

Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação do Mercado de Energia Elétrica
(GCR)

RELATÓRIO ESPECIAL PRÉVIO

JOÃO CARLOS MELLO - ThyMos
CARLOS RUBENS RAFAEL DORNELLAS - CCEE
MARCUS VINICIUS DE CASTRO LOBATO -

1.0 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Nesta versão do SNPTEE, um bom número de artigos abordou as questões relacionadas com a modernização do setor - PLD horário, mercado de capacidade, revisão do MRE, dentre outros. Os artigos sobre fontes renováveis - eólica e solar - e questões regulatórias - tarifas, transmissão e distribuição - também apareceram com nesta sessão.

A comercialização no varejo e estratégias para construir portfólios de contratos de compra e venda de energia foram também abordados pelos trabalhos enfatizando a questão do risco.

No que se refere ao ACR, alguns trabalhos trataram do problema do cálculo da GF principalmente do seu efeito no MRE que vem causando os problemas de GSF. Também foram mencionados os leilões de energia de reserva de fontes renováveis e o impacto da nova precificação horária.

2.0 CLASSIFICAÇÃO DOS INFORMES TÉCNICOS

Neste grupo foram aprovados 28 trabalhos onde a maioria são de alto nível, sendo possível vislumbrar que as apresentações e os debates que seguirão na semana do XXV SNPTEE serão bastante interessantes. O GCR procurou alocar os artigos nas sessões de tal forma que se tenha uma relação entre eles para aprofundar os debates em cada sessão.

2.1 465 - Comercialização de Energia Elétrica:

- 1108 - Poder de mercado na formação de preços via oferta: Análise de fatores de influência e métricas.
- 1083 - Uma metodologia para ofertas de preços no Setor Elétrico Brasileiro: avaliação e impactos
- 735 - Avaliação da Proposta da Separação de Lastro & Energia no Brasil - Mercado de Capacidade
- 1056 - Impacto nos Contratos Futuros de Empreendimentos Eólicos no Mercado Livre de Energia quando da Implementação do Preço Horário
- 554 - ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE MODELOS DE INTELIGÊNCIA COMPUTACIONAL PARA PREVISÃO DO PREÇO FUTURO NO MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO
- 373 - Mecanismo de Resposta da Demanda no Brasil: Estimativa do Potencial de Redução de Carga e Mensuração dos Benefícios aos Participantes e ao Sistema.
- 1116 - AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DO PREÇO HORÁRIO NA PRECIFICAÇÃO DE CONTRATOS NO AMBIENTE DE COMERCIALIZAÇÃO LIVRE
- 996 - Análise de Portfólio de Geração Eólica e Solar com Armazenamento em Mercados de Energia Horário
- 709 - METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE RISCO COM PLD HORÁRIO
- 1021 - IMPACTOS DO RISCO DE INADIMPLÊNCIA NA COMERCIALIZAÇÃO VAREJISTA
- 322 - REDES NEURAIS ARTIFICIAIS APLICADAS NA PROJEÇÃO DE CARGA DE CURTO PRAZO
- 10 - MODELAGEM DE UM SISTEMA PARA GERENCIAMENTO DE CONTRATOS DE VENDAS INTELIGENTES E GERENCIAMENTO DE MANUTENÇÃO EM INFRAESTRUTURA DE MICRORREDES AGREGADAS.
- 175 - OTIMIZAÇÃO E MITIGAÇÃO DE RISCOS EM CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA CONSIDERANDO O PLD HORÁRIO

2.2 466 - Economia de energia elétrica:

- 225 - Teoria de Opções Reais: Uma aplicação em usinas eólicas no mercado livre
- 262 - Economia Comportamental e o Consumidor Residencial de Energia Elétrica frente as Opções de Resposta da Demanda.
- 1162 - Incentivos à Demanda: Efetividade do Mecanismo de Bandeiras Tarifárias na Alteração do Perfil de Consumo dos Agentes de Classe
- 778 - Proposta de mitigação do risco de produção de energia de longo termo em leilões de energia eólica através do Markup de preço
- 395 - Avaliação de SPEs sob a ótica do investidor - Alternativas de indicadores de rentabilidade associada à liquidez corrente no fluxo de caixa

2.3 467 - Regulação:

- 41 - Precificação da Transmissão Considerando Cenários Hidrológicos e Definição de Zonas Tarifárias
- 310 - Impactos do PLD horário para o Energia de Reserva
- 316 - Análise da alteração de modalidade dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado de empreendimentos eólicos de disponibilidade para quantidade: Custos e riscos do ponto de vista do vendedor e do comprador
- 359 - Análise da Performance do MRE e seus Impactos Comerciais - Proposta de Revisão da Regulação
- 1138 - Desafios econômicos e regulatórios para inserção do armazenamento de energia no sistema brasileiro
- 65 - Efeitos do Período de Suprimento Contratual na Composição de Custos da Energia
- 952 - Estimação de custo de capital regulatório: uma visão multisetorial e multi-países

- 982 - Atuação estratégica do Grupo Eletrobras no processo de revisão tarifária das concessões de transmissão prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013
- 1087 - Mudança do regime tarifário de preço-teto para receita-teto para as distribuidoras de energia elétrica
- 1149 - Propostas para Transição entre MRE e Despacho Físico por Oferta
- 1421 - Ações de eficiência energética: estudo de caso com base no sistema isolado de Roraima

2.4 468 - Inserção de fontes renováveis de energia:

- 68 - Avaliação dos incentivos das fontes renováveis nos custos de transmissão
- 803 - MODELO DE OTIMIZAÇÃO DAS ESTRATÉGIAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA DE CONSUMIDORES ELETROINTENSIVOS COM AUTOPRODUÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL

2.5 469 - Redes inteligentes (smart grids):

2.6 470 - Aspectos associados à introdução de geradores no SIN:

3.0 RELATÓRIO SOBRE OS INFORMES TÉCNICOS

3.1 - Poder de mercado na formação de preços via oferta: Análise de fatores de influência e métricas.

FERNANDO PAPPAS(1); MARCELO LUIS LOUREIRO DOS SANTOS(2); - ABIAPE(1);ABIAPE(2);

O artigo apresenta modelagens matemáticas e análises numéricas relacionadas a poder de mercado em um contexto de formação de preços via oferta, em função da quantidade de agentes produtores e o volume de contratação bilateral ao qual o agente está submetido.

Perguntas e respostas:

A) Os autores entendem que sem resolver o problema de poder de mercado no modelo de oferta de preços não será possível avançar na precificação do mercado brasileiro ?

Uma alteração da formação de preços via modelo para via oferta resultaria em novas responsabilidades para a Agência Reguladora, no monitoramento de poder de mercado e, em especial, de práticas anticompetitivas. No entendimento dos autores análises adicionais devem ser realizadas e, caso seja observada elevada possibilidades dessas práticas, deve-se estabelecer mecanismos para mitigar seu abuso. No entanto, os autores entendem que algum grau de poder de mercado deve ser aceito como normal. Por fim, ainda que com estudos e aprimoramentos, os autores entendem ser possível migrar para oferta de preços de forma segura, do ponto de vista de poder de mercado e práticas anticompetitivas.

B) Algumas cautelas mais objetivas na fiscalização do mercado não seria suficiente para o controle do poder de mercado nos preços ?

O poder de mercado nem sempre é fácil de identificar e comprovar, a exemplo das dificuldades enfrentadas pelo próprio CADE. Fiscalizar é importante, mas pode não ser suficiente. Por outro lado, pode-se complementar a fiscalização com medidas cautelares para mitigar tais práticas.

C) Limitações na amplitude das decisões dos agentes ofertantes não seria suficiente para o controle do poder de mercado nos preços ? Quais sugestões de limitações ?

Os pontos a serem monitorados são falhas de comunicação que podem ser monitoradas nos switches através de protocolo SNMP e os IEDs devem emitir alarme quando há falha de comunicação, devendo ir para o supervisor e Centro de Operação.

Comentário: Artigo aborda um tema controverso que é o poder de mercado frente a um sistema de oferta de preços. Apesar de uma boa descrição metodológica do modelo de avaliação do poder de mercado, a conclusão é muito intuitiva.

3.2 - Uma metodologia para ofertas de preços no Setor Elétrico Brasileiro: avaliação e impactos

FELIPE LUCAS FARIAS GOMES NAZARE(1); GABRIEL ROCHA DE ALMEIDA CUNHA(2); JOÃO PEDRO BASTOS(3); - PSR(1);PSR(2);PSR(3);

Este trabalho apresenta uma sistematização de formulações matemáticas para descrever o mecanismo de oferta de preços e contrastá-lo com outras alternativas, e apresenta uma discussão de elementos-chave do desenho regulatório que precisam ser levados em conta para que a implementação deste mecanismo leve a equilíbrios de mercado desejáveis. Contribuições importantes são a apresentação de propostas metodológicas para incorporar as ofertas de preços no modelo do setor elétrico brasileiro atual e para incorporar a aversão ao risco do operador do sistema. São apresentadas análises quantitativas do benefício potencial da implementação de tal modelo de decisões descentralizadas no Brasil.

Perguntas e respostas:

A) A oferta de preços por "comercialização de cotas" não estaria muito dependente da performance histórica da bacia ? Isto não poderia estar introduzindo limitações aos agentes ?

B) As propostas analisadas de oferta de preços já foram implementadas em outros mercados ?

C) Qual os benefícios da oferta de preços para o mercado ? A resposta da demanda seria o principal objetivo ?

Sim e temos implementado em uma LT da ISA CTEEP. Tempos de transmissão e recepção foram satisfatórios para a proteção.

Comentário: O trabalho realiza uma avaliação objetiva e importante dos impactos acerca da oferta de preços no mercado de preços ?

3.3 - Avaliação da Proposta da Separação de Lastro & Energia no Brasil - Mercado de Capacidade

THAÍS MÉLEGA PRANDINI(1); joao carlos mello(2); - Thymos(1);Thymos(2);

Este trabalho investiga a proposta de implantação de um mercado de capacidade no Brasil. O artigo apresenta a proposta descrita na consulta pública 33 (CP33) do MME, bem como uma avaliação internacional das melhores práticas deste mecanismo. Adicionalmente propõe sugestões para a adoção deste mercado no Brasil. A adoção de um mercado de capacidade no setor elétrico brasileiro é apresentada na Consulta Pública 33 -CP33 do Ministério de Minas e Energia - MME em 2017 – "Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico", que em fevereiro de 2018 foi encaminhado para a aprovação da presidência através do Projeto de Lei 1917/15. O mercado de capacidade é considerado um avanço nos desenhos de mercado. O foco é garantir a competição no mercado de eletricidade com maior segurança de fornecimento e preços de energia justos para os consumidores e que atendam a financiabilidade e o retorno dos investidores em geração. O grande ponto do debate é a transição de um mercado "puro" de energia ("energy-only") para um mercado de capacidade. O processo de mudança não é uma tarefa trivial e envolve mudanças que devem paulatinamente ser agregadas ao mercado. O fato é que a mudança é positiva e precisa de um marco regulatório para iniciar o processo. O artigo debate algumas questões e soluções possíveis para um mercado de capacidade no Brasil.

Perguntas e respostas:

A) Os leilões de energia nova são um sucesso na expansão do setor elétrico e como os autores justificam a mudança neste processo ?

B) A financiabilidade dos projetos neste novo ambiente de mercado de capacidade é um desafio ?

C) Quais as principais vantagens e desafios para o setor elétrico alterar seu modelo de mercado para capacidade ?

Comentário: Trabalho com tema em intenso debate no setor visando a adaptação do modelo de mercado brasileiro. A proposta de um mercado de capacidade é discutida no trabalho e sugestões são apresentadas para sua implementação.

3.4 - Impacto nos Contratos Futuros de Empreendimentos Eólicos no Mercado Livre de Energia quando da Implementação do Preço Horário

ANDRÉ GABRIEL ÁVILA DE CASTRO(1); JOÃO CARLOS DE OLIVEIRA MELLO(1); EVELINA NEVES(1); DANIELA SOUZA(1); - Thymos(1);

O presente trabalho busca avaliar o impacto dos preços horários na comercialização de energia de projetos de energia eólica. O papel do preço horário é trazer credibilidade ao sinal de preço que atualmente é oferecido por patamares de carga com atualização semanal. A mudança na matriz brasileira com a entrada cada vez maior das fontes renováveis de "custo marginal zero" alteram substancialmente o sinal de preço ao longo da curva de carga diária. O fato é que alguns projetos de energia eólica apresentam padrões de produção muito diferentes das demais fontes, dependendo da sua localização. Esta produção depende fundamentalmente do seu padrão de incidência de ventos, que é variável de região para região. O fato é que muitos dos projetos eólicos foram comercializados em leilões públicos – ACR ou Reserva – e o perfil de preços na época era

diferente – semanal por patamares. O trabalho traz um estudo de caso real de um novo projeto eólico e a análise do impacto da implantação do preço horário na sua comercialização de energia. Medidas de mitigação dos potenciais impactos também são debatidas.

Perguntas e respostas:

A) Os resultados das tabelas 1 e 2 se referem ao cenário de preços de 2018 e consideram as características médias de gerações horárias conforme a figura 8. No entanto, para decisões de contratação e investimento, é preciso analisar vários cenários futuros para se extrair valores esperados de receitas e métricas de risco. Como isso poderá ser feito com a utilização do DESSEM?

