

Exame Digital CCEE 2026 – Bloco 3 – 18/10/2026

Questão 1. Os leilões regulados constituem um dos principais instrumentos utilizados para a contratação de energia e para a expansão da oferta de geração no setor elétrico brasileiro. Sua realização envolve a atuação coordenada de diferentes instituições, cada qual com competências específicas no planejamento, na definição de diretrizes, na regulação e na operacionalização dos certames.

Considerando as atribuições do Ministério de Minas e Energia – MME, da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e da Câmara de Comercialização de Energia– CCEE, assinale a alternativa correta:

- a) Compete ao MME definir as diretrizes gerais dos leilões; à EPE cadastrar e habilitar os empreendimentos e calcular e definir suas garantias físicas; à ANEEL publicar os editais e fiscalizar posteriormente os contratos resultantes dos certames; e à CCEE definir a sistemática e realizar os leilões por competência própria.
- b) Compete à ANEEL definir as necessidades de expansão da geração e as fontes que deverão participar de cada leilão; ao MME aprovar os editais elaborados pela Agência; à EPE definir os preços-teto dos produtos; e à CCEE calcular e publicar as garantias físicas dos empreendimentos habilitados.
- c) Compete ao MME estabelecer as diretrizes dos leilões e definir parâmetros sob sua competência; à EPE realizar os estudos técnicos, cadastrar e habilitar tecnicamente os empreendimentos e calcular suas garantias físicas conforme as diretrizes e metodologias estabelecidas pelo MME; à ANEEL regular os procedimentos licitatórios, elaborar e aprovar os editais e promover os leilões, diretamente ou por intermédio da CCEE; e à CCEE operacionalizar os certames quando assim estabelecido, observadas as diretrizes e a regulação aplicáveis.
- d) Compete ao MME apenas homologar o resultado final dos leilões; à EPE definir as diretrizes e a sistemática dos certames; à ANEEL cadastrar e habilitar tecnicamente os empreendimentos; e à CCEE elaborar os editais e definir os parâmetros técnicos e econômicos utilizados no leilão.
- e) Compete ao MME definir as diretrizes e executar diretamente os leilões; à EPE estabelecer os preços-teto e publicar as garantias físicas dos empreendimentos; à ANEEL realizar exclusivamente a fiscalização dos agentes vencedores; e à CCEE apenas registrar os contratos decorrentes do certame após sua realização.

Questão 2. Considere dois submercados, X e Y. O submercado X dispõe de recursos de geração de menor custo e possui excedente energético. O submercado Y necessita de geração adicional de maior custo. Entretanto, o intercâmbio de energia entre X e Y atinge seu limite operativo.

Considerando os efeitos dessa condição sobre a formação de preços, assinale a alternativa correta:

- a) O limite de intercâmbio não influencia a formação do PLD, pois os preços são necessariamente iguais em todos os submercados.
- b) O atingimento do limite pode impedir que recursos mais baratos de X atendam integralmente Y, contribuindo para a diferenciação dos custos marginais e dos PLDs entre os submercados.
- c) O PLD de Y será necessariamente menor que o de X, porque Y está recebendo energia importada.
- d) A restrição provoca automaticamente despacho fora da ordem de mérito em X.
- e) O atingimento do limite determina que ambos os submercados adotem os custos marginais de operação do submercado Y.

Questão 3. Em relação à representação da rede elétrica nos casos do modelo DESSEM utilizados pelo ONS e pela CCEE, assinale a alternativa correta:

- a) O ONS e a CCEE utilizam exatamente a mesma representação da rede elétrica no DESSEM, uma vez que ambos utilizam a mesma versão do modelo.
- b) As restrições elétricas internas aos submercados consideradas pelo ONS são necessariamente incorporadas ao caso da CCEE e podem provocar diferenças de PLD dentro de um mesmo submercado.
- c) Como a CCEE não utiliza a representação explícita da rede elétrica do caso ONS, nenhuma limitação de intercâmbio entre submercados é considerada na formação do PLD.
- d) O caso do ONS pode considerar a representação explícita da rede elétrica, incluindo restrições associadas a equipamentos da rede de transmissão, enquanto o caso da CCEE para formação do PLD não considera essa representação explícita da rede, observando os critérios regulatórios aplicáveis à formação do preço.
- e) A representação da rede elétrica é utilizada exclusivamente para o cálculo do PLD pela CCEE, não sendo necessária para a programação da operação realizada pelo ONS.

