

Ferramenta de Apoio à Avaliação de Planos de Obras de Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica com Viés Regulatório

C. S. Silveira, E. F. Arruda e P. H. Baumann - Daimon Engenharia e Sistemas.
E. B. Dias, O. H. S. Vicentini e M. L. Benatti – CPFL Energia.

Abstract—This article aims to present a computational tool developed to support the expansion planning of distribution systems of Grupo CPFL Energia (CPFL). In addition to the traditional techniques there are regulatory guidelines that define the form of capital invested return in the distribution sector, the reintegration of the network devices that depreciated year by year, as well as the penalties resulting from non-market service or attendance precarious. These guidelines are very important and must be verified as best as enabling more efficient management of resources to be invested. The computational tool developed was applied in a utility study area and demonstrated flexibility in creating alternative solutions in solving planning criteria transgressions. Using the possibility of setting more assertive criteria planning for the CPFL substation transformers (or sets of transformers), it is envisioned immediate impacts on users planning decision.

Index Terms—power system planning, regulatory asset base, useful life of asset, depreciation, risk analysis.

I. INTRODUÇÃO

O planejamento da expansão dos sistemas de distribuição de energia elétrica tem adquirido relevância cada vez maior no atual contexto das distribuidoras, principalmente pela exigência crescente da sociedade no que tange à expectativa da melhor qualidade dos serviços prestados, dos aspectos regulatórios estabelecidos pela agência reguladora brasileira, ANEEL, e devido aos novos paradigmas de gestão empresarial.

Em estudos de planejamento [4], [6] e [7], um dos aspectos fundamentais consiste em conciliar as diferentes informações disponíveis em cada empresa e interpretá-las adequadamente visando subsidiar a tomada de decisões.

Neste contexto, um exemplo relaciona-se à caracterização da demanda atendida por um determinado elemento da rede de

distribuição e obtida por meio de informações de medição. Há um conteúdo informativo abrangente neste conjunto de dados, porém, o estabelecimento de parâmetros relevantes, na atividade de planejamento, passíveis de serem extraídos, por exemplo, a demanda máxima anual definida como referência para análise do carregamento dos transformadores de potência (e respectivas subestações), requer avaliações mais detalhadas.

No que tange ao estabelecimento do carregamento limite, a CPFL adota um valor de referência de 92,3% da respectiva capacidade nominal para todos os transformadores de subestação, ou seja, considerando uma sobrecarga máxima de 20%, cada equipamento poderá assumir em condição de contingência, até 30% da sua carga.

Análises de diagnóstico (avaliação do carregamento do sistema elétrico considerando o mercado projetado durante o horizonte de estudo sem obras e adequações) e prognóstico (avaliação considerando eventuais obras de expansão e adequação) são realizadas anualmente para todos os transformadores de subestação para proposição de obras, reforços e ações cabíveis.

Ademais, principalmente nas análises de longo prazo, é relevante a formulação de cenários conjunturais e de incertezas dos diversos parâmetros condicionantes da atividade de planejamento e avaliação de como tais variáveis influenciam a expansão do sistema de distribuição. De modo complementar, são igualmente relevantes análises de risco do sistema elétrico não operar de modo satisfatório em decorrência de restrições orçamentárias ou físicas que impeçam a execução do plano de obras que propicie maior otimização.

II. OBJETIVO

O presente trabalho se destina à conceituação e desenvolvimento de um modelo indicativo de planejamento embasado no estabelecimento das demandas máximas anuais de cada transformador de subestação e critérios de carregamento limites toleráveis de modo bastante adequado. Todos alinhados com o fluxo de informações dos sistemas de gerenciamento disponíveis, bem como das informações da área e perfil da carga atendida pelos circuitos, viabilizando análises de diagnóstico técnico em cada ano de planejamento, avaliações de alternativas cabíveis e prognóstico das melhores alternativas propiciando a elaboração de planos indicativos consistentes de expansão.

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL, realizado em conformidade com o programa de P&D do Grupo CPFL Energia.

C. S. Silveira, E. F. Arruda e P. H. Baumann trabalham na Daimon Engenharia e Sistemas, São Paulo, Brasil (e-mails: cristiano@daimon.com.br; elcio.arruda@daimon.com.br; paulo@daimon.com.br).

E. B. Dias, O. H. S. Vicentini e M. L. Benatti trabalham no Grupo CPFL Energia, Campinas, Brasil (e-mails: baldin@cpfl.com.br; vicentini@cpfl.com.br; malube@cpfl.com.br).

Tal concepção metodológica e respectivo desenvolvimento computacional proporcionará relevantes contribuições à atividade de planejamento das concessionárias como:

- Plano estratégico de expansão com o quantitativo e natureza das obras;
- Gerenciamento do carregamento de cada transformador de subestação durante todo o período de planejamento;
- Análises de risco e robustez do plano resultante frente a incertezas das variáveis de planejamento ou aspectos conjunturais.

III. METODOLOGIA

Para atingir os objetivos propostos neste trabalho, as seguintes diretrizes metodológicas foram seguidas:

- Mapeamento dos sistemas de informações utilizados pela CPFL nas diversas etapas de planejamento;
- Concepção de modelos de caracterização da carga dos transformadores de subestação e critérios de carregamento máximo admissível durante o período de planejamento;
- Concepção do modelo de planejamento estratégico;
- Complementação do modelo com análises específicas de incertezas e riscos.

Quanto ao fato de definir critérios para o carregamento limite de transformadores de subestações, questões técnicas relacionadas à preocupação quanto à integridade do equipamento devem necessariamente ser abordadas [8]-[14]. Para possibilitar uma análise ampla focada no planejamento da distribuição, além dos aspectos gerais constantes em normatização nacional existente, conforme [1] e [5], optou-se pela utilização de perfis de curvas de carga representativos para cada transformador de subestação e seus respectivos montantes de carga passíveis de serem atendidos por eles quando da ocorrência de emergências, sem perda significativa de vida útil. Esta abordagem mais específica, em comparação com aquela existente na norma, tem o intuito de regionalizar as análises de maneira a acomodar as ações de planejamento de acordo com as características do mercado consumidor atendido pela rede de distribuição existente. Observa-se que pode haver outros fatores limitantes afora o próprio transformador, como seus equipamentos associados, mas esses deverão ter um trato à parte.

Com relação ao modelo de planejamento estratégico (ou modelo de priorização de alternativas), a busca do melhor cenário de expansão do sistema passa por uma análise comparativa entre os diversos planos de obras de forma detalhada e considerando os seguintes aspectos: *Análise da Evolução da Base de Remuneração Regulatória (BRR)*; *Análise Econômica*.

A. *Análise da Evolução da Base de Remuneração Regulatória (BRR)*

A BRR representa o conjunto de ativos sobre o qual é dado o direito à concessionária de obter a devida remuneração de

acordo com o Custo Médio Ponderado de Capital (*WACC - Weighted Average Cost of Capital*) fixado pela ANEEL em cada ciclo de revisão tarifária [2] e [3].

