

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG



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

IMPACTOS NOS CONTRATOS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO AMBIENTE REGULADO POR QUANTIDADE DE AGENTES EÓLICOS (CCEAR-Q-EOL) CONSIDERANDO PLD HORÁRIO

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

RESUMO

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 (1). 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 (sua implantação está prevista para 2021 conforme o Ministério de Minas e Energia).

O objetivo desse artigo é realizar um estudo mostrando os impactos no sistema energético brasileiro dos contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado por quantidade de agentes eólicos (CCEAR-Q-EOL) considerando o PLD Horário e Patamarizado. Esse estudo será feito considerando apenas uma usina eólica de 30MW.

PALAVRAS-CHAVE

Geração Eólica, Comercialização, PLD Horário, Contrato de Compra e Venda de Energia no Ambiente Regulado.

1.0 - INTRODUÇÃO

Segundo a CCEE (2), a geração de energia eólica em operação comercial no país cresceu 15% em 2018. Foram gerados um total de 5,3 GW médios frente aos 4,6 GW médios entregues ao Sistema Interligado Nacional – SIN em 2017. Atualmente a geração eólica já representa cerca de 8,4% do total de energia gerada no SIN.

Com o crescimento constante da geração eólica no país e aumento da sua representabilidade no mercado de energia é normal que as regras de comercialização seja constantemente revisada e aprimorada para a venda desse tipo de energia, que possui características bem peculiares, de forma que tanto o gerador como o comprador de energia eólica possuam segurança nas transações comerciais para que não sejam expostos à volatilidade dos preços da liquidação das diferenças (PLD) no mercado de curto prazo.

No item 2 desse artigo será apresentada as características dos contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado por disponibilidade (CCEAR-D), modalidade essa que foi utilizada por anos em leilões de energia eólica e também as características do contrato de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado por quantidade (CCEAR-Q), utilizado no último leilão de venda de energia eólica e aparentemente é a modalidade que será utilizada daqui por diante. Também será apresentada as características do PLD Patamarizado e Horário.

Já no item 3 será apresentado um estudo de um parque eólica existente com potência instalada de 30MW localizado no submercado Nordeste onde serão simulados cenários de comprometimento de sua garantia física

10 a 13 de novembro de 2019
 Belo Horizonte - MG



para atendimento de contratos de compra e venda de energia por quantidade, além de fazer um comparativo dos resultados utilizando o PLD Patamarizado (utilizado atualmente) e PLD Horário para liquidação do excedentes de energia no mercado de curto prazo.

No item 3 também será feita uma simulação do resultado dessa usina caso fosse considerado a modulação dos contratos pela curva da carga, além da análise dos resultados obtidos e finalmente no item 4 serão apresentadas as conclusões e sugestões de futuros trabalhos nesse assunto. A revisão bibliográfica será apresentado no item 5 e os dados biográficos do autor serão apresentados no item 6.

2.0 - CCEAR – CONTRATOS DE COMERCIALIZAÇÃO NO AMBIENTE REGULADO

Segundo definições encontradas no site da Câmara de Comercialização de Energia (3) , o Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) é um contrato bilateral de compra e venda de energia elétrica e respectiva potência associada, celebrado entre o agente vendedor e o agente de distribuição no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), como decorrência dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos.

Os CCEARs são especificados por meios dos editais publicados para cada leilão, contendo cláusulas e condições finas, que não são passíveis de alteração pelos agentes.

Após a assinatura pelos agentes vendedores e compradores, os CCEARs são registrados pela CCEE no Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL, para que possam ser considerados no processo de contabilização e liquidação financeira.

Existem duas modalidade de CCEAR:

2.1 CCEAR POR QUANTIDADE

Os riscos hidrológicos da operação energética são assumidos integralmente pelos geradores, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada, devendo existir mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados e eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem contratos nessa modalidade.

Para os geradores eólicos a Agência Nacional de Energia Elétrica [4] definiu as seguintes características nos CCEARs por Quantidade:

1. Período de suprimento: 20 anos;
2. A Sazonalização da energia contratada será realizada de acordo com a obrigação mensal de entrega de energia do Anexo I do CCEAR, conforme ilustrado nas Figura 1 e 2:

