



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

Impactos do PLD horário para o Energia de Reserva

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

RESUMO

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.

PALAVRAS-CHAVE

Energia de Reserva, PLD horário, Eólica, CONER, CCEE

1.0 - INTRODUÇÃO

Por meio da Lei nº 10.848/2004, com o intuito de garantir a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN), foi conferida a prerrogativa de o Poder Concedente promover a contratação de reserva de capacidade de geração. O Decreto nº 6.353/2008 regulamentou a contratação de energia de reserva, definindo que seria através de leilões a serem promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), direta ou indiretamente.

Conforme Decreto nº 6.353/2008, os empreendimentos contratados através dos leilões de Energia de Reserva, terão sua geração liquidada exclusivamente no Mercado de Curto Prazo (MCP), e receberão os pagamentos conforme definido nos Contratos de Energia de Reserva (CER), celebrados entre os agentes vendedores e a CCEE, representando os agentes consumidores. Os agentes vendedores recebem a receita fixa conforme celebrado no CER, através da Conta de Energia de Reserva (CONER), gerida pela CCEE.

O fluxo financeiro da CONER se inicia com a geração dos empreendimentos, que é liquidada no MCP, de acordo com o PLD de cada submercado em que encontram, e assim, ocorre a entrada de um valor financeiro na conta. A CCEE, por sua vez, verifica as obrigações que compõem a CONER, que são os pagamentos de receita aos geradores, o Fundo de Garantia da conta e os Custos Administrativos. Até o fim de 2018, ainda era tido como obrigação da conta o montante Total de Receita Retida, porém, através da Resolução Normativa nº 829/2018, este deixou de ser uma obrigação. Quando o saldo da conta, somado à entrada de recursos advindos do MCP não é o suficiente para arcar com todas as obrigações citadas, todos os consumidores são chamados para pagarem o Encargo de Energia de Reserva (EER) que nada mais é do que o delta entre as obrigações e o saldo da conta, e, quando há sobra financeira, o valor é restituído aos consumidores como Excedente de Energia de

Reserva, conforme determina a REN nº 829/2018.

Toda a geração dos empreendimentos são valoradas ao PLD, que por sua vez é calculado através dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP. O PLD é determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação (CMO), limitado ao preço máximo e mínimo vigentes em cada submercado, portanto, a cada semana a CCEE processa os modelos computacionais e determina qual será o preço por patamar e submercado para a próxima semana. Tais preços são calculados com base na programação de despacho de geração do sistema, e principalmente, com base na hidrologia.

2.0 - ENERGIA DE RESERVA

Até o ano de 2019, foram realizados 10 Leilões de Energia de Reserva (LER). Desses, o 9º LER não houve lance de preço, portanto não tem vencedor, e o 10º LER ainda não iniciou o suprimento, que ocorrerá em março de 2020.

A CONER tem um papel importante dentro do mecanismo do Energia de Reserva. A conta é responsável pela movimentação financeira, onde recebe o valor liquidado no MCP, bem como faz os pagamentos das usinas vendedoras. A Figura 1 representa a movimentação financeira do mecanismo.

