MODELO PLIM PARA RECONFIGURAÇÃO DE CIRCUITOS DA REDE SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO COM FOCO NO CONSUMIDOR

Luiz M. M. Bettoni[1], Thiago A. R. Passarin[1], Flávio Neves-Jr[1], L. V. R. Arruda[1], Rogério P. de Oliveira[2], Alexandre A. A. Souza[2]
[1] Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Av. Sete de Setembro, 3165. CEP: 80230-901, Curitiba, PR
{bettoni, thiagopas, neves, lvrarruda}@utfpr.edu.br
[2] Companhia Paranaense de Energia – COPEL
Rua Cel. Dulcidio, 800. CEP:80420-170, Curitiba, PR
{prestes, alexandre.souza}@copel.com

RESUMO

A melhoria da qualidade da energia fornecida pelas concessionárias do setor elétrico é necessidade constante dado o inevitável crescimento da demanda nas redes de distribuição. Na busca desta qualidade são desenvolvidos projetos de melhoria e reforço de redes utilizando intervenções clássicas para restabelecimento das características elétricas de circuitos existentes. Este artigo apresenta um modelo matemático PLIM para apoio à elaboração destes projetos, realizando a divisão de circuitos secundários com foco no consumidor. O modelo propõe adequações na rede para atender a solicitação do consumidor, reduzir o investimento da concessionária e respeitar os critérios técnicos estabelecidos pela agência regulamentadora. Consideram-se aspectos de carregamento e níveis de tensão, instalação e realocação de transformadores, questões topológicas, custos médios de material, entre outros. A intervenção de remanejamento de cargas é apresentada como um caso específico do mesmo modelo. A proposta foi implementada computacionalmente e validada por estudos de caso com dados de circuitos reais.

PALAVRAS CHAVE. Programação Linear Inteira Mista. Rede de Distribuição de Energia Elétrica. Circuitos Secundários. AE – Aplicações a Energia.

ABSTRACT

Improve the quality of energy supplied by companies in the power sector is needful because the constant growth of demand in distribution networks. In search of quality the network improvement projects are developed, using classic changes that can restore the electrical characteristics of existing circuits. This paper presents a MILP mathematical model to support the development of these projects, performing secondary circuits splits with focus on consumers. The model proposes adjustments in the system to meet the request of consumers seeking to reduce the investment of the concessionaire and meet the technical criteria established by the regulatory agency. Loading and voltage levels, installation and relocation of transformers, topological issues, average cost of materials, among others, are considered. The intervention of load reallocation is shown as a special case of the same model. The proposed model was implemented computationally and validated by case studies with data from real circuits.

KEYWORDS. Mixed Integer Linear Programming. Electric Energy Distribution System. Secondary Circuits. AE – Energy Applications.

1. Introdução

As concessionárias de energia elétrica necessitam expandir continuamente suas redes de distribuição em função do rápido crescimento de demanda nas áreas urbanas e das políticas públicas de inclusão social. Esta expansão acarreta o aumento do volume não só de obras de ampliação e criação de novas redes, mas também de obras de melhoria e reforço de redes secundárias. Estas redes, também conhecidas por redes de baixa tensão, constituem a fração do sistema elétrico responsável pela entrega direta de energia à maioria de seus consumidores.

A contínua expansão da estrutura de distribuição acaba por sobrecarregar os setores responsáveis pela análise e elaboração de projetos, sejam estes focados na expansão ou na melhoria das redes. De forma geral, projetos de melhoria diferem dos destinados à expansão por serem originados de circuitos preexistentes, problemáticos, que precisam ser readequados para o restabelecimento de suas características elétricas. Estas melhorias objetivam fornecer aos consumidores energia elétrica com qualidade e em conformidade com os critérios técnicos especificados pela agência regulamentadora (Oliveira, 2008).

No Brasil, a qualidade do produto fornecido pelas concessionárias, bem como dos serviços por elas prestados, é objeto de diversas resoluções normativas da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) – uma regulamentação dinâmica, em constante estudo e evolução, retratando a importância dada ao assunto. Neste âmbito consolidam-se os recém aprovados Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST (ANEEL, 2009), que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição, abrangendo tópicos como planejamento, expansão, operação, medição, qualidade de energia elétrica e intercâmbio de informações entre agentes e entidades competentes. A qualidade do produto é avaliada por índices que mensuram, entre outros, a conformidade dos níveis de tensão e carregamento da rede em regime permanente. Além de manter registro georreferenciado de todos parâmetros elétricos da rede, as concessionárias têm a obrigação de realizar campanhas de medição amostral para submissão periódica à ANEEL. Eventuais transgressões devem ser regularizadas dentro de prazos definidos, sujeitas a penalidades como multas e compensações de crédito aos consumidores.