O montante de investimentos no sistema de distribuição em um período entre ciclos tarifários é incorporado à BRR, segundo regras definidas, no momento da revisão subsequente, passando então a ser incorporado no cálculo da tarifa.

A incorporação dos investimentos estruturais à BRR no momento da revisão tarifária periódica considera fundamentalmente os seguintes índices:

- Índice de Aproveitamento de Subestações (IAS);
- Índice de Depreciação (Taxa Média de Depreciação - TMD).

O primeiro índice é proposto com a finalidade de garantir os investimentos prudentes e remunerar apenas aqueles ativos de distribuição que estão a serviço da concessão.

O IAS é calculado por meio da seguinte equação:

$$IAS(\%) = \frac{DM(1+TCA)^{10} \cdot 100}{PTI} \quad (1)$$

Onde IAS é o índice de aproveitamento de subestações, em %; DM é a demanda máxima verificada nos últimos 02 anos, em MVA; TCA é a taxa de crescimento anual da carga atendida pela subestação; e PTI é a potência total instalada, em MVA.

A multiplicação deste índice pelo Valor Novo de Reposição (VNR) do ativo e considerando a TMD estabelecida pela ANEEL resulta no montante financeiro a ser incorporado à BRR, ao qual se dá o nome de Valor de Mercado em Uso (VMU).

Dessa forma, a definição do plano de obras para atendimento da expansão do mercado e melhoria do serviço prestado oferece impacto direto na variação da BRR e, conseqüentemente, na definição do valor da tarifa. Todas as obras finalizadas no último ciclo de revisão tarifária terão seus VMU incorporados à BRR no momento da revisão.

Dentro do modelo proposto de avaliação comparativa de planos de obras, serão calculadas as variações da BRR considerando a devida periodicidade das revisões tarifárias. Para tanto é necessário, por parte do usuário, o fornecimento ao modelo dos seguintes dados:

- VNR médio e data de imobilização dos ativos instalados no sistema (transformadores de força);
- TMD vigente (em %);
- Anos de revisões tarifárias de cada empresa.

Com esses dados, somados às informações referentes às obras propostas, o modelo é capaz de calcular a variação da BRR no que tange aos ativos instalados no sistema para

atendimento do mercado em todos os momentos de revisão tarifária existentes no horizonte de planejamento.

B. Análise Econômica

A análise do Valor Presente Líquido (VPL) é uma técnica de viabilidade econômica de projetos que tem como principal vantagem o tratamento dos investimentos em função do tempo, possibilitando a mensuração dos esforços de investimento requeridos por cada projeto. Como desvantagem surge a necessidade de adoção de uma taxa de atratividade e a consideração de que esta se mantenha constante ao longo do horizonte de estudo, o que nem sempre é verdadeiro. A formulação utilizada por esta técnica é a apresentada a seguir:

$$VPL = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1+j)^i} \quad (2)$$

Onde FC_i é o fluxo de caixa no ano i ; j é a taxa mínima de atratividade (TMA); e n o horizonte de estudo.

O Valor Anual Uniforme Equivalente (VAUE) ou Valor Presente Líquido Anualizado (VPLa), como também é conhecido, nada mais é do que uma série anual uniforme que equipara-se aos fluxos de caixa (tanto receitas quanto despesas) dos investimentos descontados à TMA.

O VAUE consiste na determinação de uma série anual uniforme equivalente ao fluxo de caixa do investimento analisado. Como critério de decisão tem-se que o melhor projeto é aquele que apresentar o maior saldo positivo, ou seja, maior receita líquida. No nosso caso, o melhor plano de obras será aquele que possuir o maior VAUE.

O método do VAUE é adequado nas análises das atividades operacionais da empresa, com investimentos que possam se repetir. Além do mais, a padronização dos resultados dos investimentos para valores anuais equivalentes faz com que a análise dos resultados facilite a tomada de decisão.

Sendo assim, o modelo proposto efetua o cálculo dos VPL's de cada transformador de subestação com suas distintas vidas úteis remanescentes (vidas desiguais) de cada plano de obras criado com base em: taxa de atratividade informada pelo usuário (que terá como valor base a remuneração financeira que o investidor acredita conseguir com este dinheiro aplicado em outros ramos); e desembolsos anuais decorrentes dos investimentos na rede. A partir destes VPL's são calculados os VAUE's de cada plano de obras para posterior comparação.

Quanto à tomada de decisão para expansão do sistema de distribuição frente a diferentes alternativas de reforços na rede propostas pelo usuário, segundo o escopo deste trabalho, a metodologia de risco utilizada tem seu foco nas incertezas das condições de operação de cada transformador de subestação. Tais incertezas são quantificadas em valores de probabilidades de transgressão do critério de planejamento.

A metodologia de análise de risco é efetuada para todos os transformadores de subestação, dadas as análises das transgressões de critério e considerando todos os planos de obras criados.

A partir do cálculo dos riscos efetuado, cada obra integrante do plano em questão, que consiste em uma ação motivada por uma possível transgressão, é avaliada pelo usuário quanto à aceitação ou não de seu risco. A maneira de classificação dos riscos para respectiva aceitação também cabe ao usuário, uma vez que o impacto financeiro é de difícil monitoramento, dada que a solução para uma transgressão num determinado transformador nem sempre significa atuar naquele ativo.

IV. RESULTADOS E CONCLUSÕES

Para o estudo em pauta, a região elétrica escolhida foi a de Paulínia, pertencente à regional Sudeste da empresa Companhia Paulista de Força e Luz. Na sequência serão descritos todos os passos necessários à realização do estudo e observações pertinentes.

Considerando que todas as informações necessárias para o estudo já foram coletadas, um a um, 03 macro processos, anteriores à realização da etapa de diagnósticos técnicos dos carregamentos dos transformadores de subestação durante o período de planejamento, são executados:

- Determinação da demanda máxima de referência associada a cada transformador de subestação a partir do conjunto de medições disponíveis;
- Estabelecimento do carregamento máximo tolerado em cada transformador de subestação levando-se em consideração informações do perfil da curva de carga característica e da flexibilidade operativa dos respectivos alimentadores, ao invés de um valor único de referência para todos os equipamentos;
- Análise da evolução da carga durante o período de planejamento a partir das taxas de crescimento provenientes dos estudos da área de mercado.

Este conjunto de processos citados, todos automatizados e passíveis de investigação detalhada de seus resultados por parte do usuário, viabilizarão a etapa de diagnóstico e propiciarão, na sequência, avaliações dos prognósticos propostos objetivando identificar as melhores alternativas de planejamento cabíveis viabilizando a formulação de planos de obras estratégicos em horizontes de estudo de curto, médio e longo prazo (até 10 anos).

Os critérios de planejamento a serem considerados para a etapa de diagnóstico não necessariamente serão únicos para cada transformador de subestação, apesar disto ser possível, podendo ser flexibilizados em faixas discretas conforme configuração de limites efetuada pelo usuário. Esta flexibilização será responsável pela criação de grupos de equipamentos com critérios iguais em decorrência das características das cargas atendidas. Isto já pode ser considerado um grande avanço frente ao critério único até então utilizado para todos os transformadores de toda a empresa.