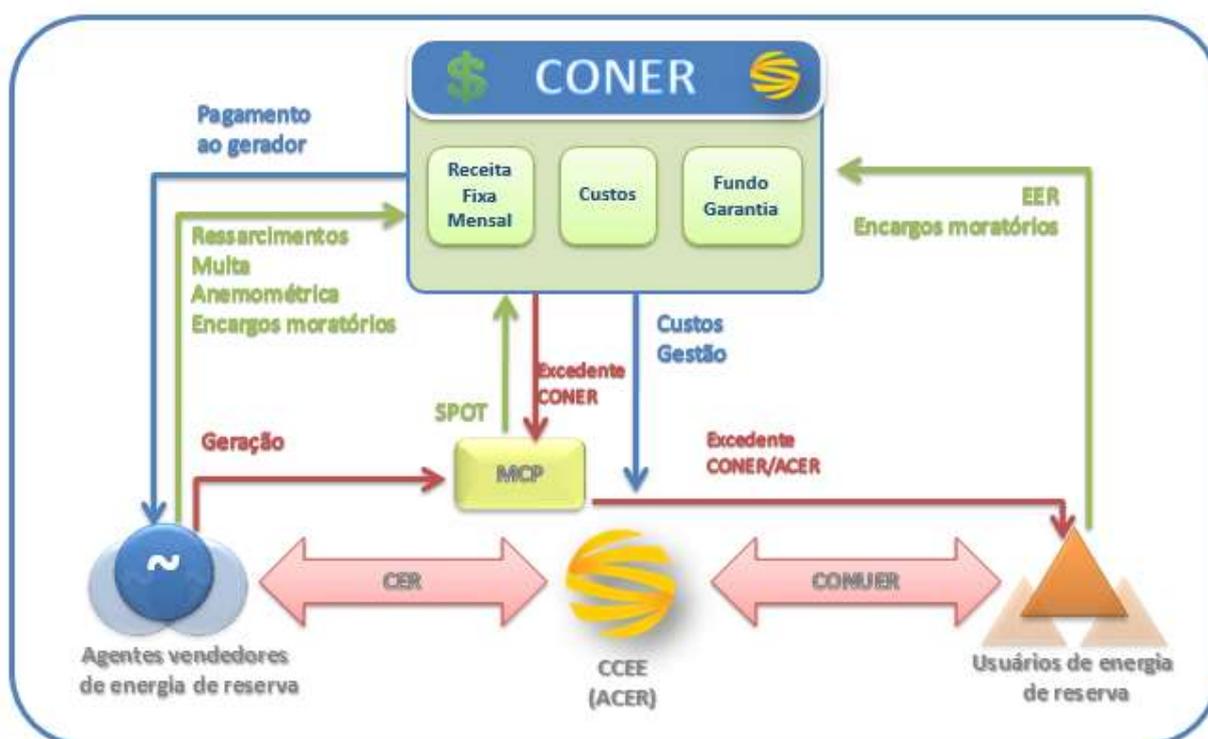


Figura 1 - Fluxo financeiro da CONER

2.1 Obrigações da CONER

Todos os CERs celebrados, atualizam o preço de venda com base no Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), portanto, o total de receita a ser paga aos agentes vendedores tende a aumentar a cada ano, aumentando assim as obrigações da CONER. A Figura 2 e a Figura 3 demonstram o aumento do preço, comparando o preço vencedor no leilão (Figura 2) e o preço atualizado em dezembro de 2018 (Figura 3).

