

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

### **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(1); FLÁVIO ALBERTO FIGUEREDO ROSA(1); PATRICIA COSTA GONZALEZ DE NUNES(1); JORGE TRINKENREICH(1); ANDERSON DA COSTA MORAES(1); EPE(1)**

#### **RESUMO**

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.

#### **PALAVRAS-CHAVE**

Energia eólica, CCEAR, Disponibilidade, Quantidade, Alocação de riscos

#### **1.0 - INTRODUÇÃO**

Os resultados dos últimos leilões de energia nova confirmam um mercado maduro para a fonte eólica, onde se observou alta competitividade entre os empreendimentos e uma oferta de projetos muito superior à demanda, levando a preços consideravelmente mais baixos que dos certames anteriores.

Por outro lado, a sociedade discute a modernização do mercado de energia brasileiro e sua base legal, sendo expressivas as iniciativas propostas pelo governo que apontam para a importância da explicitação dos subsídios das fontes, a diminuição de incentivos específicos de mercado, fomento à competição e estímulo a uma alocação de riscos em quem melhor tem capacidade de geri-los e precificá-los.

Nessa visão, esses fatores estão intimamente relacionados com a evolução da modalidade de comercialização e contabilização dos contratos de energia da fonte eólica, surgindo a oportunidade de avaliar os impactos da mudança do tipo de contratação da fonte da modalidade de disponibilidade para a de quantidade, especialmente considerando a natural variação de seu recurso e possibilitando a ampliação dos incentivos para que o mercado de curto prazo (MCP) apresente sinais econômicos mais eficientes.

#### **1.1 Contrato por disponibilidade, quantidade e regras de comercialização**

Conforme as regras de comercialização, os contratos na modalidade por disponibilidade são aqueles nos quais os riscos, ônus e benefícios da variação de produção no curto prazo são alocados ao grupo de distribuidoras participantes do leilão e, posteriormente, repassados aos consumidores regulados por meio das tarifas. O agente vendedor recebe mensalmente uma parcela fixa e, para empreendimentos termelétricos com custo variável unitário não nulo, uma parcela variável relacionada ao despacho da planta. No caso de produção de energia superior à energia contratada dentro de um intervalo especificado no contrato, o agente comprador percebe as receitas de venda deste excedente no MCP. No caso de produção inferior à quantidade contratada, o agente comprador arca com os custos da liquidação desta diferença ao preço do MCP. Ou seja, nesse tipo de contrato, as distribuidoras ficam sujeitas às exposições financeiras no mercado de curto prazo, sejam elas positivas ou negativas.

Ao final do período de contabilização de cada contrato, os agentes vendedores ressarcem os compradores de acordo com as exposições financeiras de produção em relação à energia contratada caso o valor seja negativo durante o período. Dessa forma, pode-se compreender que na contratação por disponibilidade algum risco de geração (inicialmente quadrienal e, posteriormente, anual) já é alocado no agente vendedor. Porém, o preço de referência para a liquidação dessa diferença é o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio do período.

Nos CCEARs por disponibilidade os volumes anuais são definidos no leilão correspondente, sendo necessária a realização dos processos de sazonalização e modulação para efeito de contabilização. Na sazonalização a quantidade anual é distribuída uniformemente (*flat*) em todos os meses de vigência do contrato no ano, proporcionalmente ao número de horas de cada mês. Por sua vez, na modulação, a distribuição horária da energia contratada é feita conforme o perfil da carga do comprador, respeitando o limite de potência nominal do contrato.

Acrescenta-se que, no processo de contratação da modalidade por disponibilidade, como os custos e riscos financeiros de curto prazo relacionados à geração são de responsabilidade do agente comprador, ou seja, das distribuidoras, há necessidade de métrica para indicação de ordenação econômica dos projetos candidatos, sob o ponto de vista do Sistema. Esta avaliação é realizada através do Índice de custo-benefício (ICB).

Observa-se que para o referido ordenamento econômico das usinas participantes de um dado leilão, especificamente para empreendimentos eólicos, considerava-se o valor associado a garantia física de energia (P90 anual) ponderado à expectativa média de geração mensal (P50 mensal) declarada na certificação de produção de energia de cada usina, conforme métrica constante em Nota Técnica específica anexa ao Edital de cada leilão. Dessa forma, quanto maior a indicação de complementaridade com o recurso hidrelétrico, mais o empreendimento tende a ser avaliado como atrativo ao SIN. Evidencia-se, entretanto, que além da referida avaliação ser feita em base mensal, a sazonalidade refletida na ordenação econômica associada a um determinado leilão também não se traduz em obrigatoriedade contratual.