Posteriormente ao cálculo das demandas e potências

admissíveis, mas não dependente dele, parte-se para o cálculo das curvas representativas dos transformadores de subestação para todos os meses do ano base subdivididos em estratos de dias úteis, sábados e domingos.

Ao término dos cálculos dos 03 macros processos anteriores, apresenta-se ao usuário a possibilidade de proceder a uma avaliação crítica de todos os resultados obtidos e atuar no sentido de alterar ou não tais informações, a seu critério, sendo esta uma forma de validação da etapa de pré-diagnóstico como um todo. Os valores validados servirão de base para a etapa de diagnóstico. A Fig. 1 mostra todos os resultados obtidos para o transformador MBI (SE Morumbi).

Para o transformador MBI é interessante notar a presença de um equipamento associado (chave barramento) que atua como fator limitante de sua capacidade de carregamento.

Outra possibilidade interessante de atuação do usuário diz respeito ao perfil da curva representativa que será utilizada na etapa de diagnóstico. Pela Fig. 1, pode-se perceber que o cálculo automatizado realizado possibilitou a identificação de perfis característicos para todos os meses do ano de 2011 diferenciando-os entre dias úteis, sábados e domingos. Caso o usuário identifique visualmente um perfil ou conjunto de perfis claramente atípicos em relação a um padrão observável (seja por falha na medição, ocorrência de obras na subestação, entre outros), ele poderá eliminar tais perfis da formação da curva

representativa final (mostrada na cor preta) que representa o valor médio dos perfis remanescentes do estrato (dia útil – verde; sábado – amarelo; domingo - vermelho) que causa os maiores níveis de carregamento ao equipamento associado à demanda máxima ocorrida naquele transformador calculada pelo sistema com base nas medições de todo o ano de 2011.

Uma situação ainda possível, mas não presente nesta região elétrica, é a existência de um transformador de subestação com ausência de medição. Nestes casos particulares, há a opção do usuário realizar a associação de um equipamento cujas medições de demanda são conhecidas àquele em que as mesmas não existem.

Sendo assim, além de investigar qual perfil representativo poderia representar o transformador sem medição, o usuário também deverá indicar o valor da demanda máxima a ser considerada para a etapa de diagnóstico.

Realizadas todas as modificações necessárias e tendo a aprovação do usuário, basta validar as alterações e iniciar a próxima etapa do estudo de planejamento oferecida pelo sistema: a etapa de diagnóstico.

Na Fig. 2 observa-se a curva representativa escolhida na etapa de pré-diagnóstico para o transformador MBI, assim como o critério de planejamento e o crescimento da demanda no horizonte considerado.

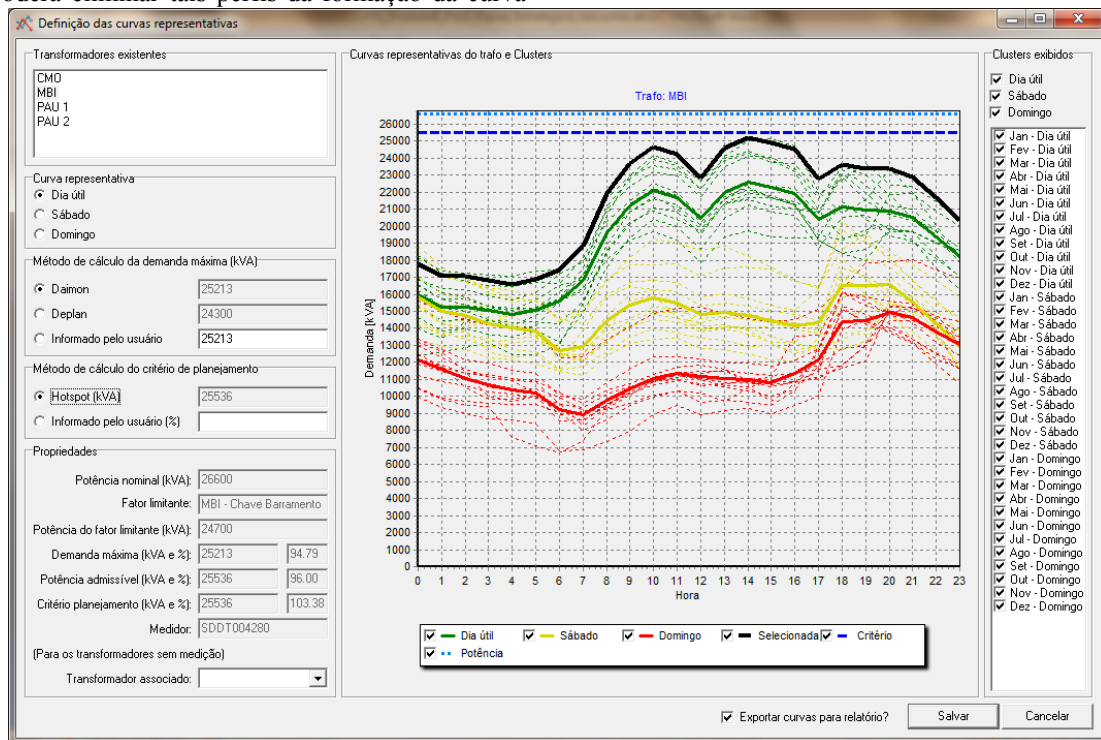


Fig. 1. Informações do transformador MBI.

Uma vez identificadas todas as condições de carregamento, cabe ao usuário avaliar as alternativas à sua disposição. Como o principal objetivo deste estudo de caso é informar as opções ao alcance do usuário, são propostas soluções ilustrativas, sem qualquer compromisso técnico criterioso que poderia restringir uma ou outra solução. Desta forma, serão propostas as seguintes ações:

- Remanejamento de cargas resultante de reconfiguração topológica;
- Ampliação da capacidade instalada de uma subestação;
- Construção de uma nova subestação.