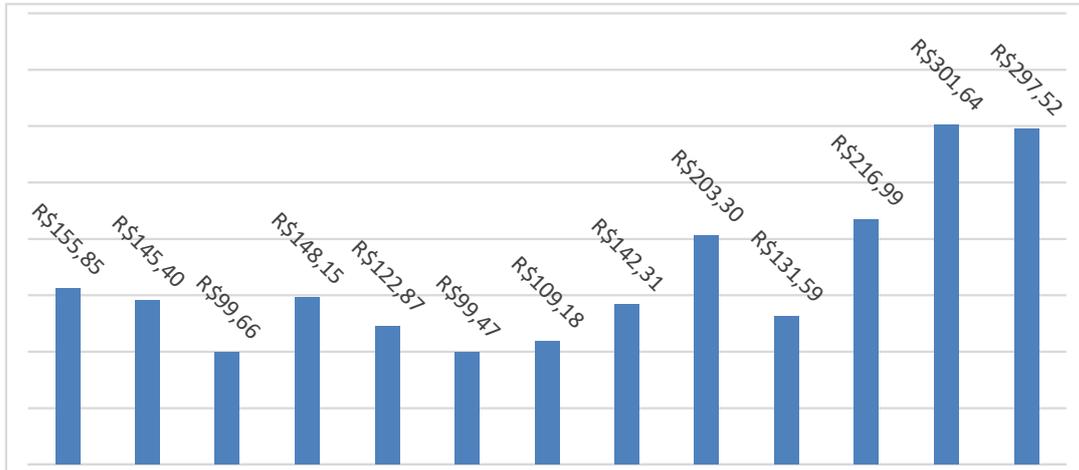


Figura 2 - Preço médio do Leilão por Fonte

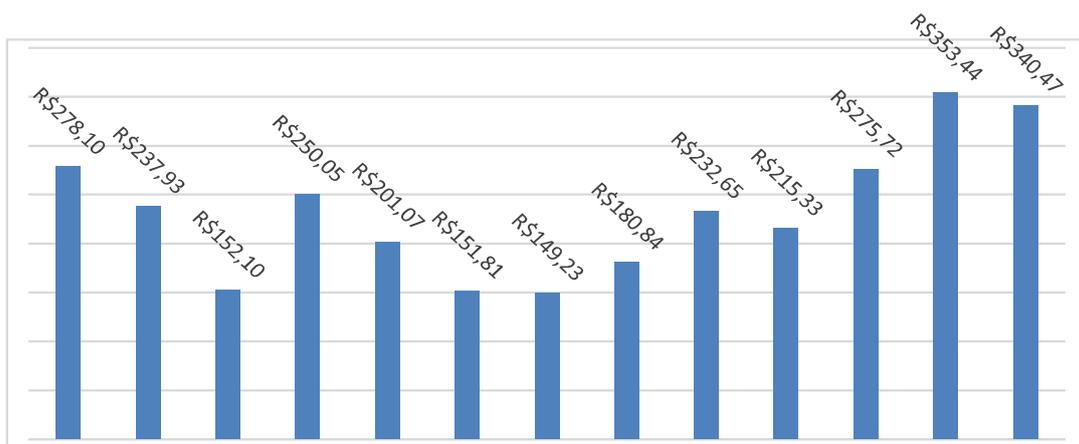


Figura 3 - Preço médio do Leilão por Fonte Atualizado

Ao fim do ano de 2018, o valor total de pagamentos aos geradores do Energia de Reserva estava na ordem de R\$ 590 milhões, e, conforme demonstrado nas Figuras 2 e 3, este valor tende a aumentar no decorrer do tempo.

Além dos pagamentos aos geradores, a CONER tem como obrigação manter o Fundo de Garantia como um saldo garantidor dos pagamentos aos geradores. O fundo é acionado quando há a necessidade de cobrança do EER e protege a conta de eventuais inadimplentes do mecanismo, garantindo assim, o pagamento das receitas.

2.2 EER e Excedente do Energia de Reserva

As usinas vendedoras do Energia de Reserva geram em seus respectivos submercados. Toda a geração é valorada ao PLD e liquidada na CONER via MCP. O montante gerado valorado ao PLD, somado ao saldo da CONER, faz frente às obrigações da conta. Quando a somatória não é o suficiente para arcar com todas as obrigações (pagamento aos geradores, fundo de garantia e custos administrativos), todos os agentes consumidores pagam o EER na proporção do histórico de consumo dos últimos 12 meses. O valor cobrado é exatamente a diferença entre a somatória e as obrigações.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

O Excedente segue a lógica contrária ao EER, respeitando algumas premissas. Quando há uma expressiva sobra na conta, o saldo é comparado à “n” vezes as obrigações da conta, onde o “n” é estipulado pela CCEE, e a diferença é devolvida aos agentes consumidores na proporção do histórico de consumo dos últimos 12 meses.

Quando a liquidação do MCP é baixa, a conta tende a cobrar o EER, bem como quando a liquidação do MCP é alta, há a tendência de restituir o excedente. Tendo em vista que a entrada expressiva da CONER é a liquidação do MCP (geração valorada ao PLD), podemos dizer que quando o PLD ou a geração é baixa, pode haver a cobrança de EER, e o inverso também se aplica, quando o PLD ou a geração é alta, pode haver a restituição do Excedente.

3.0 - VENTOS DO SUBMERCADO NORDESTE

Conforme detalhado no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, o nordeste brasileiro tem o maior potencial eólico, verificado na época a possibilidade de gerar 144,3 TWh/ano. Muito se deve à característica do vento na região, que tende a soprar no sentido dos trópicos para o equador, classificada como ventos alísios.

A alta irradiação solar na região, atrelada à baixa umidade do solo, resulta em elevadas temperaturas terrestres. A elevada temperatura cria a massa de ar quente, o que impede a brisa marinha a adentrar o continente. No decorrer do dia, a temperatura da água (oceano) tem uma demora maior para perder a temperatura, ao passo que a terra tem maior facilidade de queda, fazendo com que a brisa marinha passe a soprar no sentido oceano para o continente.

