



GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

SISTEMA INTEGRADO DE APOIO À DECISÃO PARA DEFINIÇÃO DA ESTRATÉGIA ÓTIMA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE UM AGENTE GERADOR

MATEUS HENRIQUE BALAN (1); PEDRO SOUZA ROSA (1); MURILO FENILI (2); LUIZ ARMANDO STEINLE CAMARGO (1); RENATO GRIGOLETTO DE BIASE (2); DOREL SOARES RAMOS (1); MARTIN MELO DIAS (1) MRTS CONSULTORIA (1); UHE SAO SIMAO ENERGIA S.A. (2)

RESUMO

Este trabalho apresenta uma contribuição ao processo de contratação de energia desempenhado por agentes de geração, suportada por modelo computacional constituído por módulos integrados, fundamentais para permitir o atingimento do objetivo preconizado: Cenarização de Geração e Preços via Clusterização; Custo Marginal de Expansão; Precificação de Contratos; Balanço Estático; Projeção de Tarifa; e Otimização de Portfólio de Contratos. Desta integração resulta uma visão estratégica das vertentes a serem consideradas no processo de tomada de decisão, traduzida pelos resultados dos módulos auxiliares e consolidados no módulo de otimização do portfólio, condicionado por metas financeiras e o controle de risco.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Elétrica, Risco, Comercialização, Sistemas Integrados, Otimização.

1.0 INTRODUÇÃO

O ambiente de comercialização de energia no setor elétrico brasileiro, seja no Ambiente Regulado, quanto no Livre, requer dos agentes a avaliação de diversos condicionantes, parâmetros e variáveis para o suporte à tomada de decisão de contratação de energia, sob a égide dos regramentos estabelecidos. A complexidade de tal operação aumenta quanto mais forem os parâmetros e variáveis a serem considerados e o nível de incerteza envolvido.

Neste ambiente, aspectos atrelados com a previsão da expansão, operação e carga do sistema são importantes fatores a serem considerados, pois são importantes “drivers” da formação de preços no curto prazo e de precificação de contratos, além de fornecerem informações de equilíbrio do sistema. Em relação às fontes de incerteza presentes na tomada de decisão de contratação, citam-se aquelas associadas à projeção do consumo e produção dos agentes, bem como a incerteza associada com o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

No ambiente de comercialização de energia, os contratos constituem o principal mecanismo garantidor de renda aos fornecedores (gerador e comercializador) e de previsibilidade de custo aos consumidores. Contudo, em operações de contratação de energia, os arranjos apresentam condicionantes de quantidade, prazos, preços e flexibilidades que, se não forem devidamente quantificados, podem expor financeiramente as partes durante a vigência e contabilização dos contratos, ou seja, a posteriori em relação ao momento da tomada de decisão de contratação. Deste fato decorre a necessidade de avaliação do comportamento dos aspectos que podem impactar o resultado financeiro dos contratos ao longo do horizonte de planejamento.

O contínuo aumento no número de agentes de comercialização, consumo e geração no Ambiente de Contratação Livre (ACL), representa oportunidades e desafios aos agentes do mercado. Neste tipo de ambiente, a livre competição resulta em oportunidade para os agentes celebrarem contratos com preços atrativos e condições mais aderentes às suas necessidades, porém tem como rebatimento a necessidade de maior qualificação para a devida gestão do portfólio de contratos. A dinâmica de transações comerciais deste ambiente envolve riscos financeiros que devem ser devidamente gerenciados e traz a necessidade de avaliação das condições setoriais que rebatem sobre o preço da energia, seja no curto, médio ou longo-prazos, uma vez que as variações nos preços impactam diretamente nos resultados financeiros.

No Ambiente de Contratação Regulado (ACR), embora se possa alegar que existem dispositivos regulatórios que protegem os geradores e consumidores, tal fato não isenta os agentes deste ambiente da necessidade de avaliação do comportamento do mercado e a gestão de seus portfólios de contratos, posto que muitas vezes não estão totalmente blindados aos riscos neste ambiente, embora entenda-se que sejam de menor impacto se comparados com os observados no ACL.

No caso dos agentes de geração, foco deste trabalho, tem-se que este tipo de agente possui como característica a celebração de contratos de longo prazo e a necessidade de contratações de curto e médio prazos para ajustes de

posições ante as condições de geração de seus ativos e os preços de mercado observados. Em complemento, são agentes que tipicamente enfrentam a incerteza sobre a sua geração, principalmente aqueles que possuem em seus portfólios de ativos as chamadas fontes de geração não controláveis.

Levando-se em conta o contexto apresentado, o presente artigo propõe uma abordagem holística para a avaliação e definição da estratégia ótima de comercialização para empresas de geração suportada por um Sistema de Apoio à Decisão (SAD), denominado como Sistema Integrado de Apoio à Decisão (SIAD).

Um SAD é um sistema computacional cujo objetivo é o de auxiliar na solução de problemas complexos, resultando em uma melhora e em maior eficiência do processo de tomada de decisão. O conceito surgiu nas décadas de 60 e 70 e deve ser entendido como um sistema de suporte à decisão que permite aos usuários extrair o máximo possível do conhecimento e informações que já detém, propiciando a criação de novos conhecimentos e avaliação sistêmica de fatores diversos [1]. Por sua vez, o SIAD é uma proposta de abordagem mais moderna, com suporte de modelos computacionais, que contempla conceitos de inteligência de mercado e se define em uma estratégia de atuação que consiste na apreciação de dados e informações para obtenção de “insights” e resultados ótimos [2].