De forma complementar à avaliação da qualidade da energia fornecida, rapidez e eficiência na resolução de problemas também são avaliadas sob o quesito qualidade dos serviços prestados. Observa-se, assim, o papel do órgão regulamentador no estímulo de melhorias e zelo, direto e indireto, pelo atendimento de qualidade às necessidades do consumidor final, observando inclusive o disposto na legislação vigente de proteção e defesa do consumidor. Desta forma, a elaboração de projetos de melhoria e/ou reforço de rede exige dos projetistas da concessionária a busca de uma solução que atenda não só aos critérios técnicos e econômicos da própria concessionária, mas também à regulamentação estabelecida pela ANEEL e, ainda, às solicitações pontuais dos consumidores visando a satisfação destes.

Neste contexto, o presente artigo descreve um modelo baseado em programação linear inteira mista para apoio na elaboração de projetos de melhoria e reforço da rede de distribuição de energia elétrica a partir da solicitação de um consumidor. O objetivo do modelo é propor adequações na rede de energia elétrica de tal modo que a solicitação do consumidor seja atendida sem perda de satisfação dos critérios técnicos estabelecidos pela agência reguladora e sem prejuízos para a concessionária.

Este artigo está organizado como segue. A Seção 2 descreve brevemente os principais problemas que uma rede de distribuição apresenta e as medidas que podem ser adotadas para solucioná-los. Em seguida, a Seção 3 descreve o modelo proposto para otimização da rede de distribuição com foco no consumidor. Na Seção 4 é apresentado um estudo de caso baseado em dados reais da COPEL (Companhia Paranaense de Energia) e os principais resultados obtidos. Por fim, a Seção 5 apresenta a conclusão do presente trabalho e endereça os trabalhos futuros.

2. Problemas na Rede Secundária de Distribuição

Os sistemas elétricos de potência são usualmente subdivididos em três grandes blocos: geração, transmissão e distribuição. As redes de distribuição partem das subestações abaixadoras para as subestações de distribuição, de onde se iniciam as redes primárias de distribuição que, através de transformadores, alimentam os circuitos de baixa tensão que compõem a rede secundária de distribuição. Embora a maioria das pesquisas em redes de distribuição concentre-se na rede primária, diversas abordagens tratando de problemas em redes secundárias são encontradas na literatura. Contudo, a maior parte desses trabalhos é associada a modelos de planejamento e/ou de reconfiguração da rede após a ocorrência de faltas.

Uma compilação estruturada de modelos e técnicas dedicados ao planejamento das redes secundárias é apresentada por Khator e Leung (1997). Um modelo de programação inteira combinado com busca heurística para estudos de reconfiguração de redes, apresentado por Wu e Baran (1989), propõe a redução de perdas pela redistribuição equilibrada de cargas entre circuitos e ramais através da comutação de chaves de seccionamento de rede. Kashem, Ganapathy e Jasmon (1999) apresentam uma abordagem similar, utilizando análise gráfica para selecionar trechos de maior influência e reduzir o esforço computacional. Uma revisão da literatura sobre modelos de otimização para redes secundárias de distribuição é fornecida por Oliveira (2008). Segundo este, poucos são os trabalhos que tratam de melhorias na rede de distribuição. Entre estes cita-se o trabalho de Hilbert e colaboradores (2007), propondo um modelo de otimização multiobjetivo para a manutenção da rede elétrica. Dentro do contexto de melhoria e manutenção da rede de distribuição secundária o presente trabalho contribui para a área com uma abordagem de otimização baseada no consumidor.

As concessionárias de distribuição de energia elétrica, a exemplo da COPEL, acompanham os níveis de tensão da rede de distribuição de energia, bem como o carregamento de seus transformadores, a fim de mantê-los dentro dos limites fixados por normas internas e pela regulamentação da ANEEL. Ao infringir estes limites as concessionárias de energia ficam sujeitas a sofrer penalizações por parte da agência reguladora, a suportar problemas elétricos em seus ativos de rede, e, ainda, a provocar a insatisfação do consumidor.