A Figura 4, retirada de uma série de imagens representando a magnitude e direção do vento horária prevista pelo modelo Eta5 (CPTEC/INPE) entre os dias 15 e 17 de março de 2018 em 100 metros de altura, demonstra o comportamento do vento, entre às 15h do dia 16 março e às 05h do dia 17 de março de 2018, na região nordeste. Nota-se que às 15h, não há ventos significantes na região do continente, e isso se deve à diferença da temperatura terrestre (elevada temperatura), com o oceano (temperatura menor do que o continente). Analisando a evolução das imagens contidas na Figura 4, percebe-se que a brisa marinha adentra o continente ao longo do tempo, atingindo o ápice de vento nordestino entre às 23h do dia 16 e 03h do dia 17.

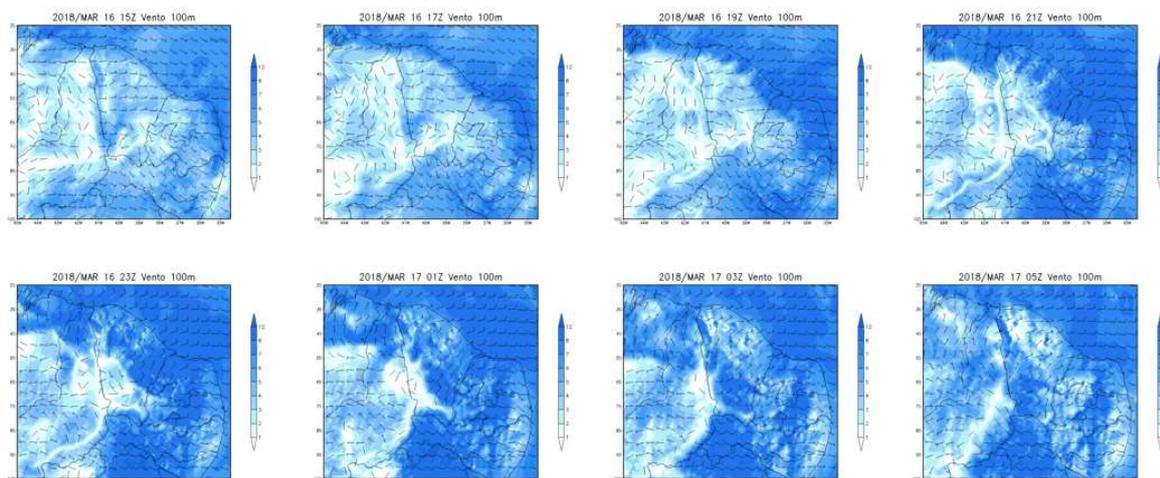


Figura 4 - Evolução do vento no Nordeste (15h - 5h)

A Figura 5 apresenta a diferença entre os ventos de 12h e 00h dos dias 15, 16 e 17 de março de 2018. Diante do exposto, conclui-se que o período da madrugada tende a ser favorável para os empreendimentos eólicos do Nordeste.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