Questão 4. Uma usina termelétrica possui 300 MW de disponibilidade total, CVU de R\$ 650/MWh e inflexibilidade de 100 MW. Em determinada hora, o PLD do seu submercado é de R\$ 250/MWh. Nesse período, por necessidade de atendimento a uma restrição elétrica, o ONS determina o despacho de toda a disponibilidade da usina. Considerando essas informações, qual é o valor do ESS por restrição elétrica associado à usina nessa hora?

- a) R\$ 40.000
- b) R\$ 75.000
- c) R\$ 80.000
- d) R\$ 120.000
- e) R\$ 195.000

Questão 5. Como parte das declarações para fins de Monitoramento Prudencial, é necessário informar as exposições das 5 maiores contrapartes. Considere que você é um agente da CCEE, agente “A”, com os seguintes contratos do tipo CCEAL com a contraparte, agente “B”:

Nº do Contrato	Comprador	Vendedor	Mês	Montante (MW Médios)	Preço (R\$/MWh)
1	A	B	M+0	5	210,00
2	B	A	M+1	4	220,00
3	A	B	M+2	3	220,00
4	B	A	M+3	5	225,00

Todos os contratos estão registrados no submercado Sudeste/Centro-Oeste e são de energia convencional, sendo que cada contrato tem a duração de 1 mês.

A curva Forward de preços disponibilizada pela CCEE é a seguinte:

Submercado	Fonte	Preço (R\$/MWh)						
		M+0	M+1	M+2	M+3	M+4	M+5	M+6
Sudeste/ Centro-Oeste	Convencional	230,00	235,00	235,00	235,00	235,00	235,00	235,00
	Incentivada 50%	250,00	255,00	255,00	255,00	255,00	255,00	255,00

Considere que todos os meses contêm 744 horas, e que o agente “A” tem contratos com outros agentes, além de “B”.

Do ponto de vista do agente “A”, pode-se afirmar, sobre a exposição com o agente “B” para fins de Monitoramento Prudencial, que:

- a) O valor consolidado é de R\$ 48.360,00 e deverá ser declarado caso esteja entre as cinco maiores exposições financeiras positivas do agente A com suas contrapartes.
- b) O valor consolidado é de R\$ 48.360,00 e não deve ser declarado, independente das exposições do agente “A” com outras contrapartes.
- c) O valor consolidado é de R\$ 63.240,00 e deverá ser declarado caso esteja entre as cinco maiores exposições financeiras positivas do agente A com suas contrapartes.
- d) O valor consolidado é de R\$ 63.240,00 e não deve ser declarado, independente das exposições do agente “A” com outras contrapartes.
- e) O resultado é referente a contratos do tipo CCEAL e não deve ser declarado.

Questão 6. A contratação de Energia de Reserva foi instituída com o objetivo de aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional – SIN, por meio de contratação centralizada específica. Posteriormente, a contratação de Reserva de Capacidade, na forma de potência, passou a constituir instrumento voltado ao atendimento das necessidades de potência do sistema, contribuindo para a continuidade e a confiabilidade do suprimento.

Considerando a regulamentação aplicável e as Regras de Comercialização relativas à Energia de Reserva e à Reserva de Capacidade, assinale a alternativa incorreta:

- a) Na contratação de Energia de Reserva, os agentes vendedores celebram Contratos de Energia de Reserva – CER com a CCEE, que atua como representante dos agentes de consumo. Os custos da contratação são suportados por meio do Encargo de Energia de Reserva – EER, cuja liquidação financeira específica é realizada pela CCEE, e os recursos são administrados por meio da Conta de Energia de Reserva (CONER).
- b) A energia produzida pelos empreendimentos contratados como Energia de Reserva não pode constituir lastro para revenda de energia e é contabilizada e liquidada no Mercado de Curto Prazo da CCEE, sendo os respectivos resultados financeiros considerados na gestão da CONER.
- c) Na Reserva de Capacidade na forma de potência, os agentes vendedores celebram com a CCEE Contratos de Potência de Reserva de Capacidade (CRCAP), comprometendo-se com a entrega da disponibilidade de potência contratada, sendo os custos correspondentes arrecadados por meio do Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP).