Cada circuito da rede secundária é composto por um transformador, diversos postes e trechos de cabos que os interligam e pelas unidades consumidoras conectadas aos postes. Ao se identificar um problema em um circuito, seja por não conformidade dos índices de qualidade de energia ou por reclamação originada pelo próprio consumidor, é necessário realizar um projeto de melhoria e/ou reforço de rede. As principais intervenções para adequação e/ou correção do carregamento de transformadores e dos níveis de tensão em circuitos da rede secundária são:

- Inspeção e pequenas manutenções na estrutura instalada;
- *Balanceamento de Cargas* (BC): Realocação das cargas (unidades consumidoras) de maneira equilibrada entre as fases de um circuito;
- *Remanejamento de Cargas* (RC): Remanejamento de cargas e trechos do circuito entre circuitos adjacentes;
- *Movimentação de Transformador* (MT): Movimentação do posto transformador para um poste mais próximo do centro de carga do circuito;
- *Troca de Transformador* (TT): Substituição do posto transformador por outro de potência mais adequada à requerida pelo circuito;
- *Troca de Condutores* (TC): Substituição dos condutores de trechos do circuito por outros de menor impedância (normalmente maior bitola);
- *Divisão de Circuitos* (DC): divisão de circuitos preexistentes atribuindo parte da carga e dos trechos a um novo circuito.

Estes procedimentos, combinados ou não, são utilizados pelo projetista de redes para endereçar e tratar os problemas dos circuitos. Entrevistas e discussões com especialistas da COPEL, analisando as características de cada uma das intervenções, indicaram a seguinte

seqüência de execução como mais adequada na busca de solução: RC-TT-MT-BC-TC. Note-se que esta ordem não estabelece a intervenção mais desejada ou mais eficiente, mas apenas a ordem em que as intervenções devem ser avaliadas nos casos em que mais de uma seja necessária. O procedimento de divisão de circuito (DC) consiste em selecionar um ou mais circuitos secundários adjacentes problemáticos e fracioná-los, gerando um novo circuito que absorverá parte da carga original. Entre os diversos custos envolvidos destacam-se os elevados custos de instalação e/ou troca de transformadores e trechos de alta e baixa tensão. A intervenção DC é tratada de maneira diferenciada pois, segundo recomendações dos próprios especialistas, exige uma atuação pontual focada na solução do problema do consumidor reclamante. Após a divisão, caso necessário, os circuitos originados devem ser submetidos às demais opções de intervenção competentes: DC-BC-TC. Esta seqüência reduzida é adotada porque a reconfiguração topológica efetuada pela divisão de circuitos contempla naturalmente as intervenções restantes (RC, TT e MT). Esta sistemática origina-se na complexidade da intervenção de divisão de circuitos e nos investimentos necessários, muitas vezes significativos.

Neste trabalho propõe-se um modelo PLIM que realiza a divisão ótima do circuito (DC) do ponto de vista do consumidor, respeitando os critérios da agência reguladora com um menor custo para a concessionária. O modelo também contempla a instalação ou troca de transformador, se necessário. O trabalho abrange também o procedimento de remanejamento de cargas (RC), apresentado como um caso particular da divisão de circuito em que o número de circuitos final é igual ao inicial, sugerindo apenas algumas alterações no modelo original. O modelo proposto pode ser associado a modelos de movimentação e troca de transformador (Oliveira, 2008), balanceamento de cargas (Bettoni *et al.*, 2009) e troca de condutores (Lara, Arruda e Neves-Jr, 2009), cobrindo assim todas as intervenções comumente realizadas em circuitos da rede de distribuição secundária.

3. Modelagem Matemática

O objetivo principal do modelo MILP proposto é realizar a divisão de um ou mais circuitos minimizando os custos de operações com transformadores (instalações e/ou realocação de postos) e conectividade de rede (seccionamentos e conexões de nós). Para estabelecer os pontos ideais de seccionamento na reconfiguração sugerida minimizam-se as quedas de tensão nos postes extremos de cada circuito resultante, bem como a diferença entre as quedas dos pontos de divisa de cada circuito. Para a determinação do poste que receberá o transformador do novo circuito, dentre um rol de possíveis postes candidatos, respeitam-se os critérios de carregamento dos transformadores e de quedas máximas de tensão, adotando inclusive variáveis de violação para evitar infactibilidade.

A abordagem proposta parte do conceito de matriz de adjacência direcional dinâmica em que se relacionam todos os postes do circuito. A relação descrita pela matriz pode ser interpretada de duas formas: a) qual é o poste que alimenta um dado poste; b) quais os postes alimentados por um dado poste. Convenciona-se que postes com transformadores são representados por um poste que alimenta a si mesmo. Assim, postes extremos são identificados por postes que não alimentam nenhum outro poste. Novos pontos de seccionamento e conexão são identificados através de comparação da sua condição de postes extremos com relação à situação inicial. Esta notação permite tratar satisfatoriamente questões de topologia, como o impedimento de caminhos cíclicos ou a alocação de todos os postes dos circuitos analisados em um único transformador.

