



Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos-GPL

Contratação do Uso do Sistema de Transmissão com Aversão a Risco Considerando Incertezas das Redes Elétricas

**ERICA TELLES CARLOS(1); ANDRÉ MILHORANCE DE CASTRO(1); ALEXANDRE STREET DE AGUIAR(1);
ARMANDO MARTINS LEITE DA SILVA(1);
PUC-Rio(1);**

RESUMO

Anualmente, as distribuidoras determinam montantes de uso do sistema de transmissão (MUST), que representam contratos de importação de máxima potência anual, baseados em suas previsões de demanda. Nesse trabalho, é apresentada uma metodologia de contratação ótima do MUST, com análise de risco, baseada em fluxo de potência probabilístico (simulação Monte Carlo) e otimização linear estocástica. A partir de um conjunto de cenários de importação para uma conexão distribuição-transmissão, uma medida de risco de custo de contrato é minimizada, sujeita a restrições relacionadas às regras regulatórias e ao perfil de aversão a risco da distribuidora. A metodologia proposta foi aplicada em um caso real de uma distribuidora brasileira.

PALAVRAS-CHAVE

Uso do sistema de transmissão, fluxo de potência probabilístico, decisão sob incerteza, otimização estocástica.

1.0 - INTRODUÇÃO

No Brasil, os custos de operação e manutenção do sistema de transmissão são rateados entre seus usuários. Dentre eles estão as distribuidoras, que utilizam a rede de transmissão para trafegar a energia contratada de terceiros visando o suprimento de seus clientes dos diversos segmentos. Anualmente, cada distribuidora define, por ponto de conexão distribuição-transmissão, um contrato baseado no montante de uso do sistema de transmissão (MUST), faturado por uma tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST). Em um horizonte de quatro anos, o MUST anual de uma conexão deve ser uma previsão da máxima importação de demanda anual. Dessa forma, além do uso do sistema ser remunerado, o planejador da transmissão pode identificar as necessidades de investimentos em reforços/expansão para atender adequadamente à demanda e garantir a confiabilidade do sistema.

Nesse contexto, o processo de contratação do MUST desempenha um papel importante, uma vez que descentraliza o processo de previsão, transferindo para as distribuidoras, que melhor conhecem suas redes e padrões de consumo, a responsabilidade de estimar a máxima demanda anual do sistema. Para induzir a robustez e assertividade dos contratos, o agente regulador do sistema faz uso de incentivos financeiros atrelados às penalidades por ineficiência do MUST [1]. Tais incentivos atuam como parâmetros de controle para ajustar a confiança implícita na previsão que o MUST representa, além de evitar investimentos excessivos que onerem o consumidor final.

Mensalmente, se a máxima importação de potência observada ultrapassar o montante contratado, além de pagar pelo excedente, a distribuidora será penalizada por expor o sistema ao risco de fornecimento. Por outro

lado, se a distribuidora superestimar a importação máxima, ela pode sofrer penalidades por sobrecontratação. As penalidades podem ser elevadas e impactam diretamente no fluxo de caixa das distribuidoras, reduzindo a capacidade de investimentos e atratividade do segmento.

Do ponto de vista da distribuidora, é pertinente que se invista em metodologias eficazes para determinação do valor ótimo a ser contratado, levando em consideração as probabilidades de penalidade e o perfil de risco da companhia. Assim, a estratégia para definir o MUST deve levar em conta, além das regras de contratação, as incertezas que afetam o fluxo de potência nos seus pontos de conexão. Dentre elas, pode-se citar a variabilidade típica do consumo interno e, em alguns casos, a forte influência de geradores internos ou muito próximos da rede da distribuidora. Em geral, quando a geração é relevante em relação ao consumo total da distribuidora, verifica-se uma diminuição da importação total trazendo benefícios em termos de custos para o consumidor e redução de investimentos em sistemas vizinhos à distribuidora. Além disso, a ocorrência de contingências em elementos da rede, que é aleatória, pode afetar o direcionamento regular dos fluxos de potência, impactando a importação nos pontos de conexão.

O objetivo deste trabalho é abordar duas etapas essenciais do processo decisório de contratação do MUST [2], [3]. Na primeira, pretende-se caracterizar a incerteza das importações máximas mensais nos pontos de conexão, considerando a natureza aleatória das cargas, geração e topologia. Para isso, utiliza-se um algoritmo de fluxo de potência probabilístico [4] baseado em simulação Monte Carlo. Com intuito de reduzir o esforço computacional, equivalentes estáticos flexíveis [5] de alta precisão são utilizados para representar a rede elétrica externa à distribuidora. Na segunda etapa, de posse das distribuições de probabilidade correspondentes às importações máximas mensais, o MUST ótimo é obtido por um processo de otimização linear estocástica. Este minimiza uma medida de risco [6] dos cenários de custo de contrato, sujeitos às restrições que traduzem as regras regulatórias e o perfil de aversão a risco da distribuidora. Para tanto, são propostos parâmetros ajustáveis que trazem um viés mais ou menos conservador para a decisão. A metodologia proposta foi aplicada em casos reais de distribuidoras brasileiras, apresentando eficiência na caracterização das incertezas nos pontos de conexão, e a possibilidade de cobrir diferentes perfis de risco na contratação.