B) Os autores mencionam a dificuldade que os geradores eólicos terão na gestão de risco da venda de sua energia ao mercado livre. Uma solução proposta é a ação de um "agregador de geração", que poderia compor um portfólio e mitigar o risco pela diversidade de vários parques distintos. Isso seria equivalente ao papel do comercializador varejista pelo lado da demanda? Um arranjo otimizado não seria aquele em que as duas funções - agregador de carga e de geração - fossem executadas pelo mesmo agente de mercado?

C) O papel de proteção a ser desempenhado pelas usinas híbridas ou equipamentos de armazenamento como baterias poderia ser também desempenhado por contratos financeiros com geradores hidráulicos de grande porte?"

Comentário: O trabalho faz um apanhado da implantação do preço horário, desde o projeto RE SEB até a operação sombra do DESSEM. Considerando que as usinas eólicas são a principal fonte para expansão da geração, são analisados os impactos dos PLDs horários, considerando o perfil variável de produção desse tipo de usina. São evidenciados os riscos e propostas discussões sobre a necessidade de melhor gestão dos mesmos.

3.5 - ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE MODELOS DE INTELIGÊNCIA COMPUTACIONAL PARA PREVISÃO DO PREÇO FUTURO NO MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO

MATHEUS DE OLIVEIRA MENDONÇA(1); PEDRO HENRIQUE ARAUJO PINTO(2); FELLIPE FERNANDES GOULART DOS SANTOS(3); DANIEL SILVA DE CASTRO PIRES(3); DOUGLAS ALEXANDRE GOMES VIEIRA(4); MARCUS VINICIUS DE CASTRO LOBATO(3); GUSTAVO RODRIGUES LACERDA SILVA(5); RODNEY REZENDE SALDANHA(6); GABRIEL DIAS RESENDE(7); FREDERICO PENA SANTIAGO(8); GUSTAVO DE LINS E HORTA(9); - ENACOM(1);ENACOM(2);CEMIG GT(3);ENACOM(4);ENACOM(5);UFMG(6);ENACOM(7);ENACOM(8);ENACOM(9);

Para a contratação de energia no mercado livre, as empresas que atuam nesse ambiente competitivo precisam realizar previsões de preços de contratos futuros para seu planejamento estratégico e financeiro. Neste trabalho, são realizadas previsões de preços para contratação no mercado livre a partir de implementações de 4 modelos preditivos – SARIMAX, LSTM, GRU e CNN-LSTM. Os modelos foram treinados com dados históricos semanais sobre 5 maturidades da curva forward de 2012 a 2016 e usados para predição one-step ahead dos preços semanais ao longo dos anos de 2017 e 2018. Os desempenhos dos modelos são comparados quantitativamente através de avaliações das métricas MSE, MAE e RMSSE e seus resultados são analisados qualitativamente.

Perguntas e respostas:

A) 1) Não está claro no artigo a fonte bibliográfica utilizada para adquirir os preços mensais e semanais do PLD. Os autores poderiam comentar sobre este ponto? Tais bases (mensais e semanais) foram "misturadas" no estudo?

Os dados utilizados foram fornecidos pela CEMIG e são provenientes da DCIDE, plataforma colaborativa de preços forward de energia elétrica. Os dados de PLD fornecidos são mensais, mas devido à amostragem semanal dos valores de preços futuros, os valores do PLD foram representados semanalmente através do preço do mês a que cada semana se refere. Em outras palavras, o valor do preço em um determinado mês é copiado para suas respectivas semanas.

B) 2) Os autores poderiam explicar melhor o motivo pelo qual comparam o resultado do estudo, baseado em projeções de preço futuro, com as próprias projeções de preço futuro (curvas forward)?

Os experimentos do artigo foram feitos com dados históricos das séries de preços futuros em suas diferentes maturidades, que indicam o intervalo de tempo até o fornecimento da energia contratada. O valor do preço futuro é referente ao valor para fornecimento da energia neste intervalo definido pela maturidade. Assim a projeção do preço futuro, para uma determinada data, refere-se ao valor esperado para o custo da energia durante a assinatura de um contrato nesta data de previsão definida, mas não necessariamente implica no valor da energia para fornecimento instantâneo nesta data. Os resultados mostrados no artigo são obtidos através do método de validação cruzada. Para tanto, os dados de preço futuro são divididos em dois conjuntos: treino e teste. O conjunto de treino é usado para o ajuste do modelo, enquanto o conjunto de teste é usado como etapa de validação. Para cada valor previsto de preço futuro na validação, tem-se o valor real deste preço no conjunto de teste, ou seja, o valor histórico que forneceu a indicação do preço futuro da energia para assinatura de contratos de prestação futura.

C) 3) Como a simplificação do modelo apontada pelos autores poderia melhorar os resultados obtidos? Como seria realizada a simplificação? Outras variáveis seriam consideradas além das séries históricas do PLD?

A simplificação dos modelos de deep learning se refere à redução do seu conjunto de parâmetros. Em termos práticos, isto é realizado através da manipulação de seus hiperparâmetros, tais como o número de camadas e unidades. Os modelos de deep learning abstraem parâmetros dos dados durante o treino. A abstração de parâmetros excessivos pode ocasionar overfit nos dados. A simplificação destes modelos tende a abstrair menos parâmetros dos dados e, portanto, deve ser capaz de reduzir o overfit observado. Explorar mais variáveis é um caminho interessante na busca por melhores precisões nas previsões dos modelos. Esta, no entanto, não faz parte da proposta de simplificação dos modelos deste artigo.

Comentário: Conteúdo relevante e atual no que tange a abordagem e utilização de modelos de inteligência computacional/aprendizado de máquina na predição do preço futuro da energia. Os modelos, no entanto, foram incapazes de prever anomalias na curva forward. Formato adequado e conteúdo aderente ao resumo aprovado.

3.6 - Mecanismo de Resposta da Demanda no Brasil: Estimativa do Potencial de Redução de Carga e Mensuração dos Benefícios aos Participantes e ao Sistema.

LUIZ ARMANDO STEINLE CAMARGO(1); MATEUS HENRIQUE BALAN(1); DOREL SOARES RAMOS(1); FILLIPE HENRIQUE NEVES SOARES(1); LAÍS DOMINGUES LEONEL(1); - USP(1);

Mecanismos de Resposta da Demanda requerem participação direta de grandes consumidores, que adquirem a opção de redução de carga diante sinalização de preços em momentos que se torna mais vantajoso exercê-la ante produzir. Com efeito, há importantes rebatimentos operativos e financeiros ao sistema. Neste contexto, o presente trabalho estima o potencial de redução de carga do setor elétrico brasileiro e benefícios financeiros oriundos da aplicação deste Mecanismo, como a redução do risco de exposição no mercado de curto prazo por consumidores livres e geradores, diminuição do risco de déficit, modicidade tarifária e redução do acionamento de térmicas de alto CVU.

Perguntas e respostas:

A) 1) Para os setores industriais avaliados, qual(is) vocês identificam como sendo mais propício para participar de um programa de resposta da demanda e por quais motivos?

Os setores mais propícios para participarem de um programa de RD são aqueles caracterizados por um maior poder operacional da gestão de sua produção frente ao atendimento de seus compromissos (produtos) e cujo custo da energia seja um componente relevante da formação do custo global do produto. No caso analisado, os setores de Alumínio, Ferroligas, Laminados, Extração de Minério, caracterizados por serem eletrointensivos e cujo custo da energia é uma vertente importante na formação do preço dos produtos, são exemplos de atividades industriais que se enquadram neste modelo, embora outros setores de menor consumo também possam apresentar características interessantes para participação de tais programas como flexibilidade no horário de consumo podendo ser enquadrados em programas de resposta da demanda como "shape-shifting" entre outros.

B) 2) Na opinião de vocês, um programa de resposta da demanda deveria ser implementado para todo o SIN ou deveria focar em determinada região do país?

Pensando-se no lado operativo e do sistema, há espaço para aplicação de um programa de resposta da demanda em todo o SIN, embora existam particularidades em cada submercado (relação geração x consumo, capacidade de intercâmbio, etc) que possam trazer maiores benefícios em um submercado do que em outros.

C) 3) Quais os principais desafios que impedem que a resposta da demanda seja efetivamente implantada no país? Na opinião de vocês, o que falhou no programa piloto de resposta da demanda?

Este é um tema debatido em maior ênfase no passado recente e que nas recentes discussões de modernização do setor ficou um pouco de lado devido às prioridades do governo. A implantação dependeria de uma série de ajustes que passam por questões regulatórias e operacionais. O programa piloto não teve o êxito esperado, no nosso entendimento, em decorrência de uma série de questões conjunturais do setor, engajamento dos participantes no submercado Nordeste e, sobretudo, na sinalização de preços ofertado no certame, que mostrou-se insuficiente para atrair os participantes, principalmente, por falta de um incentivo em forma de receita fixa.

Comentário: O trabalho final está aderente ao resumo apresentado, tendo o texto sido aprimorado, embora ainda existisse espaço para melhoria. Todavia, o trabalho é extremamente relevante em um momento em que se debate a inserção da resposta da demanda no Brasil. A metodologia foi apresentada de forma clara e realizado um interessante estudo de caso, no qual se mostrou impactos da resposta da demanda em diferentes aspectos relacionados ao setor elétrico brasileiro.

3.7 - AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DO PREÇO HORÁRIO NA PRECIFICAÇÃO DE CONTRATOS NO AMBIENTE DE COMERCIALIZAÇÃO LIVRE

MATEUS ALVES CAVALIERE(1); EDMUNDO GRUNE DE SOUZA E SILVA(1); BERNARDO VIEIRA BEZERRA(1); SÉRGIO GRANVILLE(1); MARIO VEIGA FERRA PEREIRA(1); - PSR(1);

Este trabalho apresenta um estudo sobre os impactos da implementação do preço de liquidação de diferenças (PLD) horário na precificação de contratos futuros de energia elétrica no ambiente de contratação livre (ACL). Os preços desses contratos são obtidos por meio da otimização conjunta da estratégia de contratação dos agentes. A metodologia utilizada visa a maximização do bem-estar social (welfare), levando em consideração as incertezas dos preços no mercado de curto prazo e o perfil de aversão ao risco dos agentes, representados pela combinação convexa do valor esperado e do CVaR das receitas dos agentes. Serão apresentados e comparados os resultados para o cenário com PLD por patamares e para o cenário com PLD horário.

Perguntas e respostas:

A) 1) No arcabouço regulatório quais são os principais pontos a serem revisitados para viabilizar a simulação proposta?

Atualmente existem dois desafios importantes que precisam ser revisitados para que os casos simulados tornem-se reais: a implementação do preço horário e a desobrigação da contratação dos consumidores. O primeiro ponto já vem sendo discutido nos últimos anos e há a previsão de que no próximo ano, em 2020, a programação do despacho do sistema brasileiro, com resolução horária, seja resultante do modelo computacional Dessem e que em dois anos, em 2021, essa mesma forma de programar o sistema seja utilizada para obter os preços de liquidação em resolução horária. Com relação a desobrigação da contratação, essa é uma discussão que vem junto com a separação entre lastro e energia, que também já vem sendo discutida desde 2017. A partir do momento em que esses dois produtos sejam desacoplados, torna-se possível desobrigar o consumidor a estar 100% contratado em energia.

B) 2) Quais são os atuais desafios para garantia da expansão da oferta de energia elétrica frente à necessidade de garantia do suprimento?

Acredito que os atuais desafios para garantia da expansão da oferta podem ser resolvidos com a combinação da separação entre lastro e energia e contratação centralizada de lastro. Isto porque a separação entre lastro e energia torna possível que os custos associados a expansão física do sistema sejam igualmente repartidos entre o Mercado Livre e o Regulado, garantindo assim uma isonomia entre os agentes. Uma vez que essas duas variáveis passam a constituir produtos distintos, é possível que um ente centralizador determine quais são as necessidades de contratação do sistema, i.e., qual o montante necessário de energia, potência, confiabilidade etc.

C) 3) Existem novas variáveis passíveis de serem consideradas na simulação proposta?

A definição da utilização das tecnologias, prazos e respectiva implantação está em geral à cargo das empresas de distribuição e transmissão. Considerando que a Câmara necessita dos dados de medição para fins de contabilização do mercado e repasse ao ONS para cálculo do MUST, é necessário acompanharmos as tendências e evoluções e realizar adaptações em nossos processos, sistemas e operação.

Comentário: Interessante a abordagem sobre a inserção das fontes intermitentes e sua variabilidade. Paper bem interessante e realiza tratativa do tema com simulação e apresenta resultados a fim de avaliar os impactos do PLD horário na precificação dos contratos. Embasa a tese de que é importante a discretização horária por representar a inserção das fontes intermitentes.