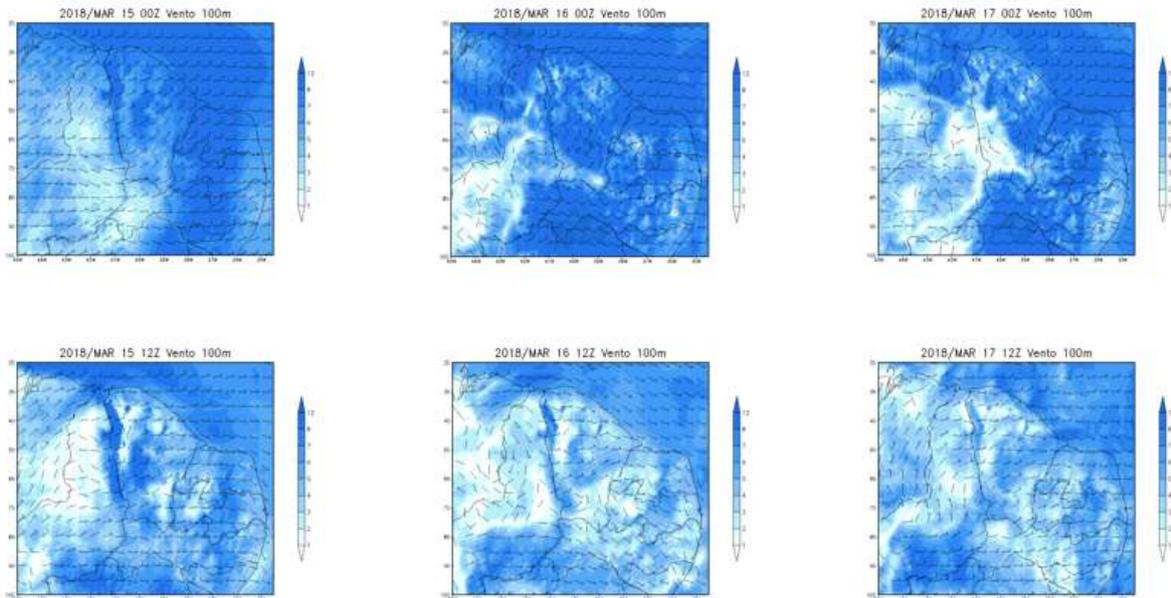


Figura 5 - Comparativo do vento no Nordeste (00h e 12h)

4.0 - PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

4.1 NEWAVE

O modelo computacional NEWAVE foi desenvolvido para aplicação no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos interligados de longo e médio prazo. O NEWAVE é processado mensalmente baseando-se no histórico de afluência desde 1931, tendo um horizonte de 5 anos à frente, separados em etapas mensais. O modelo utiliza o parque hidrotérmico representado de forma agregada, reduzindo em apenas 12 reservatórios equivalentes, conforme Figura 6.

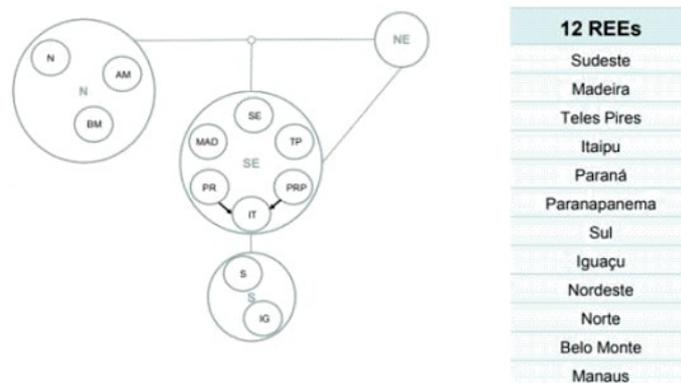


Figura 6 - Reservatórios equivalentes (NEWAVE)



4.2 DECOMP

O modelo computacional DECOMP foi desenvolvido para aplicação no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de curto prazo, além de ser utilizado para a elaboração dos Programas Mensais de Operação (PMO) do sistema brasileiro, realizado pelo Operado Nacional do Sistema (ONS). O PMO estabelece as metas e diretrizes energéticas da operação do SIN, para cada semana. O DECOMP calcula o CMO para cada subsistema, determina as metas individuais de geração de cada usina hidráulica e térmica, bem como os intercâmbios de energia entre subsistemas, assegurando a otimização dos recursos de geração disponíveis.

O modelo acopla os resultados gerado pelo NEWAVE, e verifica um horizonte de até 12 meses, separados em etapas semanais e mensais. Diferente do NEWAVE, o DECOMP passa a utilizar dentro do modelo, a geração de cada usina discriminada, ao invés de reservatórios equivalentes, além de verificar as restrições elétricas.

Atualmente, o DECOMP é responsável por determinar o PLD da próxima semana, separado por patamares e submercados.

4.3 DESSEM

O DESSEM é o responsável por gerar os dados de PLD horário. O modelo é processado diariamente, verificando um horizonte de até 14 dias e possibilita a discriminação dos dados em intervalos de 1 hora ou meia-hora.

O modelo utiliza os dados de saída do DECOMP, que utilizou os resultados do NEWAVE, e com um maior detalhamento, verifica cada unidade geradora do SIN. A rede elétrica pode ser modelada de maneira simplificada (sem rede) ou detalhada (com rede), contemplando a demanda por subsistema e os intercâmbios. O DESSEM pode ser utilizado para calcular o despacho ótimo a partir das condições finais dos reservatórios, simular o balanço hidráulico no sistema, avaliar o custo marginal de curto prazo, analisar a sensibilidade em relação às restrições do sistema, analisar a sensibilidade em relação à fatores externos e considerar o uso múltiplo da água.