Dado seu amplo escopo de aplicações, encontra-se na literatura acadêmica uma vasta gama de trabalhos que utilizam o conceito de SAD. Dentro do escopo deste artigo, cita-se como referência os trabalhos [3], [4], [5] e [6]. O trabalho de [3] foca no desenvolvimento de um SAD para auxílio no processo de tomada de decisão a médio e longo prazo no planejamento de operação energética de sistema de energia elétrica, que por definição é um problema complexo e de natureza não-estruturada. Em [4], apresenta-se um SAD, tendo por base o trabalho de [3], para o planejamento e programação de sistemas hidrotérmicos de geração elétrica. O trabalho de [5] utiliza um SAD para suporte à modelagem desenvolvida de programação diária da operação de sistemas predominantemente hidroelétricos, enquanto em [6] apresenta-se os resultados do trabalho do projeto de P&D “*Sistema de suporte à decisão para o despacho ótimo de unidades geradoras das usinas da CESP*”.

O SIAD desenvolvido no presente trabalho tem por objetivo o equacionamento da solução de compromisso entre a maximização do retorno financeiro e a minimização de risco de perda de receita de operações comerciais, caracterizando uma demanda comum no dia a dia de agentes geradores. Para tal, formula-se o sistema de decisão de forma que a estratégia ótima de comercialização recomendada permita a maximização das receitas de contrato(s) sob o condicionamento de critérios de risco financeiro e exigências de taxas de retorno para as operações.

O sistema é composto por módulos que permitem a construção de uma solução conceitualmente fundamentada, embasada numa criteriosa avaliação de riscos. Estão contemplados nos processos de tomada de decisão do SIAD, tanto a geração de cenários de Energia Natural Afluente (ENA) e preços de energia no curto prazo, quanto a precificação de diferentes tipos de contratos bilaterais, tais como: convencionais, flexíveis, escalonados e swaps.

No módulo de geração de cenários de ENA e preços de energia no curto prazo, foi desenvolvida uma metodologia inovadora para aferição de cenários prováveis de *spread* (ágio ou deságio) no preço da energia em contratos bilaterais praticados no mercado de curto prazo.

Já no âmbito da precificação de contratos, considerou-se as variáveis críticas na formação do preço de contratos de médio e longo prazos, como flexibilidade (precificação do risco), liquidez de mercado e a evolução da tarifa no mercado regulado. Ademais, implementa-se a parametrização da precificação de contratos via Modelo de Otimização, como alternativa às técnicas desenvolvidas até o momento, auxiliadas por Algoritmos Genéticos [7].

2.0 VISÃO GERAL DO MODELO

O Sistema Integrado de Apoio à Decisão apresentado neste trabalho visa definir a estratégia ótima de comercialização de energia elétrica de um agente gerador. Para tanto, parte-se da compreensão de que este tipo de processo de decisão deve ser suportado por informações oriundas de diferentes camadas de avaliação, que na estrutura das empresas de grande porte, por vezes são originadas em áreas distintas. A proposta de integrar tais camadas em uma estrutura única de suporte à decisão busca proporcionar robustez, dinâmica e qualidade no processo, no sentido de fornecer ao tomador de decisão uma visão completa dos principais condicionantes para que estes sejam utilizados para delinear a estratégia de contratação perseguida, incluindo-se aí a gestão do portfólio de contratos do agente.

A arquitetura do SIAD apresenta uma estrutura modular, ou seja, o sistema é dividido em vários módulos independentes, mas que trabalham harmonicamente a fim de se encontrar uma estratégia ótima de comercialização. Essa organização se justifica principalmente pela possibilidade de visualização dos resultados parciais e dos resultados globais.

Os módulos do SIAD são: (i) Cenarização de Geração e Preços (Clusterização); (ii) Custo Marginal de Expansão (CME); (iii) Precificação de Contratos; (iv) Balanço Estático; (v) Projeção de Tarifa de Energia e (vi) Otimização de Carteira de Contratos. A Figura 1 apresenta uma visão geral do SAID. No esquemático observa-se a existência de

outros módulos, como o DI (Diretrizes de Investimentos) e Parametrização de condicionantes de preços de contratos, que embora estejam contemplados no Sistema, não são objeto de discussão deste artigo.