3.8 - Análise de Portfólio de Geração Eólica e Solar com Armazenamento em Mercados de Energia Horário

ALEX COUTINHO PEREIRA(1); EDUARDO DE AGUIAR SODRÉ(2); ALCIDES CODECEIRA NETO(3); Marina de Oliveira Dantas(4); Rodrigo Hartstein Salim(5); - CHESF(1);CHESF(2);CHESF(3);UPE - POLI(4);GE(5);

Este trabalho propõe uma estratégia para maximizar a receita trimestral de uma Planta Híbrida (Portfólio de geração eólica e solar, operando conjuntamente com um sistema de armazenamento por baterias de íon-lítio), ao mesmo tempo em que busca minimizar os riscos da exposição ao Mercado de Curto Prazo com PLD horário envolvidos na operação de compra e venda. Neste trabalho, a métrica de risco utilizada será a métrica MVaR (Multi Value at Risk), sendo esta métrica uma nova proposição dos autores para a área de Análise de Risco em geral. A métrica MVaR está sendo apresentada pela primeira vez neste trabalho, para o caso específico de análise de risco de uma Planta Híbrida de geração em base horária. A maximização da receita da planta será calculada através de várias simulações horárias com uma estratégia específica de operação para a Bateria de Íon-Lítio (BIL) que minimiza a degradação da vida útil.

Perguntas e respostas:

A) 1) As métricas de risco utilizadas no artigo levaram em consideração a diferença de preços entre submercados? Caso não, na opinião dos autores, haveria alteração na estratégia de comercialização utilizada?

B) 2) Uma vez que o preço horário não entrará em operação em 2020, há alguma mudança de estratégia a ser realizada na metodologia de cálculo ou análise dos valores esperados dos ganhos?

C) 3) Sobre o valor calculado do ganho esperado, qual a avaliação dos autores quanto aos impactos dos custos de manutenção e/ou operação da planta híbrida considerada no estudo?

Comentário: Estudo de caso interessante, simulando a geração por parte de uma usina eólica e solar, armazenamento da energia gerada e o ganho esperado valorado aos cenários de PLD, utilizando métricas de análise de risco. Formato adequado e conteúdo aderente ao resumo aprovado.

3.9 - METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE RISCO COM PLD HORÁRIO

MONICA DE SOUZA ZAMBELLI(1); JOYCE MICHELLE DE FARIA(1); ALECSANDRI DE ALMEIDA SOUZA DIAS(1); - CPFL Energia(1);

Muitas mudanças vêm sendo observadas no setor de energia elétrica impulsionadas, principalmente, pelo aumento de consumidores livres e fontes renováveis na matriz. No Brasil, está sendo proposta a formação de preços em base horária de acordo com um novo modelo de otimização integrado aos modelos de planejamento vigentes. Este trabalho propõe uma metodologia para análise de risco com PLD horário baseada na aplicação de perfis horários sobre séries de PLD mensais, fornecendo séries de PLD por hora que possibilitam estimar a probabilidade e a severidade dos riscos de mercado visando orientar decisões estratégicas de contratação com gestão de risco.

Perguntas e respostas:

A) 1) Existem novas variáveis passíveis de serem consideradas na metodologia proposta?

a. Sim. A metodologia pode evoluir para acomodar a simulação de diversos perfis de geração/ consumo (atualmente a análise acomoda um perfil da cada vez). Em caso de introdução de baterias, a metodologia poderia acomodar uma variável de atraso/avanço para representar a atuação do equipamento junto ao sistema gerador original.

B) 2) Quais são as expectativas sobre adaptação de regulamentos ou criação de novos para aderência à proposta?

A proposta não exige alteração de regulação para ser aplicada. Cabe exclusivamente ao agente empreendedor adaptar e utilizar a abordagem para sua aplicação no suporte a decisão de investimento e gestão de risco.

C) 3) Como a adoção do PLD horário pode impactar na decisão de investimento por parte dos empreendedores?

a. O PLD horário em vistas de implantação já está alterando a percepção de risco dos investidores, principalmente os eólicos. Com a potencialização da volatilidade dos preços e da componente de risco de modulação? se faz necessário estimar os cenários e os riscos com a nova realidade do mercado. Alguns projetos podem ter sua atratividade reduzida em virtude de ser perfil de geração ser contrário ao de preço dentro do dia. Assim será imprescindível a utilização de ferramentas de apoio a decisão que possam valorar adequadamente os riscos de mercado considerando a modulação.

Comentário: Aborda de forma concisa a metodologia proposta para gerar as séries de preço horário. Elaborou-se um cenário (embora hipotético) o que torna o trabalho bem interessante, pois através do mesmo é possível mensurar o risco de modulação associado ao PLD horário, bem como para tomada de decisões frente aos riscos do mercado. Corroborar a tese de que deverá ocorrer adequação no mercado com relação aos produtos e prazos com a introdução do PLD horário.

3.10 - IMPACTOS DO RISCO DE INADIMPLÊNCIA NA COMERCIALIZAÇÃO VAREJISTA

ROSELI SANTOS DE SANTANA(1); - COPEL ENERGIA(1);

O Comercializador Varejista facilita o processo de contratação de energia por parte dos agentes consumidores de pequeno porte e de geradores com capacidade instalada inferior a 50 MW. Isso conferirá maior estabilidade às operações, representando agentes que não possuem o conhecimento técnico necessário ou estrutura para absorver as atividades relacionadas ao cumprimento das obrigações junto à CCEE e reduz volume e custos de operação relacionados. Merece destaque o risco ao qual o Comercializador Varejista está sujeito, notadamente o de inadimplência dos agentes representados. O presente informe técnico visa fazer uma reflexão sobre os impactos do risco de inadimplência.

Perguntas e respostas:

A) 1) Quais experiências internacionais sobre o comercializador varejista poderiam ser tropicalizadas para mitigar os riscos verificados no artigo?

Dentre os desafios da comercialização varejista no Brasil, o artigo aborda o risco da inadimplência do consumidor que, no ambiente livre, não dispõe por ora, de mecanismos de mitigação de risco como o ambiente regulado, tais como a recuperação de parcela da inadimplência através de da tarifa ou desligamento de consumidores inadimplentes. Enquanto experiência internacional, um dos maiores exemplos que pode ser analisado é o britânico, que utiliza o pré-pagamento da energia com vistas a evitar o corte de fornecimento. Essa solução é sem dúvida comprovada e válida pois o Reino Unido já conta com um mercado aberto até o nível de baixa tensão. Adicionalmente, o arcabouço regulatório para o ambiente de comercialização varejista vem sendo ajustado desde 1998.

B) 2) Já existem empresas no Brasil que estão expandindo suas operações varejistas no setor de energia. Como você vê a estratégia desses players para mitigar os riscos?

A figura do agente Comercializador Varejista cada vez mais vem ampliando sua participação no mercado de energia, impulsionada pelos avanços alcançados através da Consulta Pública nº 33/2017, do Projeto de Lei nº 1.917/2015 e da Consulta Pública nº 76/2019. Contudo, ainda não são usuais no país, mecanismos para mitigar ou proteger o agente dos riscos inerentes à expansão de suas operações no setor de energia no âmbito da comercialização varejista. Dentre as opções existentes, existe a contratação do produto financeiro seguro de crédito, caracterizado pela transferência do risco da inadimplência de um determinado cliente para a seguradora, tornando possível diversificar o risco do portfólio mediante a gestão de recebíveis.

C) 3) No longo prazo, você vê que a comercialização varejista será bem sucedida no Brasil?

A Agência Nacional de Energia Elétrica ? ANEEL, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ? CCEE, as Associações representantes dos Agentes vêm trabalhando para aprimorar o arcabouço legal bem como as metodologias que norteiam o setor elétrico, com vistas a conferir a modernidade necessária para o crescimento do país e o

atendimento adequado às necessidades do consumidor. O êxito do modelo de Comercialização Varejista está inserido neste contexto.

Comentário: O artigo apresenta um panorama amplo dos riscos envolvidos na comercialização varejista. Porém, alguns agentes de mercado já iniciaram a expansão de sua atuação com o comercializador varejista, o que significa que já existem meios de mitigação dos riscos citados e tais meios poderiam ter sido explorados.

3.11 - REDES NEURAIS ARTIFICIAIS APLICADAS NA PROJEÇÃO DE CARGA DE CURTO PRAZO

VALERIA NUNES COSTA(1); ROGERIO DE ALMEIDA(2); CAIO CESAR FRANCO PEREIRA(3); FLAVIO ROBERTO SOARES PEREIRA DA SILVA(4); DANILO ZUCOLLI FIGUEIREDO(5); - CPFL Energia(1);CPFL Energia(2);CPFL Energia(3);CPFL Energia(4);CPFL Energia(5);

A previsão do consumo de energia elétrica é essencial para os processos de gestão das empresas do setor de energia, atuando como insumo importante para a realização de estudos energéticos e financeiros. O presente informe técnico propõe uma metodologia para projeção de carga diária de curto prazo baseada em Redes Neurais Artificiais (RNAs) e apresenta os resultados da aplicação dessa metodologia aos dados de distribuidoras do grupo CPFL Energia. Os resultados obtidos, em termos de Erro Médio Absoluto Percentual (MAPE) das projeções, são similares a resultados descritos na literatura e superiores aos obtidos pelo uso de modelos de médias-móveis.

Perguntas e respostas:

A) A aplicação do modelo de previsão de carga em estimativas contábeis depende das perdas a serem descontadas da carga para se obter o mercado faturado. Como as perdas técnicas e comerciais estão sendo consideradas?

O modelo proposto é utilizado para projeção da carga global (mercado perdas), que é a quantidade de energia elétrica injetada no sistema de distribuição, considerando também, a energia: (a) produzida por centrais geradoras conectadas à rede da distribuidora; (b) destinados ao atendimento de outras distribuidoras; e (c) injetada no sistema de transmissão. Como boa prática de mercado, a CPFL realiza o fechamento do balanço contábil (custos e receitas) do mês corrente até o segundo dia útil do mês subsequente. Para que o balanço contábil possa ocorrer até essa data, o valor de carga de energia consumida, variável determinante para cálculo da receita, deve ser antecipada em até 7 dias antes do final do mês corrente, sendo necessária a projeção de dados para os dias restantes do mês. Nesse processo o valor do mercado faturado é consolidado no primeiro dia útil do mês subsequente, não sendo necessária a projeção dessa variável para obtenção do balanço energético e apuração contábil. A partir da carga global e do mercado faturado, as perdas globais (técnicas e não técnicas) são obtidas por diferença. O cálculo é realizado considerando a carga e mercado nos últimos 12 meses, sendo a carga global do último mês uma estimativa (critério Aneel).

B) Considerando os bons resultados alcançados para as projeções de curto prazo, estão sendo planejadas aplicações de redes neurais para projeções para períodos mais longos?

Sim, existe uma aplicação de Redes Neurais para projeção de carga de em até 2 semanas, este produto incorpora a carga enviada mensalmente para o ONS, a fim de subsidiar o Programa Mensal da Operação (PMO). Modelos considerando o índice sazonal mensal médio do histórico complementam os envios de carga até 2 meses à frente. Isto porque, a variável explicativa ligada a temperatura tem grande importância nas aplicações de Redes Neurais, e a assertividade das consultorias meteorológicas é muito baixa passados 15 dias. Para as projeções de médio (meses) e longo (anos) prazo são utilizadas alternativas que guardem correlação, respectivamente, com a sazonalidade histórica e o cenário macroeconômico. É válida a tentativa de utilizar modelos de Redes Neurais para as projeções de médio prazo e temos algumas ações desenhadas para isso. Quanto à aplicação para prazos mais longos a maior preocupação é a menor quantidade de dados da série histórica: de uma granularidade diária partimos para uma granularidade mensal ou anual.

C) A tabela 4, que apresenta as variáveis de entrada para a rede neural B, não inclui nenhuma informação da carga recente, ao contrário do que é apresentado na tabela 3. Assim, como a rede neural ajustada apenas para o mês de dezembro recebe essa informação da carga para fazer a previsão?

A variável de entrada descrita como ?Variável que representa o comportamento típico de final de ano? já considera o comportamento recente da carga, uma vez que é calculada da seguinte forma: É obtido para todos os 31 dias j do mês de dezembro de cada ano k (do histórico), o percentual da carga de cada dia sobre o total da carga contida nos dias 1 a 21. É calculada uma média de todas as variáveis c_{jk} em alguns blocos: Dias de 1 a 21 de dezembro, por dia da semana; Dias contidos entre 22 a 31, por dia da semana (excluindo os dias 24, 25, 26 e 31); Dias 24; Dias 25; Dias 26; Dias 31; Após a obtenção dos percentuais médios, eles são multiplicados pela soma da carga realizada entre os dias 1 a 21 de cada mês. Dessa forma uma nova variável é reconstruída para todo o histórico. OBS: Na prática, para a projeção do final do mês de dezembro, a carga de 1 a 21 é a variável explicativa. Caso necessário projetar os dias 1 a 21 de dezembro deve-se utilizar a rede A.

Comentário: Modelo de redes neurais que usa a série de dados temporais e variáveis exógenas para projeção de carga em períodos de até 7 dias. Trabalho bem escrito, com apresentação clara dos resultados e aplicabilidade.

3.12 - MODELAGEM DE UM SISTEMA PARA GERENCIAMENTO DE CONTRATOS DE VENDAS INTELIGENTES E GERENCIAMENTO DE MANUTENÇÃO EM INFRAESTRUTURA DE MICRORREDES AGREGADAS.