Esse informe técnico está dividido da seguinte forma: na Seção 2.0, são definidos os custos de contratação do MUST. Na Seção 3.0 são apresentados os conceitos de fluxo de potência probabilístico e equivalentes estáticos flexíveis. A Seção 4.0 é reservada para modelagem do problema de otimização estocástica para determinação do valor ótimo de contrato. As Seções 5.0 e 6.0 apresentam os resultados de um estudo de caso de uma distribuidora brasileira e as conclusões, respectivamente.

2.0 - CUSTOS DE CONTRATAÇÃO DO MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

Conforme apresentado na Seção 1.0, as distribuidoras devem definir anualmente contratos de MUST para cada ponto de conexão em um horizonte de quatro anos. Esse montante deve ser ainda segregado em postos tarifários definidos de acordo com os horários de ponta e fora de ponta da distribuidora. A regulação para contratação de MUST se dá através da Resolução Normativa 666 (REN-666) [1].

As regras de contratação contam com incentivos financeiros vinculados à eficiência da contratação. Assim, a estrutura de custo total pode ser dividida entre custos fixos de contrato e custos variáveis apurados periodicamente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). As apurações são realizadas com base na máxima importação mensal de demanda, entre medições observadas a cada 15 minutos, por ponto de conexão.

Para um ponto de conexão j da distribuidora com a transmissão, e um posto tarifário p , o custo fixo mensal de contrato $c_{j,m,a,p}^F$ é dado pelo produto entre o MUST contratado $M_{j,a,p}$ e a TUST $T_{j,a,p}$ correspondente, conforme definido em (0). Os conjuntos M , A e P correspondem aos meses, anos e postos tarifários, respectivamente.

$$c_{j,m,a,p}^F = M_{j,a,p} T_{j,a,p}; \forall m \in M, a \in A, p \in P \quad (0)$$

Os custos variáveis serão função da comparação entre o MUST contratado $M_{j,a,p}$ e a máxima importação mensal verificada no ponto de conexão ao longo do curso do contrato. Tal importação é uma variável aleatória (

$\tilde{P}_{j,m,a,p}$) cuja caracterização de incerteza será abordada na Seção 3.0. Ressalta-se que, por serem funções de $\tilde{P}_{j,m,a,p}$, todos os custos variáveis serão também variáveis aleatórias. O primeiro custo variável fatura a diferença entre $\tilde{P}_{j,m,a,p}$ e o MUST. Se $\tilde{P}_{j,m,a,p}$ excede o contrato, o excedente deve ser pago pela distribuidora. Utiliza-se o termo “custo de máxima demanda” para essa componente. Assim, o custo mensal de máxima demanda $\tilde{C}_{j,m,a,p}^{MD}$, definido em (0), é dado pelo produto entre o montante excedente ($\tilde{P}_{j,m,a,p} - M_{j,a,p}$), se positivo, e a TUST $T_{j,a,p}$.

Adicionalmente, como sanções por ineficiência, estão previstos os custos de ultrapassagem e sobrecontratação. O custo de penalidade por ultrapassagem $\tilde{C}_{j,m,a,p}^{PU}$, definido em (0), é apurado mensalmente e ocorre se $\tilde{P}_{j,m,a,p}$ for superior a 110% do valor contratado. Nesse caso, o montante excedente é faturado a três vezes a TUST. Já o custo de penalidade por sobrecontratação $\tilde{C}_{j,a,p}^{PS}$, definido em (0), é apurado anualmente e ocorre se máxima importação anual $\tilde{P}_{j,a,p}^{MAX}$ for inferior à 90% do MUST. O montante faltante é faturado a doze vezes a TUST.

$$\begin{aligned}\tilde{C}_{j,m,a,p}^{MD} &= \max[0, \tilde{P}_{j,m,a,p} - M_{j,a,p}] T_{j,a,p} & ; \forall m \in M, a \in A, p \in P & \quad (0) \\ \tilde{C}_{j,m,a,p}^{PU} &= \max[0, \tilde{P}_{j,m,a,p} - 1.1 M_{j,a,p}] 3 T_{j,a,p} & ; \forall m \in M, a \in A, p \in P & \quad (0) \\ \tilde{C}_{j,a,p}^{PS} &= \max[0, 0.9 M_{j,a,p} - \tilde{P}_{j,a,p}^{MAX}] 12 T_{j,a,p} & ; \forall a \in A, p \in P & \quad (0)\end{aligned}$$

3.0 - FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO

Conforme mencionado na Seção 1.0, a caracterização de incertezas que impactam o fluxo de potência nos pontos de conexão (essencialmente demanda, geração interna e topologia) é de extrema relevância para estudos de contratação do MUST. Para considerar esse aspecto, propõe-se o uso da técnica de fluxo de potência probabilístico (FPP) que visa extrapolar a capacidade do algoritmo de fluxo de potência, mapeando as incertezas inerentes às condições operativas (injeções e topologia) nas variáveis calculadas (i.e., fluxos e tensões) [7].