Em relação a outra possibilidade de modalidade contratual, ainda de acordo com as regras de comercialização, “os contratos na modalidade quantidade são aqueles em que o vendedor é responsável pela entrega da quantidade de energia contratada no centro de gravidade do submercado do empreendimento de geração, assumindo os custos decorrentes da operação energética integrada”. No caso de produção de energia<sup>1</sup> superior à quantidade contratada em um intervalo de liquidação especificado no contrato, o agente vendedor percebe as receitas de venda deste excedente no MCP. No caso de produção inferior à quantidade contratada, o agente vendedor arca com os custos da liquidação desta diferença ao PLD. Ao agente gerador são, portanto, atribuídos os riscos de variação da quantidade produzida pela planta e do preço do mercado de curto prazo<sup>2</sup>.

Os volumes anuais dos CCEARs por quantidade são definidos no leilão que o originou, de acordo com a energia ofertada no certame pelo agente vendedor, também sendo necessária a realização dos processos de sazonalização e modulação para efeito de contabilização da CCEE.

Na natureza do contrato por quantidade, ou pelo menos para as usinas hídricas, o requisito de entrega deve ser o mesmo para todos os concorrentes, sagrando-se vencedor quem oferecer o menor preço de venda de energia para atendimento ao um mesmo requisito de sazonalidade e modulação, o que garante isonomia ao processo. O risco de atendimento ao contrato, considerando o despacho centralizado e a alocação de garantia física para fins de MRE, é previsto em sua necessidade de receita para a quantidade de energia ofertada.

## 2.0 - AVALIAÇÕES DO IMPACTO DA ALTERAÇÃO DA MODALIDADE CONTRATUAL PARA EMPREENDIMENTOS EÓLICOS

Foram utilizadas duas metodologias para avaliar os impactos da alteração de modalidade contratual para a fonte eólica, passando de contratos por disponibilidade com contabilização anual para contratação por quantidade. Primeiramente, estimou-se o lucro mensal e a taxa interna de retorno (TIR) dos agentes para 20 anos de contrato a partir de dados simulados de expectativa de geração para diferentes regiões, cenários de PLD e percentuais de contratação. Considerou-se nessa análise apenas a sazonalização *flat*, mantendo os contratos por disponibilidade e quantidade em igual patamar de comparação. Em seguida, avaliou-se os impactos de diferentes possibilidades de sazonalização de contrato do ponto de vista do agente vendedor (gerador) e do comprador (distribuidora).

### 2.1 Dados utilizados nas análises

Os dados de geração eólica foram obtidos através da simulação de produção de energia, a partir de dados anemométricos de torres da base AMA<sup>3</sup>, para um parque na Bahia, um no Rio Grande do Norte e outro no Rio Grande do Sul. Estes estados foram selecionados pela representatividade nos leilões de energia e pelo perfil de geração diversificado. Foram simulados 4 anos de geração eólica considerando curvas de potência de

1 Ou alocação de créditos de energia através do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), para usinas hidrelétricas que dele participam. No restante do documento, subentende-se este fato quanto se menciona produção efetiva neste contexto.

2 Sob o formato historicamente utilizado em contratos de quantidade em leilões de energia nova, os riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre os submercados da entrega e do consumo são assumidos pelo comprador, uma vez que o ponto de entrega é no centro de gravidade do submercado onde esteja localizado o empreendimento de geração.

3 Sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA). As medições são realizadas em estações anemométricas instaladas nos parques eólicos vencedores de leilões de energia, conforme determinação expressa nos contratos firmados com esses parques, e seguem normas e procedimentos internacionais destinados a garantir a qualidade das medições.

aerogeradores adequados e implementados pelos empreendimentos mais recentes de cada região, conforme Tabela 1.

Tabela 1 – Aerogeradores utilizados

Estado	Diâmetro do rotor (m)	Potência nominal (kW)
Bahia	125	3000
Rio Grande do Norte	114	2000
Rio Grande do Sul	116	3000

A partir da simulação, utilizou-se o MERRA2 (Gelaro et al., 2017), base de dados de velocidade de ventos da NASA, para efetuar a extensão dos 4 anos para 36 anos, em base mensal, através de regressões multilíneas. Com os 36 anos de geração foram combinados 17 cenários de 20 anos consecutivos.

Considera-se como limite máximo para contratação, o valor de energia anual com probabilidade de ocorrência igual ou maior a cinquenta por cento (P50). Os valores estimados de P50 relativos às séries de geração de energia de 36 anos foram de 154.327 MWh para a Bahia, 173.069 MWh para o Rio Grande do Norte e 104.526 MWh para o Rio Grande do Sul. Decidiu-se utilizar o P50 como limite de contratação ao invés do P90, que é atualmente utilizado nos cálculos de garantia física de energia (GF), dado que no longo prazo espera-se que a geração deve tender ao P50.