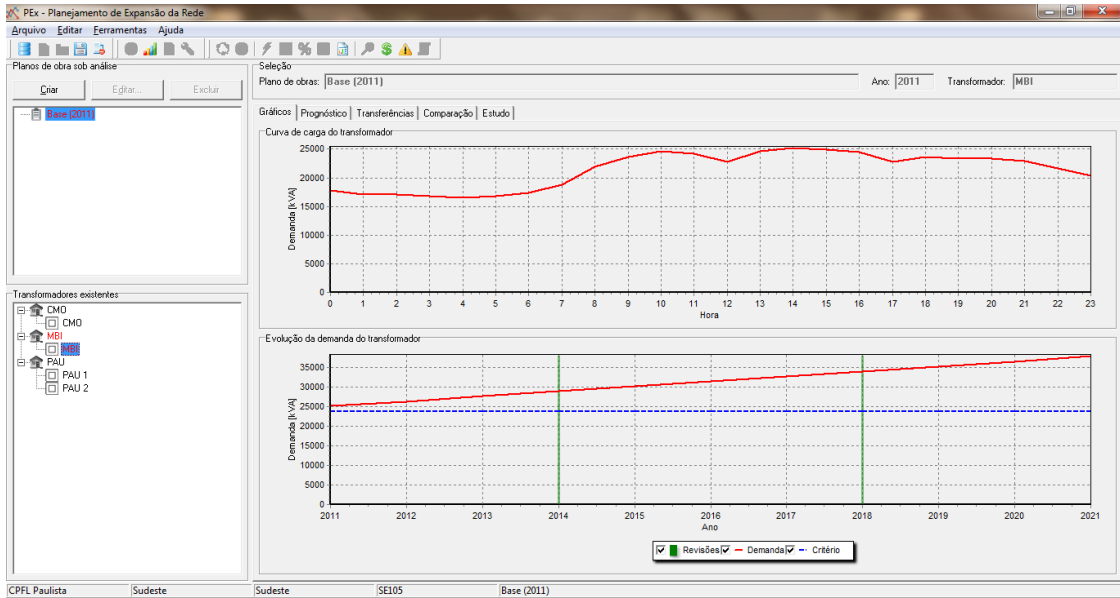


Fig. 2. Estudo de planejamento para a região elétrica de Paulínia.

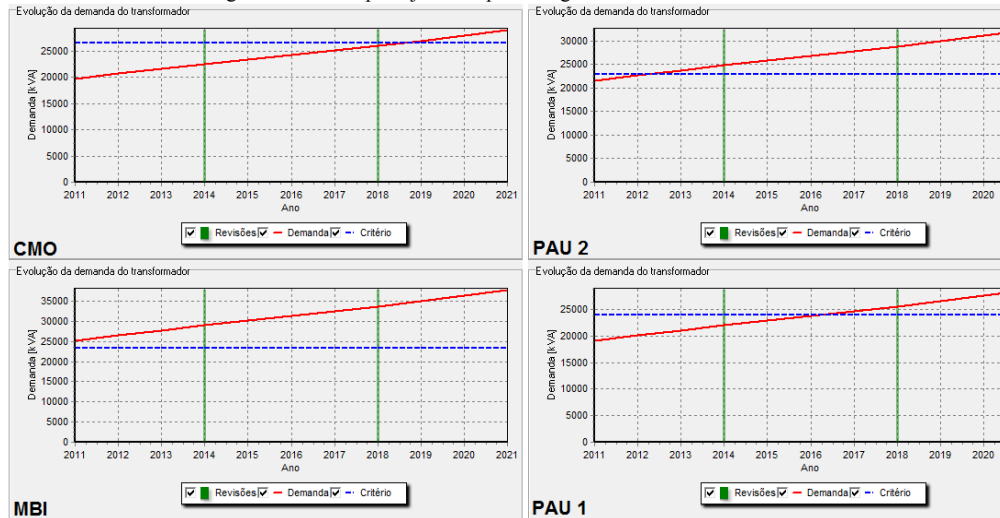


Fig. 3. Evolução da demanda dos transformadores.

Cada ação proposta comporá um plano de ações (ou plano de obras) distinto para que os mesmos possam ser avaliados na sequência de forma comparativa.

A primeira ação a ser tomada pelo usuário é identificar o ano em que a ação a ser proposta irá ocorrer. Considerando as atuais condições dos transformadores CMO (SE Cosmópolis) e PAU 1 (SE Paulínia), já serão propostas ações para o ano de 2012. Desta forma, deve-se criar um novo ramo na árvore de alternativas referente ao ano de 2012, como ilustrado na Fig. 4.

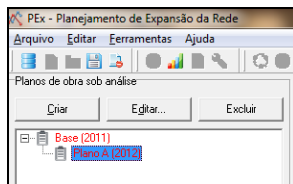


Fig. 4. Árvore de alternativas (plano A).

A primeira opção em questão possibilita ao usuário transferir blocos de carga (em kVA) de um transformador para

outro, verificando-se o impacto em suas curvas de carga (Fig. 05). Além de blocos de carga, também é possível deslocar somente cargas vinculadas a grandes consumidores, caso o usuário tenha cadastrado algum para que tal ação possa ser feita. Por definição, o deslocamento do bloco de carga alvo da transferência é feito considerando-se o instante de ponta do transformador de origem (cedente). Nos demais horários ocorrerá um deslocamento proporcional. Observe na Fig. 06 a seguir o impacto da transferência de 3.000 kVA realizada na evolução da demanda dos dois transformadores em análise.

Uma vez realizada a transferência, a evolução da demanda no transformador de destino (receptor) pode não mais estar submetida às mesmas condições de crescimento anteriores, uma vez que o montante de carga deslocado pode impactar substancialmente na taxa de crescimento da “nova” carga total atendida por ele. De maneira a permitir maior flexibilidade para o usuário no tratamento destas questões, disponibiliza-se a opção de efetuar ponderações nas taxas de crescimento entre transformadores. A adoção desta solução não corrige os erros advindos do desconhecimento do comportamento espacial da

carga, mas minimiza as incoerências advindas da fixação das taxas de crescimento de um ou outro transformador para a carga final pós-transferência.

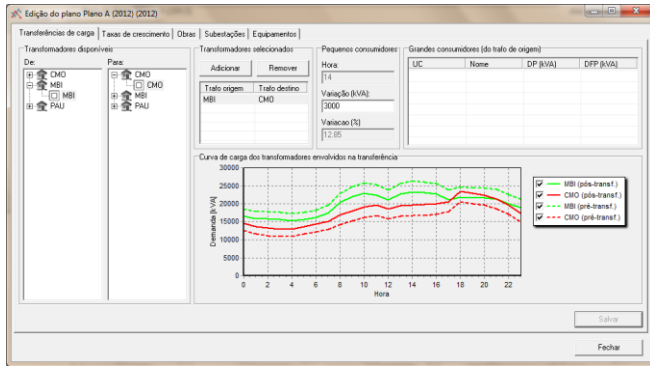


Fig. 05. Transferência de carga.

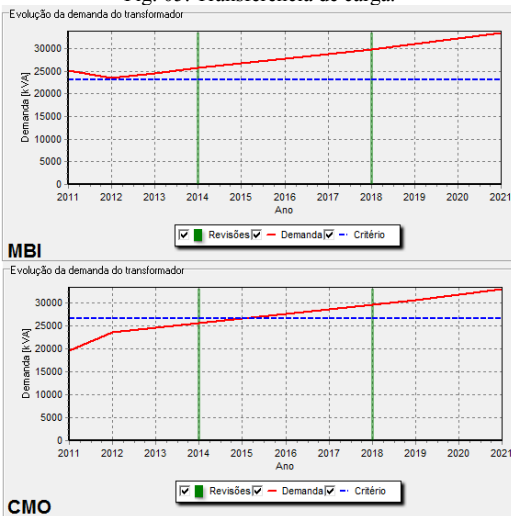


Fig. 06. Evolução da demanda dos transformadores pós-transferência.