O problema de FPP pode ser descrito por (0) e (0), onde Y é o vetor aleatório de entradas (injeções de potência ativa e reativa); X é o vetor aleatório de estados (ângulos e magnitudes de tensão); Z é o vetor aleatório de saídas (fluxos ativos e reativos, importação de potência em pontos de conexão, etc.); e as funções vetoriais f e g representam as equações não-lineares de fluxo de potência para uma determinada configuração de rede. Destaca-se que se for considerado o impacto de diferentes topologias de rede (contingências na rede de transmissão) e as variações nos parâmetros elétricos dos ramos, as funções f e g também se tornam aleatórias na análise de FPP [8].

$$\begin{aligned}Y &= f(X) & (0) \\ Z &= g(X) & (0)\end{aligned}$$

Na metodologia proposta, caracteriza-se a incerteza nas variáveis de estado e saída através da simulação Monte Carlo (SMC) sequencial (ou cronológica), que permite enorme flexibilidade e precisão, sem requerer simplificações (por exemplo, pode-se utilizar as equações não-lineares de fluxo de potência).

Amostras horárias de carga e geração (Y) e de topologia são avaliadas por fluxo de potência, gerando amostras de Z . Cada conjunto de amostras, de entrada e saída, determina um cenário ω analisado. O interesse principal consiste nos valores de importação de potência ativa nas fronteiras (subconjunto de Z), cujos máximos mensais caracterizam o montante de uso da transmissão. O produto final pertinente é um conjunto de cenários ω de máximas importações mensais de potência ativa $P_{j,m,a,p}(\omega)$, por ponto de

conexão j , mês m , ano a e regime tarifário p .

3.1 Incerteza de Carga, Geração e Topologia

A caracterização das incertezas associadas às cargas e aos diferentes tipos de fontes de geração se faz via métodos de previsão no longo-, médio- e curto-prazo, os quais estão em desenvolvimento contínuo, dada a crescente preocupação com tais grandezas [12]. Tais estudos visam não somente fins de planejamento da expansão da geração, mas também da transmissão e operação em diferentes horizontes.

Em avaliações via fluxo de potência probabilístico, as incertezas das injeções de potência Y devem representar tanto as características estatísticas dos pontos de carga, quanto os possíveis despachos de geração, sobretudo com a crescente inserção de fontes renováveis do tipo eólica e solar nos atuais sistemas elétricos de potência.

Para a metodologia proposta nesse trabalho, são necessários métodos capazes de criar cenários de séries, em granularidade definida (i.e., horária) de horizonte finito para injeção $Y(\omega)$. A discussão sobre possíveis alternativas de métodos está fora do escopo desse informe e para mais detalhes ver [13], [14].

Já para as incertezas na topologia, assume-se que a rede de transmissão é composta por equipamentos, em sua maioria reparáveis, cujo ciclo operativo pode ser modelado por processos de Markov [9], através de taxas de falha e reparo. Estas taxas podem ser definidas a partir dos históricos operativos dos equipamentos, e através das mesmas é possível criar sequências temporais sintéticas de estados operativos do ramo, amostrando tempos de disponibilidade e indisponibilidade. Assim, cenários diversos ω são facilmente criados, com base nas características estatísticas dos ramos, para a topologia da rede.

3.2 Equivalentes Estáticos Flexíveis

A rede de uma distribuidora representa uma área de interesse restrita e dimensionalmente inferior ao sistema de transmissão, ao qual está conectada. Além disso, é necessário a avaliação de um número elevado de estados operativos, por fluxo de potência, para mapear adequadamente as injeções de potência em cada ponto de conexão. Nesse contexto, a aplicação de equivalentes estáticos flexíveis se torna pertinente e recomendado. A aplicação de redução de rede em sistemas de potência é comumente usada em estudos de planejamento, avaliação de segurança online e simulação em tempo real [10].

O problema é formulado pela definição de um subsistema de interesse (i.e., sistema interno) que é parte de uma rede de maior porte (sistema externo). Ambos são conectados através de barras de fronteira. O sistema interno deve ser sempre totalmente preservado e um modelo equivalente reduzido é criado para representar o sistema externo. No escopo da contratação do MUST, o sistema interno é justamente a região da distribuidora de energia elétrica. O ponto de operação do sistema reduzido é exatamente o mesmo que no sistema original e, idealmente, deve responder às mudanças como o original [10]. Entretanto, alguns processos de redução podem não representar adequadamente o sistema completo, para diferentes pontos de operação.

A fim de se melhorar significativamente o desempenho do sistema interno, move-se as barras de fronteira, e outras devidamente selecionadas, para o sistema externo, criando assim uma zona de amortecimento (*buffer zone*) [5], [11]. Esta consiste em elementos de circuito retidos na área externa. Em geral, os dois aspectos mais relevantes para a precisão do sistema interno são que o sistema externo represente corretamente os fluxos e que as respostas MW e Mvar de fontes externas sejam bastante próximas do sistema original.