Como o empreendedor pode optar por não vender a totalidade disponível para contrato, avalia-se também as estratégias de contratação e exposição aos riscos do mercado de curto prazo, simulando os cenários com diferentes níveis de contratação, tendo sido assumidos valores de energia contratada mensal de 100%, 80% e 65% (percentual médio de contratação em relação à garantia física no leilão A6/2017) em relação ao seu limite máximo. Para a análise de impactos de sazonalidade foi utilizado apenas o cenário de 80% de contratação.

Para a avaliação do ponto de vista do comprador, ou seja, da distribuidora, foram utilizados dados declarados pelas distribuidoras ao SIMPLES. A partir dos dados de consumo mensal realizados e previstos pelas distribuidoras para o período entre janeiro de 2016 a dezembro de 2022, foram realizadas análises temporais de tendência, sazonalidade e resíduos para definição do requisito mensal para cada distribuidora e para a soma de todo o SIMPLES, o que pode ser compreendido como o perfil de uma distribuidora que atenda todo o Brasil. Dessa forma, considera-se como requisito do comprador a sazonalidade do SIMPLES.

Os dados de mercado utilizados no estudo foram custos de investimento, O&M, preço da energia contratada e PLD.

Para definição dos custos típicos da fonte tomou-se como referência o banco de dados da EPE, formado especialmente pelas informações dos leilões de energia, bem como o PDE 2026 (EPE, 2017). Dessa forma, foram definidos os seguintes valores expostos na Tabela 2:

Tabela 2 – Dados de mercado utilizados nas simulações

Custos Típicos	Valor
Investimento (R\$/kW)	5.300,00
O&M (R\$/kW.Ano)	100,00
Preço de Contrato (R\$/MWh)	150,00

Para elaboração dos cenários de PLD utilizam-se as matrizes de custo marginal da operação (CMO) mensal dos subsistemas nordeste e sul, resultantes do PDE com uso do NEWAVE™ com horizonte de 15 anos, além de cenários de PLD gerados a partir dos históricos de PLD mensal dos submercados nordeste e sul, disponibilizados pela CCEE (CCEE, 2018).

O primeiro par de matrizes resulta da simulação do cenário de referência do PDE 2026, com início em maio de 2016, cronograma do DMSE de setembro de 2016 e níveis de armazenamento de maio de 2016.

Para estender as matrizes de CMO obtidas ao período de 20 anos, aplica-se a média móvel entre os valores de CMO dos três últimos anos para o mês e cenário hidrológico em questão. Dessa forma, obtêm-se dois conjuntos de matrizes de CMO para um período de 20 anos (240 meses) e 2000 cenários hidrológicos. A transformação dos valores de CMO mensal em PLD mensal foi feita substituindo os valores de CMO inferiores ao mínimo definido de PLD pelo PLD mínimo e os valores maiores que o máximo definido de PLD pelo PLD máximo. Para essa referência foram utilizados os valores de teto e piso de PLD oficiais de 2018 (ANEEL, 2017).

Para a elaboração das matrizes de PLD históricas, foram utilizados os valores de PLD mensal de janeiro de 2004 a dezembro de 2017 corrigidos pelo respectivo IPCA para dezembro de 2017 (IBGE, 2018) para cada submercado analisado, limitados pelos valores de PLDmin e PLDmáx, com o intuito de adequar a regra atual do PLD.

Para o primeiro caso, denominado histórico de PLD limitado, foram criados 2000 cenários de 20 anos a partir de uma amostragem uniforme dos 14 anos de PLD mensais corrigidos para cada submercado.

Já para o segundo caso, histórico 2012-2017 de PLD limitado, a amostragem foi feita apenas para PLDs mensais dos submercados nordeste e sul de janeiro de 2012 a dezembro de 2017, considerado período crítico de preços.

As análises abrangem a visão de preços futuros considerando a visão do planejamento e do modelo oficial do setor (caso descrito na 2.1.1, referente ao PDE 2026) como também a visão de preços futuros a partir dos históricos dos próprios valores oficiais de PLD mensal considerando tanto todo o período disponível, quanto apenas um período mais crítico, compreendido pelos últimos 6 anos. Por simplicidade, na Análise 1 são utilizadas as matrizes oriundas do PDE e na Análise 2 são utilizadas as matrizes do PDE 26 e as matrizes extraídas do histórico de preços.

Tabela 3 – Resumo das matrizes de PLD utilizadas nas simulações

Resumo PLD	Valor (R\$/MWh)
PLD Máximo 2018	505,18
PLD Mínimo 2018	40,16
PLD Sul Médio de 2000 Cenários Caso PDE 2026	113,90
PLD Sul Médio de 2000 Cenários Caso PLD limitado	188,46
PLD Sul Médio de 2000 Cenários Caso Histórico 2012-2017 PLD limitado	297,35
PLD NE Médio de 2000 Cenários Caso PDE 2026	111,99
PLD NE Médio de 2000 Cenários Caso PLD limitado	197,24
PLD NE Médio de 2000 Cenários Caso Histórico 2012-2017 PLD limitado	324,55

Para a Análise 1 foi comparada a rentabilidade dos contratos por disponibilidade com contabilização anual e a rentabilidade por quantidade com a sazonalidade de entrega da energia contratada no perfil *flat*. Afinal, como a sazonalidade de entrega de energia do contrato por disponibilidade é *flat*, a forma isonômica de comparar as duas modalidades, do ponto de vista do gerador, deve ser utilizando a mesma sazonalidade de entrega.