Alternativamente ao deslocamento de blocos de carga, outra opção para reduzir ou eliminar os riscos de transgressão de critérios técnicos é a realização de obras de expansão da capacidade de atendimento da carga, seja pela ampliação da potência instalada de subestações existentes ou pela construção de novas subestações.

É disponibilizada ao planejador uma relação de obras possíveis de serem selecionadas e passíveis de vinculação ao estudo de caso, sejam ativos existentes ou novos. Num primeiro momento, serão realizadas obras de ampliação na subestação MBI por meio da instalação de um segundo transformador com potência de 12,5 MVA. O custo total das obras é de R\$ 3.309.900,00. Tal ação será alocada em um novo ramo da árvore de alternativas. Neste caso, a transferência de carga mostrada anteriormente não constará como uma opção do plano de ações A, e sim de um novo plano de ações B.

Além da obra de instalação do segundo transformador, também são consideradas obras relacionadas a construção de quatro saídas de alimentadores e respectivas redes de distribuição em média tensão. Todo este conjunto de obras

será denominado *Obra 01*.

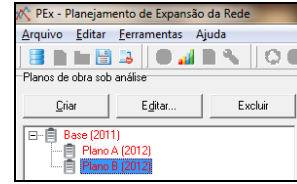


Fig. 07. Nova árvore de alternativas (plano B).

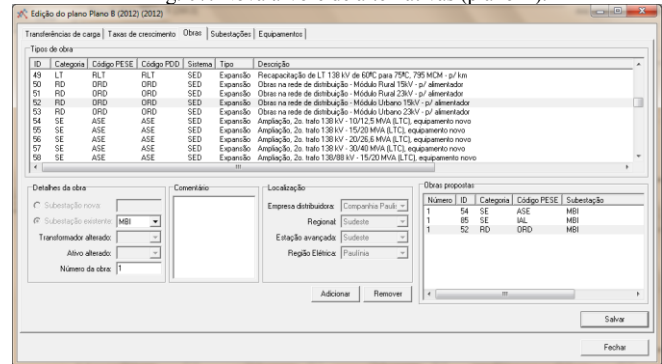


Fig. 08. *Obra 01* e seus módulos construtivos (ampliação de subestação).

Uma terceira alternativa é proposta para o ano de 2012 considerando a construção de uma nova subestação. De forma análoga ao que foi feito para o plano de ações B, também o será para o plano de ações C.

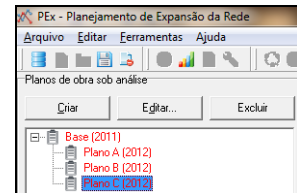


Fig. 09. Nova árvore de alternativas (plano C).

Para esta alternativa, além da construção da própria subestação, também foram consideradas as seguintes obras: construção de um ramal de LT 138 kV; construção de seis saídas de alimentadores e respectivas redes de distribuição em média tensão. Todo este conjunto de obras será denominado *Obra 02*. Esta nova subestação denominada JOA (SE João Aranha) contém dois transformadores de 26,6 MVA.

Outra possibilidade de interação do usuário com ativos de uma subestação é a sua indicação como fator limitante do transformador de subestação a ele vinculado. Esta indicação é de suma importância para apontar alterações no critério de planejamento a ser considerado para o estudo de planejamento a partir do ano no qual as alternativas estão sendo propostas.

Após o cadastro das obras e alternativas descritas anteriormente, tem-se o seguinte panorama:

- Plano A: somente realizou-se uma manobra para transferência de carga no valor de 3.000 kVA entre os transformadores MBI e CMO. Não houve realização de obras;

- Plano B: instalou-se um transformador adicional de 12,5 MVA na subestação MBI (MBI 2). Após esta instalação, pode-se realizar transferências de carga dos transformadores MBI e PAU 2 (SE Paulínia) para o novo transformador MBI 2, nos valores de 7.000 kVA e 3.000 kVA respectivamente;
- Plano C: construiu-se uma nova subestação denominada JOA contendo 02 (dois) transformadores de 26,6 MVA. Com isto, foi possível transferir 10.000 kVA do transformador MBI para o transformador JOA 1 e 10.000 kVA do transformador PAU 2 para o transformador JOA 2.

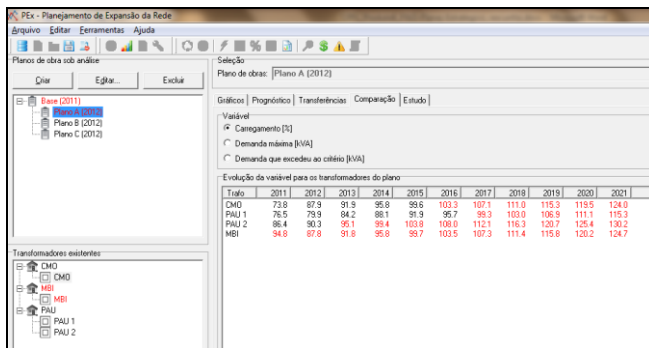


Fig.10. Carregamentos após transferências (plano A).

Obs.: este estudo de caso é meramente ilustrativo e não leva em consideração a antecedência necessária de se planejar a entrada em operação de novos ativos nem as limitações técnicas relativas às transferências de carga sugeridas.

De forma a ilustrar as consequências das ações propostas, a Fig. 10 mostra outra funcionalidade do sistema: um mapeamento do carregamento de todos os transformadores envolvidos no estudo ano a ano, destacando-se em vermelho aqueles anos cujo carregamento deve transgredir o critério de planejamento. Observa-se que para o plano A, a transferência realizada não foi suficiente para evitar a transgressão do critério para o transformador MBI, uma vez que está limitado por outro equipamento associado cuja capacidade é inferior a do próprio transformador.

Como todas as transferências de carga ocorrem com base no conhecimento das curvas de carga representativas de cada transformador, o perfil das mesmas nos transformadores que absorvem a nova carga pode se alterar sobremaneira dependendo do montante transferido. Também é importante frisar que, por desconhecimento da carga distribuída espacialmente, assume-se a premissa de que o perfil do bloco de carga transferida é o mesmo do transformador de origem.

Até este ponto, nota-se a flexibilidade e interatividade disponibilizada pelo sistema no manuseio dos processos de análise para diagnóstico e prognóstico de um dado conjunto de subestações. Percebe-se a possibilidade de criação de diferentes alternativas para solucionar as mais diversas condições de carregamento que se apresentam ao usuário ao longo do horizonte de planejamento. Condições estas agora apoiadas em técnicas criteriosas de avaliação da potência admissível dos transformadores de subestação com viés

regulatório.

Com o intuito de simplificar o entendimento sobre a análise do melhor conjunto de alternativas, ou plano de ações, considerando os aspectos técnicos, regulatórios e financeiros; e dada a complexidade inerente a um processo de planejamento de expansão, foram propostas análises comparativas de dois diferentes planos de ações cujas alternativas a eles vinculadas são exatamente as mesmas: construção de uma nova subestação. A única diferença entre esses planos será o ano em que será realizada a obra. Nesta condição, os riscos de transgressões de critérios técnicos com a realização da obra futuramente são omitidos.