3.3 Algoritmo de geração de cenários de máximos mensais

Na lista a seguir são mostrados de forma resumida os principais passos do algoritmo de FPP via SMC empregados nesse trabalho. Ao fim do processo, os cenários de máxima importação mensal, por ponto de conexão e regime tarifário, são passadas à etapa de definição de um valor ótimo de contrato, através de um problema de otimização estocástica.

1. Pré-definir os cenários (de carga e geração, bem como seu intervalo temporal e número máximo de cenários), uma lista de contingências permitidas (com suas respectivas taxas de falha e reparo), os pontos de conexão do sistema, horário de início e fim de regime tarifário de ponta da distribuidora e um arquivo representado a rede elétrica;
2. Inicializar um cenário ω (curva de carga e/ou geração e estados de topologia da rede, considerando a lista de contingências permitidas);
3. Gerar uma amostra para as injeções de potência (carga e/ou geração) por meio de Y e topologia (f, g) ;
4. Realizar a análise de fluxo de potência. Caso não haja convergência, descartar – contabilizando o número de casos descartados, para posterior análise;
5. Armazenar as máximas injeções mensais, por ponto de conexão e regime tarifário;
6. Inicializa o próximo cenário ω . Caso o número de cenários avaliados seja igual ao máximo, passe ao próximo passo. Caso contrário, retorna ao passo 2;
7. Salva o conjunto de cenários $\omega \in \Omega$ de máximas importações mensais de potência ativa $P_{j,m,a,p}(\omega)$, por ponto de conexão j , mês m , ano a e regime tarifário p .

4.0 - MODELO DE OTIMIZAÇÃO DO MUST SOB INCERTEZA

Na Seção 3.0 apresentou-se a caracterização das incertezas que impactam as máximas importações nos pontos de conexão da distribuidora com a transmissão. De posse do conjunto de cenários Ω , a distribuidora precisa definir o valor de MUST a contratar, o que é uma decisão sob incerteza. A grande virtude de uma análise com múltiplos cenários (estocástica), frente a uma abordagem determinística, é uma decisão mais robusta em relação ao conjunto de possibilidades mapeado. Dada a ausência de informação perfeita acerca das máximas importações, um modelo de decisão estocástico considera, com a devida probabilidade, a existência de cenários de custos altamente desfavoráveis. Nesse contexto, é proposto um modelo de otimização do MUST sob incerteza que minimiza uma métrica de risco associada aos cenários de custo, tendo como restrição o perfil de risco da distribuidora. Esse perfil será traduzido em parâmetros de aversão a risco que farão parte da otimização.

4.1 Métricas e parâmetros de aversão a risco

Para quantificar o risco financeiro de uma decisão de MUST, é proposto o uso da métrica *Conditional Value at Risk* ($CVaR$) [6], [15]. Dado que o $CVaR_{\alpha}(\cdot)$ é uma medida de risco essencialmente conservadora (avalia os $(1-\alpha)\%$ piores cenários de custo), é proposta ainda a inclusão de uma parcela de Valor Esperado $E(\cdot)$ através de uma combinação convexa ponderada por um parâmetro $\lambda \in [0, 1]$. Através de λ , a distribuidora possui a flexibilidade de decidir o perfil que deseja refletir na quantificação do risco. Quanto maior é valor de λ , mais conservador é perfil de risco. Assim, sendo o custo total anual $\tilde{C}_{j,a,p}^{TOTAL}$ a soma dos custos de contratação do MUST definidos em (0)-(0) ao longo de um ano a , a métrica que quantifica o risco associado a uma decisão de MUST é dada por (0).

Adicionalmente, é inserido um segundo parâmetro de risco para definir um valor máximo admitido para o $CVaR_{\alpha}(\cdot)$ dos custos de penalidade por ultrapassagem. A distribuidora pode definir mensalmente, em média, qual é o máximo valor permitido para os piores cenários de custo de penalidade por ultrapassagem ($\tilde{C}_{j,m,a,p}^{PU}$). Como a definição deste limite máximo pode não ser intuitiva, ele é parametrizado no custo fixo mensal de contrato, conforme em (0). O parâmetro de risco $\mu_{j,a,p}$ deve ser escolhido de acordo com o perfil de risco desejado pela distribuidora. Quanto menor é o valor de $\mu_{j,a,p}$, mais conservador é perfil de risco.

$$\lambda CVaR_{\alpha}(\tilde{C}_{j,a,p}^{TOTAL}) + (1-\lambda) E(\tilde{C}_{j,a,p}^{TOTAL}) \quad (0)$$

$$CVaR_{\alpha}(\tilde{C}_{j,m,a,p}^{PU}) \leq \mu_{j,a,p} c_{j,m,a,p}^F; \forall m \in M, a \in A, p \in P \quad (0)$$