Porém, diante da publicação dos documentos da Audiência Pública ANEEL nº 021/2018, observa-se que a proposta para o CCEAR por quantidade de empreendimentos eólicos é que a sazonalidade de entrega de energia seja definida pelo próprio agente gerador.

Na Nota Técnica SEL/ANEEL nº 15/2018, conforme argumentação do item II.4, explica-se o entendimento da agência sobre a alteração de modalidade para a fonte eólica e indica, no parágrafo 18, que “a sazonalização observaria os montantes mensais (em MWmédios) utilizados para o cálculo da garantia física da usina (portanto definida antes do leilão pelo vendedor)”. Nesse contexto, alertamos que atualmente não existem montantes mensais utilizados para o cálculo da garantia física de energia de empreendimentos eólicos, visto que, conforme Portaria MME nº 101/2016, equação 10, apenas a produção anual de energia certificada (em MWh) referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento é utilizada.

Dessa forma entende-se, portanto, que a agência se referia à geração mensal estimada definida anteriormente para cálculo do ICB. A geração mensal estimada do ICB era utilizada para cálculo do índice componente de Custo Econômico de Curto Prazo (CEC), aplicável apenas nas contratações por disponibilidade.

Para o intuito do ICB de empreendimentos eólicos, a geração mensal estimada era a melhor métrica disponível de sazonalização de entrega de energia. Porém, independente das ressalvas aqui apresentadas, como entende-se que o objetivo da Agência seria vincular a sazonalidade de entrega de energia à característica mensal do recurso, com consequente aderência ao perfil de geração do empreendimento eólico ao longo do contrato, resguardada a lógica de alocação de riscos financeiros de uma contratação por quantidade, o presente estudo avalia distintas interpretações relacionadas a proposta de sazonalidade, e suas implicações.

Sendo assim, foi feita avaliação tomando como referência empreendimentos habilitados tecnicamente pela EPE em leilões anteriores que tiveram o mesmo valor de garantia física de energia, mas que, por apresentarem distintos valores de P50 mensais declarados em seus respectivos documentos de Certificação, resultariam em diferentes obrigações contratuais mensais.

Adicionalmente, avaliou-se também a sazonalidade de entrega de energia do gerador na sazonalidade *flat* e conforme o requisito mensal do comprador definido anteriormente. Em resumo, os requisitos de entrega simulados foram: Sazonalidade de entrega conforme um empreendimento habilitado no leilão A-4/2017 (Caso 1); sazonalidade de entrega conforme outro empreendimento habilitado no leilão A-4/2017 (Caso 2), mas com mesma garantia física de energia do Caso 1; sazonalidade de entrega conforme valores de produção de energia mensal P50 das séries de geração de longo prazo descritas na análise 1 (P50 mensal); e sazonalidade de entrega conforme perfil mensal de carga calculado do consumo de todo Brasil (SIMPLES).

## 2.2 Análise 1: Taxa Interna de Retorno (TIR)

### 2.2.1 Metodologia

Quando se trata de comparar distintos projetos, é comum avaliar a expectativa de fluxo de caixa simplificado que pode ser obtido para o período de contrato em relação ao montante previsto de investimento. Para isso, uma das análises mais utilizadas é a comparação da TIR do projeto. Para as análises da TIR do projeto desta seção, considera-se o investimento com 100% de capital próprio (ou seja, não se captura a dinâmica de financiamento por terceiros) e, por simplificação, desembolsado em sua totalidade no momento anterior ao início da geração.

Dessa forma, apresenta-se a análise da TIR encontrada para diversos cenários de geração, níveis de contrato e PLD, considerando as modalidades de contratação por disponibilidade, com contabilização anual, e quantidade. Para cada região e cada um dos 3 níveis de energia contratada, simulou-se a contabilização da energia por disponibilidade e por quantidade, sempre do ponto de vista do vendedor. Em cada avaliação são utilizados 17 cenários de geração eólica e 2.000 cenários de PLD, obtendo-se 34.000 contabilizações de contratos de 20 anos.

Esse procedimento foi realizado para os dois conjuntos de matrizes de PLD de acordo com o submercado dos três parques em questão. De forma simplificada, as contabilizações são definidas conforme a formulação exposta na tabela seguinte e foram realizadas em base mensal, sem considerar a contabilização por semana, patamar ou hora.