CCEAR por quantidade Nº/18

ANEXO I AO CCEAR – PARÂMETROS DA CONTRATAÇÃO

USINA A - REFERÊNCIAS TÉCNICAS E COMERCIAIS

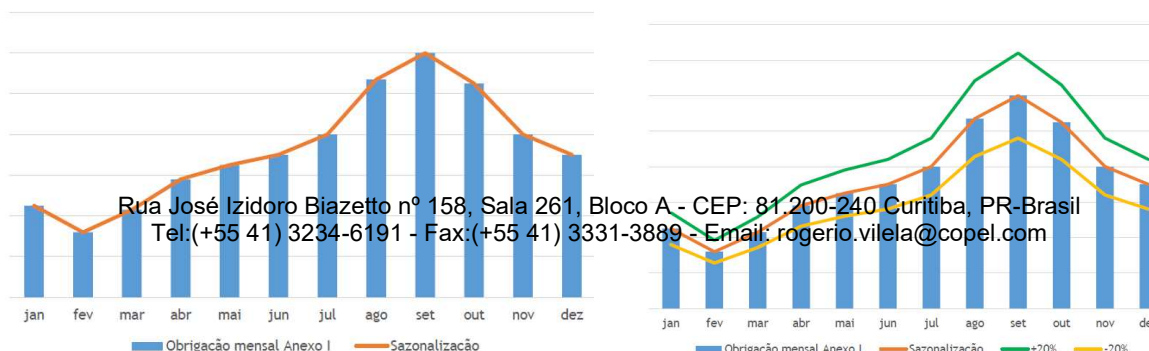
1. Nome da USINA:

(...)

Obrigação mensal de entrega de ENERGIA (MW_{médios})

USINA A	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez

FIGURA 1 – Ilustração do Anexo I de um CCEAR por Quantidade para usinas eólicas
 Fonte: ANEEL



10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG



Figura 2 – Sazonalização e limites sazonalização de um CCEAR-Q em usinas eólicas

Fonte: ANEEL

3. O Anexo I poderá ser revisado em caso de alteração de características técnicas da usina que resultem em nova garantia física;
4. A Sazonalização poderá ser revisada anualmente, limitada a 20% (respeitando o montante de entrega anual), tendo como referência a obrigação mensal do Anexo I, conforme ilustrado na Figura 2;
5. A modulação da energia contratada será realizada seguinte o perfil de geração da usina, conforme ilustrado na figura 3.
6. Exposições negativas ou positivas serão liquidadas ao PLD a cada hora de forma proporcional ao perfil de geração.

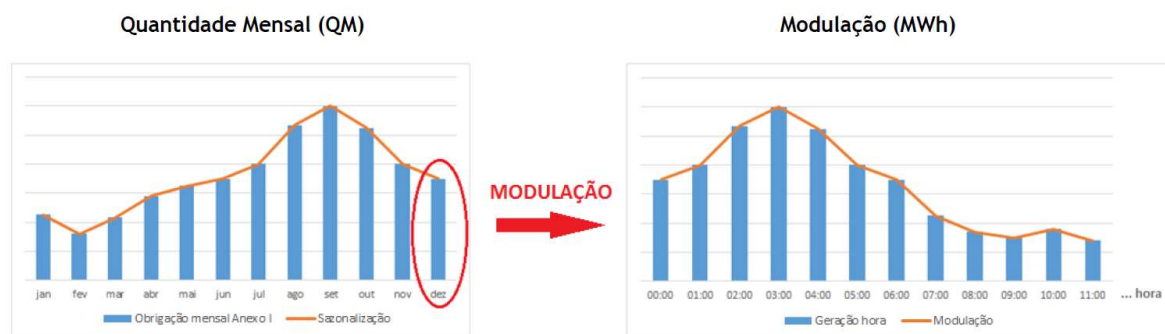


Figura 3 – Modulação da energia contratada conforme perfil de geração da usina

Fonte: ANEEL

2.2 CCEAR por disponibilidade

Os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes compradores (distribuidoras), e eventuais exposições financeiras no Mercado de Curto Prazo, positivas ou negativas, serão assumidas pelas distribuidoras, com repasse ao consumidor final, conforme mecanismo definido pela ANEEL.

Para os geradores eólicos os contratos por disponibilidade possuem as características específicas:

1. O contrato prevê o pagamento de receita fixa ao proprietário da usina, independente da geração verificada mês a mês;
2. CCEAR-D é feita com base em entregas anuais e quadrienais de energia;
3. O período de suprimento dos contratos é de 20 anos, divididos em 5 intervalos de 4 anos chamados de quadriênios;
4. Apurações anuais e quadrienais: saldos e ressarcimentos

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG



2.3 PLD – PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

O PLD é o preço calculado para valorar a energia liquidada no mercado de curto prazo e seu valor tem impacto em milhares de contratos de compra e venda de energia no mercado livre em todo o país.

No modelo atual o PLD é calculado através de modelos computacionais (Newave e Decomp) considerando diversos fatores na precificação da energia (consumo previsto, armazenamento, hidrologia e etc.) e seu valor é divulgado toda a sexta-feira, dividido em três patamares (leve, médio e pesado) e com vigência de uma semana. Esses patamares representam os perfis de consumo ao longo do dia. Com o PLD Horário o cálculo do valor da energia passará a ser processado diariamente para cada hora do dia, sendo que será utilizado além dos modelos computacionais atuais (Newave e Decomp), o modelo computacional DESSEM.