ROBERTO ALEXANDRE DIAS(1); VALDIR NOLL(2); MARIO DE NORONHA NETO(3); RUBIPIARA CAVALCANTE FERNANDES(4); - IFSC(1);IFSC(2);IFSC(3);IFSC(4);

O crescimento da produção de energia elétrica por fontes alternativas em virtude da redução de custo de seus ativos e a perspectiva de ampliação abertura do mercado livre no Brasil, cria uma necessidade para o desenvolvimento de soluções inteligentes de gerenciamento remoto destes ativos. A possibilidade de agregação de sistemas distribuídos de geração de energia constituindo usina virtuais ainda tem diversos desafios de pesquisa em aberto. Com base neste cenário a presente trabalho consiste na pesquisa e desenvolvimento de um sistema de gerenciamento de infraestrutura de microrredes de geração de energia elétrica através de fontes alternativas, com ênfase, inicialmente, em geração fotovoltaica. O novo marco regulatório do mercado livre de energia, previsto após as discussões da consulta pública 033/2017 do Ministério das Minas e Energia, e a redução de custos para produção de energia por fontes alternativas constituem um cenário propício ao desenvolvimento de novos modelos de contrato de venda de energia. Para tanto, a agregação de microrredes gerenciadas por um provedor de infraestrutura de geração distribuída de energia, exige esforços desafiadores tanto para o gerenciamento da manutenção destes ativos, como para o gerenciamento inteligentes destes contratos. O presente trabalho consiste na modelagem de um sistema de gestão da manutenção de infraestrutura de geração distribuída de energia elétrica integrado a um sistema de gerenciamento de venda de energia no mercado livre. Através deste sistema, empresas provedoras de serviços de gerenciamento de infraestrutura de geração de microrredes, poderão implementar usinas virtuais (Virtual Power Plants - VPP) pela agregação de microrredes implantadas em espaços físicos próprios ou de terceiros. Desta forma, o provedor de serviços poderá executar a gestão da manutenção remota de seus ativos, visando a manutenção das especificações de projeto, a manutenção preditiva de falhas e verificação da perda de desempenho em componentes do sistema de geração. O sistema prevê uma inteligência na gestão dos contratos de forma dinâmica, de dados coletadas e em nuvem computacional oriundos dos consumidores e das unidades geradoras agregadas. Parâmetros ambientais como insolação, condições atmosféricas e climatológicas oriundas de serviços de previsão do tempo, disponíveis em base de dados abertas, poderão ser cruzadas com as informações oriundas dos microrredes para planejamento de capacidade, a fim de subsidiar o sistema de gestão de contratos de venda de energia no mercado livre. Com a implantação do sistema proposto, será possível definir modelos de negócios para viabilizar comercialmente a adoção do sistema. Um exemplo seria o modelo em que os consumidores da energia atuam como assinantes do serviço. Desta forma, a remuneração ao prestador de serviço poderá ser feita através de uma mensalidade ou por uma parcela da energia gerada em superávit. Atuando de forma agregada, o provedor de serviço poderá realizar a melhor negociação no mercado livre. Outro exemplo de modelo de negócio poderá ser a remuneração do proprietário de áreas arrendadas para instalação dos microrredes de geração de energia, ou usinas em terrenos de propriedade do provedor do serviço.

Perguntas e respostas:

A) Os autores têm conhecimento de arranjos similares ao proposto em operação em outros países nos quais a utilização de smart grid já está difundida na rede de distribuição?

B) Para a aplicação do sistema proposto na gestão de contratos de venda, será preciso que a regulação evolua e permita a venda de excedentes de geração distribuída. Os autores têm conhecimento desse tipo de possibilidade em outros mercados de energia?

C) Mesmo que o modelo de VPP não prospere, o acompanhamento remoto do nível de geração das instalações distribuídas é de vital interesse pelas Distribuidoras para correta gestão de sua rede. Sendo assim, o acompanhamento da necessidade de manutenção não poderia ser feito pelas próprias Distribuidoras e vendido como um serviço a terceiros?

Comentário: O trabalho discute o desenvolvimento de uma VPP - Virtual Power Plant - a qual, utilizando smart grids em instalações fotovoltaicas distribuídas, poderia gerenciar remotamente tanto as necessidades de manutenção quanto a produção conjunta dos equipamentos, agregando sua produção excedente e facilitando sua colocação no mercado livre. O trabalho é interessante mas ainda incipiente.

3.13 - OTIMIZAÇÃO E MITIGAÇÃO DE RISCOS EM CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA CONSIDERANDO O PLD HORÁRIO

ROGERIO ANTONIO VILELA(1); CLODOMIRO UNSIHUAY VILA(2); FRANKLIN KELLY MIGUEL(1); - Copel GET(1);UFPR(2);

Os contratos de venda no ambiente regulado para agentes geradores eólicos ganharam uma nova modalidade no ano de 2018 com o leilão de energia A-6 promovido pela (ANEEL, 2018a). Trata-se do CCEAR EOL QTD (Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado por Quantidade). Uma das principais características dessa modalidade é uma possível exposição do agente gerador eólico ao PLD da hora, sendo necessário ao agente mitigar esse risco a fim de otimizar sua receita. A previsão de início de operação desses empreendimentos eólicos é entre 2023 e 2024, sendo que nessa época provavelmente já estará em vigor o PLD Horário (seu implantação está prevista para 2020 conforme o Ministério de Minas e Energia). O objetivo desse artigo é realizar um estudo apontando os riscos e oportunidades desse tipo de contrato regulado considerando o PLD horário na liquidação mensal dos contratos.

Perguntas e respostas:

A) Como os investidores devem superar estas novas barreiras comerciais na comercialização no ACR e ACL ?

B) A precificação horária sempre vai prejudicar o valor dos projetos eólicos ou depende do regime de produção ?

C) A mudança no padrão do CCEAR de disponibilidade para quantidade trouxe impacto aos novos projetos ? qual foi o objetivo da mudança proposta ?

Comentário: O artigo faz uma análise dos riscos dos projetos eólicos com as mudanças das regras de comercialização em leilões do ACR e quando submetidos ao novo padrão de precificação horária.

3.14 - Teoria de Opções Reais: Uma aplicação em usinas eólicas no mercado livre

RICARDO LINDEMAYER(1); RICARDO ROCHMAN(2); - ELETROSUL(1); EESP-FGV(2);

O mercado livre de energia tem apresentado um elevado nível de crescimento, enquanto que a fonte eólica atingiu 8% da matriz elétrica brasileira. O objetivo do trabalho é aplicar a Teoria de Opções Reais (TOR) na avaliação da reconstrução de quatro eólicas, que oferecem flexibilidade gerenciais, cuja energia seria destinada ao ACL. Empregou-se o modelo binomial. As opções de abandono e adiamento agregaram valor, e a opção de expansão não gerou valor. Concluiu-se que a TOR permite identificar em quais cenários as decisões poderão ser tomadas, as usinas eólicas possuem opções reais, e o presente trabalho mostra formas de aproveitá-las.

Perguntas e respostas:

A) Na aplicação a dependência com o perfil de preços no ACL é decisiva nas opções consideradas e existem incertezas grandes no perfil futuro de preços do ACL. É possível incluir a gama de incertezas do preço na TOR? Como?

R: Sim. Conforme exposto no questionamento, a volatilidade do perfil dos preços dos ACL é elevada e impacta diretamente no valor das opções consideradas. Essa volatilidade, aqui entendida como sinônimo de incerteza, é considerada na valoração das opções por meio da metodologia de árvores binomiais. O método é representado graficamente por uma árvore de decisão, a qual é elaborada considerando as datas para a execução das opções aplicando-se os fatores probabilísticos que consideram a probabilidade de subida (u) e descida (d) em cada uma das etapas: $U = e^{r\Delta t}$, onde r é a volatilidade, Δt é o período de tempo. U é o fator que considera o aumento do valor do ativo, d: $e^{-r\Delta t}$ ou $1/u$, fator que considera a redução do valor do ativo. Nas fórmulas para cálculo do u e d , foi considerada a volatilidade (σ) de 20,72% a.a. relativo ao preço do ACL do produto A 1, ou seja, com suprimento no ano seguinte, extraído do histórico de preços da plataforma de preços Dcide.

B) A aplicação da TOR no valuation de projetos de energia já é uma prática aceita pelos investidores?

R: Durante a elaboração do presente Informe Técnico, fruto de uma dissertação de mestrado em economia, o autor estudou uma ampla base de trabalhos acadêmicos internacionais e nacionais, os quais empregaram a TOR em projetos do setor elétrico. Inclusive, alguns autores desses trabalhos eram funcionários de bancos de investimento e empresas do setor energético. O autor trabalha na área de comercialização de energia, e nas interações com áreas de negócios de outras empresas, não identificou o emprego da TOR, apenas VPL. Com base em conversas com professores de finanças e trabalhos acadêmicos, é possível afirmar que a TOR é uma prática aceita nas indústrias de medicamentos, mineração e óleo e gás.

C) As condições macroeconômicas é um dado de entrada importante no processo do valuation de projetos de energia e a TOR consegue capturar com robustez as incertezas nestes dados?

R: Sim. A TOR, assim como no VPL, consegue capturar condições macroeconômicas como taxa livre de risco (rf), inflação e custo de capital (WACC). A taxa livre de risco (rf) é um dado de entrada para cálculo da probabilidade de um movimento de subida p : $p = (e^{r\Delta t} - d) / (u - d)$. A inflação e custo de capital (WACC) são variáveis consideradas para cálculo do VPL dos ativos, base de cálculo da TOR.

Comentário: Artigo com proposta de aplicação da teoria de opções reais (TOR) na decisão de reconstrução de usina eólica para venda no ACL. A viabilidade da venda possui uma relação muito forte com a perspectiva de preços neste mercado e a TOR é aplicada na estratégia.

3.15 - Economia Comportamental e o Consumidor Residencial de Energia Elétrica frente as Opções de Resposta da Demanda.

ANA LUCIA RODRIGUES DA SILVA(1); REINALDO CASTRO SOUZA(2); FERNANDO AMARAL DE ALMEIDA PRADO JUNIOR(1); - SINERCONSULT(1); PUC-Rio(2);

O trabalho apresenta a aplicação dos conceitos da economia do comportamento humano para estudar o comportamento do consumidor residencial frente aos processos de decisões associados a Resposta da Demanda, onde se incluem novos sistemas tarifários, como a Tarifa Branca e o sistema de Bandeiras Tarifárias. Para isso, este trabalho apresenta os resultados do projeto de P&D ANEEL intitulado "Projeto Piloto de Avaliação da Reação dos Consumidores ao Sistema de Prê-pagamento e as Tarifas Diferenciadas na Baixa Tensão em um Ambiente de Redes Inteligentes" - código Aneel PD-0380-0013/2013 no que tange aos estudos e análises estatísticas desenvolvidas dentro do experimento de opções tarifárias.

Perguntas e respostas:

A) 1) O que poderia ser feito pelas distribuidoras e outras instituições para incentivar mudanças de hábito do uso de energia por parte dos consumidores?

Primeiramente os autores acreditam que seja fundamental educar, de forma continuada, o consumidor sobre seu papel de protagonista no perfil de consumo que exerce. Para tanto, é fundamental o acesso fácil às informações necessárias e aos seus respectivos dados de medição. A análise conjunta dessas informações pode propiciar escolhas inteligentes de consumo ou não consumo nos diferentes horários dos dias e períodos do ano. Não podemos esquecer como o consumidor aprendeu e exerceu esse conhecimento na telefonia móvel.

B) 2) A tarifa branca ainda é pouco conhecida por parte dos consumidores residenciais. Como levar o conhecimento deste instrumento tarifário para a sociedade?

Os autores acreditam que é necessário um Plano de Comunicação, que seja simples e amplamente divulgado, baseado em casos práticos de economia financeira decorrente da alteração de perfil de consumo. O conhecimento da fatura e de seus diferentes componentes, associado ainda ao fácil acesso às medições em tempo real permitem a adoção de medidas que possam ter seus impactos já conferidos no próximo ciclo de medição. A assertividade das economias auferidas retroalimentam a predisposição em alterar o perfil de consumo para economizar.

C) 3) Na opinião de vocês, o que falhou no programa piloto de resposta da demanda?

De uma maneira geral, os principais problemas em um projeto de resposta a demanda no Brasil estão associados as falhas com os medidores inteligentes e a comunicação remota dos mesmos. Em alguns projetos, isso criou uma desconfiança do consumidor em relação a tecnologia e sua potencial economia. A comunicação assertiva com o consumidor também é um ponto de melhoria desejado.

Comentário: Tema atual e interessante. O artigo final está aderente ao resumo proposto e está melhor redigido. O trabalho apresenta resultados de avaliação do comportamento de consumidores aos efeitos da tarifa branca, na qual os valores da energia variam ao longo do dia, mostrando que os consumidores necessitam se adequar aos sinais tarifários para que a tarifa branca seja utilizada de forma eficiente.

3.16 - Incentivos à Demanda: Efetividade do Mecanismo de Bandeiras Tarifárias na Alteração do Perfil de Consumo dos Agentes de Classe

AUGUSTO CÉSAR MONTENEGRO E SILVA(1); - CHESF(1);

A partir de dados de consumo cativo de energia elétrica, dos agentes de classe, essa pesquisa lança mão de um modelo econométrico, para avaliar se a sinalização, aos consumidores, dos reais custos de geração de energia elétrica, à qual confere o Mecanismo das Bandeiras Tarifária, implementado no Brasil a partir de 2015, foi efetivo na alteração do perfil de consumo dos agentes. Os resultados apontam para a inocuidade do mecanismo na redução da demanda cativa, configurando-o apenas como uma forma de antecipação de receita às distribuidoras.