Tabela 4 – Contabilização dos tipos de contrato

Contrato	Fórmula
Quantidade	$C_{quantidade} = E_{contratada} \times P_{contrato} + (E_{gerada} - E_{contratada}) \times PLD_{mês} - O \wedge$
Disponibilidade para janeiro	$C_{disponibilidade} = E_{c\ contratada} \times P_{c\ contrato} + \left( \left( E_{g\ AnoAnterior} - E_{c\ Anual} \right) \times PLD_{M\ é\ dia\ A} \right)$
Disponibilidade para outros meses	$C_{disponibilidade} = E_{c\ contratada} \times P_{c\ contrato} - O \wedge M$

## 2.2.2 Resultados

Das simulações, foram construídas curvas onde todas as 34.000 possibilidades de TIR por projeto são apresentadas comparando as referidas contabilizações mensais (por quantidade) e anuais (por disponibilidade) dos contratos. São avaliadas 3 opções de venda, 100% (FIGURA 1), 80% (FIGURA 2) e 65% (FIGURA 3) do P50. Nesses três primeiros casos os cenários de PLD utilizados foram obtidos a partir do conjunto de matrizes de CMO do PDE 2026.

FIGURA 1 – Curva de TIR para contratação de 100% do P50 com projeções de PLD do PDE

FIGURA 2 – Curva de TIR para contratação de 80% do P50 com projeções de PLD do PDE 2026

FIGURA 3 – Curva de TIR para contratação de 65% do P50 com projeções de PLD do PDE 2026

Para ambas as modalidades de contrato, a dispersão da TIR ao longo dos cenários aumenta conforme a quantidade contratada diminui. Uma maior dispersão significa um maior risco do empreendedor. Contudo, observa-se, na parte direita das curvas que, em alguns cenários, é possível obter uma maior remuneração quando nem todo o P50 é comprometido no contrato. Mas, independentemente da escolha do empreendedor quanto à parcela de sua geração com a qual se compromete no contrato observa-se que, consideradas as premissas do estudo, para todos os estados e para todas as quantidades contratadas o contrato por quantidade com obrigação mensal *flat* se mostra mais vantajoso para o empreendedor que o contrato por disponibilidade com liquidação anual.

A partir da comparação das três figuras e tendo como referência de comparação os menores valores de TIR e a TIR média de cada projeto, neste cenário de PLD, a opção do empreendimento estar totalmente contratado se apresenta como de retorno mais seguro. Ressalta-se, entretanto, que isso é um reflexo de um PLD médio, próximo a 115,00 R\$/MWh, inferior ao preço de contrato, aqui considerado como um dado de entrada no valor de 150,00 R\$/MWh.

Pode-se observar que o Rio Grande do Norte possui sempre maior TIR, seguido da Bahia e do Rio Grande do Sul. Tal resultado é função, principalmente, do recurso eólico de cada estado e da turbina escolhida. Percebe-se uma tendência de TIR mais atraente no nordeste do país, fato corroborado pelos resultados dos últimos leilões.

## 2.3 Análise 2: Impactos de diferentes sazonalidades de contrato dos pontos de vista do agente vendedor (gerador) e do agente comprador (distribuidora)

### 2.3.1 Metodologia

Para cada região foi simulada a contabilização da energia na contratação por quantidade, do ponto de vista do vendedor e do comprador. A análise do vendedor é uma avaliação de TIR similar à utilizada na Análise 1. Já a avaliação do comprador considera o custo da distribuidora para atender o seu requisito de energia diante da sazonalidade de contrato e a respectiva liquidação de excedentes no MCP. Para correta verificação dos impactos no custo das distribuidoras, desconsidera-se nessa análise os efeitos dos outros contratos existentes em seu portfólio, sejam eles de quaisquer modalidades. Logo, considera-se que o seu requisito de energia anual



é igual a energia contratada com o empreendimento eólico, visando eliminar também os efeitos de sub ou sobrecontratação.

De forma simplificada, a contabilização é definida conforme a formulação exposta na tabela seguinte. Para a contabilização na contratação por quantidade, considera-se a receita mensal, a remuneração ou despesa referente à exposição energética mensal e o custo de O&M.

Tabela 5 – Contabilização dos tipos de contrato para a Análise 2

Parte	Fórmula
Vendedor	$Lucro = E_{contratada} \times Preço_{contrato} + (E_{gerada} - E_{contratada}) \times PLD_{mês} - O \wedge M$
Comprador	$Custo = E_{contratada} \times Preço_{contrato} + (E_{requisito} - E_{contratada}) \times PLD_{mês}$

### 2.3.2 Resultados

A comparação dos impactos de diferentes sazonalidades de entrega de energia dos pontos de vista do agente vendedor (gerador) e do agente comprador (distribuidora) se inicia pela análise do problema da isonomia na escolha do agente vendedor quando, por exemplo, temos sazonalidades distintas com a mesma oferta de energia, ou seja, mesma quantidade de lotes contratados. Para essa análise foram selecionados dois parques eólicos habilitados em leilão com mesma garantia física, mas com sazonalidades diferentes (valores declarados de P50 mensal). Pela localização dos parques escolhidos, as opções de sazonalidade foram atribuídas ao parque da Bahia já utilizado.

