

**Questão 1 (Peso 30)**

De acordo com a cartilha de gestão de riscos da ABRACEEL, os agentes do mercado de energia são impactados de forma distinta pelos principais fatores de risco, a depender do segmento de mercado em que atuam. Explique como cada segmento abaixo costuma se relacionar com as classes de risco.

**a) Consumidor**

Resposta esperada (cartilha ABRACEEL): Qualquer consumidor está mais ou menos exposto a risco de mercado, a depender da forma de contratação de sua carga de energia. A materialização de perdas associadas com o risco de mercado causa no consumidor típico um aumento em seu custo por unidade de produção, reduzindo a sua competitividade e até inviabilizando sua produção, dependendo da participação do custo da energia em seu produto. O dilema comumente enfrentado pelo consumidor é se deve buscar mitigar uma parcela do risco de mercado mediante a contratação de longo prazo. Essa decisão resulta em uma troca de riscos por parte do consumidor, que substitui seu risco de mercado pelo de crédito e de indexação, dado que os preços de contratos de longo prazo são comumente atualizados por algum índice de inflação. Um fator de risco adicional que pode trazer exposições a risco de mercado a agentes de consumo é a incerteza na projeção de consumo de energia (carga), que orienta as decisões de contratação. Contratos com flexibilidades contratuais e cláusulas de sazonalização anual costumam equacionar uma parcela desse risco, mas, no entanto, é possível que uma parte do consumo fique exposta aos preços de curto prazo, que possuem elevada volatilidade. O pior cenário em termos de risco para o consumidor é estar com uma elevada quantidade de energia descontratada no curto prazo. Aumentos de 50% no preço de curto prazo em uma semana são possíveis, o que pode comprometer seu custo médio de produção. Por esse motivo, a gestão de risco de crédito, cuja materialização leva à necessidade de substituição de contratos, muitas vezes em cenários desfavoráveis de preços, entrando em cena o fator liquidez, precisa ser feita pelo consumidor, principalmente por um processo de seleção apropriado de contraparte.

**b) Gerador**

Resposta esperada (cartilha ABRACEEL): O gerador é um vendedor de ofício, portanto sua posição inicial é de exposição a risco de mercado enquanto não firmar contrato de venda. No entanto, o nível e a natureza dessa exposição dependem da fonte geradora, do porte e da modalidade típica de contratação escolhida. Para aqueles que negociam energia no mercado livre, o risco de mercado se materializa principalmente na redução do preço médio de venda, deteriorando o retorno do empreendimento. A volatilidade de receita também pode gerar problemas de planejamento e de fluxo de caixa. Para o gerador não participante do MRE, o risco de mercado está intimamente ligado ao risco de produção. Se vender mais energia do que produz, ficará desprotegido contra aumento dos preços de curto prazo, o que pode reduzir seu preço médio de venda por unidade produzida. O mesmo efeito pode ocorrer se as vendas forem menores que a produção, ficando nesse caso exposto à eventual queda dos preços de curto prazo. No caso de gerador participante do MRE, o risco de produção não é individualizado, mas compartilhado com os demais participantes do mecanismo, de maneira que a exposição aos riscos de mercado ocorre caso a geração total dos participantes do MRE seja inferior ao

somatório da garantia física de suas usinas. O GSF é o parâmetro que mede essa relação. Portanto, nesse caso, a gestão do risco de mercado do gerador deve ser feita em conjunto com a gestão do risco de produção do MRE, de forma a que as vendas sejam compatíveis com a quantidade de energia alocada a esse gerador, estando eventuais diferenças expostas aos preços de curto prazo, que podem ser altamente voláteis. Como geralmente existe grande incerteza na estimativa da produção, é muito difícil que geradores, dentro ou fora do MRE, consigam eliminar completamente o risco de mercado. No entanto, ela pode ser reduzida consideravelmente se existirem processos organizados de planejamento da comercialização e gestão de risco. Geradores com uma postura tipicamente conservadora, que utilizam como principal direcionador a redução da volatilidade da receita, tendem a negociar com grande antecedência parte de sua energia disponível, podendo, antes de fazê-lo, ficar expostos ao risco de liquidez, principalmente aqueles com volumes de energia negociados relevantes em relação aos recursos da empresa. Nessas situações algumas empresas preferem oferecer um prêmio adicional à contraparte para reduzirem sua exposição ao risco de mercado.