3.0 - RESULTADO E ANÁLISE

Foi realizado um estudo considerando um parque eólico localizado no submercado nordeste com dados horários reais de geração, o nome da usina e a localização exata não serão revelados devido à confidencialidade das informações.

Com essas informações foram feitas simulações como se o contrato fosse um CCEAR por quantidade e a liquidação dos excedentes positivos e negativos de energia foram calculados considerando a regra atual do PLD e o PLD horário sem rede divulgado pela CCEE.

O horizonte do estudo é de 6 meses (setembro/18 a fevereiro/19).

Seguem informações da usina:

Potência Instalada: 30 MW

Garantia Física: 14 MW

Submercado: Nordeste

Para o cálculo da receita foi utilizada a equação abaixo (5):

$$RT = \sum_{1}^{n(m)} i \cdot i \quad [1]$$

$$Perfil_G(i) = \frac{G(i)}{G(m)} \quad [2]$$

Restrições:

$$0 \leq G(i) \leq 30 \text{ MW} \quad [3]$$

$$0,3 \cdot GF \leq M \leq GF \quad [4]$$

$$P_c \leq R\$ 227,00/\text{MWh} \quad [5]$$

Onde:

RT: Receita Total do agente gerador no mês de referência “m”;

n: Número de horas do mês de referência “m”;

P_c : Preço contratual em R\$/MWh;

M : Montante contratado em MW médios

$Perfil_G(i)$: Perfil de geração na hora “i”

$G(i)$: Geração da usina eólica na hora “i”;

$G(m)$: Geração da usina em MWh no mês de referência “m”;

$PLD_G(i)$: PLD no submercado da usina geradora na hora “i”;

$PLD_C(i)$: PLD no submercado do agente comprador na hora “i”;

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG



GF: Garantia Física em MW médios;

A restrição [4] é imposta devido à Portaria nº 121, de 4 de abril de 2018 do Ministério de Minas e Energia que estabelece que deverão ser negociados no leilão no mínimo trinta por cento da energia habilitada dos empreendimentos.

Já a restrição [5] é estabelecida pelo edital do Leilão nº 03/2018-ANEEL, item 10.3.2.2 – Produto por quantidade (fonte eólica): R\$ 227,00MWh.

Para a simulação será considerado como preço contratual R\$ 90,45, que seria a média dos valores vencedores do Leilão nº 03/2018-ANEEL, Produto Quantidade Eólico - QTDE-20-2024, (6).

Segue abaixo a geração da usina no período do estudo:

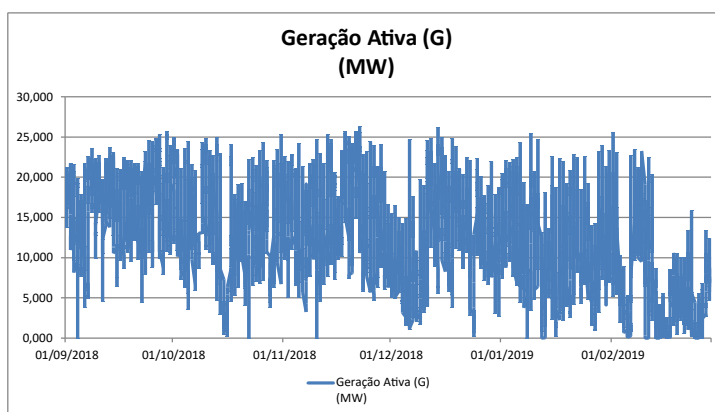


Figura 4 – Geração da Usina Eólica em estudo
Fonte: Autor

Seguem abaixo valores do PLD Patamarizado e PLD Horário no período do estudo:

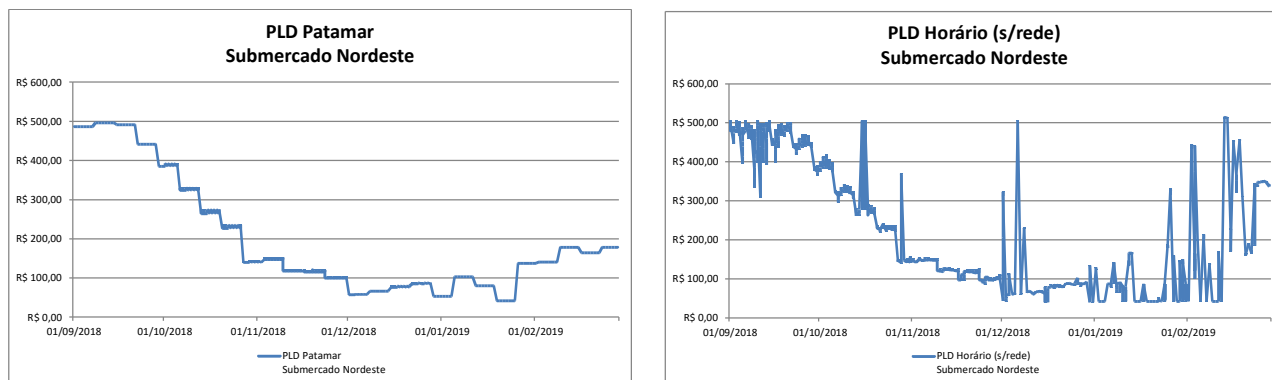


Figura 5 – PLD Patamarizado e Horário Submercado Nordeste no período do estudo
Fonte: CCEE