Perguntas e respostas:

A) 1) Por que os autores não consideraram os efeitos do ACL na análise (somente comentaram superficialmente no artigo)? Como avaliar os efeitos das bandeiras na carga industrial e comercial excluindo-se as migrações para o ACL?

A ideia do Informe foi, fundamentalmente, avaliar a eficácia do mecanismo das BT na mudança do perfil de consumo dos agentes de classe. Isto é, verificar se os acréscimos aos valores da tarifa, quando do acionamento das BT, tem, efetivamente, provocado a redução do consumo, objetivo primeiro da implementação do mecanismo. Para tanto, observou-se, essencialmente, os efeitos no ACR, pois é sobre os consumidores deste ambiente de contratação que recaem os acréscimos, sendo o ACL apenas indiretamente afetado, através da migração dos agentes. A qualidade da avaliação dos efeitos das BT na mudança do perfil de consumo dos agentes, neste Informe, esbarra na agregação dos dados de consumo utilizados. Assim, a obtenção de um resultado mais "limpo" da análise utilizaria a utilização de micro dados de consumo, ou seja, dados desagregados por ambiente de contratação.

B) 2) Qual mecanismo de gestão pelo lado da demanda o autor entende que pode substituir as bandeiras tarifárias?

O informe técnico discute, brevemente, alguns trabalhos acerca dos incentivos econômicos à demanda, aplicados ao consumo de energia elétrica. E, alguns desses trabalhos, fundamentam os subsídios à demanda como uma forma de induzir uma alteração no comportamento dos consumidores. Dessa forma, embora haja uma questão inerente à elasticidade, discutida no IT, acredito que campanhas de descontos na conta de energia elétrica, para agentes que reduzissem o seu consumo, nos meses cujos custos de geração fossem mais elevados, poderiam incorrer em melhores resultados, sobretudo para a classe de consumo residencial.

C) 3) Quanto ao efeito no fluxo de caixa das distribuidoras provocado pelo mecanismo de bandeiras tarifárias, o autor entende que existem propostas mais adequadas ou a atual atende ao que se propõe?

As Distribuidoras foram, sem sombra de dúvidas, as maiores beneficiadas com a criação do mecanismo de BT desde 2015. As Bandeiras Tarifárias visam, essencialmente, a cobertura dos riscos hidrológicos assumidos por estes agentes e tem se cumprido a isso. Agora, a implementação de um mecanismo custoso ao consumidor final, e que, na verdade, se configura em um pagamento abusivo à elevação dos custos da geração, uma vez que a carga já paga encargos destinados à tal fim, deveria, no mínimo, ser periodicamente repensado e discutido entre os agentes.

Comentário: O artigo conseguiu cumprir sua proposta no que diz respeito aos consumidores residenciais de forma clara. Porém, o mecanismo foi criado também para pensar os efeitos de fluxo de caixa das distribuidoras que ficam expostas aos efeitos dos contratos por disponibilidade. Tal tema poderia ter sido melhor explorado, já que é relevante na formação da política citada. Além disso, a afirmação sobre os efeitos da bandeira nos segmentos comercial e industrial carece de fundamentação objetiva. Não foram apresentados estudos realmente conclusivos sobre o fato, sendo que as informações sobre o ACL são públicas e poderiam ter sido utilizadas em comparação com as informações de carga cativa para aprofundar a análise.

3.17 - Proposta de mitigação do risco de produção de energia de longo termo em leilões de energia eólica através do Markup de preço

ANTONIO CAMELO DA COSTA PERRELLI(1); EDUARDO DE AGUIAR SODRÉ(1); - CHESF(1);

Os leilões de energia reserva objetivam aumentar a segurança do sistema e mitigar o risco hidrológico. A abordagem econômica é teoricamente responsável pela definição do preço e pode ser determinística ou probabilística. A adequabilidade de cada metodologia está sujeita à precisão e finalidade dos resultados da investigação. A depender da metodologia utilizada, a superestimação econômica do empreendimento e consequente subestimação do preço são possíveis. O objetivo deste trabalho é investigar a qual abordagem os preços estão relacionados e propor aprimoramentos através do uso de técnicas de simulação e otimização para markup de preço.

Perguntas e respostas:

A) Para a análise da parte variável da receita, é preciso considerar cenários de PLD nos momentos em que a geração foi maior do que o limite superior? Em caso positivo, como foi feita a correlação entre cenários de produção eólica e cenários de PLD?

Sim, faz-se sempre necessário que a empresa defina patamares de PLD nos cenários em que a geração supere os limites. A fim de evitar que a alta correlação entre o PLD e os cenários de produção eólica pudesse adicionar risco às caudas da distribuição e enviar os resultados, o PLD neste estudo foi considerado igual ao preço do cclear reajustado na data da obrigação do pagamento (geração menor que contrato) ou de recebimento de indenização (geração maior que contrato) após apuração quadrianual.

B) Os desvios-padrões de geração utilizados estão na faixa de 3% a 21%. Os autores podem dizer qual valor dentro dessa faixa é mais representativo das variações de geração dos parques eólicos que são o objeto dessa análise?

O parque eólico objeto desta análise possui a faixa mais representativa entre 9% a 12%. O markup de preço sugere, neste caso, os ajustes de 7,86% a 11,45% no preço de partida.

C) Como o PLD horário impactará a análise realizada?

A adição de mais uma incerteza no modelo adicionará risco às caudas da distribuição de rentabilidade para formação do preço. Desta forma, os coeficientes de markup do preço serão maiores. Todavia, devido a impossibilidade de ajustar o PLD a uma distribuição de probabilidade, sugerimos que o markup seja realizado dado determinado cenário de PLD.

Comentário: O trabalho faz uma modelagem de retorno de investimento em geração eólica considerando a variabilidade na geração de energia. Apresenta um resultado interessante da necessidade de um sobrepreço para suportar essa variabilidade e, assim, garantir uma TIR mínima com determinado nível de risco.

3.18 - Avaliação de SPEs sob a ótica do investidor - Alternativas de indicadores de rentabilidade associada à liquidez corrente no fluxo de caixa

PAULO GLÍCIO DA ROCHA (1); LUCAS VARJAO MOTTA(2); FRANCISCO DE SOUZA RAMOS(2); - CHESF(1);UFPE(2);

Este trabalho apresenta possíveis indicadores de resultados para a tomada de decisão dos investidores em projetos de geração e transmissão, tipo project finance, considerando os riscos inerentes ao certame licitatório, onde a rentabilidade do capital aplicado deve ser o foco principal dos projetos, frente aos agentes financiadores, riscos ambientais, riscos de engenharia de projeto. É apresentado indicadores de rentabilidade que incorporem a componente da liquidez corrente do projeto, para os investidores. É feito dois casos de estudos: um projeto de transmissão e outro de geração, considerando as características específicas de riscos associados. Não considera-se, para o caso do projeto de geração riscos hidrológicos, GSF e Mecanismo de Realocação de Energia. Como resultado é apresentado as simulações probabilísticas incorporando aos tradicionais métodos de avaliação a componente de liquidez.

Perguntas e respostas:

A) Na comparação entre os projetos hidroelétricos e de transmissão (item 5.4) os autores mencionam o relativo sucesso dos leilões de hidrelétricas frente aos de transmissão. Porém, o que se tem observado nos últimos anos é um resultado inverso. Os autores podem comentar esses resultados, inclusive com base na metodologia proposta?

O sucesso relativo aos investimentos de geração e transmissão, realmente, tem alternado quanto ao risco envolvido, modalidade de leilão, condições de financiamentos, restrições operativas, a exemplo do "Linha do Madeira" - limitação de disponibilização da capacidade de transmissão, da energia gerada, havendo perda de lucratividade nos empreendimentos, UHE Jirau e UHE Santo Antônio. A metodologia proposta não captura possíveis alterações de risco sistemático, aquele em que o investidor não tem ação, a exemplo de mudança de regras de financiamento. A metodologia aponta para risco assimétricos ou não sistemáticos, onde a ação do investidor tem relação direta no resultado, final. O que identificamos, como resultado, foi a falibilidade dos de transmissão.

B) Na conclusão, os autores mencionam os deságios e a variação dos gastos e riscos dos projetos hidroelétricos em comparação com os de transmissão, afetando o ILP. Não seria o caso do "desastre anunciado", ou seja, as más estimativas de premissas conduziram, inevitavelmente, ao baixo ILP?

As estimativas das principais variáveis, que afetam os empreendimentos, refletem diretamente nos resultados. As condições e premissas dos investidores, são, as vezes, por demais otimistas, ou por vezes, não capturadas na sua essencialidade e volatilidade, dada por diversos problemas de conhecimento ou mesmo expectativas além da real mensuração das mesmas. No entanto, acredito, que o desafio dos investidores em superar possíveis gargalos, fazem com que se tenham os lances nos preços da energia, ou das RAP - Receita Anual Permitida da Transmissão. Pode-se imaginar que, fatores exógenos cumulativamente, podem trazer benefícios que compensem possíveis perdas.

C) Como os autores vislumbram a aplicação do ILP para projetos de outras fontes de geração, como eólica, solar e termelétricas?

A proposta de se utilizar ILP não é discriminatório por fonte de energia, podendo compará-las, respeitando as características dos projetos. Aqui o mais relevante é o efeito financeiro para os investidores, e, como resultado, apontar para os empreendimentos com melhor resultado financeiro. Cada fonte de energia tem fatores de volatilidade que afetam o resultado econômico e financeiro dos projetos, e naturalmente, recairá uma classificação de risco versus liquidez do capital aplicado, no que apontar para o de menor tempo.

Comentário: O artigo apresenta uma metodologia para avaliação da liquidez do capital, privilegiando o curto prazo, através do cálculo do ILP - Índice de Liquidez Plena.

3.19 - Precificação da Transmissão Considerando Cenários Hidrológicos e Definição de Zonas Tarifárias

CARLOS RUBENS RAFAEL DORNELLAS(1); ARMANDO MARTINS LEITE DA SILVA(2); JOÃO GUILHERME DE CARVALHO COSTA(3); ZULMAR SOARES MACHADO JUNIOR(3); ANDRÉ LUIS MARQUES MARCATO(4); JOÃO CARLOS DE OLIVEIRA MELLO(5); - CCEE(1);PUC-Rio(2);UNIFEI(3);UFJF(4);ThyMos(5);

Este trabalho propõe um procedimento inovador para consideração de cenários hidrológicos na precificação nodal da transmissão obtidos a partir da modelagem energética hidrotérmica, mais próximos da realidade operativa do sistema e adequados ao planejamento da operação da transmissão. O objetivo é tornar a tarifação mais locacional e aderente aos cenários de geração utilizados em estudos de planejamento de médio prazo. Os desenvolvimentos são descritos com a apresentação de conceitos, equações e algoritmos. Características importantes, como a sensibilidade à hidrologia, são ilustradas com base em aplicações com o sistema brasileiro para o ciclo tarifário 2014/2015. Ao final, são apresentadas análises probabilísticas de encargos de transmissão para usinas termelétricas e hidrelétricas de submercados distintos.

Perguntas e respostas:

A) A proposta da metodologia de múltiplos despachos é uma implementação simples no ambiente do programa NODAL? Como estabelecer o critério de definição dos múltiplos despachos?

A versão atual do Programa Nodal não é sensível ao despacho utilizado. Então, inicialmente deve-se aperfeiçoar o Programa para torná-lo sensível ao despacho, visando introduzir os múltiplos despachos. Os múltiplos despachos são definidos no âmbito da Programação Mensal da Operação, trabalho conduzido pelo ONS em conjunto com os Agentes.

B) Qual a dificuldade atual de revisão das atuais TUSTs dos agentes de mercado? no caso de identificada alguma dificuldades como seria possível superá-la?

A principal dificuldade diz respeito à incorporação há longa data dos custos de transmissão nos orçamentos dos Agentes, considerando uma metodologia que não é sensível ao despacho utilizado. A melhor forma de superar é demonstrar os reais benefícios de uma metodologia mais locacional na realização de investimentos vis a vis o uso mais eficiente da rede de transmissão.

C) Com a adoção dos múltiplos despachos no NODAL é possível afirmar que a volatilidade das TUSTs seria menor? É possível afirmar que com esta nova metodologia de despacho a representação do problema estaria mais fidedigna?

O trabalho não abordou a volatilidade das tarifas de transmissão resultantes, sob ambos os aspectos, espacial e temporal. No entanto, como o objetivo principal é a intensificação do sinal locacional, é de se esperar em termos gerais uma elevação da volatilidade. A definição de Tarifas Zonais, conforme proposta no trabalho, pode mitigar tais efeitos indesejáveis do ponto de vista de um investidor. Quanto à representação do problema, considerando que os despachos hoje utilizados pelo Programa Nodal não guardam semelhança com a realidade operativa, sem dúvida o trabalho consiste em uma representação mais fidedigna.

Comentário: Trabalho de fronteira importante para a regulação das tarifas de transmissão que enfrenta o desafio de proporcionar uma solução multidespacho na metodologia Nodal.

3.20 - Impactos do PLD horário para o Energia de Reserva

PATRICK YUICHI HIGUCHI(1); - CCEE(1);

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) horário é um futuro próximo da realidade. Através das divulgações do PLD Sombra, realizadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), fica claro a volatilidade do preço, e evidencia a tendência de se obter um PLD baixo no período da madrugada, principalmente do submercado Nordeste. Em contrapartida, grande parte das usinas eólicas têm o maior volume de geração no período da madrugada. Este Informe Técnico tem como objetivo explicitar os impactos do PLD horário para o mecanismo do Energia de Reserva, uma vez que grande parte das usinas são eólicas.