- d) Os empreendimentos contratados em Reserva de Capacidade estão sujeitos ao atendimento dos compromissos de disponibilidade estabelecidos no CRCAP, podendo sofrer redução de receita e penalidades em razão de indisponibilidade ou do não atendimento às obrigações estabelecidas para a contratação.
- e) Assim como ocorre com a Energia de Reserva, a energia associada aos empreendimentos que comercializam potência em leilões de Reserva de Capacidade é destinada à Conta de Potência para Reserva de Capacidade (CONCAP), administrada pela CCEE, não constitui lastro para venda e deve ser obrigatoriamente liquidada no Mercado de Curto Prazo.

Questão 7. O objetivo da contratação de Reserva de Capacidade (estabelecida por meio da Lei nº 10.848, de 2004, regulamentada por meio do Decreto nº 10.707, de 2021) é atender à necessidade de potência requerida pelo Sistema Interligado Nacional, com o objetivo de garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Isso ocorre por meio da contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, oriunda de empreendimentos, novos ou existentes, de geração termelétrica com CVU (Custo Variável Unitário). Esses empreendimentos estão sujeitos às penalidades estabelecidas nas regras de comercialização. Analise os itens abaixo, relacionados às penalidades previstas nas regras de comercialização em decorrência do descumprimento de obrigações pelos agentes de geração, e identifique as alternativas corretas:

I. Penalidade por descumprimento dos índices de referência de flexibilidade – Aplicada quando não forem atendidos os seguintes limites contratuais: (i) Ton – tempo mínimo ligado ≤ 12 horas, incluindo rampas de acionamento e desligamento; (ii) Toff – tempo mínimo desligado ≤ 4 horas; (iii) R-up – rampa total de acionamento ≤ 7 horas; (iv) R-dn – rampa total de desligamento ≤ 1 hora; e (v) relação entre geração mínima e máxima das unidades geradoras $\leq 80\%$.

II. Penalidade por não atendimento ao despacho - Aplicada caso os índices de indisponibilidades superem os valores de referência informados no ato de cadastramento para o leilão.

III. Penalidade por não atendimento ao compromisso de entrega - Aplicada no caso de diferença entre disponibilidade declarada no mês e a disponibilidade declarada no ato de cadastramento para o leilão.

IV. Penalidade por declaração de indisponibilidade acima dos índices de referência - Aplicada quando houver diferença entre a definição, pelo ONS, de quanto a usina deve gerar e a geração efetiva da Usina.

- a) Apenas a I

- b) Apenas a III
- c) I e IV
- d) II e III
- e) II, III e IV

Questão 8. O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) pode variar ao longo do tempo em função das condições consideradas na operação e no planejamento energético do Sistema Interligado Nacional (SIN). Assinale a alternativa que apresenta fatores que podem influenciar a formação do PLD:

- a) Condições hidrológicas, níveis de armazenamento dos reservatórios, previsão de carga e disponibilidade dos recursos de geração.
- b) Tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, encargos setoriais e tributos incidentes sobre o fornecimento de energia elétrica.
- c) Preços negociados nos contratos bilaterais do Ambiente de Contratação Livre, prazos contratuais e condições comerciais acordadas entre compradores e vendedores.
- d) Receita Anual Permitida das transmissoras, custos operacionais das distribuidoras e índices utilizados nos processos de reajuste e revisão tarifária.
- e) Montantes de energia registrados nos contratos de compra e venda dos agentes, garantias financeiras aportadas e valores resultantes da liquidação financeira do MCP.

Questão 9. A contratação de Reserva de Capacidade foi estabelecida por meio da Lei nº 10.848, de 2004, regulamentada por meio do Decreto nº 10.707, de 2021, e está detalhada nas Regras e Procedimentos de Comercialização. Analise os itens abaixo e identifique as alternativas relacionadas à contratação de reserva de capacidade que estão corretas:

I. Para fins do disposto nos art. 3º e art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 2004, e no Decreto nº 10.707, de 2021, todos os agentes de distribuição e consumidores de que tratam os art. 15 e art. 16 da Lei nº 9.074, de 1995, e o § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, e os autoprodutores deverão firmar Contrato de Reserva de Capacidade - CRCAP com a CCEE.