Os custos de conectividade de rede podem ser contabilizados no modelo de maneira parcial, a fim de evitar que a sugestão seja sempre em prol da divisão do circuito principal em dois, independente dos circuitos adjacentes selecionados. A modelagem focada no reclamante permite estabelecer regiões limitadas para receber o transformador, bem como para a reconfiguração de trechos. Esta mesma abordagem implica a possível desconsideração do cálculo de tensão em extremos distantes do reclamante (ramos opostos, sob o ponto de vista do

transformador, e não contidos na região de reconfiguração), pontos em que presumidamente o modelo não deve interferir.

Para o cálculo das quedas de tensão nos circuitos dentro do modelo foi implementada uma adaptação do fluxo de potência simplificado apresentado por Lara, Arruda e Neves-Jr (2009) e Bettoni *et. al.* (2009). Uma vez que o cálculo de quedas de tensão acrescenta um grande número de variáveis e restrições ao problema, permite-se adotar algumas simplificações para reduzir a complexidade do modelo final. O cálculo da tensão pode ser realizado desconsiderando os desvios de tensão referentes à corrente de neutro. Podem ser consideradas no modelo apenas as quedas de tensão médias das fases, em detrimento das quedas máximas entre as fases individualmente ou por trecho. Com isto é possível reduzir o número de variáveis do modelo dedicadas ao fluxo de potência em pelo menos um terço. Outras considerações também são contempladas na elaboração do modelo para divisão de circuito:

- A instalação do novo transformador deve ser feita nas proximidades do reclamante, em região configurável;
- Deve-se evitar a alocação de transformadores em postes extremos;
- Transformadores preexistentes não devem ser movimentados para outro poste do circuito a fim de reduzir custos, salvo realocação para o novo circuito, se conveniente;
- Custos mecânicos e estruturais necessários à instalação de novos transformadores encontram-se dissolvidos nos valores de instalação de cada tipo de transformador;
- Não são permitidos caminhos cíclicos na rede (configuração em anel);
- Não são ponderados custos de instalação de alta tensão;
- Não é considerada a instalação de novos trechos secundários;
- O equilíbrio de carga entre fases deve ser garantido por execução posterior do balanceamento de cargas para cada circuito sugerido pelo modelo de divisão, utilizando-se o modelo proposto por Bettoni *et. al.* (2009);
- O remanejamento das cargas não é realizado individualmente, mas sim por unidades consumidoras agrupadas por poste.

O modelo proposto para a divisão de circuitos e adequação de transformadores é formulado a seguir. A nomenclatura adotada no modelo é apresentada no Quadro 1.

3.1 Função Objetivo

A função objetivo é composta por cinco parcelas. As duas primeiras são relacionadas à minimização dos custos de instalação e movimentação de transformador e dos custos de conexões e seccionamentos de rede. As outras três parcelas possuem menor peso, sendo relacionadas à minimização de quedas de tensão em postes extremos, violações de queda de tensão máxima e violações da demanda total dos transformadores.

$$Min\left\{CstTr + CstCx + \sum_{i\in Post} dQtP_i + M\sum_{i\in Post} vQtMax_i + M\sum_{s\in Circ} vDemT_s\right\} \quad (1)$$

3.2 Restrições

Restrições Gerais

Cada poste deve ser alimentado por um único poste:

$$\sum_{i\in Post|ij\in AdTre} LAdD_{ij} = 1 \quad \forall j \in Post \quad (2)$$

A relação de alimentação em um mesmo trecho é unidirecional:

$$LAdD_{ij} + LAdD_{ji} \le 1 \quad \forall ij \in Tre \quad (3)$$

Conjuntos

Fase	*{1,2,3}*	Fases A, B e C
FaseC	*{1},{1,2,3}*	Fases Computadas
Post	*{1..np}*	Postes
PosNP	$\subseteq$ *Post*	Postes não permitidos para os transformadores
PsCzA	$\subseteq$ *Post*	Pontos de cruzamento aéreo
PostC	$\subseteq$ *Post*	Postes candidatos a receberem transformador
PsTrI	$\subseteq$ *Post*	Postes com transformador instalado inicialmente
Circ	*{1..ncd}*	Circuitos
Tre	$\subseteq$ *Post x Post*	Trechos, ordenados sentido fonte-carga
AdTre	$\subseteq$ *Post x Post*	Adjacência de Trechos, não ordenados, incluindo laços
$PPsAl_i$	$\subseteq$ *Post*	Possíveis Postes Alimentadores do poste *i*
PsEC	$\subseteq$ *Post*	Postes Excluídos do Cálculo do fluxo de potência (ramos fixos a partir do transformador)
PsC	*Post-PsEC*	Postes a processar o Cálculo do fluxo de potência
PosAT	$\subseteq$ *Post*	Postes com Alta Tensão
TrafC	*{1..nt}*	Transformadores Cadastrados
TrafD	$\subseteq$ *TrafC*	Transformadores Disponíveis
Cond		Condutores