Perguntas e respostas:

A) A conclusão do trabalho é que a implantação do preço horário causaria impactos negativos aos investidores de eólicas caso não estivessem no ambiente de contratação de energia de reserva ?

Os investidores de eólicas do ambiente regulado em geral, não terão fortes impactos financeiros devido às regras específicas dos contratos. O trabalho teve um enfoque na Energia de Reserva, porém, empreendimentos que têm Contrato de Comercialização de Energia do Ambiente Regulado (CCEAR) também terão um efeito parecido de receber a receita, independente do horário que a energia for gerada. Os empreendimentos que estiverem fora do ambiente de contratação regulado, terão uma percepção e uma preocupação maior com relação ao preço horário, podendo ser estes, um impacto negativo. Caso a energia da usina eólica seja atrelada ao preço horário, o investidor de eólica fora do ambiente regulado poderá ter um impacto negativo, se comparar com o preço semanal/patamar.

B) Qual a razão principal do impacto negativo do preço horário na receita das eólicas ?

As receitas das eólicas de energia de reserva não sofrerão impacto, pois as suas receitas não são dependentes do preço horário. Para as usinas do ambiente livre, o impacto negativo se dará devido ao fato de o preço tender a ser mais baixo do que o preço praticado hoje (semana/patamar), justamente no período em que a geração tende a ser maior. Caso a usina eólica atrele sua geração ao PLD (liquidando no Mercado de Curto Prazo ? MCP, ou vendendo ao PLD Spread), a sua receita tende a ser menor devido ao fato supracitado.

C) Esta percepção de impacto negativo do preço horário na receita das eólicas não pode criar resistência para adoção da nova precificação ?

Acredito que já está criando uma grande resistência para a adoção da nova precificação, sendo este, o tema de muitos debates e fóruns do setor. Ainda há alguns pontos a serem analisados, e o próprio Ministério de Minas e Energia anunciou a decisão de implantar a nova precificação em 2 fases diferentes, podendo assim, realizar uma análise mais aprofundada dos impactos.

Comentário: o artigo produz uma avaliação do impacto do preço horário na conta de balaço da energia de reserva - CONER. A conclusão é que a CONER perderia valor com as séries de preços históricos do período sombra. Pouco claro a descrição da modelagem adotada para a simulação do impacto.

3.21 - Análise da alteração de modalidade dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado de empreendimentos eólicos de disponibilidade para quantidade: Custos e riscos do ponto de vista do vendedor e do comprador

LEANDRO PEREIRA DE ANDRADE(1); Gustavo Brandão Haydt de Souza(2); Flavio Alberto Figueiredo Rosa(3); Patricia Costa Gonzalez de Nunes(4); Jorge Trinkenreich(5); Anderson da Costa Moraes(6); - EPE(1);EPE(2);EPE(3);EPE(4);EPE(5);EPE(6);

Com a crescente participação de empreendimentos eólicos nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e amadurecimento do conhecimento do recurso eólico, percebeu-se necessidade de alterar a forma de contratação por disponibilidade, com alocação do risco financeiro de curto prazo da produção de energia no comprador, para uma alocação mais adequada a quem possa gerenciá-lo e precificá-lo. Assim, surgiu a possibilidade de utilização de contratos por quantidade. Portanto, buscou-se avaliar o impacto nos riscos financeiros do vendedor dessa mudança contratual e os riscos da sazonalidade do contrato na rentabilidade do vendedor e na expectativa de custo do comprador.

Perguntas e respostas:

A) A mudança da modalidade do CCEAR das eólicas para quantidade tem um risco adicional que é a sazonalização e modulação do contrato. Qual a opinião dos autores sobre padrões diferentes de sazonalização e modulação que não sejam aderentes ao próprio padrão da geração do projeto ?

A mudança da modalidade do CCEAR das eólicas para quantidade com parametrização conforme a carga é importante aprimoramento regulatório do setor. Com essa alteração, alocam-se os riscos de entrega no agente gerador, trazendo o real valor do empreendimento em relação à sinalização do mercado de curto prazo para os leilões de energia do mercado regulado.

B) Ao se transferir riscos de exposição ao PLD para o gerador, a sua precificação fica sujeita às suas premissas e perfil de risco. O consumidor não estaria sendo levado a abrir mão de um benefício que é a sua maior capacidade de gestão deste risco e não a geração ?

Apesar do portfólio estar sob responsabilidade do agente distribuidor, o mesmo não possui a capacidade de escolha entre os empreendimentos a serem contratados nos leilões, a decisão de divisão dos produtos entre as fontes é do poder concedente. Dessa forma, apesar de possuir portfólio com dimensão considerável em relação a contratação, o agente distribuidor não possui muitas ferramentas para equilibrar seu portfólio, sem contar que não gere a produção, sendo incapaz de prever com acurácia os montantes que serão gerados e a eficiência da planta.

C) A presença de exposições materiais em momentos de PLDs elevados com geração em volumes inferiores ao contratado em base mensal não podem levar as instituições financeiras a enxergar elevado risco de inadimplência em dívidas com amortizações mensais ?

Sim, as instituições financeiras podem exigir que a receita atenda um prêmio de risco considerável. Porém, a medida que o mercado for ganhando maturidade em relação a alocação de riscos no gerador, com a evolução da competição entre os credores e o aprimoramento das métricas de previsão de produção e carga dos agentes, é bastante provável que esse prêmio seja reduzido, principalmente pela característica sazonal do recurso eólico diretamente proporcional em relação ao período de escassez típica do sistema.

Comentário: O trabalho apresenta uma avaliação do impacto da troca dos contratos dos leilões de energia nova das eólicas (CCEAR) da modalidade disponibilidade para quantidade. Este é um tema de grande interesse para os investidores em eólicas e o artigo defende a mudança com argumentações técnicas e econômicas.

3.22 - Análise da Performance do MRE e seus Impactos Comerciais - Proposta de Revisão da Regulação

RENATO MENDES DA SILVA(1); JOÃO CARLOS DE OLIVEIRA MELLO(2); LEONARDO CALABRO(3); LUIZ LAERCIO S. MACHADO Jr.(4); DANIELA SOUZA(5); Vinicius Ragazi David(6); - Thymos(1);Thymos(2);Thymos(3);Furnas(4);Thymos(5);Thymos(6);

O presente trabalho tem como objetivos analisar o desempenho do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia), com foco no impacto do Fator de Ajuste do MRE (GSF - Generation Scaling Factor) nas relações comerciais das usinas participantes deste Mecanismo, além de propor novas regras de mercado para o MRE, de forma a recuperar a motivação de sua criação, que é o compartilhamento de riscos hidrológicos entre geradores hidrelétricos. A proposta é aferir o "GSF Implícito" no cálculo da garantia física das UHEs do MRE como limite de referência nas regras de mercado. O conceito de um "GSF Implícito" é justo na medida em que a garantia física é concedida pelo poder concedente e se torna o "lastro" para comercialização dos agentes hidrelétricos – assim, percebesse que os riscos da garantia física devem ser definidos juntamente com o seu cálculo.

Perguntas e respostas:

A) A proposta é inovadora e busca uma solução para o risco do MRE. Qual as necessidades de alteração na regulação para adoção das mudanças no MRE ?

B) Quais as vantagens e desvantagens da adoção da proposta para o futuro do MRE ?

C) As mudanças na matriz brasileira são responsáveis pelo perfil de risco vivenciado atualmente pelo MRE ?

Comentário: O artigo busca uma proposta inovadora para a gestão de risco dos geradores do MRE. A metodologia busca estabelecer limites de risco para o MRE com base na definição da GF das usinas hidrelétricas. Esta metodologia permite blindar o MRE dos efeitos exógenos que afetam o mecanismo.

3.23 - Desafios econômicos e regulatórios para inserção do armazenamento de energia no sistema brasileiro

MARIANA CHAMON LADEIRA AMANCIO(1); WADAED UTURBEY(2); LUCIANA S. MARQUES(3); - UFMG(1);UFMG(2);UFMG(3);

O armazenamento de energia elétrica é uma tecnologia que encontra-se em um estágio de desenvolvimento semelhante ao cenário da energia solar fotovoltaica dez anos atrás. Sua capacidade única de atuar como suprimento, demanda e infraestrutura, e de alternar entre esses papéis, é o que torna o armazenamento importante, mas também o que desafia sua integração ao sistema. Em vista disso, este trabalho estuda os contextos regulatórios do mercado do Reino Unido, Califórnia e PJM nos Estados Unidos, juntamente com uma discussão que visa a fornecer elementos para a regulamentação sobre armazenamento de energia por meio de baterias no contexto brasileiro.

Perguntas e respostas:

A) 1) Na opinião de vocês, quais as principais mudanças regulatórias necessárias para promover o desenvolvimento do armazenamento de energia no Brasil?

Apesar das diferenças, todas essas experiências envolvem um mercado atacadista de energia competitivo que opera em intervalos de tempo relativamente pequenos: os mercados diários (day-ahead) e intra-diários. Além disso, o fornecimento de serviços anclares, como regulação de frequência, capacidade e reserva, está também organizado em formato de mercado, e permite a participação do AE sem necessidade de mudanças estruturais significativas na regulamentação. A existência de múltiplos mercados com fechamento em diferentes horizontes de tempo facilita o aproveitamento da resposta rápida de diversas tecnologias de AE. Nesse sentido, as experiências apresentadas se distanciam muito do contexto brasileiro. É interessante notar que, no Brasil, os serviços de regulação de frequência e reserva são compulsórios para alguns geradores, sem remuneração extra. Isto resulta na impossibilidade econômica de se investir em sistemas de armazenamento no país para aplicações em serviços anclares e capacidade, visto que não haveria retorno sobre o investimento. Caso contrário, mudanças regulatórias e de estrutura de mercado importantes seriam necessárias para viabilizar estas aplicações. Há, por fim, as aplicações por trás do medidor, que envolvem a associação dos armazenadores a geradores/consumidores já existentes. Tais modelos de negócios se adequam à realidade regulatória do Brasil, não necessitando de grandes mudanças para serem empreendidos. Como exemplo, os AEs podem ser usados para mudar as características de produção de um gerador, aumentando sua energia firme. Do lado do consumidor, os AEs podem ser usados para mudar a curva de carga, aplainando-a, a fim de gerenciar os seus custos, no contexto de tarifas bianômias (p. ex. tarifas azul e verde) e com múltiplos postos (p.ex. tarifa branca). Para um prosumidor, os armazenadores podem balancear a geração renovável e reduzir o consumo da rede. Apesar de possíveis no contexto brasileiro, tais aplicações não são necessariamente rentáveis, sendo necessários estudos aprofundados sobre o assunto.

B) 2) Na opinião de vocês, quais tecnologias de armazenamento são as mais indicadas para as características do setor energético brasileiro?

Apesar da alta velocidade no desenvolvimento e amadurecimento de novas tecnologias, recursos como supercapacitores e flywheels ainda necessitam de muito investimento em pesquisa e estão distantes da realidade brasileira, principalmente considerando o atual cenário econômico em que o Brasil se encontra. Assim, considerando a conjuntura atual, as mais indicadas são as baterias de lítio e de chumbo ácido, por serem tecnologias mais maduras e acessíveis financeiramente. Além disso, as mesmas já podem ser adquiridas no mercado e a projeção é de declínio nos preços.

C) 2) Na opinião de vocês, quais tecnologias de armazenamento são as mais indicadas para as características do setor energético brasileiro?

Comentário: O artigo está aderente ao resumo apresentado e foca na apresentação do panorama técnico e regulatório de sistemas de armazenamento de energia em regiões dos Estados Unidos e do Reino Unido, destacando os produtos atualmente existentes e os desafios futuros, particularmente na área de regulação. Os autores concluem que muita da experiência internacional pode ser aplicada no Brasil com as adaptações necessárias.

3.24 - Efeitos do Período de Suprimento Contratual na Composição de Custos da Energia

LUCAS FREITAS DE PAIVA(1); WESLEY ISRAEL LOURENÇO(2); ERIK EDUARDO REGO(3); - USP(1);USP(2);USP(3);

Através de uma modelagem algébrica simples buscou-se neste estudo demonstrar que, com os atuais prazos de suprimento contratuais praticados nos contratos de energia nova (15 a 35 anos), tem-se uma tendência de elevada acumulação destes contratos na matriz total de contratação, com valores da ordem de 60% do total. Tamaña representatividade dos contratos de energia nova vai de encontro às premissas originais assumidas no desenho original do setor e acarreta em uma oneração do preço final da energia devido aos elevados custos financeiros para construção de usinas embutidos no preço dos contratos.

Perguntas e respostas:

A) O artigo propõe a discussão sobre a composição da carteira de contratos das distribuidoras, questionando se a participação maior de contratos de energia existente não seria um fator importante para redução de custos. Como essa conclusão seria modificada em um cenário de preços de energia nova menores do que o mix de compra das distribuidoras?