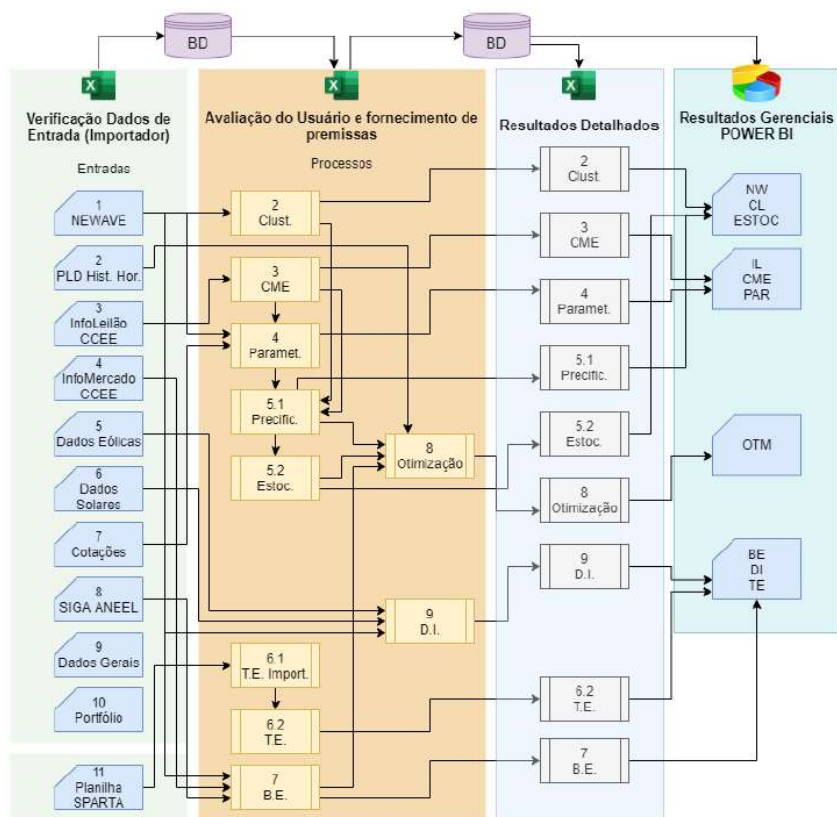


Figura 1: Visão Geral do SIAD.

O SIAD foi estruturado em um Banco de Dados (BD) no MSSQL, programado em linguagens VBA e Mosel, otimizado no software FICO-Xpress e os resultados apresentados em interfaces desenvolvidas no MS-Power Bi. Os módulos componentes do SIAD utilizaram como base de desenvolvimento o MS-Excel e linguagem de programação Visual Basic for Application.

A seguir são apresentados os detalhes dos módulos do SIAD, suas potencialidades e técnicas associadas. Estudos de casos ilustram os resultados de cada módulo e denotam sua importância para subsidiar a tomada de decisão de contratação de agentes geradores.

2.1 Módulo - Custo Marginal de Expansão (CME)

O Custo Marginal de Expansão (CME) é o custo associado ao atendimento de uma demanda adicional de energia no problema de expansão. O cálculo deste parâmetro, de responsabilidade da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ocorre via aplicação do ferramental de otimização chamado Modelo de Decisão de Investimento (MDI) [7]. O CME é utilizado pela EPE na formatação dos leilões de energia nova, assim influenciando nos valores contratados.

Com a influência do CME sobre novos contratos, principalmente no longo prazo, este se torna uma referência também para o mercado livre de energia, que teria como opção investir em novas fontes de geração, ao invés de buscar no mercado contratos de longo prazo. Entretanto, apesar da influência mencionada, os resultados dos leilões podem diferir do CME, existindo um deságio alto se o CME estiver elevado, e ausência de lances se o CME estiver baixo.

Buscando-se refinar o conceito do CME como uma referência de preço alternativo aos contratos, o presente módulo critica este valor através da observância dos preços de venda que foram praticados nos leilões de energia nacionais. Nesta metodologia, quantidade e preço de energia são ponderados a fim de se chegar ao valor de CME de acordo com a fonte de energia (eólica, solar etc.), ou mesmo, de acordo com o tipo de leilão (Leilão de Energia Existente ou Leilão de Energia Nova, por exemplo). As datas de realização dos leilões também são consideradas de forma que leilões mais recentes são ponderados para que tenham maior participação na construção dos valores.

Na Figura 2 pode-se observar o resultado do módulo representado pela CME estimado considerando leilões de Energia Nova para cinco horizontes de observação (a0, a1, a2, a3 e a4), sendo “a0” o valor do CME para o primeiro ano a partir da data de observação, “a1” o valor para o segundo ano e assim por diante.

O módulo tem como principal fonte de dados de entrada as informações do InfoLeilão (CCEE) e retorna como saída a evolução do CME até a data atual, sendo os seus resultados insumos para o Módulo de Precificação de Contratos.

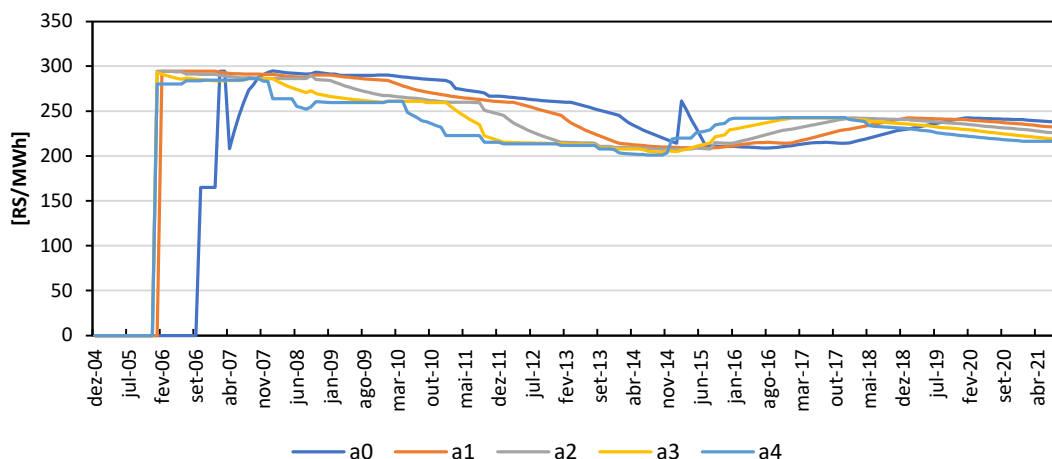


Figura 2: CME de Energia Existente.

2.2 Módulo - Cenarização de Geração e Preços (Clusterização)

O Módulo de Cenarização de Geração e Preços é responsável por gerar cenários de tendência hidrológica através de clusterização, técnica essa que consiste em dividir um conjunto de dados em subconjuntos (denominados clusters), em função de critérios de semelhança pré-estabelecidos pelo usuário [7].