Ao ser processado diariamente, utilizando o acoplamento do resultado do DECOMP, que por sua vez, utiliza os resultados acoplados do NEWAVE, o DESSEM passa a ser sensível aos fatores previstos e não previstos no DECOMP, como por exemplo uma eventual alteração na carga devido à eventos externos não técnicos. A maior sensibilidade se estende também à geração das fontes intermitentes, como a eólica por exemplo. O DESSEM demonstra o real preço no momento, ou seja, é o melhor preço que se tem, comparado ao preço da semana patamarizado, pois é o modelo mais próximo da operação.

4.4 PLD Horário

Ao longo do ano de 2018 e 2019, a CCEE, em conjunto do ONS, passou a processar o DESSEM gerando o PLD Sombra, e vem publicando as informações com o intuito de verificar e identificar os impactos do novo modelo de preço.

A Figura 7 demonstra a diferença entre a média do PLD semanal (DECOMP) e a média do PLD horário (DESSEM) entre os dias 2 e 11 do mês de maio de 2018 do submercado Nordeste. Pode ser verificado uma grande diferença, principalmente no período da madrugada, onde o patamar mantém o PLD calculado para a semana, e o PLD horário tem uma brusca queda.

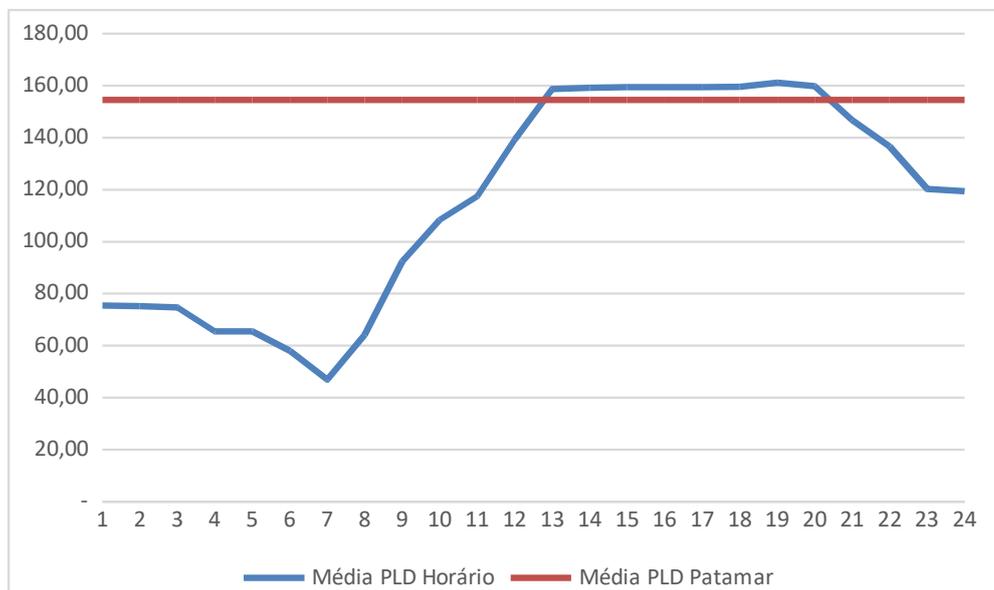


Figura 7 - Média do PLD Sombra x Média do PLD Patamar

5.0 - IMPACTOS DO PLD HORÁRIO NO ENERGIA DE RESERVA

Dentre as usinas vencedoras do LER, a grande maioria é de fonte eólica, totalizando 210 empreendimentos, que representa 54% do total de vencedores da modalidade. Dos 210 empreendimentos eólicos, 195 estão situados no submercado Nordeste. Dentre os LERs em suprimento (até o 8º LER), a somatória da Garantia Física das usinas totaliza 4,3 GWm, e a fonte eólica representa 57% deste montante, conforme Figura 8.