No primeiro plano (ou plano A), a construção da nova subestação se dá no ano imediatamente anterior ao ano de realização da revisão tarifária da empresa em questão. Logo, no plano B, tal construção será deslocada para o ano imediatamente posterior à data da revisão tarifária.

A intenção desta análise é mensurar os impactos regulatórios pertinentes e suas consequências na avaliação do fluxo de caixa de cada um dos planos de ações. Tais fluxos de caixa, além de considerarem os desembolsos naturais decorrentes dos investimentos realizados, contemplam a influência do índice de aproveitamento de subestações nas receitas regulatórias permitidas ao longo de toda a vida útil dos ativos em análise; e as adições/baixas de ativos considerando as regras de depreciação vigentes no decorrer dos ciclos tarifários.

Nesta análise também se considera o cálculo de IAS a cada nova revisão tarifária, ou seja, a base de ativos não está blindada. Esta condição exige um cuidado maior por parte do usuário com relação àqueles ativos de subestações que já fazem parte da BRR e que tem impacto direto em decorrência de eventuais transferências de carga ao longo do horizonte de planejamento.

A obra que subsidiará esta análise se refere à construção de uma nova subestação denominada JOA contendo dois transformadores de 12,5 MVA, que possibilitarão a transferência de 5.000 kVA do transformador MBI e 4.000 kVA do transformador PAU 2 para o transformador JOA 1; 5.000 kVA do transformador MBI, 2.500 kVA do transformador PAU 1 e 1.500 kVA do transformador PAU 2 para o transformador JOA 2. Sendo assim, tem-se: Plano A - entrada em operação da subestação JOA em 2013; Plano B - entrada em operação da subestação JOA em 2015.

Os custos de obra são os mesmos em ambos os planos, a menos do ano de entrada em operação. O exemplo em questão não levará em consideração obras adicionais relativas à construção de ramal de linha de transmissão, saídas de alimentadores e rede de distribuição.

Uma vez criados os dois planos de ações para a análise em pauta, tem-se a seguinte estrutura em árvore mostrada na Fig. 11. A primeira ramificação se refere à entrada em operação da subestação JOA em 2013, enquanto a segunda ramificação, em 2015. É, inclusive, em decorrência da sua entrada em operação neste ano e das cargas transferidas dos outros transformadores para o transformador JOA 1, que verifica-se a evolução da

demanda neste para o horizonte de planejamento. Esta evolução se dá a uma taxa resultante das taxas de crescimento dos transformadores MBI e PAU 2 (cedentes).

O plano de obras “vencedor”, segundo o resultado disponibilizado pelo sistema, refere-se àquele cuja entrada em operação da subestação se dá no ano de 2013 (data anterior à data da revisão tarifária). Para compreender os detalhes desta análise, vamos ter acesso aos seus cálculos.

A partir da Fig. 12 observam-se todos os cálculos efetuados

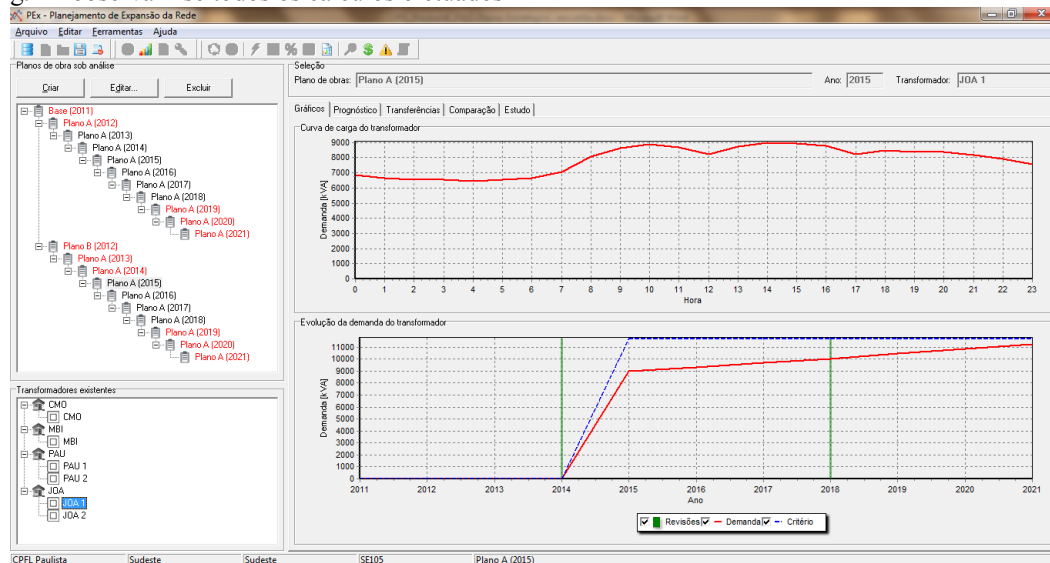


Fig. 11. Planos criados para análise.

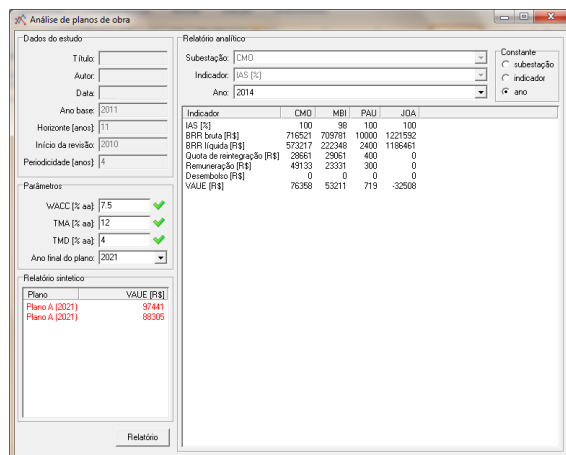


Fig. 12. Planos criados para análise.

Intuitivamente, isto já era esperado, uma vez que tais ativos já comporiam a BRR a partir da revisão tarifária de 2014, gerando receitas adicionais para a empresa durante quatro anos quando comparadas àquelas atreladas aos ativos que entram em operação em 2015, que somente comporiam a BRR na revisão tarifária de 2018.

Este resultado apresentado pelo sistema está apoiado nos parâmetros editáveis mostrados na Fig. 12. Aqui, chamamos a atenção para o valor aleatório considerado para a taxa mínima de atratividade (TMA = 12%). Os demais parâmetros são regulatórios e se referem à taxa média de depreciação da BRR calculada a cada revisão tarifária (TMD = 4%) e à

para os indicadores responsáveis pela avaliação comparativa entre os planos. Como o parâmetro financeiro escolhido para uma análise comparativa entre fluxos de caixa envolvendo ativos com tempos de vida diferentes é o VAUE, nota-se que o plano que apresentou o maior VAUE foi o da primeira ramificação (no quadro Relatório sintético vale a ordem das ramificações e, não, os nomes recebidos pelos planos). Isto é, o plano cuja alternativa é construir a subestação JOA em 2013.

remuneração do capital (WACC = 7,5%).