Mais especificamente, o módulo tem como propósito determinar quais das séries sintéticas de vazão, geradas pelo NEWAVE no processo de Planejamento Mensal de Operação, têm maior probabilidade de ocorrência considerando a semelhança com passado recente, ou seja, a tendência hidrológica.

Para se chegar a essa resposta, o módulo aplica um processo denominado de dupla-clusterização. Na primeira clusterização, dentre as 2000 séries sintética de vazão geradas no PMO dos últimos 12 meses, busca-se quais destas se assemelham à vazão realizada dos últimos 12 meses e se considera o prolongamento dessas séries para os 12 meses seguintes. Na segunda clusterização verifica-se quais séries sintéticas de vazão do PMO atual mais se assemelham ao conjunto de séries selecionadas na primeira etapa. Esse conjunto de séries resultantes do processo é o resultado da metodologia, ou seja, o subconjunto selecionado das 2000 séries de vazão do PMO analisado, que tem em seu passado recente a maior semelhança com a situação conjuntural atual.

A Figura 3 apresenta o resultado da metodologia de dupla clusterização aplicada para o mês de junho de 2021. Observa-se que o Módulo permite identificar os valores mais prováveis de ENA ao mostrar quais são os valores de máximo e mínimo dos clusters (linha tracejada vermelha), que são diferentes dos máximo e mínimo globais (linha tracejada preta).

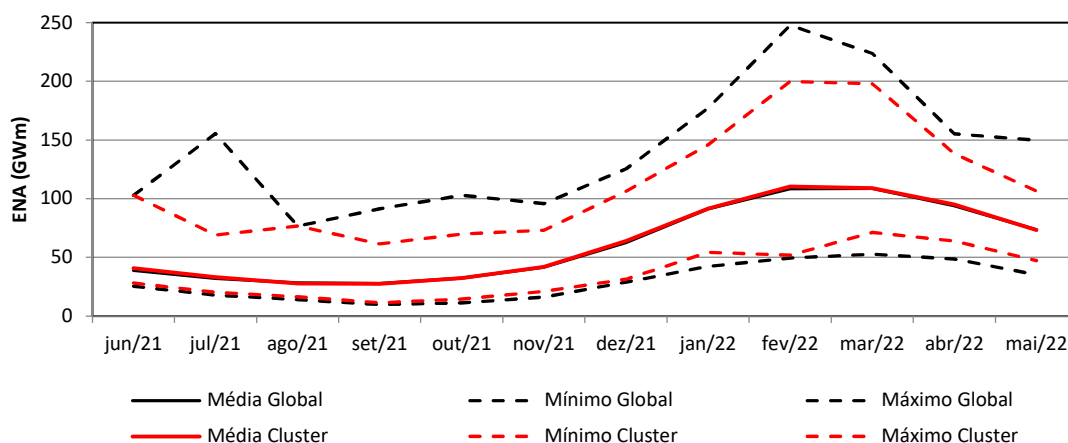


Figura 3 – ENAs Projetadas.

No caso em tela, observa-se que o subconjunto de vazões projetadas utilizando a dupla clusterização tiveram valores superiores em 4% para os meses de junho e julho, e inferiores em 1,3% para os meses de agosto e setembro. Apesar de valores médios próximos, o objetivo da metodologia é direcionar e refinar o número de cenários possíveis, objetivo que se torna claro ao comparar os valores máximos que tiveram uma redução média de 21%, descartando cenários de vazão otimistas. O número de séries no subconjunto resultante pode ser controlado por parâmetros do algoritmo de clusterização, no caso apresentado a clusterização escolhe aproximadamente 200 séries “*primas*” (semelhantes) reduzindo o espaço amostral de séries em 90%. Este módulo tem como entrada dados do NEWAVE (Vazões e CMO) e como saída o subconjunto de séries selecionadas. Seus resultados servem de insumo para o Módulo de Precificação de Contratos.

2.3 Módulo - Precificação de Contratos

O Módulo de Precificação de Contratos é alicerçado por uma metodologia de otimização que tem como objetivo estimar uma curva *forward*, atribuindo-se pesos aos atributos históricos que contribuem para a formação de preços de contratos.

Os atributos formadores dos preços definidos nesta metodologia são os históricos de PLDs, CME de Energia Existente e CME de Energia Nova, conforme relação apresentada na Eq. 1:

$$\text{PreçoForward}_{cen,m}(PLD_{cen,m}, CME_{cen,ano}^{Nova}, CME_{cen,ano}^{Ex}) = A_{ano} + p_{ano}^{PLD} \cdot PLD_{cen,m} + p_{ano}^{Nova} \cdot CME_{cen,ano}^{Nova} + p_{ano}^{Ex} \cdot CME_{cen,ano}^{Ex} \quad (1)$$

Onde:

p_{ano}^{PLD}	Peso do PLD anual;
p_{ano}^{Nova}	Peso do CME de Energia Nova anual;
p_{ano}^{Ex}	Peso do CME de Energia Existente anual;
$PLD_{cen,m}$	Preço de Liquidação das Diferenças considerados no mês m e cenário cen;
$CME_{cen,ano}^{Nova}$	Custo Marginal de Expansão de Energia Nova mix de fontes considerados em determinado ano e cenário cen;
$CME_{cen,ano}^{Ex}$	Custo Marginal de Expansão de Energia Existente em determinado ano e cenário cen.