II. O cálculo do encargo de reserva de capacidade será calculado com base no Consumo Total de Referência para apuração do ERCAP, que por sua vez considera o consumo agregado na janela de 12 meses, contabilizados e certificados, anteriores ao mês de apuração do encargo, descontada da geração própria utilizada para abatimento de carga.

III. Conforme as regras de comercialização vigentes, quando as usinas que venderam nos leilões de reserva de capacidade na forma de potência são despachadas, a geração da usina é liquidada ao PLD e esse resultado passa a integrar a CONCAP – Conta de Energia de Reserva.

IV. A lei nº 15.269, de 2025, que alterou a Lei nº 10.848, de 2004, estabeleceu que após a devida regulamentação da ANEEL, os agentes de geração passarão a pagar o encargo de reserva de capacidade.

- a) Apenas I e II
- b) Apenas I, III e IV
- c) Apenas II e IV
- d) Apenas II e III
- e) Nenhuma está correta

Questão 10. Os Derivativos de Energia são instrumentos financeiros com capacidade de gerar maior eficiência e segurança às operações de compra e venda de energia, provendo maior liquidez ao mercado. Nesse mercado atuam diversos protagonistas, cujos papéis podem ser desempenhados por geradores, comercializadores, consumidores, instituições financeiras e fundos de investimento. Analise as alternativas abaixo e assinale a opção que melhor descreve respectivamente os conceitos de "Hedgers" e de "Provedores de Liquidez":

I. "Hedgers" são agentes que recebem um prêmio no início da operação, mas assumem a obrigação de liquidação da energia caso o direito seja exercido pela outra parte, além de poder também operar agentes responsáveis por gerir garantias financeiras e salvaguardas financeiras nas liquidações realizadas nas bolsas de energia, conforme descrito no normativo nº1.269/23 da CVM – Comissão de Valores Mobiliários.

II. "Hedgers" são agentes que atuam no mercado de derivativos com a finalidade de reduzir seus riscos, procurando proteção contra a volatilidade dos preços. Um exemplo é o consumidor industrial que trava antecipadamente seu custo de energia para viabilizar o aumento da produção.

III. "Provedores de Liquidez" são agentes responsáveis por gerir garantias financeiras e salvaguardas financeiras nas liquidações realizadas nas bolsas de energia, conforme descrito no normativo nº1.269/23 da CVM – Comissão de Valores Mobiliários.

IV. "Provedores de Liquidez" são agentes especialistas na formação de preços do ativo, que buscam retornos com as oscilações de preços, assumindo os riscos de outros agentes por disporem de uma boa política de gestão de riscos. Seu papel proporciona liquidez ao mercado e permite agentes de mercado como geradores e consumidores mitigar ou compartilhar seus riscos.

- a) I e III
- b) I e IV
- c) II e III
- d) II e IV
- e) II, III e IV

Questão 11. Uma comercializadora possui contratos de compra e venda de energia no ACL. Durante o acompanhamento de seu portfólio, foram identificadas as seguintes situações:

I. A elevação dos preços de mercado reduziu o valor econômico de uma posição previamente assumida pela empresa.

II. Uma contraparte deixou de cumprir uma obrigação financeira prevista no contrato.

III. A empresa necessita encerrar uma posição, mas encontra dificuldade para negociar o volume desejado nas condições de mercado disponíveis.

Os riscos predominantes associados às situações I, II e III são, respectivamente:

- a) Risco de crédito, risco de mercado e risco de liquidez.
- b) Risco de liquidez, risco operacional e risco de crédito.
- c) Risco de mercado, risco de crédito e risco de liquidez.
- d) Risco operacional, risco de liquidez e risco de mercado.
- e) Risco de mercado, risco de liquidez e risco de crédito.

Questão 12. A REN ANEEL Nº 1.031, de 26 de julho de 2022, consolidou os atos regulatórios relativos aos procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada; e aos requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogeradoras de energia. Com base no exposto, analise os itens a seguir e identifique as alternativas que estão corretas:

I. Fica estipulado o percentual de redução de 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, incidindo

na produção e no consumo da energia comercializada ou destinada à autoprodução, para empreendimentos com base em fonte solar, eólica, de biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja superior a 30.000 (trinta mil) kW e igual ou inferior a 300.000 (trezentos mil) kW que sejam autorizados a partir de 1º de janeiro de 2016.