Outro ponto interessante que demonstra a importância de se considerar todos os aspectos regulatórios neste tipo de análise são os valores dos indicadores para a subestação PAU. Consta que sua imobilização e entrada em operação ocorreu em 1973. Logo, como o sistema já considerou a vida útil regulatória dos transformadores de subestação igual a 35 anos, tem-se a total depreciação de seus transformadores nesta análise. Logo, uma vez fora da BRR, não há mais receita a ser gerada na forma de quota de reintegração e remuneração do capital. As únicas receitas verificadas para subestação PAU, neste exemplo, se referem a outros ativos vinculados à subestação que não estão totalmente depreciados.

Também se deve destacar a importância do cálculo dos índices de aproveitamento para todos os anos em que ocorre revisão tarifária ao longo do horizonte de planejamento. A influência de indicadores inferiores a 100% na análise de comparação entre planos pode influenciar sobremaneira os resultados. Para tanto, é de suma importância neste processo uma depuração criteriosa das possibilidades de transferências de carga entre transformadores, sejam eles novos ou existentes.

Para melhor exemplificar este fato, simulamos o aumento do montante de carga transferido entre os transformadores MBI e JOA 1 no primeiro plano de 5.000 kVA para 7.000 kVA. Este procedimento reduziria o valor do IAS de MBI para 87%, impactando diretamente no cálculo do parâmetro VAUE do plano em questão. Apesar desta ação isolada não causar

uma alteração do resultado apresentado anteriormente, pode-se verificar que há uma redução da diferença entre os VAUE's dos planos, como mostra a Fig. 13.

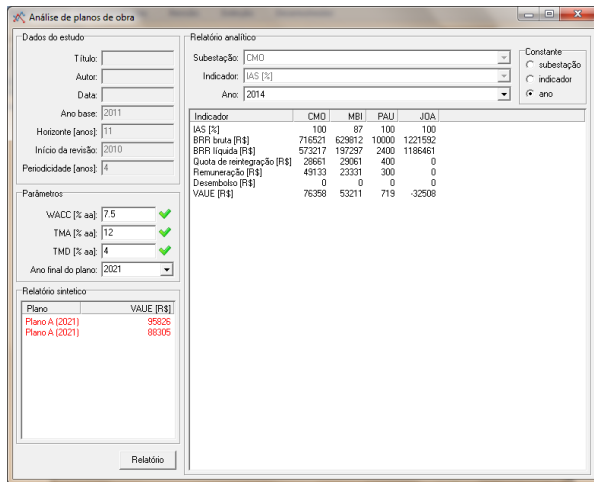


Fig. 13. Influência do IAS.

Como pode se observar, o sistema oferece grande flexibilidade na criação de alternativas pelo usuário na solução de transgressões de critérios de planejamento. Inúmeras alternativas podem ser criadas para os mais diferentes problemas de transgressão e a análise de variáveis técnicas, financeiras e regulatórias para cada uma das alternativas é feita conjuntamente de maneira a subsidiar o planejador quanto ao plano de obras mais adequado de acordo com as premissas consideradas.

Por enquanto, todas as ações foram tomadas sem uma avaliação dos riscos assumidos quanto às chances de ocorrerem transgressões dos critérios técnicos. Para tratar esta condição, o sistema disponibiliza uma sessão onde é possível efetuar os cálculos das probabilidades relativas às transgressões de cada transformador constante de cada plano de ações criado pelo usuário. Desta forma, além da análise técnica, financeira e regulatória, o usuário pode analisar os riscos a que cada transformador de força estará submetido ao longo do horizonte de planejamento de maneira a subsidiar sua escolha entre planos.

Portanto, o sistema calcula todas as probabilidades de transgressão ano a ano para cada transformador. Tais probabilidades se baseiam nas incertezas quanto ao cálculo dos critérios de planejamento; quanto ao crescimento do mercado; quanto ao número de contingências anuais ao qual o transformador é submetido; e quanto ao perfil da curva de carga do transformador.

Os resultados apresentados na Fig. 14 mostram as probabilidades de transgressão do critério de planejamento calculadas para o transformador CMO; o gráfico com as áreas de superposição entre as faixas de crescimento da demanda e critério de planejamento; as distribuições de probabilidade das variáveis utilizadas nas simulações; e o feixe de perfis de curvas de carga representativas resultante da variação percentual aleatória aplicada ponto a ponto após suavização.

Como resultado das análises, notou-se a flexibilidade do sistema na criação de alternativas pelo usuário na solução de transgressões dos critérios de planejamento. Inúmeras alternativas puderam ser criadas para os mais diferentes problemas de transgressão e a análise de variáveis técnicas, financeiras e regulatórias para cada uma delas pode ser feita conjuntamente para melhor orientar o usuário quanto ao plano de obras mais bem avaliado estrategicamente segundo as premissas consideradas.

Com a possibilidade de definição de diferentes critérios de planejamento para os transformadores de subestação da CPFL (ou conjuntos de transformadores), vislumbraram-se impactos imediatos na decisão dos usuários quanto à necessidade de obras em subestações. Tais impactos são vistos como positivos uma vez que as individualidades regionais estão sendo consideradas de maneira a promover o início de um processo mais eficiente de alocação de investimentos decorrentes das transgressões de critérios avaliadas com a nova metodologia.

Para tratar a questão dos riscos assumidos quanto às chances de ocorrerem transgressões dos critérios técnicos, o sistema disponibiliza uma sessão onde é possível efetuar os cálculos das probabilidades relativas às transgressões de cada transformador constante de cada plano de ações criado pelo usuário. Desta forma, além da análise de cunho técnico, financeiro e regulatório, o planejador pode analisar os riscos a que cada transformador está submetido ao longo do horizonte de planejamento de maneira a subsidiar sua decisão entre diferentes opções de expansão existentes.