A estimativa da curva *forward* é feita em duas etapas. A primeira etapa consiste em encontrar os pesos e os ágios anuais que são historicamente praticados pelo mercado. É construído um problema de otimização onde utiliza-se a curva *forward* estabelecida (Eq. 1) para estimar preços de contratos já conhecidos, sendo os ágios e pesos variáveis de decisão do problema, com função objetivo definida como a somatória das diferenças absolutas entre os preços contratuais estimados através da curva *forward* e as cotações já conhecidas. Na segunda etapa, os pesos encontrados são utilizados para estimar uma *forward* atualizada. Considerando que o mercado mantém o racional na precificação de contratos de energia, é possível manter os pesos encontrados na etapa 1 e atualizar as variáveis conjunturais como PLD e CMEs, construindo uma curva *forward* atualizada.

A Figura 4 à esquerda mostra os pesos e o ágio definido na metodologia aplicada, considerando cotações públicas (DCIDE) desde julho de 2019 [9]. Pode-se verificar historicamente a forte influência do PLD na formação do primeiro ano da curva *forward*, sendo os 3 primeiros anos compostos pela referência dos preços de leilão de energia existente e o PLD. Já para o quarto e quinto ano da curva, o modelo de otimização considera como única variável explicativa o preço de energia nova com um deságio de R\$50/MWh. Ainda na Figura 4, à direita é apresentada a curva *forward*

empregando-se os pesos encontrados e o novo cenários de PLD para o mês de junho. Esta curva representa a projeção preços de contratos no ACL resultado da segunda etapa da metodologia aplicada.

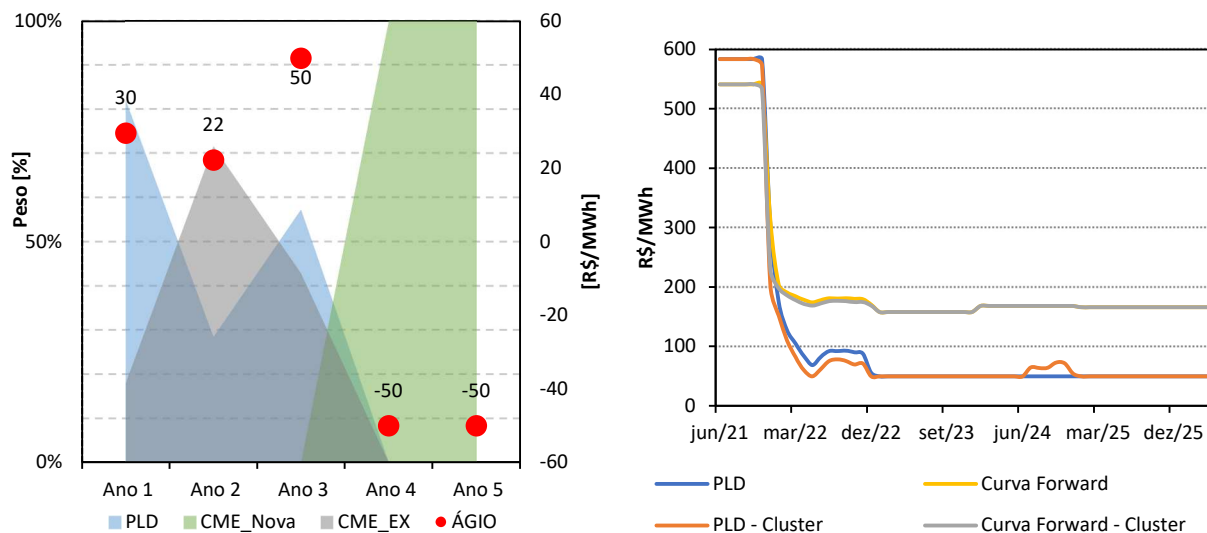


Figura 4: Curva Forward (cenário: junho de 2021).

2.4 Módulo - Balanço Estático

O Módulo do Balanço Estático é responsável por cruzar informações de diversas fontes de dados (ANEEL, CCEE e ONS) com o objetivo de quantificar o balanço entre oferta e demanda sistêmica, tanto no ACL, quando no ACR, provendo ao decisor previsão sobre folga, equilíbrio ou déficit entre a garantia física e a carga do sistema.

O balanço é dividido em: Balanço Estático, Conjuntural e do ACL. Os três, quando utilizados em conjunto, permitem aos agentes uma visão ampla da condição do sistema em operação, oferecendo avaliações que vão desde a adequação estrutural do sistema frente aos critérios de suprimento até a disponibilidade dos contratos no ACL.

Na Figura 5 apresenta-se o resultado principal desse módulo: o Balanço Estático SIN. Nele é possível observar que há uma sobra de lastro até 2025, com a hidráulica liderando em todos os anos; mais especificamente há uma sobra contratual (diferença entre oferta e carga) de 11% em 2021, chega a 14% em 2022 e termina com 8% em 2025.