■ Biomassa ■ Eólica ■ Hidro ■ Solar

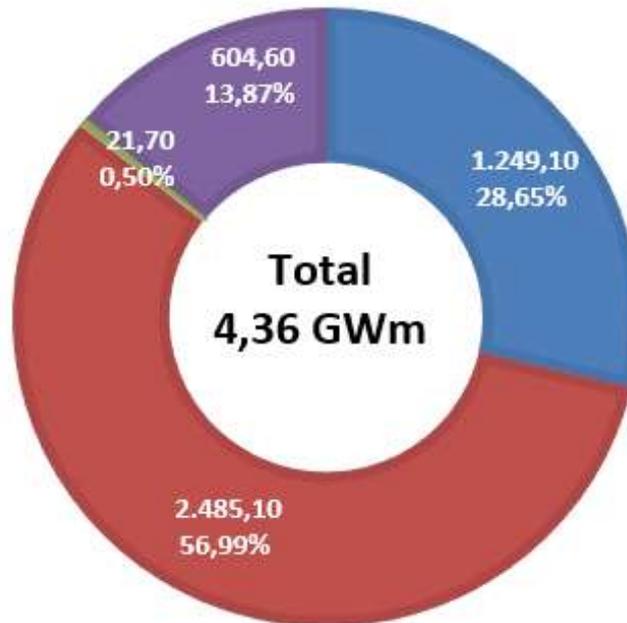
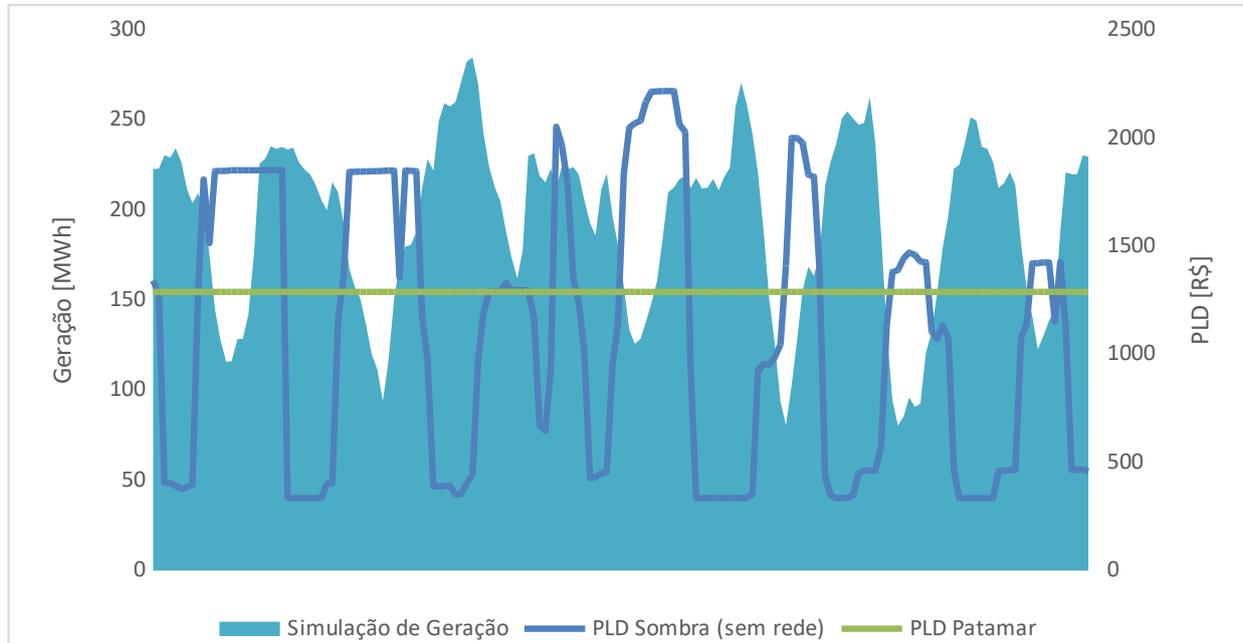


Figura 8 - Garantia Física por Fonte [MWh]

As características dos ventos no Nordeste, atrelados ao grande volume de empreendimentos vendedores do LER no submercado, resulta em uma geração de fonte eólica significativa dentro do Energia de Reserva. Apesar das obrigações da CONER aumentarem a cada ano, chegando a ser liquidado como receita para os vendedores um valor em torno de R\$ 590 milhões mensais, a entrada de recursos no mesmo período chegou em torno de R\$ 1,4 bilhão, resultando em excedente financeiro da CONER para o mercado.

Uma vez que o PLD passar a ser calculado em base horária, a captura financeira do Energia de Reserva dentro do MCP tende a ser muito menor. O melhor período de vento do Nordeste estará sendo valorada ao PLD mais baixo do submercado. O mesmo pode ser observado na Figura 9, onde está representado o PLD patamar e o PLD horário, bem como a simulação de geração no Nordeste, entre os dias 2 e 11 do mês de maio de 2018. Fica claro que nos melhores momentos de geração, o PLD horário está em seu menor preço.