4.2 Modelo de otimização do MUST sob incerteza

Nessa seção é apresentado o modelo de otimização linear estocástica de decisão dos valores ótimos de MUST para um ponto de conexão j de uma distribuidora. No modelo estão inclusas abordagens de aversão a risco propostas na Seção 4.1, bem como as regras regulatórias apresentadas na Seção 2.0.

$$\min \sum_{\substack{M_{j,a} \in A \\ a \in A \\ p \in P}} \left[\lambda \left(z_{j,a,p} + \frac{1}{1-\alpha} \sum_{\omega \in \Omega} b(\omega) \sigma_{j,a,p}(\omega) \right) + (1-\lambda) \sum_{\omega \in \Omega} b(\omega) c_{j,a,p}^{TOTAL}(\omega) \right] \quad (0)$$

sujeito a:

$$\sigma_{j,a,p}(\omega) \geq c_{j,a,p}^{TOTAL}(\omega) - z_{j,a,p} \quad ; \forall a \in A, p \in P, \omega \in \Omega \quad (0)$$

$$c_{j,a,p}^{TOTAL}(\omega) = \sum_{m \in M} c_{j,m,a,p}^F + c_{j,m,a,p}^{MD}(\omega) + c_{j,m,a,p}^{PU}(\omega) \quad ; \forall a \in A, p \in P, \omega \in \Omega \quad (0)$$

$$c_{j,m,a,p}^F = M_{j,a,p} T_{j,a,p} \quad ; \forall m \in M, a \in A, p \in P, \alpha \quad (0)$$

$$c_{j,m,a,p}^{MD}(\omega) = d_{j,m,a,p}^{MD}(\omega) T_{j,a,p} \quad ; \forall m \in M, a \in A, p \in P, \alpha \quad (0)$$

$$c_{j,m,a,p}^{PU}(\omega) = d_{j,m,a,p}^{PU}(\omega) 3 T_{j,a,p} \quad ; \forall m \in M, a \in A, p \in P, \alpha \quad (0)$$

$$d_{j,m,a,p}^{MD}(\omega) \geq P_{j,m,a,p}(\omega) - M_{j,a,p} \quad ; \forall m \in M, a \in A, p \in P, \alpha \quad (0)$$

$$d_{j,m,a,p}^{PU}(\omega) \geq P_{j,m,a,p}(\omega) - 1.1 M_{j,a,p} \quad ; \forall m \in M, a \in A, p \in P, \alpha \quad (0)$$

$$z_{j,m,a,p}^{PU} + \frac{1}{1-\alpha} \sum_{\omega \in \Omega} b(\omega) \sigma_{j,a,p}^{PU}(\omega) \leq \mu_{j,a,p} M_{j,a,p} \quad ; \forall m \in M, a \in A, p \in P \quad (0)$$

$$\sigma_{j,a,p}^{PU}(\omega) \geq (d_{j,m,a,p}^{PU}(\omega) 3 T_{j,a,p}) - z_{j,m,a,p}^{PU} \quad ; \forall m \in M, a \in A, p \in P, \alpha \quad (0)$$

$$M_{j,a,p} \geq 0 \quad ; a \in A, p \in P \quad (0)$$

$$\sigma_{j,a,p}(\omega), \sigma_{j,a,p}^{PU}(\omega) \geq 0 \quad ; a \in A, p \in P, \omega \in \Omega \quad (0)$$

$$d_{j,m,a,p}^{PU}(\omega), d_{j,m,a,p}^{MD}(\omega) \geq 0 \quad ; \forall m \in M, a \in A, p \in P, \alpha \quad (0)$$

O modelo proposto define os valores ótimos de contrato $M_{j,a,p}^i$ a partir da função objetivo (0) que minimiza a métrica de risco definida em (0). O termo $b(\omega)$ corresponde à probabilidade de ocorrência do cenário ω . Destaca-se que dada a formulação dos custos, ao minimizar a métrica de risco, o modelo também minimiza o valor de MUST. Desta forma, custos de penalidade por sobrecontratação são naturalmente minimizados, e por isso, essa parcela de custo variável é excluída do modelo.

Nas restrições (0)-(0) e (0)-(0), o modelo utiliza a formulação proposta em [6] para inserção do $CVaR$ em modelos de otimização linear. As restrições (0)-(0) incluem as componentes de custo de contrato. Em (0)-(0) são reproduzidos os operadores $\max[\cdot]$ utilizados originalmente em (0)-(0). Por fim, em (0) é inserida a restrição de aversão a risco para controle dos custos de ultrapassagem conforme o definido em (0). As restrições (0)-(0) definem o domínio viável das variáveis de decisão.