No artigo, buscamos uma modelagem simplificada da contratação de energia no SIN, porém coerente com os conceitos de fundação do setor. Logo, também já adiantando os questionamentos apresentados na segunda pergunta, toda a modelagem financeira dos contratos foi baseada nos "CUSTOS" que os empreendedores possuem para produzir a energia e não nos "PREÇOS" pagos por estes contratos, que são firmados primordialmente por condições de oferta e demanda nos leilões. Assim, é possível fixar-se uma premissa fundamental ao longo de todo o texto, o qual seja: "o gerador de energia existente deve haver custo de produção de energia INFERIOR a um gerador de energia nova, por não arcar com amortizações de investimentos". Logo, entendemos que em um cenário onde o "PREÇO" dos contratos de energia nova é inferior ao "PREÇO" dos contratos de energia existente, não se altera a conclusão do artigo, pois, não significa que o "CUSTO DE PRODUÇÃO" da energia nova ficou inferior que o da energia existente, mas sim que os empreendedores de energia existente estão conseguindo comercializar sua produção por margens de lucro maiores. Para garantir esta premissa, o artigo se embasou na fonte hidráulica como referencial de custos, pois, esta fonte é madura tecnologicamente e, por isso, não possuem grandes diferenças de eficiência entre usinas novas e antigas. Contudo, é relevante observar que tal cenário abre uma janela exploratória para se averiguar então porque atualmente os contratos de energia existente possam estar mais caros que os contratos de energia nova, o que muito provavelmente pode estar relacionado a baixa oferta de energia existente, dado a grande conversão destes contratos em cotas de garantia física nos últimos anos.

B) Por que os autores afirmam que é razoável assumir que os custos nos contratos de energia existente são basicamente os custos operacionais da usina? Considerando que os contratos de energia existente são celebrados em ambiente competitivo, não seria mais adequado dizer que os preços de energia existente dependem das oportunidades para venda dessa energia no mercado, e que uma melhor aproximação seria uma projeção do PLD, ou o CME ou alguma expectativa de preços de mercado?

Não. Pois, como adiantado na resposta anterior, fundamentamos as análises do artigo nos "CUSTOS" de produção da energia, que de alguma forma compõem a formação de "PREÇO" final destes contratos, que como descrita pelo revisor também engloba diversas outras variáveis de mercado como: PLD, CMO, Oferta e Demanda nos leilões, etc. No artigo elaborado, foi adotada esta abordagem de análise dos custos, justamente para permitir e destacar os efeitos danosos da agregação do lastro (onde entram os investimentos e financiamentos para construção das usinas) com energia (que deveria ter seu preço majoritariamente dado pelas condições de oferta e demanda, tendo como limite inferior os custos marginais de produção de energia da usina).

C) A equação que representa os custos de geração considera que a taxa de desconto é constante, não variando com o prazo de amortização do empréstimo. Como seriam os resultados caso fosse considerada uma redução dessa taxa de desconto à medida que a dívida é alongada?!

A taxa constante para diferentes prazos de amortização foi adotada como uma simplificação para facilitar a exposição da seguinte conclusão: "Financiar a construção de uma usina, a qualquer taxa que seja, sempre produzirá "CUSTOS FINANCEIROS" a serem incorporados no preço final da ENERGIA pago pelos consumidores". Assim, entende-se que de fato a oferta de taxas inferiores por contratos mais longos melhoraria o cenário apresentado, porém, não muda a conclusão supracitada. Neste sentido, o artigo propõe que a modelagem comercial que permita a remuneração das custos de investimento da usina (de natureza LASTRO) seja feita apartada da ENERGIA, pois, a compra de energia não precisa ser objeto de um contrato de financiamento de longo prazo e a remuneração a investimentos pode ser melhor endereçada em modelos comerciais específicos (mercado de lastro). Ademais, é apontado pelo artigo que ao se alongar o prazo dos contratos de ENERGIA os efeitos colaterais como indexação e baixa competitividade na comercialização desta produção se acentuam, podendo impactar significativamente o preço final da ENERGIA.

Comentário: O trabalho avalia o custo de compra de energia elétrica considerando diferentes composições de energia nova e velha. Conclui que os preços médios seriam menores se os contratos de energia nova não fossem tão extensos. Assume-se premissas que podem ser discutíveis: custo de operação como proxy para preço de energia existente, taxa de juros constante a despeito do prazo de financiamento.

3.25 - Estimação de custo de capital regulatório: uma visão multisetorial e multi-paises

PATRICIA M GUARDABASSI(1); EDUARDO MULLER-MONTEIRO(1); JOAO DANIEL CHO(1); FABRIZIO LOES(1); - Inst. Acende Brasil(1);

Este Informe Técnico apresenta um levantamento dos principais métodos de estimação de custo de capital regulatório utilizados em diversos países, e compara os valores de WACC vigentes em setores regulados brasileiros. Esta análise tem o intuito de oferecer referenciais empíricos de custo de capital em outros setores regulados e países, buscando assim minimizar a assimetria de informação entre regulador e empresas reguladas, podendo ser utilizado como subsídio em futuros processos de revisão tarifária na transmissão, cumprindo assim os objetivos de representação do custo de oportunidade de um investidor racional e de compatibilização entre rentabilidade regulatória e risco da atividade.

Perguntas e respostas:

A) Quais são as diferenças mais importantes identificadas entre os métodos da ANTT e da ANATEL? Há sustentação técnica/teórica para tais diferenciações?

A ANTT na definição do custo de capital para ferrovias, adota simulações de Monte Carlo e utiliza a "função densidade" dos parâmetros do CAPM para obter a taxa média esperada. A fundamentação é detalhadamente explorada na NOTA TÉCNICA Nº 016/SUEXE/2015. A metodologia empregada pela Anatel adota o CAPM Local em vez do CAPM Global. O custo de capital de terceiros é calculado considerando-se a taxa CDI como referencial da taxa livre de risco, somada a um spread equivalente à média ponderada dos prêmios de risco associado aos valores mobiliários com taxas pós-fixadas, emitidos no Brasil nos últimos três anos da data de cálculo. Para o custo de capital próprio, a Anatel emprega a taxa de mercado dos títulos públicos denominados em reais com vencimento mínimo de cinco anos para definir a taxa livre de risco, o prêmio de risco de mercado computado a partir do Ibovespa e betas computados para as próprias empresas no mercado Bovespa. O embasamento da decisão está detalhado no Informe 21/2018/SEI/CPAE/SCP e também no Informe 14/2017/SEI/CPAE/SCP.

B) Existe, dentro das metodologias de outros países avaliadas, algum procedimento de relaxamento dos parâmetros e ou dos resultados (ex: intervalo de confiança, normalização pela média, entre outros) tendo em vista maior assertividade das estimativas?

Nos documentos analisados não foi possível identificar procedimentos desta natureza. Pode-se observar, que os valores adotados para cada parâmetro variam entre países, não sendo possível fazer uma generalização de padrões.

C) Uma alternativa que fuja do arcabouço teórico tradicional pode ser proposta para endereçar as peculiaridades apontadas na conclusão do trabalho, notadamente aquelas associadas às estruturas político-regulatórias?

O projeto de P

Comentário: O trabalho faz um apanhado de metodologias e parâmetros utilizados em diversos países para o custo de capital regulatório. Também compara, no Brasil, os diversos setores de infraestrutura com o setor elétrico.

3.26 - Atuação estratégica do Grupo Eletrobras no processo de revisão tarifária das concessões de transmissão prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013

FRANCISCO DE ASSIS AVILA FARIA(1); MERIAM ABRAMAH OHANA(2); KLEBER DAVID BELINOVSKI(3); FERNANDO ARAUJO GONÇALVES PRUDENTE(4); HENRIQUE OSWALDO MASSENA REIS JUNIOR(5); - ELETROBRAS(1);ELETROBRAS(2);ELETROBRAS(3);ELETROBRAS(4);ELETROBRAS(5);

Os ativos de transmissão do Grupo Eletrobras representam aproximadamente metade do Sistema Interligado Nacional – SIN, sendo que, grande parte desses ativos encontram-se nas chamadas concessões renovadas nos termos da Medida Provisória – MP nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013. Por força contratual a primeira revisão tarifária dos contratos renovados seria realizada no ano de 2018, entretanto, devido a grande complexidade dos temas envolvidos, ao grande impacto na situação econômica das empresas, as quais ainda se recuperam da brusca redução de receitas ocorrida em 2013, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL optou por realizar uma revisão provisória no ano de 2018 e manter as discussões para uma posterior revisão em 2019. A revisão tarifária da transmissão, materializada na Audiência Pública – AP nº 41/2017 - ANEEL e seus desdobramentos, colocou em pauta para discussão uma vasta gama de assuntos de significativa relevância para o segmento de transmissão brasileiro, tais como: (i) custos operacionais regulatórios; (ii) banco de preços de referência, (iii) RAP de reforços e melhorias; (iv) alternativas metodológicas para a remuneração do capital – WACC / CAPM; (v) vida útil regulatória dos equipamentos de transmissão; dentre outros. O iminente impacto de nova redução de receitas para o segmento de transmissão, aliado ao momento empresarial vivido pelo Grupo Eletrobras, possibilitou uma atuação conjunta e integrada do Grupo nas tratativas referentes revisão tarifária da transmissão, resultando em redução significativa dos impactos inicialmente previstos na AP 41, além de ganhos intangíveis na integração das empresas Eletrobras.

Perguntas e respostas:

A) Dentro da nova forma de atuação conjunta das empresas do Grupo Eletrobras, há uma prevalência da posição da Holding em situações de divergência de posições ou as decisões sempre se dão por consenso entre Holding e Controladas?

B) Como está sendo utilizada essa nova forma de sinergia para o compartilhamento de iniciativas de redução de custos e aumento de eficiência operacional?

C) Além da defesa de interesses comuns como é o caso apresentado no artigo, vislumbra-se essa coordenação da Holding para discussão conjunta dos novos investimentos que as Controladas pretendem fazer em transmissão e geração?

Comentário: O trabalho relata uma série de ações que passaram a ser feitas de maneiras coordenada no Grupo Eletrobras para a defesa dos interesses das empresas do Grupo nas discussões da revisão tarifária da transmissão.

3.27 - Mudança do regime tarifário de preço-teto para receita-teto para as distribuidoras de energia elétrica

LUCAS FERNANDES CAMILO SIMONE(1); GUSTAVO GONÇALVES BORGES(1); - USP(1);

O setor elétrico passa por um momento de transição em todo mundo, com descentralização dos investimentos, mudança no comportamento dos consumidores e alteração no paradigma do planejamento e operação das redes elétricas. Esse cenário impacta diretamente o segmento de distribuição. Para acompanhar tais mudanças, será necessário que a regulação evolua, com vistas a incitar e viabilizar essas inovações. Este artigo trata de uma proposta de mudança do regime tarifário da distribuição de preço-teto para receita-teto, com o objetivo de adequar a necessidade de receita suficiente para remunerar e cobrir os diversos custos envolvidos até a entrega ao consumidor.

Perguntas e respostas:

A) A mudança do regime preço-teto (price cap) para um regime de receita teto (revenue cap) não poderia implicar em uma espécie de subsídio que beneficiará os consumidores com GD em detrimento dos demais consumidores, os quais acabarão pagando pelos custos que deixarão de ser arcados pelos primeiros?

O subsídio da GD ocorre hoje em função da tarifação monômica (volumétrica). Essa distorção pode ser ajustada com a mudança para a tarifa binômica. A escolha pelo regime receita teto observa apenas a necessidade de receita do lado da distribuidora. Assim, se ocorrer aumento significativo de GD em determinada área de concessão até a revisão tarifária, hoje, no regime preço-teto, esse custo será suportado pela distribuidora. No momento da revisão, o novo set tarifário será ajustado. Com o regime receita teto esse ajuste será anual. Então, do lado do consumidor, com a mudança para a receita teto haverá sobrecurso entre ciclos. Porém, na revisão tarifária, nada muda.

B) Um regime de tarifação binômica em que não seja necessária a troca de medidores e no qual a receita da distribuidora (VPB) esteja atrelada a uma outra variável de faturamento que não o kWh (capacidade do disjuntor da UC, consumo contratado, demanda declarada, parcela fixa em função do tamanho da UC e etc) não levaria a uma solução mais satisfatória para o problema apontado no artigo?

A estrutura tarifária é definida sobre padrões e médias de consumo. Por mais que se definam faixas na cobrança binômica (como exemplificado, por capacidade, por consumo, demanda ou outras variáveis), sempre haverá descasamento entre a receita obtida com o faturamento das UC e a necessidade de receita da distribuidora. Nesse sentido, as duas mudanças são complementares: de um lado a tarifação binômica ajudará a corrigir distorções do faturamento, do outro, a concessionária terá a receita necessária para a prestação do serviço de distribuição de forma adequada e eficiente.

C) Na proposta apresentada, caso o mercado da distribuidora cresça ao longo do ano e seja maior do que o Mercado de Referência ela teria que "devolver" aos consumidores os valores que superarem a receita teto?

Sim. Na situação em que o mercado realizado supera o de referência a concessionária devolverá. No caso inverso, receberá via tarifa no reajuste. Porém, o que precisa ser observado é a mudança do driver da geração de receita da distribuidora, onde o importante será a cobertura, remuneração e incentivo à eficiência nos serviços de rede e não mais sobre a perspectiva do aumento de consumo. Esta é uma forma de manter a modicidade tarifária sob a perspectiva da necessidade de receita da distribuidora.

Comentário: O trabalho faz um apanhado da utilização da metodologia de price cap para remuneração das empresas de distribuição e propõe a adoção do esquema de receita teto como melhor forma de fazer frente às mudanças tecnológicas e também comportamentais dos consumidores.