Dessa forma, considerando cenário de preços do Nordeste do caso PDE 2026, requisito mensal do comprador conforme perfil de carga a partir do consumo de todo Brasil (SIMPLES) e mesma energia contratada, foram avaliados os impactos de risco financeiro do ponto de vista do comprador e do gerador para três curvas de sazonalidade distintas, obtidas considerando os valores de P50 mensal dos dois projetos habilitados em leilões anteriores e a geração indicada no item 2, conforme Caso 1 (FIGURA 4), Caso 2 (FIGURA 5) e o P50 mensal calculado para o projeto (FIGURA 6).

FIGURA 4 – Sazonalidade pelo Caso 1 - PLD do PDE 2026

FIGURA 5 – Sazonalidade pelo Caso 2 - PLD do PDE 2026

FIGURA 6 – Sazonalidade pelo P50 mensal da geração - PLD do PDE 2026

Destaca-se nas figuras acima a grande variação da percepção de risco por parte do conjunto das distribuidoras, representada pela sazonalidade do SIMPLES, para a mesma energia contratada, o que pode ser observado através das variações de custo da energia, evidenciando-se as diferenças entre os valores mínimos e máximos e percentis apresentados nos gráficos da esquerda das figuras 4, 5 e 6.

Já do ponto de vista do gerador, a alocação da sazonalidade continua a representar certo risco, mas as análises reforçam que, conforme sua estratégia e sua disposição ao risco, a rentabilidade de seu parque continua resguardada em todas as opções analisadas em menor ou maior grau. No entanto, reforçamos que a distribuidora não pode optar por contratar o gerador com a sazonalidade que represente menor risco, visto que a contratação por quantidade se baseia apenas no valor do lance, e não possui nenhum mecanismo que permita a melhor escolha do vendedor de mesma fonte à luz dos requisitos mensais do comprador.

Uma opção para o problema de isonomia na escolha das fontes é a existência de uma sazonalização de contrato conhecida previamente e que não apresente risco excessivo para as duas partes. Dessa forma, uma possibilidade analisada foi a contratação pela sazonalidade de entrega de energia *flat* (12 parcelas iguais), prática já realizada nos contratos de disponibilidade das eólicas. A FIGURA 7 ilustra tal simulação.

FIGURA 7 – Sazonalidade *flat* - PLD do PDE 2026

A partir da FIGURA 7 se observa que há uma grande redução de risco na perspectiva do comprador, e também uma redução de riscos pelo lado do gerador, se mostrando uma opção vantajosa para ambas as partes e resguardando a isonomia no processo de escolha.

Considerando que, do ponto de vista da distribuidora, a sazonalização deveria ser o seu requisito, como ocorre nos contratos de quantidade atuais dos empreendimentos hidroelétricos, foram avaliados ainda os impactos considerando a sazonalidade do contrato conforme perfil do SIMPLES, apresentado na FIGURA 8.

FIGURA 8 – Sazonalidade pelo SIMPLES - PLD do PDE 2026

Supondo que a soma dos contratos das distribuidoras do leilão forme uma sazonalidade como a do SIMPLES, o impacto esperado pelo gerador não seria, nestes cenários de preços, muito diferente da sazonalização *flat*, sendo até a expectativa de retorno financeiro ligeiramente superior. Claramente, essa opção não acarretaria aumento da percepção de risco para o agente comprador, dado que o contrato sempre atenderia a sua sazonalidade. Como no contrato por quantidade a distribuidora não liquida os excedentes e déficits energéticos no MCP, podendo repassar os custos financeiros aos consumidores, entende-se que essa seria a melhor sazonalidade para o agente comprador.

A mesma análise realizada com a matriz de PLD do caso PDE 2026 foi realizada para as outras matrizes de PLD apresentadas na Tabela 3. Os resultados, do ponto de vista do gerador estão expostos na Tabela 6.