5.0 - ESTUDOS DE CASO

Nesta seção, serão apresentados estudos de caso de aplicação da metodologia proposta a uma distribuidora brasileira. Serão abordados dois pontos de conexão que diferem em relação à sensibilidade das importações dada a ocorrência de contingências. A Figura 1 apresenta os conjuntos de cenários, um ano a frente e para um posto tarifário, obtidos para ambas as conexões através da metodologia descrita na Seção 3.0. Foi utilizada uma lista de contingências com 20 elementos para os quais foram atribuídas taxas de falha e reparo iguais ao dobro dos valores presentes em [16], para que os eventos de contingência fossem mais frequentes.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

O ponto de conexão 1 ($j=1$) tem como característica uma alta sensibilidade em relação a uma ou mais contingências simuladas, o que pode ser verificado pela quantidade de valores mensais que se distanciam da maior concentração dos cenários. Já o ponto de conexão 2 ($j=2$) é pouco afetado pela ocorrência das contingências.

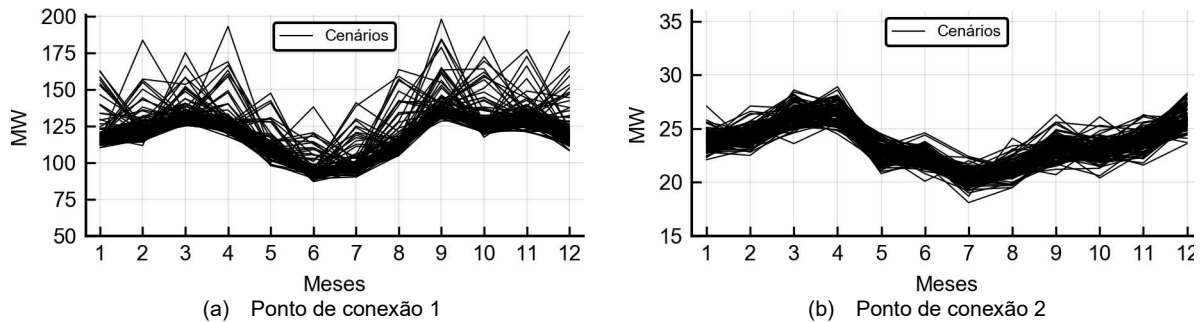


Figura 1 – Conjunto de cenários de máxima importação.

A partir dos cenários obtidos, são feitos estudos de contratação assumindo diferentes perfis de aversão a risco através dos parâmetros definidos na Seção 4.2. Para todos os estudos assumimos uma TUST fictícia de 1 mil R\$/MW e $\alpha=0.95$. Primeiramente, estuda-se o efeito do parâmetro λ sobre ambas as conexões, assumindo três perfis de risco: conservador, com $\lambda=1$; intermediário, com $\lambda=0.5$; e neutro a risco, com $\lambda=0$. Para observar o impacto exclusivamente deste parâmetro, foi utilizado $\mu_{1,a,p}=\mu_{2,a,p}=10, \forall a \in A, p \in P$ de forma que a restrição (0) ficasse inativa. Os resultados de contratação obtidos são apresentados na Figura 2 para cada perfil, juntamente com os cenários de máxima importação (representado por máximo, mínimo e quantis de 5%, 50% e 95%, todos mensais).

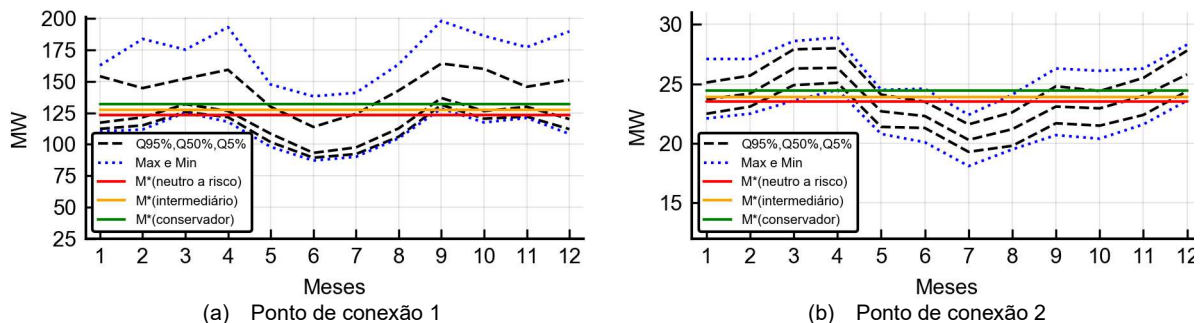


Figura 2 – Conjunto de cenários de máxima importação.

Conforme esperado, quanto mais conservador é o perfil de risco, maior é o contrato ótimo. Embora a sensibilidade da solução ótima em relação à variação de λ seja pequena, ela existe e o parâmetro pode ser utilizado. Nos próximos estudos ficará evidente que, por estar associado a uma restrição, o parâmetro μ possui maior impacto sobre a solução de contrato ótimo.