Para a simulação dos valores da receita foi considerado uma tendência no mercado nos últimos anos, que os agentes alocam menos energia no primeiro semestre e mais energia no segundo semestre;

Foram simulados três cenários:

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG



1. Encontrar o valor máximo da receita variando o percentual da garantia física a ser ofertada no leilão considerando a modulação dos contratos conforme o perfil da geração da usina eólica;
2. Minimizar os efeitos do mercado de curto prazo variando o percentual da garantia física a ser ofertada no leilão considerando a modulação dos contratos conforme o perfil da geração da usina eólica;
3. Minimizar os efeitos do mercado de curto prazo variando o percentual da garantia física a ser ofertada no leilão considerando a modulação dos contratos conforme o perfil da carga no submercado Nordeste.

1º Cenário – Maximizar a Receita – Modulação dos contratos pelo perfil da geração

Nas figuras 6 a 8 estão apresentados os resultados obtidos maximizando a receita total.

A figura 9 mostra a geração eólica no período e a modulação da carga conforme perfil de geração no cenário em estudo.

Potência Instalada	30 MW
Garantia Física (GF)	14 MW
% GF Contratada	30,00%
Montante Contratado (M)	4 MW
Preço de Venda Contratual	R\$ 90,45 /MWh

Figura 6 – Resultado obtidos no 1º cenário
Fonte: Autor

Qtde de horas	Mês	Montante	Sazonalização	Montante Sazonalizado	MW médios	Receita Total PLD Patamar	Receita Total PLD Horário s/rede
720	set/18	3.024,000	20,00%	3.628,800	5,04 MW	R\$ 4.276.956,16	R\$ 4.187.060,14
744	out/18	3.124,800	20,00%	3.749,760	5,04 MW	R\$ 2.047.733,15	R\$ 2.086.124,20
719	nov/18	3.019,800	14,21%	3.449,040	4,80 MW	R\$ 1.218.959,68	R\$ 1.221.003,10
744	dez/18	3.124,800	-15,00%	2.656,080	3,57 MW	R\$ 690.423,74	R\$ 767.087,81
744	jan/19	3.124,800	-20,00%	2.499,840	3,36 MW	R\$ 721.386,77	R\$ 705.628,57
673	fev/19	2.826,600	-20,00%	2.261,280	3,36 MW	R\$ 524.512,38	R\$ 576.409,28
Totais		18.244,800		18.244,800		R\$ 9.479.971,89	R\$ 9.543.313,10

Figura 7 – Resultado obtidos na maximização da receita
Fonte: Autor

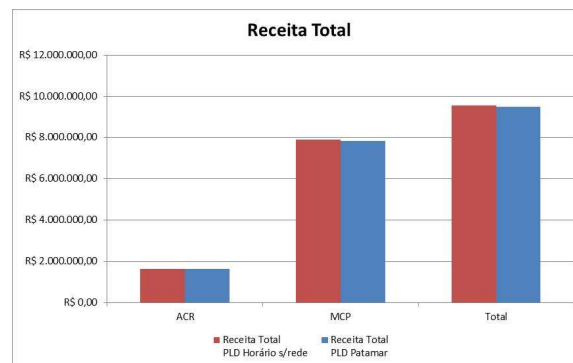
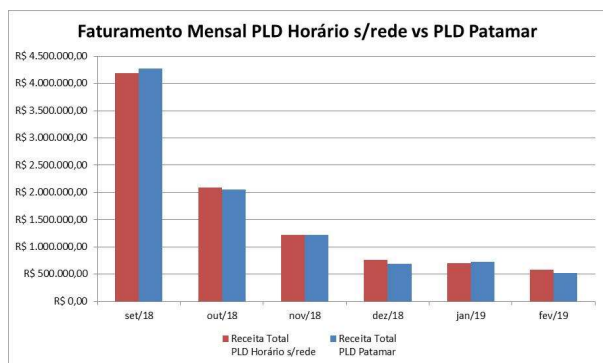


Figura 8 – Resultados obtidos na maximização da receita
Fonte: Autor

10 a 13 de novembro de 2019
 Belo Horizonte - MG



Análise: Pelo resultado obtidos podemos verificar que o agente para maximizar a receita no período de estudo teria que fazer a oferta mínima da garantia física no leilão. É possível afirmar também que não houve uma diferença significativa entre a receita total obtida considerando o PLD Patamarizado (Regra Atual) e o PLD Horário (diferença menor que 1%), porém o resultado objetido com o PLD Horário foi melhor. Outro ponto importante observado que quando foi feita a maximização da receita, a maior parte dela é obtida no Mercado de Curto Prazo (82% da Receita Total). Podemos levantar dois problemas com a obtenção da maior parte da receita no Mercado de Curto Prazo, primeiro o risco pela alta volatilidade do preço de liquidação das diferenças (PLD), sendo que para um horizonte a longo prazo o risco é ainda maior. Outro fato importante é que pelo alto grau de inadimplência no mercado de energia, a CCEE retém a maior parte da liquidação mensal, tornando a receita líquida menor.