Índices

i,j,k	$\subseteq$ *Post*	Poste
f,g	$\subseteq$ *Fase*	Fase
c	$\subseteq$ *Cond*	Condutor
e	$\subseteq$ *{1..ncc}*	Caminho cíclico
s	$\subseteq$ *Circ*	Circuito
t	$\subseteq$ *TrafC*	Transformador

Variáveis

$AlocPC_{si}$	$\subseteq$ *{0,1}*	Alocação do Poste *i* ao Circuito *s*
CstAT	≥ 0	Custos de Alta Tensão
CstCx	≥ 0	Custos de operações de conexão/seccionamento de Rede
CstTr	≥ 0	Custos de operações com Transformadores
$DemTot_s$	≥ 0	Demanda Total do circuito *s*
$DmAcPF_{if}$	≥ 0	Demanda Acumulada no Poste *i*, Fase *f*
$DmAtPF_{ijf}$	≥ 0	Demanda Atrelada do Poste *i* ao Poste *j* na Fase *f*
$dQtP_i$	≥ 0	Diferença Queda Tensão Poste *i*
$LAdD_{ij}$	$\subseteq$ *{0,1}*	Lista de Adjacência Dinâmica (direcional, *ii* indica transformador)
$QtPF_{if}$		Queda Tensão Individual no Poste *i*, Fase *f*
$QtPFT_{if}$		Queda Tensão Total no Poste *i*, Fase *f*
$TrPC_{st}$	$\subseteq$ *{0,1}*	Transformador *t* Proposto para o circuito *s*
$vDemT_s$	≥ 0	Violação da Demanda Total do Transformador do Circuito *s*
$vQtMax_i$	≥ 0	Violação Queda Tensão Máxima no Poste *i*

Parâmetros

$aReQt_c$		Ângulo Relativo de Queda Tensão no condutor *c*
aTF_f		Ângulo usual do Fasor de Tensão na fase *f*
$CamCi_{eij}$	$\subseteq$ *{0,1}*	Caminho cíclico *e* compreende o trecho *i*
CarMax	$>0, \leq 2$	Carregamento máximo do transformador
cCCx	$\subseteq$ *{0,1,2}*	Contabilizar Custos (*default* 1)
$CdIns_{ij}$	$\subseteq$ *{Cond}*	Condutor Instalado no Trecho *ij*
$CIAPs_{ij}$		Custo mínimo de Instalação de Alta Tensão no Poste *i*, partindo de *j*
CiP	$\subseteq$ *Circ*	Circuito Principal
$CiPs_i$	$\subseteq$ *Circ*	Circuito ao qual o Poste *i* (com transformador) deve pertencer (*default* 0 - livre)
cQtM	$\subseteq$ *{0,1}*	Computar apenas Queda de Tensão Media
cQtN	$\subseteq$ *{0,1}*	Computar Queda de Tensão no Neutro
$CTrF_s$	$\subseteq$ *{0,1}*	Circuito *s* possui transformador fixo
DemGlb		Demanda global dos circuitos (kVA)
$DemPos_{if}$		Demanda do poste *i* na fase *f* (kVA)
$DistP_{ii}$		Distância entre o poste *i* e o poste *j* (m)
FatPt		Fator de potência (*default* 0.85)
$fpQt_{ij}$		Fator de Projeção da Queda Tensão no trecho *ij*
$fpQtN_{ijfg}$		Fator de Projeção da Queda do Neutro no trecho *ij*, da Fase *f* para a *g*
$ImTr_{ij}$		Impedância do Trecho *ij*
$LAdF_i$	$\subseteq$ *{0,1}*	Lista de Adjacência Fixa entre postes *i* e *j*
M		Coeficiente alto para variáveis de violação (*default* 10^5)
ncc	≥ 0	Número de caminhos cíclicos
ncd	> 0	Número de circuitos desejado
nmTTC	$\subseteq$ *{0..ncd}*	Número Máximo de Troca Transformador entre Circuitos (*default* 1)
np	>0	Número de postes
nt	>0	Número de transformadores cadastrados
$PoNTC_t$		Potência nominal do Transformador Cadastrado *t* (kVA)
pTrPE	$\subseteq$ *{0,1}*	Permitir Transformadores em Postes Extremos
pTTr	$\subseteq$ *{0,1}*	Permitir Troca dos Transformadores Pré-instalados
$PtRupI_{ij}$	$\subseteq$ *{0,1}*	Ponto de Ruptura Inicial entre o trecho *ij*
QtMax	$>0, \leq 1$	Queda de Tensão Máxima Exigida
rdQt		Relaxação da Diferença de Queda de Tensão (*default* 0.01)
rQtPE		Relaxação Queda de Tensão em Postes Extremos (*default* 0.02)
TenTra		Tensão do Transformador
$TrafO_{st}$	$\subseteq$ *{0,1}*	Transformador *t* Originalmente instalado no circuito *s*
$TrExF_{ij}$	$\subseteq$ *{0,1}*	Trecho *ij* pertence aos Extremos Fixos
VConR	≥ 0	Valor da Conexão de Rede (R$)
$ViTC_t$		Valor de Instalação do Transformador Disponível *t* (R$)
VMovT	≥ 0	Valor de movimentação do transformador (R$)
$VrTI_t$		Valor de Retorno Transformador Instalado *t* (R$)
VSecR	≥ 0	Valor do Seccionamento de Rede (R$)