II. Para os empreendimentos com base em fonte eólica e solar que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, o percentual de redução será de 80% (oitenta por cento) aplicável nos 10 (dez) primeiros anos de operação da central geradora, aplicando-se o percentual de 50% para os anos subsequentes.

III. Fica assegurado o direito a 100% (cem por cento) de redução, a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada por empreendimentos que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto, independentemente da potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição.

IV. Para a Central Geradora Híbrida (UGH), sem individualização da medição por tecnologia, será aplicado às tarifas de uso dos sistemas de transmissão, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada ou destinada à autoprodução, o menor percentual de desconto correspondente às fontes de energia consideradas na outorga, sendo zero caso uma das fontes não seja elegível ao desconto.

- a) Apenas I, II e IV
- b) Apenas I, III e IV
- c) Apenas I e IV
- d) Apenas II e III
- e) Todas as alternativas estão corretas

Questão 13. O fator de alavancagem, apurado pela CCEE no processo de Monitoramento Prudencial, e implantado pela Resolução Normativa ANEEL 1.072/23, consiste no seguinte cálculo, por agente:

$$FA_{\alpha,m,pd} = \max \left(0; \frac{RWA_{\alpha,m,pd} - RES_FIN_{\alpha,m,pd}}{PLA_{\alpha,m,pd}} \right)$$

$FA_{\alpha,m}$: Fator de Alavancagem

$RES_FIN_{\alpha,m,pd}$: Resultado financeiro do agente para fins de monitoramento prudencial

$RWA_{\alpha,m}$ (Risk-Weighted Asset): Somatório das parcelas de risco do agente

$PLA_{\alpha,m}$: Patrimônio Líquido Ajustado

" α ": agente

"m": mês de apuração

"pd": período de declarações (a depender da classe do agente)

Sobre esse fator, é correto afirmar que:

- a) O cálculo das parcelas de risco do agente (RWA) considera as exposições energéticas por submercado, porém não por tipo de energia (convencional ou incentivada).
- b) O resultado financeiro do agente (RES_FIN) apura a perda máxima possível, com um fator de confiança de 95%.
- c) O fator de alavancagem considera somente os contratos de venda do ACL – Ambiente de Contratação Livre.
- d) A geração comprometida com o ACR – Ambiente de Contratação Regulada - não compõe a apuração de exposições do agente.
- e) O Patrimônio Líquido Ajustado (PLA) corresponde ao patrimônio líquido, deduzido de ativos de elevado nível de subjetividade de valoração, sendo as deduções declaradas pelo agente.

Questão 14. Em um sistema hidrotérmico com reservatórios, a decisão de utilizar a água armazenada no presente deve considerar não apenas o custo imediato de geração, mas também as possíveis consequências desse uso para o atendimento futuro.

Sobre a relação entre valor da água, condições hidrológicas, aversão ao risco e formação do Custo Marginal de Operação (CMO), assinale a alternativa correta:

- a) O valor da água corresponde ao custo variável da geração hidrelétrica e, por isso, é determinado pelos custos diretamente associados à produção de energia da usina, independentemente das condições futuras de armazenamento e afluência.
- b) Em condições de maior abundância hídrica esperada, o valor da água tende a aumentar, pois a expectativa de maiores afluências futuras eleva o custo de oportunidade associado à utilização da água armazenada no presente.
- c) A consideração de diferentes cenários hidrológicos afeta a expectativa de geração hidráulica, mas não interfere na decisão de despacho térmico, uma vez

que o custo das usinas termelétricas é determinado por seus respectivos custos variáveis.

- d) A utilização de mecanismos de aversão ao risco, como o CVaR, reduz a influência dos cenários hidrológicos mais críticos sobre as decisões de operação, priorizando os cenários de maior probabilidade na determinação do custo futuro.
- e) O valor da água representa o custo de oportunidade associado à utilização presente do recurso hídrico, considerando seus possíveis benefícios futuros; assim, alterações nas condições hidrológicas esperadas e na percepção de risco podem modificar esse valor e, conseqüentemente, influenciar as decisões de despacho e o CMO.