2º Cenário – Minimizar os efeitos do mercado de curto prazo - Modulação dos contratos pelo perfil da geração
 Nas figuras 10 a 12 estão apresentados os resultados obtidos minimizando os efeitos do mercado de curto prazo. A figura 13 mostra a geração eólica no período e a modulação da carga conforme perfil de geração.

Análise: Pelo resultado obtidos podemos verificar que o agente para minimizar os efeitos do mercado de curto prazo no período de estudo teria que ofertar quase 90% da garantia física no leilão. É possível afirmar também que não houve uma diferença significativa entre a receita total obtida considerando o PLD Patamarizado (Regra Atual) e o PLD Horário (diferença em torno de 2%), porém o resultado objetido com o PLD Patamarizado foi melhor. Como era esperado a contribuição na receita do mercado de curto prazo foi praticamente nulo, sendo a totalidade da receita oriunda do faturamento no ambiente regulado.

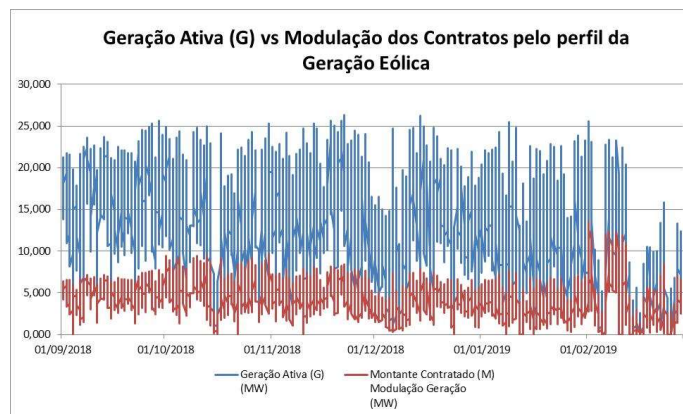


Figura 9 – Geração Ativa vs Montante Contratual modulado conforme perfil da Geração
 Fonte: Autor

<i>Potência Instalada</i>	<i>30 MW</i>
<i>Garantia Física (GF)</i>	<i>14 MW</i>
<i>% GF Contratada</i>	<i>89,52%</i>
<i>Montante Contratado (M)</i>	<i>12,53 MW</i>
<i>Preço de Venda Contratual</i>	<i>R\$ 90,45 /MWh</i>

Figura 10 – Resultado obtidos no 2º cenário

10 a 13 de novembro de 2019
 Belo Horizonte - MG



Fonte: Autor

Qtde de horas	Mês	Montante	Sazonalização	Montante Sazonalizado	MW médios	Receita Total PLD Patamar	Receita Total PLD Horário s/rede
720	set/18	9.023,190	20,00%	10.827,828	15,04 MW	R\$ 1.526.626,19	R\$ 1.514.167,62
744	out/18	9.323,963	20,00%	11.188,755	15,04 MW	R\$ 650.625,17	R\$ 642.504,66
719	nov/18	9.010,657	14,21%	10.291,449	14,31 MW	R\$ 989.542,05	R\$ 989.674,25
744	dez/18	9.323,963	-15,00%	7.925,368	10,65 MW	R\$ 788.264,33	R\$ 800.425,97
744	jan/19	9.323,963	-20,00%	7.459,170	10,03 MW	R\$ 755.827,98	R\$ 753.246,16
673	fev/19	8.434,176	-20,00%	6.747,341	10,03 MW	R\$ 212.297,43	R\$ 147.954,81
Totais		54.439,911		54.439,911		R\$ 4.923.183,14	R\$ 4.847.973,47