Quadro 1 - Nomenclatura adotada

Cada poste deve estar alocado a um único circuito:

$$\sum_{s \in Circ} AlocPC_{si} = 1 \quad \forall i \in Post \tag{4}$$

Cada circuito deve ter ao menos um poste alocado:

$$\sum_{i \in Post} AlocPC_{si} \geq 1 \quad \forall s \in Circ \tag{5}$$

Cada poste deve estar alocado ao mesmo circuito de seu poste fornecedor:

$$LAdD_{ij} + AlocPC_{si} \leq AlocPC_{sj} + 1 \quad \forall s \in Circ, \forall ij \in AdTre \mid i \neq j \tag{6}$$

Possíveis caminhos cíclicos não podem ser completados:

$$\sum_{i \in Post} \sum_{j \in Post \mid CamCi_{eij}=1} \left(1 - LAdD_{ij}\right) \geq 1 \quad \forall e \in \{1..ncc\} \tag{7}$$

$$\sum_{i \in Post} \sum_{j \in Post \mid CamCi_{eij}=1} \left(1 - LAdD_{ji}\right) \geq 1 \quad \forall e \in \{1..ncc\} \tag{8}$$

Trechos de adjacência fixa, incluindo transformadores, devem permanecer na condição inicial:

$$LAdD_{ij} = 1 \quad \forall ij \in AdTre \mid LAdF_{ij} = 1 \tag{9}$$

Postes extremos que façam parte dos ramos excluídos do cálculo não alimentam outros postes:

$$LAdD_{ij} = 0 \quad \forall ij \in AdTre \mid i \in PsEC \wedge LAdF_{ij} = 0 \tag{10}$$

Trechos extremos fixos (pertencentes a ramos que não podem conter transformadores e partem de um poste extremo até um cruzamento aéreo) devem permanecer na condição inicial:

$$LAdD_{ij} = 1 \quad \forall ij \in Tre \mid TrExF_{ij} = 1 \tag{11}$$

Apenas postes candidatos ou com transformador preexistente podem ter transformador alocado:

$$LAdD_{ii} = 0 \quad \forall i \in Post - \left(PostC \cup PsTrI\right) \tag{12}$$

Pontos de cruzamento aéreo e demais pontos não permitidos não devem receber transformador:

$$LAdD_{ii} = 0 \quad \forall i \in PsCzA \cup PosNP \tag{13}$$

Pontos *consecutivos* de cruzamento aéreo não podem sofrer ruptura:

$$LAdD_{ij} + LAdD_{ij} = 1 \quad \forall ij \in Tre \mid i \in PsCzA \wedge j \in PsCzA \tag{14}$$

Se estipulado (*pTrPE=0*), transformadores não devem ser atribuídos a postes extremos. Para tanto, os transformadores devem alimentar ao menos dois trechos adjacentes.

$$\sum_{ij \in AdTre \mid i \neq j} LAdD_{ij} \geq 2 \times LAdD_{ii} \quad \forall i \in PostC \cup PsTrI \tag{15}$$

O total de postes com transformadores deve corresponder ao numero de circuitos desejado:

$$\sum_{i \in Post} LAdD_{ii} = ncd \tag{16}$$

Associação de postes previamente fixados aos respectivos circuitos:

$$AlocPC_{CiPs_i i} = 1 \quad \forall i \in Post \mid CiPs_i > 0 \tag{17}$$

Cálculo da demanda total dos circuitos:

$$DemTot_s = \sum_{i \in Post} \sum_{f \in Fase} DemPos_{if} \times AlocPC_{si} \quad \forall s \in Circ \tag{18}$$

Exatamente um transformador tem que ser alocado a cada circuito:

$$\sum_{t \in TrafC} TrPC_{st} = 1 \quad \forall s \in Circ \tag{19}$$

Caso se permita troca de transformadores (*pTTr=1*), os definidos fixos devem ser mantidos:

$$TrPC_{st} = TrafO_{st} \quad \forall s \in Circ, \forall t \in TrafC \mid CTrF_s = 1 \tag{20}$$