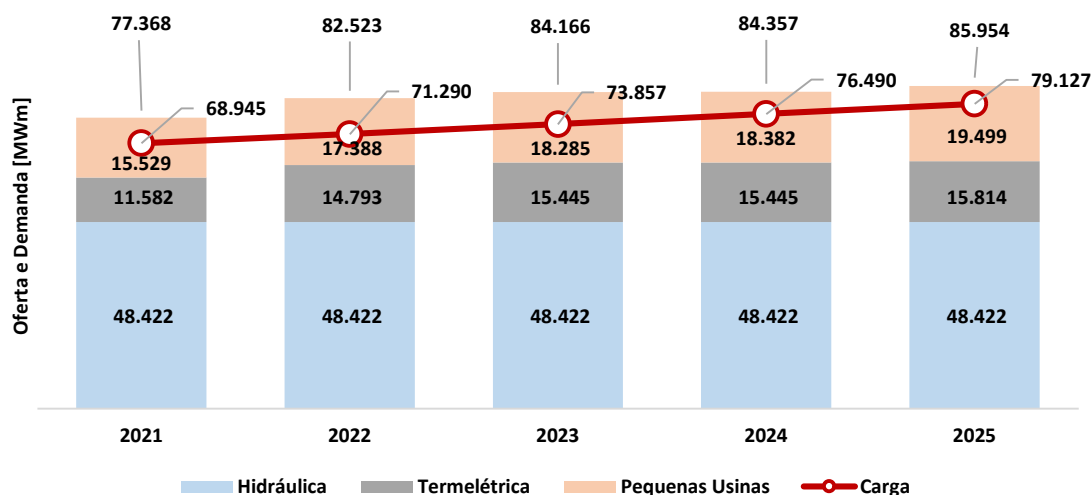


Figura 5: Balanço Estático SIN.

O módulo tem como entrada os dados do NEWAVE (ONS), do SIGA (ANEEL) e do InfoMercado (CCEE) e retorna como saída a evolução do balanço estático em um horizonte de 5 anos.

2.5 Módulo - Projeção de Tarifa de Energia

O Módulo de Projeção de Tarifas de Energia permite, com base na análise de informações da revisão e reajuste tarifários de concessionárias de distribuição e condições conjunturais do sistema, dentre outros, estimar a projeção tarifária para a área de concessão. A projeção das tarifas é um importante balizador de preços para os agentes, pois é base de comparação de preços utilizada pelos consumidores que transitam entre o ambiente regulado e o livre.

A projeção das tarifas de energia das distribuidoras constitui informação de extrema importância na comercialização de energia, uma vez que é opção de alguns agentes de consumo do SIN participar no mercado livre ou optar por permanecer no mercado regulado. Com isso, a disposição a pagar dos agentes no ambiente livre de comercialização é fortemente influenciada pelas tarifas de energia praticadas nas distribuidoras sendo, portanto, uma informação essencial para o posicionamento estratégico do agente vendedor de energia.

O módulo é capaz de projetar as tarifas das distribuidoras em três cenários distintos: Otimista, Esperado e Pessimista. Os preços são atualizados levando-se em conta as projeções dos índices de inflação (IGPM ou IPCA), a evolução do CME de Energia Existente e Energia Nova, entre outros fatores.

A Figura 6 mostra a evolução da tarifa de energia da concessionária de distribuição Enel. Na figura encontra-se uma tarifa de energia crescente para os três cenários, seguida de uma queda no ciclo 2023-2024. A razão do aumento se dá-se pelo aumento dos preços nos leilões de Energia Existente e de Energia Nova nos próximos anos.

O módulo tem como entrada os dados de tarifas vigentes das distribuidoras e como saída uma projeção detalhada em um horizonte de 5 anos, tendo sido desenvolvido em duas planilhas MS-Excel: uma para a importação dos dados da CCEE e ANEEL e a outra para a realização da projeção. O módulo se comunica diretamente com o Banco de Dados objetivando o armazenamento de dados de entrada e saída.

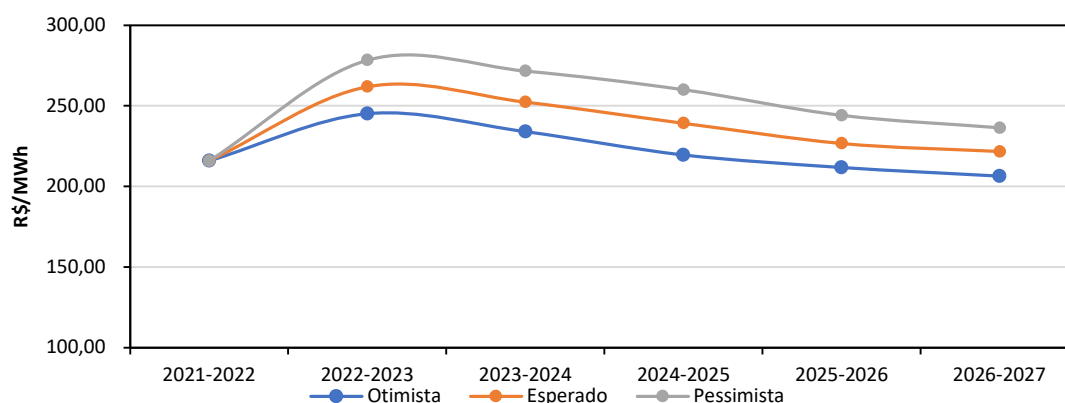


Figura 6: Tarifa de Energia Enel (antiga Eletropaulo).

2.6 Módulo - Otimização de Carteira de Contratos

O Módulo de Otimização de Carteira visa definir as melhores estratégias a serem seguidas em situações vivenciadas no cotidiano da comercialização de energia. Com este módulo pode-se simular uma série de situações de contratação, como, por exemplo, a alocação ótima de contratos, avaliação de propostas, adequação de nível de risco, sazonalização de garantia física etc. Em suma, permite-se a gestão do portfólio de contratos do agente. Observa-se que as análises são balizadas para atenderem metas financeiras estabelecidas pela empresa, condicionadas a determinadas políticas de controle de risco, por meio da métrica Conditional Value-at-Risk (CVaR) e parâmetro de aversão ao risco do agente (ρ).

Embora o módulo permita diversas análises, para efeito de ilustração de sua aplicação, considera-se a análise de contratação na qual se avalia as alterações no volume a contratar em função da aversão ao risco do agente.