Figura 11 – Resultados Obtidos na minimização dos efeitos do MCP

Fonte: Autor

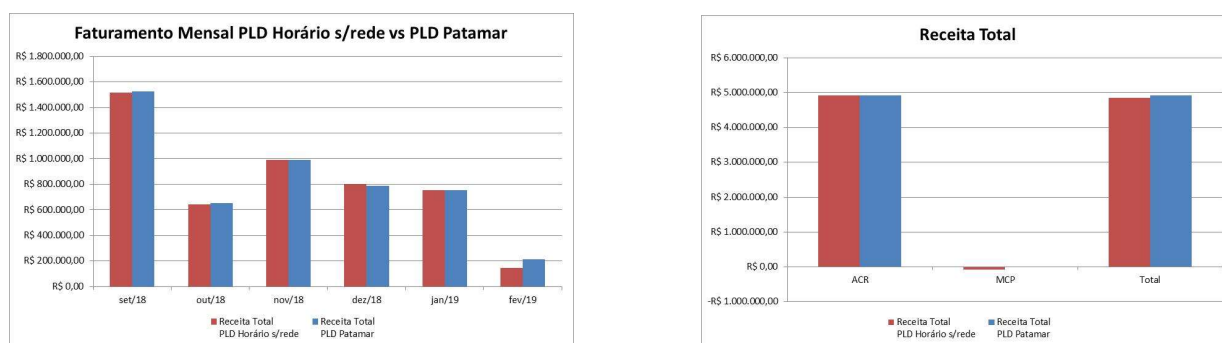


Figura 12 – Resultados Obtidos na minimização dos efeitos do MCP

Fonte: Autor

3º Cenário – Minimizar os efeitos do mercado de curto prazo - Modulação dos contratos pelo perfil da carga

Nas figuras 14 e 15 estão apresentados os resultados obtidos minimizando os efeitos do mercado de curto prazo.

A figura 16 mostra a geração eólica no período e a modulação da carga conforme perfil de carga.

O perfil da carga foi obtido no site do ONS (7) – Operador Nacional do Sistema, no período do estudo.

A figura 17 mostra uma tabela comparando os resultados obtidos considerando o perfil de geração e o perfil da carga.

Análise: Pelo resultado obtidos podemos verificar que o agente para minimizar os efeitos do mercado de curto prazo no período de estudo teria que ofertar quase 90% da garantia física no leilão.

Um ponto importante dos resultados obtidos através da comparação dos resultados do faturamento considerando os contratos pela modulação geração e carga é a diferença de 12,38% entre os faturamento considerando o PLD Horário. Esse resultado mostra o descasamento entre esse tipo de modulação ofertado no Leilão A-6 com a realidade, já que as distribuidoras fornecem a energia com o perfil da carga e a compra é feita pelo perfil da geração. A diferença entre o valor que a distribuidora deveria pagar (Faturamento pelo perfil da carga) com o efetivamente pago (Faturamento pelo perfil da geração) é absorvida pelo mercado e incorporado na tarifa cobrada pelas distribuidoras nos consumidores cativos, composta basicamente de consumidores residenciais e pequenas indústrias e comércios.

A ABRAPCH (Associação Brasileira de PCHs e CGHs) já fez questionamentos a respeito dos custos da geração eólica para o país (8), justamente questionando os modelos adotados pela ANEEL para realização dos leilões de energia eólica. Apesar desse estudo considerar apenas uma usina eólica e um período curto de tempo (6 meses), é possível verificar que existe uma defasagem entre os valores considerando a modulação pela geração e pela carga considerando o PLD Horário, que muito provavelmente entrará em vigor a partir de 2021. Considerando o total de energia negociada nos leilões de energia e um longo prazo esses custos se tornam bem

10 a 13 de novembro de 2019
 Belo Horizonte - MG



maiores e consideráveis para o SIN.

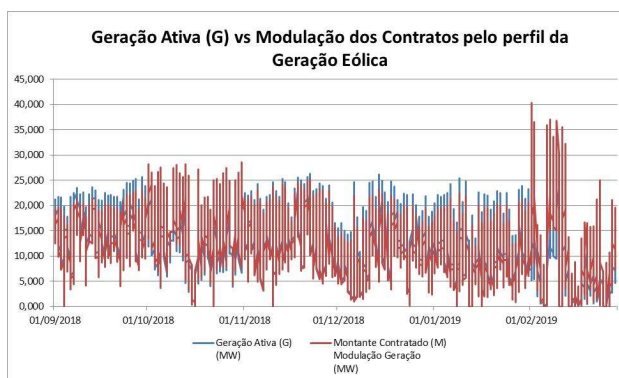


Figura 13 – Geração Ativa vs Montante Contratual modulado conforme perfil da Geração