V. REFERÊNCIAS

- [1] ELETROBRÁS - CODI, "Planejamento de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. São Paulo", Edgard Blücher, 1983.
- [2] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; "REN - Resolução n° 493 de 03/09/2002".
- [3] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; "PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária – Módulo 2".
- [4] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; "PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – Módulo 2".
- [5] ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas; "NBR 5416 – Aplicação de cargas em transformadores de potência – Procedimento"; Julho, 1997.
- [6] Gouvêa, M.R., "Bases Conceituais para o Planejamento de Investimentos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica". São Paulo, 1993. 109p. Tese (Doutorado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo.
- [7] Kagan, N.; Robba, E.J.; Oliveira, C. C. B., "SISPLAN - Sistema Computacional para Estudos de Planejamento de Redes Primárias de Distribuição de Energia Elétrica". In: Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 120, Recife, 1994. Contribuições técnicas. Recife, Eletrobrás/CELPE, 1994. Disq.II, seção D, n.112.
- [8] Viotti, F.A.; Bustamante, R.G.; Bezerra, L. R.; Mello, C.A.F.; Almeida, A.M.; Silva, A.; Eidt, J.F.; Gesualdi JR., L.C.; Mak, J.; Brondani, O.P.; "Critérios e Procedimentos para Determinação de Limites de Carregamento em Unidades Transformadoras"; GCOI/ELETROBRÁS, 1986.
- [9] Michael, A. F.; Woodcock, D. J.; "Life-Cycle Considerations of Loading Transformers Above Nameplate Rating"; Proceedings of the Sixty-Fifth Annual International Conference of Doble Clients, 1998, Sec 8-10.1

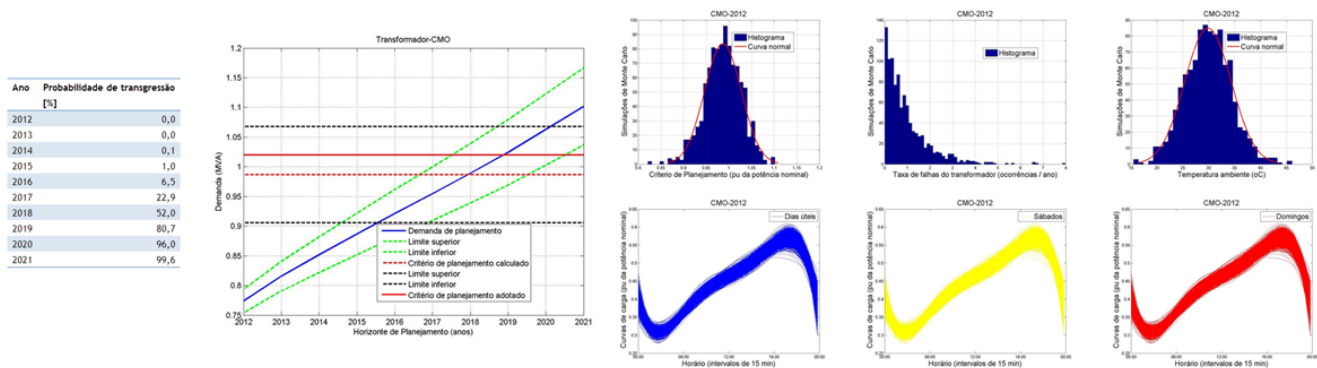


Fig. 14. Relatório de saída dos riscos de transgressão para o transformador CMO.

- [10] Vasconcellos, V.; Zanetta Jr., L. C.; “Sistema de Gestão de Carregamento Máximo Admissível de Transformadores Através de Curvas de Carga Características”; III CONCIER, Medellín, Colômbia, 2007.
- [11] Fu, W., McCalley, J. D., Vittal, V.; “Risk Assessment for Transformer Loading”; IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 16, NO. 3, August 2001.
- [12] Perera, K. B. M. I.; Lucas; J. R.; “Load of Transformers Beyond Nameplate Rating”; Engineer, Journal of the Institution of Engineers, Sri Lanka, Nº 3, September 1999, pp 58-65.
- [13] G., Swift; Milinski, T.; “Power Transformer Life-Cycle Cost Reduction”; In Electricity Today (Canadian Electricity Forum), Toronto, ON, Canada, April, 1997.
- [14] Mendes, J. C.; “Transformadores e Reatores de Potência em Alta Tensão: Análise de Estado - Revitalizar ou Substituir?”; SIGAMT – Seminário de Gerenciamento de Ativos e Manutenção da Transmissão e Desempenho do Setor Elétrico, Brasília, 2008.

VI. BIOGRAFIAS



C. S. Silveira nasceu em Juiz de Fora, MG - Brasil, em 1977. Graduiu-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora em 2001. Em 2003, recebeu o título de Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo, em São Carlos. Atuou como colaborador do Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia – ENERQ/USP, e como profissional nas empresas SOLTEC Soluções Tecnológicas e Grupo Rede Energia, ambas em São Paulo. Atualmente trabalha como Coordenador de Estudos e Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento da Daimon Engenharia e Sistemas Ltda. Suas principais áreas de interesse são regulação e planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica.



E. F. Arruda nasceu em Coronel Fabriciano, MG - Brasil, em 1976. Possui doutorado em Sistemas Elétricos de Potência pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (2008), mestrado em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade de São Paulo (2003) e graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora (2000). Possui experiência em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento nas áreas de Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição, Qualidade da Energia, Projeto de Geradores Hidrelétricos. Desde março de 2011 atua juntamente com a Daimon Engenharia e Sistemas Ltda como engenheiro em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento. Suas principais áreas de interesse são: planejamento da expansão dos sistemas elétricos, qualidade de energia e distorções harmônicas.



P. H. Baumann nasceu em Florianópolis, SC - Brasil, em 1986. Graduiu-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina em 2010. Em 2012, recebeu o título de Especialista em Engenharia de Software pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica - ITA. Durante a graduação, foi bolsista pelo CNPQ, atuando em pesquisa e desenvolvimento de soluções em reconhecimento de fala. Também estagiou na área de projetos elétricos, eficiência energética e mercado livre de energia. Atualmente trabalha na Daimon Engenharia e Sistemas Ltda, em São Paulo. Seus atuais interesses em pesquisa incluem análise de decisão, modelagem matemática e padrões de projeto de software.



E. B. Dias nasceu em Ribeirão Preto, SP - Brasil. Graduiu-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá em 1993. Em 2002, recebeu o título de Mestre em Engenharia Elétrica e, em 2003, concluiu o curso de MBA em Administração ambos pela Universidade de São Paulo. Em 1994 iniciou sua atuação profissional. Desde abril de 2007 trabalha como Gerente de Planejamento do Sistema Elétrico do Grupo CPFL Energia, em Campinas, SP, onde atua há 19 anos.



M. L. Benatti nasceu em Rio Claro, SP - Brasil, em 1959. Graduado pela Faculdade de Engenharia da Fundação Educacional de Barretos em 1982. Tem como principal experiência profissional a elaboração do planejamento da expansão do sistema elétrico de distribuição da empresa CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz), com sede em Campinas, SP, desde 1986. Desenvolveu diversas ferramentas que compilam informações que facilitam a análise de diagnóstico e prognóstico do sistema supridor de distribuição da empresa, com objetivo de gerar a proposição de obras que visam adequar a demanda à oferta de energia dentro de padrões técnicos, econômicos e regulatórios.



O. H. S. Vicentini nasceu em Itapira, SP - Brasil, em 27 de Fevereiro de 1979. Graduado pela Universidade Federal de Itajubá em 2002. Recebeu o título de Mestre em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade Federal de Itajubá em 2004. Trabalhou no planejamento de sistemas elétricos de distribuição na AES Sul em São Leopoldo/RS de 2003 a 2006 e na Companhia Piratininga de Força e Luz em Campinas/SP desde dezembro de 2006.