O estudo de caso parte da premissa de um agente gerador hidráulico fictício no Sudeste, com Garantia Física de 20 MWm e um portfólio existente contendo dois contratos de venda: um de 10 MWm com entrega constante por 3 anos, iniciado em janeiro de 2021 e no mesmo submercado, e outro um de 5 MWm, também de 3 anos, iniciado em janeiro de 2021, porém com cláusula de entrega flexível arbitrada pelo comprador de mais ou menos 15%. A data base da simulação é junho de 2021.

Com base na configuração estabelecida como premissa, busca-se definir as decisões a serem tomadas em termos de contratação. Isto é, após estabelecidos os contratos potenciais (denominado na metodologia de contratos candidatos), avalia-se quais deles podem ser incorporados ao portfólio existente de forma a se alcançar um melhor retorno e/ou a redução de risco. Os contratos disponibilizados para decisão do modelo foram: mensais e trimestrais no primeiro ano, semestrais e anual no segundo ano e anual no terceiro, todos estes precificados através da curva forward apresentada na Figura 4.

Na Figura 7 é apresentada a curva de versão a risco do agente, onde as decisões são tomadas em função da ponderação entre o risco e o retorno. A variável ρ representa a aversão a risco do agente (se mais ou menos avesso ao risco). Verifica-se nos resultados que agentes mais arrojados (ρ próximos de 0%) tem maior margem e um CVaR menor (maior risco), porém ao alterar o peso do ρ , a curva de fronteira eficiente mostra que decisões diferentes podem ser tomadas no caso de agentes conservadores (ρ próximos de 100%), resultando-se em uma margem esperada menor, porém um CVAR maior (menor risco), evidenciando como a aversão ao risco dos agentes afeta a tomada de decisão de contratação, sendo este um importante condicionante a ser observado no processo.

Os resultados apresentados na Figura 8, Figura 9 e Figura 10 mostram a variação na decisão para distintos patamares de aversão ao risco. Por exemplo, para $\rho = 0\%$ (agente indiferente ao risco), o modelo decide alocar 10MWm em contratos de venda em 2022 (Figura 8). Para $\rho = 50\%$, esse montante cai para 7,63MWm no primeiro semestre e 6,96MWm no segundo (Figura 9). E para $\rho = 100\%$ (agente totalmente avesso ao risco), o montante contratado no primeiro semestre é de 7,64MWm e de 5,89MWm no segundo (Figura 10).

A tendência de não contratação para uma maior aversão ao risco se mantém também no curto prazo e é influenciada pelas condições dos cenários de preço e geração utilizados no estudo. Para o período compreendido entre junho e dezembro de 2021 e $\rho = 0\%$, os contratos somam 32 MWm; para $\rho = 50\%$ o montante cai para 24,96MWm; enquanto para $\rho = 100\%$ o total decresce para 23,28MWm.

Esse módulo tem modelado e caracterizado em sua formulação e operacionalização o processo de tomada de decisão de contratação e otimização da carteira de contratos, mirando a maximização do binômio risco x retorno em função do perfil de aversão ou apetite ao risco do agente. Tem como entrada as informações do módulo de geração de cenários e de contratos existente do agente comercializador e, assim como os demais módulos, também se comunica diretamente com o BD a fim de armazenar os dados de entrada e saída.