3.28 - Propostas para Transição entre MRE e Despacho Físico por Oferta

MÁRIO LUIS BLOOT(1); LEANDRO ANDRADE NACIF(2); ROMULO CAMARGO(3); KLAUS DE GEUS(4); FABIANO ARI LOCATELLI(5); Marcelo Rodrigues Bessa(6); Miguel Moraes Martins Segundo(6); - Copel GET(1); Copel GET(2); Copel GET(3); Copel GET(4); Copel GET(5); UFRPR(6);

Despacho por Oferta tem sido muito discutido nos últimos dois anos. Entretanto, uma proposta que procure mostrar de modo claro como o mercado de energia se comportaria em tal ambiente e quais seriam as vantagens para o agente gerador quando comparado ao atual sistema com preço centralizado e fixado por modelo ainda é necessária. Este trabalho apresenta uma visão geral dos mercados de energia existentes em um ambiente gerador caracterizado pelo despacho por oferta e com incentivos a investimentos em ganhos de produtividade. Sugere também algumas medidas que poderiam ser usadas em um período de transição com vistas a garantir o cumprimento dos contratos, a receita de novos empreendimentos, a segurança do sistema e a remuneração ao governo pelas concessões, sem descapitalizar as empresas geradoras. Assim, as sugestões apresentadas neste artigo norteiam-se por transferir a gestão de preços e custos, ora realizada de forma centralizada, para preços decididos por mercado, em um ambiente com menor nível de regulação e com alta.

Perguntas e respostas:

A) A evolução da precificação atual com modelos computacionais para o despacho por oferta é uma transição simples ?

Sim. Mais simples do que a introdução do modelo Dessem para o cálculo do preço horário, a qual já foi adiada em dois anos. De acordo com o professor Frank Wollack no evento da CCEE sobre formação de preços, seriam necessários de dois a três anos para a transição para o despacho por oferta. A quantidade de detalhes da precificação horária por modelos aliada ao missing money do unit commitment faz do despacho por oferta uma solução mais simples, robusta, justa, economicamente mais fundamentada e historicamente mais bem sucedida do que formação de preços por modelos matemáticos.

B) Como adaptar os procedimentos de rede para a nova condição de despacho por oferta ?

Assim como os procedimentos de rede estão sendo adaptados para a introdução do dessem, eles devem ser alterados no despacho por oferta. O grande benefício é que essas alterações trarão simplificações e menos burocracia no conjunto dos procedimentos de rede.

C) A liberdade proporcionada pelo despacho por oferta vai compensar abandonar o MRE ?

Sim. O MRE, do ponto de vista energético, é um jogo de soma zero que não possui incentivos à eficiência, ou seja, quem investir em tal iniciativa não tem retorno (tragédia dos comuns Nacif e Bessa 2018 (SEPOPE)). Do ponto de vista financeiro, é um jogo de soma negativa que inevitavelmente leva seus participantes ao prejuízo. Isso pode ser verificado pelo fato de que sempre que houver energia secundária, o preço será baixo e sempre que o GSF atuar provocando exposições, o preço será alto. Assim, nos períodos em que ocorrer energia secundária, os agentes não auferem receita suficiente para compensar as exposições (da mesma ordem de grandeza da secundária) nos períodos com atuação do GSF. No despacho por oferta as exposições deixam de ser em função da performance do MRE, o que está totalmente fora do controle do agente, para ser função da estratégia de contratação bilateral conjunta com a estratégia nos leilões day ahead, as quais ficam totalmente dentro do controle do agente gerador e ainda com discretização diária, o que permite pequenos ajustes ao longo de todo o tempo. Além disso, a característica de soma zero não existe mais, investimentos em eficiência tem garantia de retorno, visto que um aumento na capacidade de geração provoca imediatamente um aumento na capacidade de contratação bilateral ou maior venda no leilão day ahead de energia ativa, reativa, reserva de potência, etc (em função da quantidade de mercados que serão criados).

Comentário: O artigo busca discutir a adoção do despacho por oferta como uma evolução dos impactos atuais do MRE com os riscos hidrológicos que atualmente estão prejudicando o resultado dos geradores hidrelétricos

3.29 - Ações de eficiência energética: estudo de caso com base no sistema isolado de Roraima

DIEGO PINHEIRO DE ALMEIDA(1); ANA CRISTINA BRAGA MAIA(1); CAMILA DE ARAUJO FERRAZ(1); DANIEL SILVA MORO(1); GABRIEL KONZEN(1); GUSTAVO NACIFF DE ANDRADE(1); MICHELE DE ALMEIDA SOUZA(1); ALINE COUTO AMORIM(1); GUSTAVO PIRES DA PONTE(1); JEFERSON B. SOARES(1); - EPE(1);

Boa Vista é a única capital não interligada ao SIN, suprida por importação de energia venezuelana e por geração termelétrica a diesel, com elevado custo. Assim, as ações de eficiência energética cumprem papel especial, com potencial de redução de: custos, de demanda elétrica e emissões. Uma oportunidade para a região e, possivelmente para o Brasil, é o desenvolvimento de Leilões de Eficiência Energética, que se exitos reduzirão parte das despesas da Conta de Consumo de Combustíveis. Para tanto, foram avaliados os potenciais da eficiência energética para consumidores residenciais, comerciais e iluminação pública, incluindo a viabilidade econômica da substituição dos equipamentos.

Perguntas e respostas:

A) O sistema Roraima é um sistema com uma carga pequena e em desenvolvimento. A aplicação do leilão de eficiência não teria um efeito ainda muito discreto ?

Trata-se da implantação de um mecanismo inovador que pressupõe aprimoramentos. Por isso, justifica-se a realização de um Projeto Piloto em Roraima, além das características únicas de abastecimento da região, tais como: alto custo da geração, redução das emissões de gases de efeito estufa, perdas técnicas e interrupções no fornecimento.

B) A carga do sistema Roraima possui um pequeno volume industrial se comparado com o resto do país. A aplicação de um leilão de eficiência nos demais segmentos - residencial, comercial, serviços públicos - não seria mais complicado devido ao monitoramento muito pulverizado ?

Esse será o papel do ARC (Agente redutor de consumo) identificar o mix de consumidores mais custo benefício. Como descrito na Nota Técnica nº 0158/2018-SPE-SRM/ANEEL, para os consumidores residenciais e comerciais de pequeno porte, propõe-se a criação de uma metodologia específica para o Leilão, conhecida como Ensaio Controlado Aleatório. No entanto, vale destacar que o potencial estimado de eficiência energética para iluminação pública é em torno de 8 GWh/ano ou 1MWh/mé.

C) Com o recente leilão de novas fontes ocorrido em Roraima, o custo/benefício da aplicação de um leilão de eficiência se altera ?

Comentário: Artigo com ênfase em eficiência energética aplicada ao sistema isolado de Roraima. Apesar de buscar uma avaliação profunda dos benefícios diretos de melhoria da eficiência num sistema com custo de produção muito alto, a proposta foca apenas um potencial leilão de eficiência, sem contudo abordar a possibilidade de reduzir o custo de produção.

3.30 - Avaliação dos incentivos das fontes renováveis nos custos de transmissão

GUILHERME ARMANDO DE ALMEIDA PEREIRA(1); DELBERIS ARAUJO LIMA(2); DANIEL DANTAS BARRETO(2); - FGV Energia(1);PUC-Rio(2);

Neste trabalho foi realizada uma análise detalhada do método Nodal para cálculo de tarifas de uso da transmissão. As análises consideram o despacho de potência e o sinal locacional emitido pelo método. O sistema IEEE 24-barras foi utilizado para avaliar o sinal locacional e os dados do PDE 2026 para avaliar o despacho de potência. Especificamente, o método Nodal foi comparado a outros métodos de tarifação de uso da transmissão e foram realizadas simulações para o cálculo da tarifa Nodal com e sem os descontos para as fontes renováveis. A partir dos resultados obtidos, foi possível observar que, apesar do método apresentar bom desempenho comparado a outros métodos na literatura, houve uma distorção no sinal locacional em função do despacho de potência utilizado e uma amplificação desta distorção quando se considera os descontos oferecidos às fontes renováveis de energia, em especial as eólicas localizadas no Nordeste do país.

Perguntas e respostas:

A) Qual a proposta para correção dos problemas identificados no cálculo da TUST ?

B) O benefício da TUST para as energias incentivadas é avaliado com pouco racional ? caso afirmativo qual a sugestão de mudanças ?

C) A aplicação a nível nacional de grandes deslocamentos dos blocos de geração é razoável com método de sensibilidade ?

Comentário: O trabalho produz sensibilidades acerca do impacto dos despachos na metodologia Nodal. O desenvolvimento do trabalho não é muito claro e possuem uma série de pequenos erros de terminologia. O autor não forneceu os dados do autor de contato e sugerimos realizar esta correção.

3.31 - MODELO DE OTIMIZAÇÃO DAS ESTRATÉGIAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA DE CONSUMIDORES ELETROINTENSIVOS COM AUTOPRODUÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL

RENATA PEDRINI(1); ERLON CRISTIAN FINARDI(2); Tiago Guimarães Leite Ferreira(3); - UFSC(1);UFSC(2);UFSC(3);

No mercado de energia brasileiro o consumidor livre possui diversas opções para atendimento da sua demanda, como a construção de uma autoprodução. Para definir a fonte da autoprodução, destaca-se que, com os crescentes incentivos às fontes renováveis, essas se tornaram atrativas aos consumidores, sendo a fonte eólica a mais competitiva no mercado atual. Assim, o presente trabalho busca estimar se o investimento em uma autoprodução eólica se traduz em benefícios financeiros para o consumidor. Para tanto, é criado um modelo estocástico dois-estágios para otimização do custo do portfólio de contratação de um consumidor livre considerando um horizonte de longo prazo.

Perguntas e respostas:

A) A solução do problema é altamente dependente da previsão de preços dos contratos no ACL e a aquisição da autoprodução. A modelagem de preços de contratos como proposta no trabalho (autoregressivo) é a solução mais robusta ?

Não, mas no contexto do trabalho o foco foi dado ao modelo e não aos dados de entrada. Existem outras metodologia para a modelagem desses preços de contrato, mas de qualquer maneira eles são muito incertos no longo prazo.

B) A decisão de comprometimento do consumidor numa posição de longo prazo como na autoprodução depende da sua aversão ao risco. É possível incorporar este quesito na modelagem proposta ?

Sim, trabalhos mais recentes, que são continuação deste, já incorporam a métrica de risco.

C) Os benefícios explícitos (redução de encargos) e implícitos (controle do seu preço de suprimento) são considerados na análise ?

Os encargos não são considerados na análise. Isto seria interessante e poderia deixar a opção da autoprodução mais viável. O benefícios de controle de preço de suprimento influenciam na análise do custo, mas poderiam ter uma influência mais expressiva quando incorporada a métrica de risco.

Comentário: O artigo apresenta uma modelagem de otimização para avaliar a competitividade da alternativa autoprodução com geração eólica para um consumidor de grande parte. A análise busca propor um processo decisório para o consumidor avaliar a sua melhor estratégia com base na otimização encontrada.

4.0 TÓPICOS PARA DEBATE

- As mudanças nas regulamentação, como previsto na modernização do setor, causam impactos positivos e negativos nos vários agentes setoriais. Como melhorar a regulamentação sem o risco de judicialização do setor ? Quais as melhores práticas neste sentido ?

- A revisão do MRE é um dos pontos mais comentados no setor, Quais as melhores rotas para a revisão do MRE ? As restrições legais de mudança na garantia física é um impeditivo ?

- A melhoria da precificação no mercado de curto prazo é um dos tópicos de grande interesse do mercado. A discussão sobre continuar utilizando modelos computacionais ou realizar um movimento para introduzir o preço por oferta é importante. Qual deveria ser o plano do poder concedente e do regulador sobre esta trajetória ?

- No regime tarifário atual aplicando-se legitimamente as regras se percebe um aumento tarifário significativamente. Sempre existem críticas quanto o processo de revisão, entretanto se percebe que a grande contribuição dos aumentos tarifários é a parcela A. Desta forma, a distribuidora é neutra e as regras de comercialização para o ACR é a razão principal da oneração das tarifas. Um debate sobre estas regras, incluindo regime de cotas, contratos de leilões, Itaipu e risco hidrológico, é um ponto vital para a questão tarifária. A mudança de rota nos contratos do ACR é um ponto importante ? As compras nos leilões de energia nova estão sendo benéficas para os consumidores cativos ?

- O crescimento esperado do ACL e da liberdade comercial é um ponto de destaque no setor. Como avançar com o ACL e conseguir a expansão da geração com financiabilidade ? A tendencia mundial é ter cada vez mais flexibilidade com uma renovação periódica dos contratos. Como encaixar esta tendencia com a demanda dos bancos de investimento por contratos mais longos?

5.0 CONSTATAÇÕES FINAIS 1

Grande interesse na avaliação de riscos no ambiente de preços horários associado a fontes renováveis.

6.0 CONSTATAÇÕES FINAIS 2

Novas ferramentas para gestão do sistema e desenho do mercado, tais como gestão da demanda, armazenamento e térmicas na garantia de suprimento.

7.0 CONSTATAÇÕES FINAIS 3

Melhorias no modelo de mercado para mitigação de riscos dos geradores hidrelétricos participantes do MRE.