A situação supracitada resultará em uma diminuição na captura no MCP. Através da simulação realizada, foi observada uma queda de 10% de entrada de recurso na conta. É sabido que as obrigações aumentam com o passar do tempo, portanto, com a oficialização do PLD horário, a cobrança de EER pode passar a ser mais constante, uma vez que a “entrada passa a ser menor do que a saída”.

Em contrapartida, o fator atenuante ao efeito de queda na entrada de recursos da CONER, é a diversificação das fontes dentro do mecanismo. O Energia de Reserva pode ser comparada com uma grande geradora híbrida, com fontes à biomassa, eólica, hidráulica e solar, em vários submercados diferentes. Principalmente as usinas solares e biomassa, que tendem a ter uma boa geração durante o dia, faz um contra peso para suprir a falta de geração das eólicas no mesmo período, porém, as usinas eólicas ainda são a maioria dentro do mecanismo, e as usinas de fonte bioassa têm o período de entre safra, quando não geram para o sistema.

Para se evitar tais impactos, a CONER pode passar a ter obrigações mais enxutas, o que tende a ocorrer com a total gestão da conta realizada pela CCEE. Conforme REN 829/18, a obrigação de Receita Fixa Retida deixou de ser obrigação da conta, e a cobrança de EER e o repasse de Excedente da CONER passou a ser definida pela CCEE com base em estimativas do PLD e pagamentos de receita. Outra opção seria aumentar o leque de fontes de energia, deixando de depender totalmente das usinas eólicas. O Energia de Reserva pode ser comparado com uma grande usina híbrida gerando em todos os submercados. Conforme observado no parágrafo anterior, a geração a biomassa e solar pode evitar um impacto maior na CONER.

6.0 - CONCLUSÃO

A partir de 2020, quando o modelo DESSEM passar a calcular o PLD horário oficialmente, as usinas eólicas vendedoras do Energia de Reserva receberão a sua receita normalmente, uma vez que o contrato verifica o montante gerado apenas, sem contemplar o horário em que essa energia foi gerada, porém, a CONER passará a receber um valor menor do MCP, o que pode acarretar em cobranças de EER.

Ao final do ano de 2018, através da REN nº 829, a receita fixa retida foi retirada como obrigação da CONER, o

que resultou em deixar uma conta mais enxuta, com obrigações menores, já diminuindo a probabilidade de cobrança de EER.

A contratação das usinas de fonte eólica tem um grande peso dentro do Energia de Reserva, porém a grande variedade de fontes e submercados, que tendem a gerar em horário opostos (dia e madrugada), é um atenuador do impacto de menor recurso sendo liquidado no MCP para a CONER.

As usinas híbridas em geral, tendem a ter uma maior força no mercado, principalmente se as mesmas forem complementares, como a eólica e solar. Com a variedade de fontes, a geração tende a ser constante independente do horário, facilitando um eventual contrato no ambiente livre.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) SUNANO, Lúcio Hideo. Impacto do custo marginal de operação do sistema elétrico devido a resposta da demanda. 2019. 51 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Energia, Universidade Federal do Abc, Santo André, 2019.
- (2) SILVA, Juliane Kayse Albuquerque da. Caracterização do Vento e Estimativa do Potencial Eólico Para a Região de Tabuleiros Costeiros (Pilar, Alagoas). 2007. 64 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências Atmosféricas, Ufal, Maceió, 2007.
- (3) CPTEC/INPE, Centro de Previsão de tempo e Estudos Climáticos/Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. Disponível em: <http://ftp.cptec.inpe.br/>, Acesso: 2018
- (4) CRESESB. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Brasília: Cresesb, 2001. 45 p.
- (5) CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.ccee.org.br>, Acesso: 2018.
- (6) ONS, Operador Nacional do Sistema. Disponível em : <http://www.ons.org.br>, Acesso: 2018.
- (7) ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, Acesso: 2018.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Patrick Yuichi Higuchi, nascido em São Paulo – SP em 04/05/1990, graduado em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia da Universidade Presbiteriana Mackenzie em 2016. Atua na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica como Analista de Mercado Regulado na Gerência de Operações do Mercado Regulado.