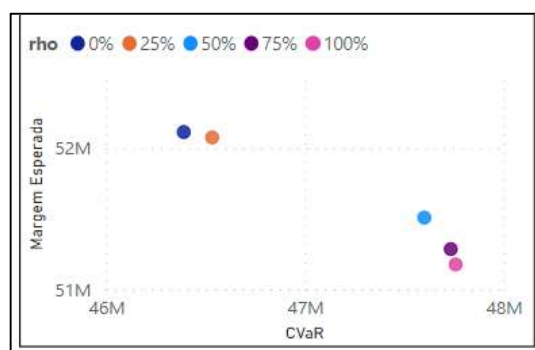


Figura 7: Margem Esperada x CVaR

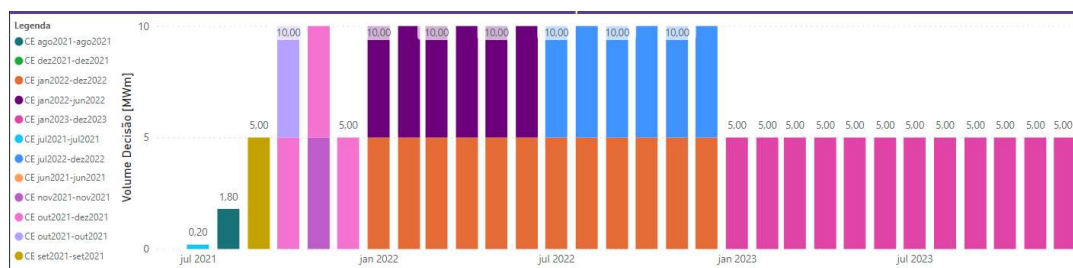


Figura 8: Volume de Decisão por Contrato para $\rho = 0\%$

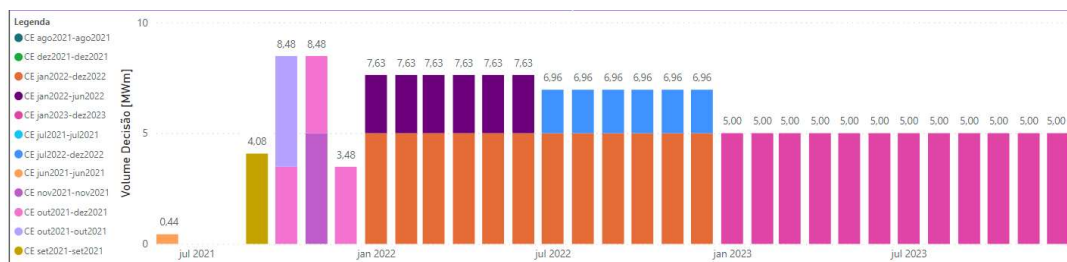


Figura 9: Volume de Decisão por Contrato para rho = 50%



Figura 10: Volume de Decisão por Contrato para rho = 100%

3.0 CONCLUSÃO

O processo de tomada de decisão da estratégia ótima de comercialização de energia de um agente gerador demanda a efetivação de uma análise criteriosa de diversos fatores que, de maneira geral, cobrem aspectos que vão deste a projeção de geração, passando pela análise das condições conjunturais do SIN, condições relativas à formação de preço no mercado spot, precificação de contratos e culminam com as definições dos contratos a serem transacionados, de modo a otimizar os resultados do portfólio, tendo-se como parâmetro as metas de retornos esperados, em consonância com as políticas de gestão de risco.

Em face da complexidade envolvida, o processo de contratação adequado requer um sistema computacional integrado que auxilie o agente no processo de tomada de decisão. Neste prisma, este estudo objetivou apresentar um sistema integrado desenvolvido para prover soluções interconectadas em relação aos principais módulos a serem acionados ao longo do processo e, por meio de um estudo de caso, permitiu discutir a importância dos resultados para o decisor. Os principais módulos do Sistema são: (i) Cenarização de geração e preços; (ii) Precificação de Contratos; (iii) Balanço Estático; (iv) Projeção de Tarifa de Energia e (v) Otimização de Carteira de Contratos.

A estruturação de um sistema inteligente, que integre diferentes vertentes contidas em um processo de tomada de decisão, apresenta-se de extrema importância para balizar as decisões dos agentes, sobretudo, em um ambiente dinâmico e envolto de riscos como é o mercado de energia no Brasil. A agilidade, acurácia e diligência na tomada de decisão, associadas com o adequado gerenciamento de risco, constituem um diferencial relevante no ambiente competitivo e incerto em que estes agentes estão inseridos.

4.0 AGRADECIMENTOS

À SPIC Brasil como proponente do Projeto de P&D “Sistema Integrado de Apoio à Decisão para Definir a Estratégia Ótima de Comercialização para Empresas Geradoras, Contemplando Conceitos Avançados de Inteligência de Mercado: Uma Nova Abordagem (2019-2020). Executoras: MRTS Consultoria e FDTE – Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia, associada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

5.0 REFERÊNCIAS

- [1] POWER, D. J., "Decision Support Systems: Concepts and Resources for Managers" (2002). Faculty Book Gallery. 67.
- [2] ALFARIS, A.; KHIYAMI, A.; ALAWAD, A.; ALSAATI, A.; HADHRAWI, M. The Integrated Energy Decision Support System. Systems Engineering. 2015, 18, 511–529.
- [3] VINHAL, C. D. N. 1998. Sistema de Apoio a Decisão para o Planejamento da Operação Energética de Sistemas de Energia Elétrica. Universidade Estadual de Campinas, Campinas: Tese de Doutorado, 1998.
- [4] CICOGLA, M. A. 2003. Sistema de Suporte à Decisão para o Planejamento e a Programação da Operação de Sistemas de Energia Elétrica. Universidade Estadual de Campinas, Campinas: Tese de Doutorado, 2003.
- [5] KADOWAKI, M.; ENCINA, A. S. A.; AZEVEDO, A. T.; SANTOS, E. F.; CICOGLA, M. A.; SOARES FILHO, S.; OHISHI, T. Um Sistema de Apoio à Decisão para a Programação Diária da Operação do Sistema Interligado Nacional, 2007, Rio de Janeiro.

- [6] SOARES, S.; HIDALGO, I.G.; KADOWAKI, M.; TOSCANO, A. E.; OHISHI, T.; ESTRÓCIO, J.P.F.; LOPES, J.E.G.; LUNA, I.; BALLINI, R. "Sistema de Suporte à Decisão para o Despacho Ótimo de Unidades Geradoras das Usinas da CESP". VI Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (CITENEL), Fortaleza, v.1, 2011.
- [7] GUARNIER, E.; RAMOS, D. S.; BARILLARI, S. N.; PELEGRINI, M. A.; QUEEN, A. S.; CAMARGO, L. A. S. "Projeção de Preços no Mercado de Curto Prazo: Análise por Clusterização e ENAs e Incorporação de Fenômenos Climatológicos". Goiânia; Goiás: IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2012.
- [8] EPE. (2017). Custo Marginal de Expansão do Setor - Metodologia e Cálculo - 2017. Rio De Janeiro: EPE.
- [9] Dcide (2021). www.dcide.com.br. Acessado em: 15/08/2021.

DADOS BIOGRÁFICOS



Mestre pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (2020), possui graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Energia e Automação pela USP (2014). Trabalhou no grupo EDP na área de Risco e Planejamento Energético, também trabalhou na Clime Trading Comercializadora. Atualmente é consultor na MRTS atuando nas áreas: Regulação do Setor Elétrico, Planejamento de Investimento, Revisões e Reajustes Tarifários, Complementariedade Energética entre Fontes Renováveis, Comercialização de Energia Elétrica, Análise de Riscos, Modelagem de Problemas de Otimização e Análise de Dados.