES INTELIGENTES SOB A ÓTICA DA REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO : UMA ANÁLISE CRÍTICA**

**Autor : CARLOS HENRIQUE MOYA Empresa :ELETROBRAS**

PERGUNTA	RESPOSTA
A consideração da micro e mini geração no plano ou via lastro de expansão?	A abordagem do IT restringe-se à geração distribuída de pequeno porte e não considerou a geração centralizada (GC) e a GD de grande porte a partir de setores intensivos no consumo de energia, tais como o siderúrgico, papel e celulose, petroquímica, óleo e gás e açúcar e álcool, por apresentarem características operativas muito semelhantes às da GC (baixa intermitência, energia firme e sazonalidade). A proposta do IT considerou a GD oriunda dos “prosumidores” (residenciais e comerciais de pequeno porte) e neste universo, o PDE 2026 estima que sejam implantados cerca de 3,3 GWp oriundos de fotovoltaica e 0,3 GW de biogás, ou a adição de cerca de 360 MW/ano em média. Entendemos que caberia ao MME, em conjunto com a Aneel e a EPE, definirem a melhor forma como essa energia deveria ser considerada na expansão do setor, baseado nas projeções daquele PDE e à luz da forma com que os empreendimentos de GD são remunerados no Brasil. A compensação de energia, utilizada atualmente, em tese limita a capacidade dos empreendimentos devido à vinculação da potência instalada à carga do cliente, atuando na prática como um limitador desta carga. Numa evolução do modelo, uma eventual adoção da tarifa feed-in e o natural fomento a empreendimentos de maior capacidade instalada, até para viabilizá-los economicamente, viria modificar o paradigma atual, sendo necessária uma análise com maior profundidade dos impactos que um aumento significativo da GD, em níveis maiores que os previstos atualmente causariam no sistema.
Não estamos com uma visão um pouco antiga para as evoluções que estamos vivenciando? Percebi uma visão muito negativa à geração distribuída. Percebi, também, uma visão unilateral quanto às redes inteligentes (“devemos conscientizar o consumidor...”) Não deveríamos repensar essas abordagens?	Entendemos que a geração distribuída é benéfica sob vários aspectos, destacando-se a redução das perdas na transmissão, a capacidade do pequeno consumidor em produzir sua própria energia e os empregos que serão gerados na cadeia de fornecimento de bens e serviços voltados a GD. Como principal contraponto a nível sistêmico, as modelagens atuais deverão mitigar de forma eficiente as consequências que a intermitência, intrínseca à GD, irão causar à operação do sistema elétrico, quando esta modalidade de geração atingir valores expressivos de potência instalada. Quanto a abordagem proposta no IT, ela se inicia com a definição de uma política pública para estabelecer as reais necessidades que as redes inteligentes (REIs) irão demandar, notadamente de infraestrutura, considerando as características regionais inseridas no conceito das cidades inteligentes. A política pública se torna necessária, uma vez que os

	<p>principais atores envolvidos com as REIs pouco ou nada interagiram entre si na direção da efetiva implantação destas redes no país. A partir da definição dos modelos a serem adotados e dos horizontes de implantação, ainda entendemos que num primeiro momento caberá conscientizar o consumidor comum para que ele perceba as vantagens que as REIs possam a vir oferecer, uma vez que o empoderamento deste consumidor, tanto na autoprodução energética quanto no crescente e diversificado acesso à informação é inevitável.</p>
<p><b>Grupo : GCR</b>  <b>Título : 1735 - INTERDEPENDÊNCIA ENTRE A REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO E A AVERSÃO AO RISCO UTILIZADA NOS MODELOS DE FORMAÇÃO DE PREÇOS: SUGESTÃO DE APERFEIÇOAMENTO REGULATÓRIO</b>  <b>Autor : GUSTAVO PIRES DE CARVALHO Empresa :NEOENERGIA</b></p>	
PERGUNTA	RESPOSTA
<p>Sob que ótica foi mensurado o VPL? Qual taxa mínima de atratividade foi usada?</p>	<p>O VPL foi mensurado utilizando a TMA recomendada pela EPE de 9,63%</p>
<p>A lei das concessões estabelece que o serviço deve seguir o princípio da atualidade. Portanto, a mudança nos parâmetros de aversão ao risco não seria inerente a este princípio? Deveria ensejar revisão dos termos da repactuação?</p>	<p>Sim. O trabalho não entra no mérito legal ou técnico da necessidade de se reavaliar os parâmetros de aversão ao risco dos modelos. A defesa é apenas que quando se altera regulatoriamente as condições futuras que se dê uma nova oportunidade de repactuação aos agentes.</p>
<p>Raphael, considerando os novos parâmetros de aversão ao risco, A garantia física provavelmente seria diferente. Qual você imagina que seria o impacto da Garantia Física para as diferenças apresentadas?</p>	<p>A revisão dos parâmetros de aversão ao risco dos modelos impacta o cálculo da Garantia Física das usinas. Caso a garantia física das usinas hidrelétricas seja revisada concomitantemente a mudança dos parâmetros de aversão ao risco do modelo haveria uma atenuação considerável no risco hidrológico introduzido com as mudanças uma vez que o GSF é composto tanto pela geração hidrelétrica como pela GF do MRE. De toda forma, as diferenças nos resultados, mesmo que em menor escala tendem a continuar, primeiro pelas diferenças naturais entre o caso estático utilizado para o cálculo da GF e o caso dinâmico simulado para análise de risco. Além disso, as revisões ordinárias de garantia física ocorrem teoricamente de 5 em 5 anos e não tem qualquer vínculo com revisão dos parâmetros de aversão ao risco. Por fim, a legislação atual prevê um limite máximo de redução de Garantia Física das usinas tanto por revisão quanto para todo o período de concessão o que tende a ocorrer (e de fato aconteceu para várias UHEs) quando se aumenta a aversão ao risco do modelo.</p>

**Grupo : GCR**

**Título : 3055 - TARIFAS HORÁRIAS PARA SISTEMA DE TRANSMISSÃO CONSIDERANDO O SINAL LOCACIONAL.**

**Autor : MARCIO ANDREY ROSELLI Empresa :ANEEL**

<b>PERGUNTA</b>	<b>RESPOSTA</b>
Foi considerada a sazonalidade da carga com os parâmetros a serem introduzidos pelas tarifas?	Estudos adicionais como a hora-sazonalidade podem ser aplicados no trabalho apresentado de forma a capturar esse sinal na contratação da carga.
A proposta do GCR12 ajuda a resolver os problemas do GCR10 ou é indiferente?	As propostas do GCR 10 e do GCR 12 são complementares no que se refere à propostas de melhor alocação de custos da transmissão. No entanto, se utilizam de ferramentas distintas e, portanto, a proposta do GCR 12 não interfere no sinal locacional.
Com a formação de preço de energia por oferta, você acredita que a elasticidade do MUST com o preço da transmissão seja maior?	O trabalho apresentou que a contratação do uso do sistema de transmissão se mostrou inelástico à uma grande variação do custo da rede em diferentes postos tarifários. Isto decorre em grande parte pelo fato de os consumidores do sistema de transmissão terem processos produtivos que não permitem modulação da carga. Outros incentivos podem ter resultados melhores em relação à contratação de carga.
Estamos em um momento de revisão do modelo do setor elétrico. Este modelo apresentado tende a ser o aplicado no novo modelo?	O modelo apresentado é uma proposta inicial que ainda carece de estudos adicionais e busca por dados que permitam sua aplicação nos moldes atuais.