Tabela 6 – Resultados estatísticos da distribuição de TIR para todos os casos de PLD do parque da Bahia

Sazonalidade	PLD (NE)	TIR [%]				
		Min	P25	P50	P75	Max
Caso 1	PDE 2026	8,9	9,7	10,0	10,4	13,0
Caso 2	PDE 2026	9,4	10,3	10,7	11,1	14,1
P50 mensal	PDE 2026	9,3	10,1	10,4	10,8	13,8
Flat	PDE 2026	9,5	10,4	10,7	11,1	14,3
SIMPLES	PDE 2026	9,5	10,4	10,7	11,2	14,3
Caso 1	PLD 12-17	13,8	16,1	16,8	17,5	22,1
Caso 2	PLD 12-17	12,9	15,2	15,9	16,6	21,3
P50 mensal	PLD 12-17	13,4	15,5	16,2	16,9	21,5
Flat	PLD 12-17	13,1	15,2	15,9	16,6	21,2
SIMPLES	PLD 12-17	13,0	15,1	15,8	16,6	21,2
Caso 1	PLD Histórico	9,8	12,4	13,2	14,0	19,0
Caso 2	PLD Histórico	9,1	11,9	12,6	13,4	19,0
P50 mensal	PLD Histórico	9,5	12,3	13,0	13,7	18,9
Flat	PLD Histórico	9,3	12,2	12,9	13,6	19,0
SIMPLES	PLD Histórico	9,3	12,1	12,8	13,6	19,0

Observa-se que nas matrizes relacionadas ao histórico de PLD, com valores médios mais altos e uma sazonalidade menos marcada entre o período úmido e o chuvoso, os resultados possuem uma maior faixa de variação para a TIR.

Para cada matriz de preço considerada, a sazonalidade mais vantajosa pode variar, como pode ser observado na Tabela 6, mas a variação de risco entre as opções não é tão expressiva. Dessa forma, considerando que as matrizes possuem séries diferentes e há sempre alguma captura renda pela liquidação no MCP, o risco financeiro associado às obrigações mensais de entrega de energia poderia ser absorvido pelo vendedor, inclusive considerando o atendimento ao perfil da carga (avaliação pelo SIMPLES).

Do ponto de vista do comprador, aqui tratado como distribuidora SIMPLES, e considerando as variações de sazonalidade de entrega de energia do mesmo parque na Bahia, as análises dos resultados para as simulações com as três referidas matrizes de PLD estão na Tabela 7.

Tabela 7 – Distribuição de custo para a Distribuidora SIMPLES com energia contratada do parque na Bahia

Sazonalidade	PLD (NE)	Custo da energia contratada R\$/MWh				
		Min	P25	P50	P75	Max
Caso 1	PDE 2026	-87	106	145	171	357
Caso 2	PDE 2026	96	145	150	156	222
P50 mensal	PDE 2026	41	135	148	159	228
Flat	PDE 2026	135	148	150	151	161
SIMPLES	PDE 2026	150	150	150	150	150
Caso 1	PLD 12-17	-87	99	150	217	357
Caso 2	PLD 12-17	96	130	149	159	222
P50 mensal	PLD 12-17	41	129	151	181	228
Flat	PLD 12-17	135	149	150	153	161
SIMPLES	PLD 12-17	150	150	150	150	150
Caso 1	PLD Histórico	-87	106	148	196	357
Caso 2	PLD Histórico	96	134	149	159	222
P50 mensal	PLD Histórico	41	131	149	169	228
Flat	PLD Histórico	135	148	150	152	161
SIMPLES	PLD Histórico	150	150	150	150	150

É possível observar uma variação considerável no custo da energia no contrato com o parque na Bahia. Há grande risco para a distribuidora para todas as matrizes de PLD utilizadas e sazonalidades de entrega, exceto para a entrega com perfil SIMPLES que não há risco e a *flat* que teve um baixo risco de energia pouco acima do valor de contrato.

Para maior robustez, os cenários de sazonalidade de contratos foram também avaliados para um parque no Rio Grande do Norte e um no Rio Grande do Sul. Para o Rio Grande do Norte, os resultados são próximos aos da Bahia, sendo pouco mais rentáveis (1 p.p. em média a mais). Já no Rio Grande do Sul observa-se valores de TIR menores que no Nordeste (8 p.p. em média a menos), devido à menor correlação do recurso com o PLD e do menor fator de capacidade típico. Contudo, nenhum estado apresentou incremento de riscos quando exposto a entregas mais próximas do comprador, como *flat* ou o perfil do SIMPLES.

### 3.0 - CONCLUSÃO

As análises deste documento se orientam exclusivamente a avaliar os possíveis impactos da mudança da modalidade contratual aplicada a projetos eólicos, dos contratos de disponibilidade com contabilidade anual para contratos de quantidade, com enfoque nos riscos dos agentes envolvidos em leilões do ambiente regulado. Se inalterada a estrutura de custos, a mudança na modalidade de contratos tenderia a ter impactos positivos para os projetos, notadamente aqueles na região Nordeste. Esta conclusão é corroborada pelos resultados da seção 2.2, que mostram que a TIR do projeto tende a se incrementar com contratos por quantidade.