Os transformadores selecionados devem atender a demanda de cada circuito, salvo violação para evitar infactibilidade:

$$PoNTC_t \times CarMax \times TrPC_{st} + DemGlb \times (1 - TrPC_{st}) \geq DemTot_s - vDemT_s \quad \forall s \in Circ, \forall t \in TrafC \tag{21}$$

Transformadores originalmente instalados devem ser alocados: DC

$$\sum_{s \in Circ} TrPC_{st} - TrafO_{st} \geq 0 \quad \forall t \in TrafC \tag{22}$$

Dos transformadores não disponíveis, podem ser utilizados apenas os pré-instalados: DC

$$\sum_{s \in Circ} TrPC_{st} - TrafO_{st} \leq 0 \quad \forall t \in TrafC - TrafD \tag{23}$$

Limitação de número troca de transformadores entre circuitos (realocação), computada a partir da remoção dos transformadores pré-existentes: DC

$$\sum_{s \in Circ} \sum_{t \in TrafC} TrafO_{st}\left(1 - TrPC_{st}\right) \leq nmTTC \tag{24}$$

Cálculo do custo das operações com transformadores (instalação e realocação): DC

$$CstTr = \sum_{s \in Circ} \sum_{t \in TrafC} \left(TrPC_{st} - TrafO_{st}\right) ViTC_t + TrafO_{st}\left(1 - TrPC_{st}\right) VmovT \tag{25}$$

Cálculo do custo de instalação de alta tensão: DC

$$CstAT = \sum_{i \in PostC} \sum_{j \in PosAT \mid \exists CIAPs_{ij}} CIAPs_{ij} \times LAdD_{ii} \tag{26}$$

Calculo do custo das operações de rede (seccionamento e conexão):
Se *cCCx=2* contabilizam-se todos os custos:

$$CstCx \geq \sum_{ij \in Tre} \begin{pmatrix} PtRup_{ij}\left(1 - \left(LAdD_{ij} + LAdD_{ji}\right)\right) VSecR + \\ \left(LAdD_{ij} + LAdD_{ji}\right)\left(1 - PtRup_{ij}\right) VConR \end{pmatrix} \tag{27}$$

Se *cCCx=1* contabilizam-se os custos descontando os custos considerados necessários:

$$CstCx \geq \sum_{ij \in Tre} \begin{pmatrix} PtRup_{ij}\left(1 - \left(LAdD_{ij} + LAdD_{ji}\right)\right) VSecR + \\ \left(LAdD_{ij} + LAdD_{ji}\right)\left(1 - PtRup_{ij}\right) VConR \end{pmatrix} - VConR - \left(1 + ncd - \left|PsTrI\right|\right) \tag{28}$$

Se *cCCx=0* os custos não são contabilizados, logo *CstCx=0*.

Restrições de Cálculo de Fluxo de Potência

Para o cálculo da demanda acumulada por poste e fase adota-se uma abordagem recursiva em que a demanda acumulada corresponde à demanda do poste mais a demanda acumulada dos postes que ele alimenta.
Se *cQtM=0* então *FaseC={1,2,3}* e são contabilizadas demandas para as 3 fases:

$$DmAcPF_{if} = DemPos_{if} + \sum_{j \in PsC \mid i \in PPsAl_j} DmAtPF_{ijf} \quad \forall i \in PsC, \forall f \in FaseC \tag{29}$$

Se *cQtM=1* então *FaseC={1}* e é contabilizada a demanda média das 3 fases:

$$DmAcPF_{if} = \sum_{g \in Fase} \frac{DemPos_{ig}}{3} + \sum_{j \in PsC \mid i \in PPsAl_j} DmAtPF_{ijf} \quad \forall i \in PsC, \forall f \in FaseC \tag{30}$$

Implicações para estabelecer equivalência $DmAtPF_{ijf} \Leftrightarrow DmAcPF_{jf} \wedge LAdD_{ij}$:

$$DmAtPF_{ijf} \leq \left(1 - LAdD_{ij}\right) DemGlb + DmAcPF_{jf} \quad \forall i \in PsC, \forall j \in PsC, \forall f \in FaseC \mid i \in PPsAl_j \tag{31}$$

$$DmAtPF_{ijf} \geq \left(LAdD_{ij} - 1\right) DemGlb + DmAcPF_{jf} \quad \forall i \in PsC, \forall j \in PsC, \forall f \in FaseC \mid i \in PPsAl_j \tag{32}$$

$$DmAtPF_{ijf} \leq LAdD_{ij} \times DemGlb \quad \forall i \in PsC, \forall j \in PsC, \forall f \in FaseC \mid i \in PPsAl_j \tag{33}$$