O segundo estudo avalia o efeito do parâmetro μ sobre a solução ótima. Para estes resultados o parâmetro λ foi fixado em 0.5. Novamente, serão assumidos três perfis de aversão a risco: conservador, com $\mu_{1,a,p}=0.0 \forall a \in A, p \in P$; intermediário, com $\mu_{1,a,p}=0.25 \forall a \in A, p \in P$; e neutro a risco com $\mu_{1,a,p}=1 \forall a \in A, p \in P$. Na Figura 3 são apresentados os resultados de contratação ótima para a conexão 1. Assim como para o resultado anterior, quanto mais conservador é o perfil (menor $\mu_{1,a,p}$), maior é o valor do contrato ótimo de MUST. No perfil conservador, nenhum dos cenários ultrapassa o limite de 110% do MUST.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

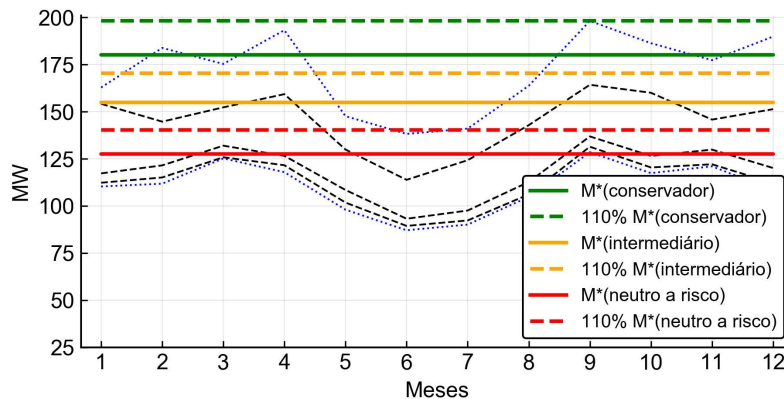


Figura 3 – Contratação ótima do ponto de conexão 1 para diferentes perfis de risco.

Para estender as análises sobre os valores de μ , a Figura 4 apresenta resultados obtidos em função da variação do parâmetro. Primeiramente, para ambos os pontos de conexão, o custo fixo mensal associado ao contrato ótimo decai com o aumento de μ , da mesma forma que o verificado no resultado da Figura 3. O valor pago através dessa parcela pode ser visto como um seguro que reduz a probabilidade de exposição da distribuidora ao risco de penalidade por ultrapassagem. Esse efeito fica evidente com o aumento das probabilidades de ultrapassagem à medida que o custo fixo decai. Acompanhando esse aumento, as métricas Valor Esperado e $CVaR$ dos custos anuais de penalidade também se elevam. Ainda para os dois pontos de conexão, há um determinado valor de μ a partir do qual a variação do perfil de risco não produz mudança na solução ótima, e, conseqüentemente, a probabilidade de ultrapassagem e as métricas apresentadas se mantêm constantes.

Comparando os resultados dos casos (a) e (b) da Figura 4, destaca-se que a presença de cenários afetados por contingência no ponto de conexão 1 faz com que as métricas de custos de ultrapassagem anual (principalmente o $CVaR$) sejam mais expressivas em relação ao custo fixo mensal. Isso porque, dada a grande amplitude dos cenários, os montantes (MW) que faturam os custos de penalidade são muito mais elevados do que no ponto de conexão 2.

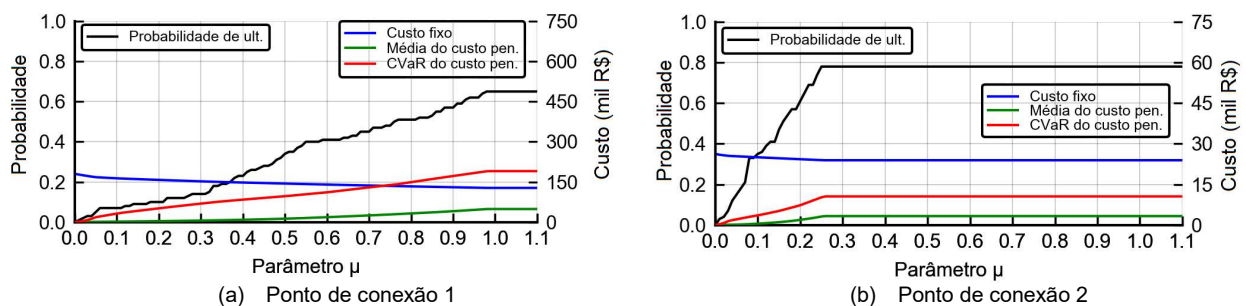


Figura 4 – Conjunto de cenários de máxima importação.

6.0 - CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma metodologia de apoio à decisão para a contratação dos montantes de uso do sistema de transmissão (MUST) por parte das distribuidoras. Primeiramente, é definido, via fluxo de potência probabilístico, um conjunto de cenários de ocorrência das máximas demandas nas conexões transmissão-distribuição. Nesse processo são incorporadas as incertezas de carga, geração e topologia do sistema de distribuição. A partir dos cenários obtidos, um modelo de otimização linear estocástica define o valor ótimo a contratar a partir do perfil de aversão a risco da distribuidora. Através de parâmetros intuitivos, é possível dar um

viés mais ou menos conservador para a otimização, bem como limitar os custos com penalidades contratuais, dado o espaço de incerteza definido pelo conjunto de cenários.