Questão 15. As Regras de Comercialização estabelecem os critérios de modulação dos CCEARs, bem como consideram a possibilidade de modulação de contratos no ACL – Ambiente de Contratação Livre – conforme perfil da(s) carga(s), perfil de geração da(s) usina(s), perfil de geração do MRE, perfil de modulação acordado entre as partes e perfil flat. Analise os itens abaixo e identifique as alternativas relacionadas à modulação de contratos que estão corretas:

I. A maioria dos CCEARs são modulados com perfil da carga da distribuidora, perfil da carga cativa da distribuidora ou com perfil da carga remanescente da distribuidora, enquanto alguns CCEARs são modulados com perfil de geração da usina.

II. A modulação flat é mais comum no ACL e contribui para a liquidez nesse ambiente de contratação.

III. Apesar de prevista nas Regras de Comercialização, na prática, a modulação com perfil da(s) carga(s) implica um prêmio de risco (ágio) cobrado pelo vendedor, que pode aumentar o preço da energia no ACL.

IV. A venda flat de uma usina solar no ACL, em montante equivalente à sua geração no período, elimina o efeito financeiro — exposição ao PLD horário — decorrente dos horários em que a usina gera e daqueles em que não gera energia.

- a) Apenas I, II e III
- b) Apenas I, II e IV
- c) Apenas I, III e IV
- d) Apenas II, III e IV
- e) Apenas I e IV

Questão 16. O risco hidrológico está associado, entre outros fatores, à possibilidade de a geração das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE ser insuficiente em relação às referências consideradas no mecanismo, podendo resultar em exposições financeiras no Mercado de Curto Prazo.

A Lei nº 13.203/2015 estabeleceu a possibilidade de repactuação desse risco pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do MRE. Considerando a repactuação do risco hidrológico relativo à energia contratada no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, assinale a alternativa que melhor descreve o funcionamento do mecanismo:

- a) A repactuação transfere integralmente e de forma gratuita o risco hidrológico dos geradores para os consumidores do ACR, de forma que todo resultado negativo do MRE é obrigatoriamente repassado às tarifas, representando sempre um ônus adicional aos consumidores cativos.
- b) Na repactuação, os efeitos do risco hidrológico são rateados entre todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional, incluindo consumidores dos ambientes regulado e livre, proporcionalmente ao respectivo consumo de energia elétrica.
- c) O prêmio de risco é pago pelos consumidores aos agentes de geração hidrelétrica como compensação pela manutenção, pelos geradores, da responsabilidade integral pelos resultados negativos decorrentes da insuficiência de geração do MRE.
- d) A adesão à repactuação extingue o risco hidrológico do empreendimento, de modo que o agente gerador deixa de estar sujeito a quaisquer efeitos relacionados à geração hidrelétrica, incluindo indisponibilidades da usina, perdas elétricas e consumo interno.
- e) A repactuação permite que o agente de geração hidrelétrica transfira, nas condições estabelecidas para o ACR, parte ou a totalidade do risco hidrológico associado à insuficiência de geração do MRE, tendo como contrapartida o pagamento de um prêmio de risco, sendo também considerados, conforme o produto contratado, os direitos e obrigações associados aos ajustes do MRE.

Questão 17. Os contratos de opções oferecem aos seus compradores o direito, de comprar ou vender certa quantidade de energia em data futura por um preço previamente determinado. Analise as alternativas abaixo e assinale a opção que melhor descreve respectivamente a posição do "titular" e a do "lançador" de uma opção:

I. O “titular” paga um prêmio no início e fica obrigado a comprar a energia no vencimento, independentemente do preço de mercado.

II. O “titular” paga um prêmio no início e fica com o direito de exercício, caso lhe seja favorável; se o resultado for desfavorável, não tem qualquer obrigação de exercer seu direito.

III. O “lançador” recebe um prêmio e pode optar por não liquidar a energia caso o resultado lhe seja desfavorável.

IV. O “lançador” recebe um prêmio, mas tem a obrigação de liquidação da energia, caso o direito seja exercido pela outra parte.

- a) I e II
- b) I e III
- c) II e III
- d) II e IV
- e) III e IV

Questão 18. Os Procedimentos de Rede estabelecem requisitos, responsabilidades e procedimentos que devem ser observados pelos agentes para acesso, integração e operação de instalações no Sistema Interligado Nacional – SIN.