Qtde de horas	Mês	Montante	Sazonalização	Montante Sazonalizado	MW médios	Modulação Geração		Modulação Carga	
						Receita Total PLD Patamar	Receita Total PLD Horário s/rede	Receita Total PLD Patamar	PLD Horário s/rede
720	set/18	9.054,843	20,00%	10.865,812	15,09 MW	R\$ 1.512.114,73	R\$ 1.500.064,74	R\$ 1.509.791,79	R\$ 1.489.554,35
744	out/18	9.356,671	20,00%	11.228,005	15,09 MW	R\$ 643.253,66	R\$ 634.887,74	R\$ 705.654,37	R\$ 587.294,67
719	nov/18	9.042,267	14,21%	10.327,551	14,36 MW	R\$ 988.331,58	R\$ 988.453,70	R\$ 991.893,22	R\$ 990.748,24
744	dez/18	9.356,671	-15,00%	7.953,170	10,69 MW	R\$ 788.780,56	R\$ 800.601,87	R\$ 801.243,69	R\$ 714.296,42
744	jan/19	9.356,671	-20,00%	7.485,337	10,06 MW	R\$ 756.009,70	R\$ 753.497,40	R\$ 747.297,34	R\$ 723.730,07
673	fev/19	8.463,763	-20,00%	6.771,010	10,06 MW	R\$ 210.650,10	R\$ 145.694,17	R\$ 183.628,03	-R\$ 279.507,39
Totais		54.630,886		54.630,886		R\$ 4.899.140,33	R\$ 4.823.199,64	R\$ 4.939.508,45	R\$ 4.226.116,36

Figura 14 - Resultados Obtidos na minimização dos efeitos do MCP

Fonte: Autor

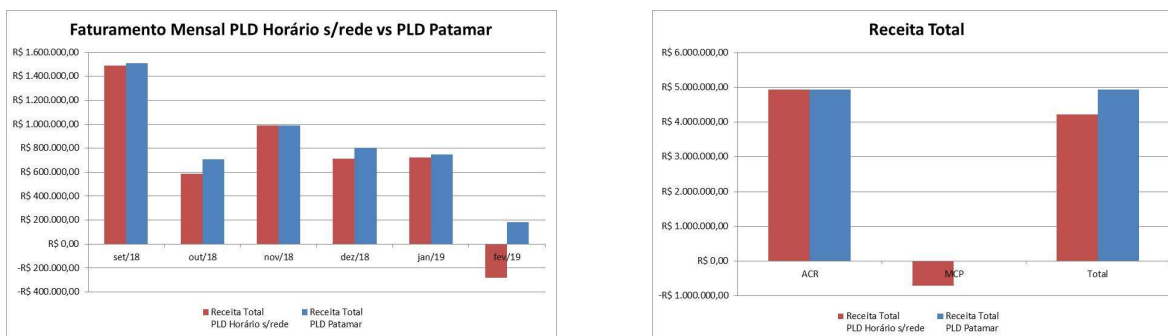


Figura 15 – Resultados Obtidos na minimização dos efeitos do MCP

Fonte: Autor

4.0 - CONCLUSÃO

O estudo apresentado nesse artigo mostra o desempenho em um período de 6 meses de uma usina eólica de acordo com as regras estabelecidas no Leilão A-6 de 2018 da ANEEL com dados reais da própria geração e do PLD Patamarizado (Regra Atual) e PLD Horário sem rede.

10 a 13 de novembro de 2019
 Belo Horizonte - MG



De acordo com os resultados obtidos podemos concluir que o agente gerador além dos estudos prévios de investimento na usina para participação do leilão, precisa ter conhecimentos sólidos da operação da usina em horizonte de médio e longo prazo para definir o percentual de sua garantia física deve ser ofertada no leilão.

Dependendo desse percentual o agente pode reduzir consideravelmente o risco de operação da usina com exposições no mercado de curto prazo, porém esse mesmo MCP pode proporcionar receitas maiores para o agente, sendo que deve-se ponderar os potenciais lucros com os eventuais prejuízos, sendo que após ofertado os valores de garantia física nos leilões e ganhando os lances, esses valores serão válidos por 20 anos, período dos contratos firmados no ACR.

Segundo (9), um dos maiores problemas para entrada efetiva da energia eólica no ambiente livre é o risco climatológico inerente à fonte. Outro ponto importante é que para obtenção de financiamentos para construção da usina os bancos pedem garantias de receita garantida que somente o ACR pode oferecer.

O artigo em questão faz uma análise de curto prazo, apenas 6 meses de simulação da operação, além desse estudo ser feito com dados consolidados de geração e dos preços no mercado de curto prazo. Porém para ter um horizonte melhor para definir a participação ou não em um determinado leilão é importante o agente realizar estudos a longo prazo, com previsões de geração em períodos de 5 a 10 anos, além da previsão dos valores do PLD, o que torna o estudo mais complexo.

O estudo também fornece um estudo comparativo entre o faturamento da usina eólica considerando o perfil de geração e o perfil da carga, sendo que considerando o PLD Horário foi verificada uma diferença de 12,38% no faturamento, sendo esse valor absorvido pelo mercado, causando uma disparidade no sistema energético brasileiro.

Para trabalhos futuros o autor sugere estudos a longo prazo com previsões para a geração e dos preços da liquidação das diferenças.