A metodologia proposta foi aplicada a dois pontos de conexão de uma distribuidora brasileira. Os resultados apresentaram a capacidade da metodologia em captar os efeitos das fontes de incerteza do problema. Foram explorados também diferentes perfis de risco para a otimização dos contratos. Os resultados apresentaram coerência frente aos parâmetros definidos e versatilidade em cobrir diferentes estratégias e políticas de contratação que uma distribuidora pode adotar.

7.0 - AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi parcialmente desenvolvido com o apoio do Grupo Energisa através do projeto de P&D ANEEL PD-00405-1701/2017. Os autores também reconhecem o apoio da CAPES e do CNPq.

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), Resolução normativa 666, de 23 de junho de 2015.
- [2] LEITE DA SILVA, A.M. ; COSTA, J.G.C.e MATTAR , C.M., A probabilistic approach for determining the optimal amount of transmission system usage, IEEE Trans. on Power Systems , vol. 21, pp. 1557-1564, Nov. 2006.
- [3] TELLES, E. et.al., Risk-Averse Contracting Strategy for the Transmission System Usage, In: L SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 2018, Rio de Janeiro.
- [4] LEITE DA SILVA, A.M.; RIBEIRO, S.M.P.; ARIENTI, V.L.; ALLAN, R.N.; e DO COUTO FILHO, M.B., Probabilistic load flow techniques applied to power system expansion planning, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 5, pp. 1047-1053, Nov. 1990.
- [5] JARDIM , J.L.; e LEITE DA SILVA, A.M., A methodology for computing robust dynamic equivalents of large power systems, Electric Power Systems Research, vol. 143, pp. 513-521, Fev. 2017.
- [6] STREET, A., On the conditional value-at-risk probability-dependent utility function, Theory and Decision, vol. 68, no. 1-2, pp. 49-68, Fev. 2010.
- [7] BORKOWSKA B., Probabilistic load flow. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 93, no. 3, pp. 752-759, Maio 1974.
- [8] LEITE DA SILVA, A.M.; ALLAN, R.N.; SOARES, S.M.; e ARIENTI, V.L., Probabilistic load flow considering network outages," IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution, vol. 132, pp. 139-145, Maio 1985.
- [9] BILLINTON, R.; e ALLAN, R., Reliability Evaluation of Power Systems. Plenum Press, 1992.
- [10] MONTICELLI, A., Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica. Edgar Blucher, Rio de Janeiro, 1983.
- [11] LIMA, L.; LEITE DA SILVA, A.M.; JARDIM, J.L.; CASTRO, A.; e SILVA, N., A method to compute flexible static equivalents for very large power networks, Niterói, RJ, Brasil, SBSE - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2018
- [12] CHAKHCHOUKH, Y.; PANCIATICI, P.; e LAMINE, M., Electric Load Forecasting Based on Statistical Robust Methods, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 26, no. 3, pp. 982-991, Ago. 2011.
- [13] SAAVEDRA, R.; MORAES, G.B.; TELLES, E.; SILVA, T; et al. Simulando Cenários de Demanda em Baixa e Alta Frequência em um Framework Unificado - Parte I: Simulação em Baixa Frequência. In: L SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 2018, Rio de Janeiro.

- [14] MORAES, G.B.; SAAVEDRA, R.; TELLES, E.; SILVA, T; et al. Simulando Cenários de Demanda em Baixa e Alta Frequência em um Framework Unificado - Parte II: Simulação em Alta Frequência. In: L SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 2018, Rio de Janeiro.
- [15] ARTZNER, P.; DELBAEN, F.; JEAN-MARK, E.; HEATH, D. D. Coherent measures of risk, *Mathematical Finance*, vol. 9, no. 3, pp. 203-228, Jul. 1999.
- [16] SCHILLING, M. T.; SOUZA, J. C. S.; FILHO, M. B. C. F. Power System Probabilistic Reliability Assessment: Current Procedures in Brazil. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, Ago. 2008.

9.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Érica Telles. Doutora (2016) em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Completou mestrado (2012) e graduação (2010) em Engenharia Elétrica pela mesma universidade. Atualmente atua como pesquisadora (pós-doutorado) no *Laboratory of Applied Mathematics Programming and Statistics (LAMPS)* na PUC-Rio.

André Milhorce de Castro. Engenheiro de Controle e Automação pela UFRJ (2013), Mestre em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio (2017) e candidato a Doutor em Engenharia Elétrica pela mesma instituição.

Armando M. Leite da Silva. Doutor em Engenharia Elétrica pelo UMIST, *University of Manchester* (UK). Atualmente é Professor Titular do Departamento de Engenharia Elétrica (DEE) da PUC-Rio e *IEEE Fellow*.

Alexandre Street de Aguiar. Doutor em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio. Professor Associado do DEE da PUC-Rio (2008). Fundador do LAMPS, no qual é atualmente o diretor de pesquisa.