Considerando as obrigações aplicáveis aos agentes de geração, de acordo com sua modalidade de operação e características de conexão ao sistema, avalie as afirmativas a seguir:

I. Ao longo do processo de integração de uma instalação de geração ao SIN, o agente é responsável por fornecer ao ONS os dados e informações necessários e por observar os prazos estabelecidos nos Procedimentos de Rede e demais instrumentos aplicáveis.

II. As instalações de geração devem atender aos requisitos técnicos aplicáveis estabelecidos nos Procedimentos de Rede, cabendo ao agente de geração realizar as adequações necessárias em suas instalações para atendimento desses requisitos.

III. A celebração dos contratos de uso e conexão aplicáveis é suficiente para que uma central geradora possa iniciar sua operação em teste, ainda que permaneçam pendências impeditivas relacionadas aos requisitos dos Procedimentos de Rede.

IV. Para a integração da central geradora ao SIN, o agente deve atender às etapas, requisitos e informações previstos nos Procedimentos de Rede, sendo que a

existência de pendências classificadas como impeditivas pode impedir a emissão pelo ONS da declaração necessária à respectiva etapa de operação.

V. Após a obtenção da outorga do empreendimento, o agente de geração fica dispensado de apresentar ao ONS os estudos de integração e as informações necessárias à solicitação de acesso, uma vez que esses dados passam a ser obtidos diretamente pelo ONS junto à ANEEL.

Assinale a alternativa que contém todas as afirmativas corretas:

- a) I, II e III
- b) I, III e V
- c) II, III e IV
- d) I, II e IV
- e) II, IV e V

Questão 19. Considere um modelo de barra única, composto por:

- I. Uma unidade de consumo com uma carga de 100 MWh;
- II. Uma usina eólica com expectativa de geração de 80 MWh
- III. Uma usina à biomassa com CVU de 30,00 R\$/MWh e disponibilidade de 70 MWh;
- IV. Uma usina termelétrica de CVU de 300,00 R\$/MWh, disponibilidade de 70 MWh e inflexibilidade de 30 MWh;
- V. Uma usina hidrelétrica com capacidade de armazenamento, disponibilidade de geração de 90 MWh e com valor d'água de 90,00 R\$/MWh;
- VI. PLD min vigente para 2026 de 57,31 R\$/MWh.

Pensando no fechamento do balanço energético de uma hora, visando a minimização dos custos totais de geração. Qual o valor do custo marginal de operação desse sistema e do PLD?

- a) CMO = 0 R\$/MWh e PLD = 0 R\$/MWh
- b) CMO = 0 R\$/MWh e PLD = 57,31 R\$/MWh
- c) CMO = 30,00 R\$/MWh e PLD = 57,31 R\$/MWh
- d) CMO = 90,00 R\$/MWh e PLD = 90,00 R\$/MWh
- e) CMO = 300,00 R\$/MWh e PLD = 300,00 R\$/MWh

Questão 20. Os Derivativos de Energia são instrumentos financeiros com capacidade de gerar maior eficiência e segurança às operações de compra e venda de energia, provendo maior liquidez ao mercado. Analise as afirmativas abaixo

sobre o conceito de "Hedger" e assinale a opção que contém apenas afirmativas corretas:

I. O “Hedger” atua no mercado de derivativos com a finalidade de reduzir seus riscos, procurando proteção contra a volatilidade dos preços, como o produtor que busca travar antecipadamente seu custo com energia elétrica.

II. O papel de “Hedger” é restrito a consumidores e geradores, pois apenas agentes com demanda ou oferta física de energia podem realizar operações de proteção no mercado de derivativos.

III. Um consumidor que atua como “Hedger” pode comprar contratos de derivativos em um momento que considerar estratégico, estabelecendo o preço futuro e a data de vencimento. No vencimento, liquida financeiramente a operação e adquire a energia com entrega física no curto prazo.

IV. O “Hedger” é o agente especialista na formação de preços que assume os riscos de outros participantes, buscando obter retornos com as oscilações de preços por dispor de uma boa política de gestão de riscos.

- a) I e II
- b) I e III
- c) II e III
- d) II e IV
- e) III e IV