c) Comercializador

Resposta esperada (cartilha ABRACEEL): O comercializador tem duas funções fundamentais no mercado: intermediação do mercado físico, quando toma uma parcela do risco natural dos consumidores e geradores em troca de um prêmio; e oferta de liquidez ao mercado, com operações de compra e venda de energia que reduzem o risco de liquidez sistêmico, e criam referências de preço. Especificamente o comercializador focado nas operações de trading, aquele que possui a maior parcela de sua receita advinda da comercialização de energia, tem sua posição em aberto exposta ao risco de mercado, de maneira que eventuais movimentos desfavoráveis de preços podem corroer significativamente suas margens ou afetar a saúde financeira do negócio. Dessa maneira, a gestão de risco é uma atividade elementar e crítica para um comercializador, que deve garantir que o risco assumido esteja dimensionado à capacidade financeira da empresa. Para cumprir seu papel de fornecer liquidez ao mercado é comum que o leque de contrapartes com quem o comercializador tenha negócios seja elevado. Por isso, uma carteira bem diversificada tende a pulverizar efeitos negativos, podendo reduzir o impacto de eventual descumprimento de contrato. Existem comercializadores com diversas estratégias no mercado de energia, aqueles com foco no atendimento ao mercado físico, que trazem sinergia à gestão energética de eventuais ativos de geração ou consumo de grupos empresariais, os prestadores de serviços de representação e gestão na CCEE, com foco em operações casadas e aqueles que tomam posições direcionais com objetivos especulativos. O último grupo tende a ser o mais exposto ao risco de mercado, principalmente por alocar grande parte das exposições em produtos voláteis, o que exige um certo grau de sofisticação na gestão de risco para garantir a sustentabilidade do negócio.

**Questão 2 (Peso 30)**

Sobre métricas relacionadas a risco de crédito e de acordo com a cartilha de boas práticas da ABRACEEL, explique os itens abaixo:

## a) Probabilidade de Default (PD)

Resposta esperada: A PD é a chance de uma contraparte não honrar alguma das obrigações do contrato.

## b) Exposição ao Default (EAD)

Resposta esperada: A EAD é o montante total de exposição gerado pelo evento de default.

## c) Perda dada o Default (LGD)

Resposta esperada: A LGD é a perda incorrida após o acionamento de todos os mecanismos contratuais, jurídicos, regulatórios e comerciais disponíveis, expressa como um percentual da EAD.

## d) Perda Esperada (EL)

Resposta esperada: a Perda Esperada (EL) é calculada pela multiplicação das variáveis ( $PD * EAD * LGD$ ).

### Questão 3 (Peso 40)

A metodologia que determina o PLD é operacionalizada pelos modelos computacionais NEWAVE, DECOMP e DESSEM. O encadeamento dos modelos pode ser visualizado na figura abaixo, extraída do site da CCEE.



Explique, sucintamente, a finalidade e funcionamento de cada modelo.

#### a) NEWAVE

**Resposta Esperada:** Para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de médio prazo (até 5 anos), é utilizado o modelo computacional Newave. A discretização mensal, ou seja, a divisão dos cálculos em partes menores, permite representar individualmente o parque termelétrico e fazer a agregação por Reservatórios Equivalentes de Energia - REE para as usinas hidrelétricas. As demais fontes são modeladas como Usinas Não Simuladas Individualmente – UNSI, atendendo parte da carga do submercado em que estão presentes. A carga e a função de custo de déficit podem ser representadas em patamares, possibilitando a consideração de limites de interligação entre os subsistemas. O Newave consegue determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para o modelo de curto prazo o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

#### b) DECOMP

**Resposta esperada:** O Decomp é o modelo computacional usado no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de curto prazo – com horizonte utilizado oficialmente de 2 meses - e discretização semanal para o primeiro mês. A representação dos parques termelétrico e hidrelétrico é feita individualmente. Os intercâmbios de energia entre submercados são modelados de maneira semelhante ao NEWAVE, porém com algumas particularidades referentes à representação individualizada. O objetivo do Decomp é determinar o resultado de geração das usinas hidrelétricas e termelétrica que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto de informações disponíveis: previsões de cargas, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre submercados, função de custo futuro do Newave, etc.

O modelo Decomp fornece a Função de Custo Futuro, resultado da estratégia de solução do curto prazo, para o acoplamento com o modelo de curtíssimo prazo - Dessem.

Até 31 de dezembro de 2020, os valores oficiais do PLD eram calculados com base nos resultados da execução do modelo Decomp.

c) DESSEM

Resposta esperada: O Dessem é um modelo computacional de aprimoramento usado no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de curtíssimo prazo, com um horizonte utilizado oficialmente de até 7 dias.

A representação das usinas termelétricas é por unidade geradora, considerando as restrições de unit commitment - que representam as restrições operativas das unidades geradoras - e a operação em ciclo combinado. Já as usinas hidrelétricas são representadas individualmente.

Esse modelo leva em consideração as variações características nas expectativas de geração das fontes intermitentes. As margens de transferência de energia entre submercados podem também ser representadas por meio de limites de intercâmbio dinâmicos, que dependem das condições operativas do sistema.

O objetivo do Dessem é determinar o despacho de geração das usinas hidrelétricas e termelétrica que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, bem como o custo marginal de operação para cada período e por submercado, dado o conjunto mais detalhado das informações: previsões de carga, vazões, geração eólica, disponibilidades, limites de transmissão e ntre subsistemas, função de custo futuro do Decomp etc.

Desde 1º de janeiro de 2021, os valores oficiais do PLD são calculados com base nos resultados da execução do modelo Dessem.