O estudo mostra que, considerada uma obrigação contratual *flat*, o perfil sazonal da geração eólica, principalmente no Nordeste, tende a resultar em excedentes de geração em relação à obrigação contratual quando os valores de PLD estão em valores mais altos, e em déficits quando o PLD está em valores mais baixos, tendência observada no histórico do PLD e nas séries de CMO do PDE 2026. Mesmo considerando diferentes cenários de PLD e de geração, o fato de que a TIR do projeto é avaliada ao longo de todo o período de contrato (20 anos), tende a atenuar exposições financeiras severas, embora as análises mostrem que tais exposições podem ocorrer.

Na seção 2.3 avalia-se os riscos tanto por parte das distribuidoras, quanto pelo gerador para possíveis sazonalidades de contratos. A avaliação busca ser exaustiva considerando cenários de PLD baseados no histórico e no futuro esperado (PDE 2026), além de contar com geradores eólicos de três diferentes estados do Brasil. Nessa seção destaca-se o problema da isonomia na escolha de contratos quando o gerador tem a possibilidade de vender sua sazonalidade de recurso, ou até alguma sazonalidade que possa lhe trazer maior benefício econômico, dado que a distribuidora não terá poder de escolha entre as ofertas de mesmo custo por MWh. A seção mostra ainda que, independente do cenário de PLD utilizado (histórico, somente os anos entre 2012 e 2017 e o PDE 2026) as opções de sazonalização pelo requisito do comprador, ou mesmo *flat*, são as que trazem menor risco para o comprador, e podem até ser as melhores estratégias para o gerador.

### 4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA No 2.364 DE 21 DE DEZEMBRO DE 2017. Dezembro de 2017.  
CCEE. **CCEE - Preços médios - PLD - Preço de Liquidação das Diferenças**. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/precos\\_medios?\\_afLoop=21851475214469&\\_adf.ctrl-state=kq2exgyvu\\_1#!%40%40%3F\\_afLoop%3D21851475214469%26\\_adf.ctrl-state%3Dkq2exgyvu\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=21851475214469&_adf.ctrl-state=kq2exgyvu_1#!%40%40%3F_afLoop%3D21851475214469%26_adf.ctrl-state%3Dkq2exgyvu_5)>. Acesso em: 6 de maio de 2018.  
EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, 2017.  
GELARO, R. et al. The modern-era retrospective analysis for research and applications, version 2 (MERRA-2). **Journal of Climate**, v. 30, n. 14, p. 5419–5454, 2017.  
IBGE. **Séries Históricas IPCA, INPC, IPCA-15 e IPCA-E**. Disponível em: <[https://www2.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc\\_ipca/defaultseriesHist.shtm](https://www2.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/defaultseriesHist.shtm)>. Acesso em: 6 de maio de 2018.

### 5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



#### **Leandro Pereira de Andrade**

Engenheiro eletricista (2012) pela UnB. Desde 2015 atua como analista de pesquisa energética na superintendência de planejamento da geração da EPE. Possui experiência na área de sistemas elétricos de potência, com atuação na área de leilões de energia e planejamento da expansão.



10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG



**Gustavo Brandão Haydt de Souza**

Engenheiro eletricista (2005) pela UERJ, e doutor (2012) em Sistemas Sustentáveis de Energia pela FEUP, Portugal. Desde 2013 atua como analista de pesquisa energética na superintendência de planejamento da geração da EPE. Antes disso trabalhou na Empresa de Petróleo Ipiranga entre 2004 e 2006, foi pesquisador no IST-Lisboa, pós-doutorado na UFRJ e consultor em projetos de energia, como o levantamento da matriz energética da AMP-N, Portugal.



**Patrícia Costa Gonzalez de Nunes**

Engenheira de Produção Elétrica PUC-Rio (2004), pós graduada em Gestão do Conhecimento e Inteligência Empresarial pelo Centro de Referência em Inteligência Empresarial da Coppe/UFRJ (2006) e mestranda em administração pelo IBMEC. Desde 2006 trabalha na Empresa de Pesquisa Energética, onde atua desde 2017 como Superintendente Adjunta na área de Planejamento da Geração.



**Flávio Alberto Figueredo Rosa**

Engenheiro eletricista (2007) e Mestre em engenharia elétrica (2009) pela Universidade Federal de Itajubá. Está como Analista de Pesquisa Energética na EPE desde 2008 e possui experiência em planejamento energético, energias renováveis e armazenamento energético. Atua nos estudos de integração de fontes intermitentes no Sistema Elétrico, entre outros.



**Anderson da Costa Moraes**

Engenheiro de produção (2006) pela UFF. Desde 2008 como analista de pesquisa energética na superintendência de planejamento da geração da EPE. Possui experiência na área de sistemas elétricos de potência, com atuação na área de leilões de energia e planejamento da expansão.



**Jorge Trinkenreich**

Engenheiro eletricista (1972) e mestre em sistemas de informação (1985) pela PUC-Rio. Desde 2016 atua como superintendente de planejamento da geração na EPE. Atuou como Secretário Executivo do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), possuindo mais de 40 anos de experiência no setor elétrico.