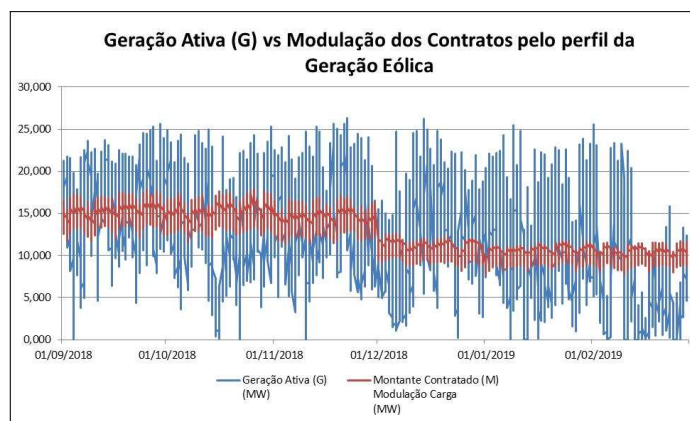


Figura 16 – Geração Ativa vs Montante Contratual modulado conforme perfil da Carga
 Fonte: Autor

Faturamento no Período			
Modulação Geração Receita Total PLD Patamar	Modulação Carga Receita Total PLD Patamar	Modulação Geração Receita Total PLD Horário s/rede	Modulação Carga Receita Total PLD Horário s/rede
R\$ 4.899.140,33	R\$ 4.939.508,45	R\$ 4.823.199,64	R\$ 4.226.116,36

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG



Figura 17 – Tabela comparativa entre os resultados obtidos considerando o perfil de geração e o perfil carga no período do estudo

Fonte: Autor

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ANEEL, “28º LEILÃO DE ENERGIA PROVENIENTE DE NOVOS EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO (LEILÃO ‘A-6’),” 2018. [Online]. Available: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=174.Brasil
- (2) CCEE, “Geração de energia eólica cresce 15% em 2018,” *Detalhe da notícia*, 2019. [Online]. Available: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticia leitura?contentid=CCEE_646081&_afLoop=84669912326656&_adf.ctrl-state=83wealj2t_1#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_646081%26_afLoop%3D84669912326656%26_adf.ctrl-state%3D83wealj.Brasil
- (3) CCEE, “Ambiente de Contratação Regulada,” *Comercialização*, 2019. [Online]. Available: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_adf.ctrl-state=83wealj2t_31&_afLoop=85097392026983#!.Brasil
- (4) ANEEL, “WORKSHOP LEN A-6/2018,” *Secretaria Executiva de Leilões -SEL*, 2018. [Online]. Available: <http://www.mme.gov.br/documents/1138787/88992642/2+Workshop+-+Leilão+A-6+2018.pdf/c1f67271-8393-4d3b-beca-a792165a2d58.Brasil>
- (5) A. C. Passos, A. Street, and B. Fanzeres, “Modelo De Otimização Robusto E Estocástico Para Incentivar O Investimento Em Fontes Renováveis No Mercado Livre De Energia,” *Marinha.Mil.Br*. Brasil, 2017.
- (6) ANEEL, “Leilão de Geração nº 03/2018 tem deságio de 46,89% e contrata 168 TWh,” Brasil, 2018.
- (7) ONS, “Curva de carga horária,” 2019. [Online]. Available: http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx.Brasil
- (8) ABRAPCH, “Pequenas hidrelétricas questionam custo da geração eólica para o país,” 2019. [Online]. Available: <https://www.abrapch.org.br/Noticias/3726/pequenas-hidreletricas-questionam-custo-da-geracao-eolica-para-o-pais>. [Accessed: 16-May-2019].Brasil.
- (9) M. N. Ribeiro, “Comercialização de energia eólica no Brasil: desenvolvimento de sistemas de apoio em leilões para agentes geradores.,” 2013.Brasil.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

- Nome: Rogério Antonio Vilela;
- Graduação: Universidade Estadual de Londrina, 2003 – Engenharia Elétrica;
- Pós Graduação: ISAE/FGV Londrina e Curitiba, 2010 – MBA em Gerenciamento de Projetos;
- Pós Graduação: Universidade Estadual de Londrina, 2005 – Administração Industrial;
- Pós Graduação: Universidade Federal do Paraná, 2020 (Previsão) – Mestrado em Engenharia Elétrica;
- Experiência Profissional: COPEL - Companhia Paranaense de Energia (Desde 2010) – Engenheiro de Projetos Elétricos e Engenheiro de Contabilização Energética;
- Experiência Profissional: SENAI – Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (2009-2010) – Técnico de ensino;
- Experiência Profissional: Yazaki do Brasil Ltda. (2008-2009) – Supervisor de Manutenção;
- Experiência Profissional: Blank & Fonseca Ltda. (2004-2008) – Supervisor de Engenharia;
- Experiência Profissional: Identech Industria e Comércio Ltda. (2003-2004) – Trainee em Tecnologia;

**XXV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

3800
GCR/19

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