Cálculo da queda de tensão *individual* por poste fase. Para trechos conectados (*LAdD=1*) a queda de tensão individual por poste fase deve ser igual à efetivamente calculada. Se *cQtN=0* então não se contabiliza a queda referente à corrente de neutro.

$$QtPF_{if} \leq \left(1 - LAdD_{ij}\right) + \frac{10^3 \times ImTr_{ij}}{TenTra^2} \left(DmAcPF_{if} \times fpQt_{ij} + \sum_{g \in FaseC} DmAcPF_{ig} \times fpQtN_{ijfg} \times cQtN \right) \tag{34}$$

$$\forall i \in PsC, \forall j \in PPsAl_i, \forall f \in FaseC$$

$$QtPF_{if} \geq \left(LAdD_{ij} - 1\right) + \frac{10^3 \times ImTr_{ij}}{TenTra^2}\left(DmAcPF_{if} \times fpQt_{ij} + \sum_{g \in FaseC} DmAcPF_{ig} \times fpQtN_{ijfg} \times cQtN\right) \quad (35)$$
$$\forall i \in PsC, \forall j \in PPsAl_i, \forall f \in FaseC$$

Sendo os fatores utilizados dados por:

$$fpQt_{ij} = \cos\left(aReQt_{CdIns_{ij}}\right) \quad \forall ij \in AdTre \quad (36)$$

$$fpQtN_{ijfg} = \cos\left(aReQt_{CdIns_{ij}} + aTF_g - aTF_f\right) \quad \forall ij \in AdTre, \forall f \in FaseC, \forall g \in FaseC \quad (37)$$

A queda de tensão individual em postes com transformador deve ser nula:

$$QtPF_{if} + \left(LAdD_{ii} - 1\right) \leq 0 \quad \forall i \in PsC, \forall f \in FaseC \quad (38)$$

$$QtPF_{if} + \left(1 - LAdD_{ii}\right) \times cQtN \geq 0 \quad \forall i \in PsC, \forall f \in FaseC \quad (39)$$

Cálculo da queda de tensão *total* por poste fase. Abordagem recursiva: Para trechos conectados (*LAdD=1*) a queda de tensão total por poste fase deve ser igual a sua própria queda somada à queda do poste que o alimenta:

$$QtPFT_{if} \leq \left(1 - LAdD_{ji}\right) + QtPF_{if} + QtPFT_{jf} \quad \forall i \in PsC, \forall j \in PPsAl_i, \forall f \in FaseC \mid j \notin PsEC \quad (40)$$

$$QtPFT_{if} \geq \left(LAdD_{ji} - 1\right) + QtPF_{if} + QtPFT_{jf} \quad \forall i \in PsC, \forall j \in PPsAl_i, \forall f \in FaseC \mid j \notin PsEC \quad (41)$$

A queda de tensão total em postes com transformador deve ser nula:

$$QtPFT_{if} + \left(LAdD_{ii} - 1\right) \leq 0 \quad \forall i \in PsC, \forall f \in FaseC \quad (42)$$

$$QtPFT_{if} + \left(1 - LAdD_{ii}\right) \times cQtN \geq 0 \quad \forall i \in PsC, \forall f \in FaseC \quad (43)$$

Restrições de Atendimento de Quedas de Tensão

Em postes extremos, a queda de tensão deve ser menor que a queda máxima exigida, salvo violação para evitar infactibilidade:

$$QtPFT_{if} - \sum_{ij \in AdTre \mid i \neq j} LAdD_{ij} \leq QtMax + vQtMax_i \quad \forall i \in PsC, \forall f \in FaseC \quad (44)$$

Em postes extremos, a queda de tensão excedente à relaxação *rQtPE* deve ser contabilizada para ser minimizada: [DC]

$$QtPFT_{if} - \sum_{ij \in AdTre \mid i \neq j} LAdD_{ij} \leq rQtPE + dQtP_i \quad \forall i \in PsC, \forall f \in FaseC \quad (45)$$

A diferença de queda de tensão máxima em postes de divisa, relaxada pela tolerância *rdQt*, deve contabilizada para ser minimizada. O depósito do excedente é feito na mesma variável da queda excedente em postes extremos, competindo no estabelecimento dos limites, mas com maior peso devido à natureza dos valores (queda de tensão e diferença de quedas de tensão): [DC]

$$QtPFT_{if} - QtPFT_{jf} - \left(LAdD_{ij} + LAdD_{ji}\right) \leq \left(rdQt + dQtP_i\right)/10$$
$$\forall i \in PsC, \forall j \in PsC, \forall f \in FaseC \mid ij \in AdTre \wedge i \neq j \quad (46)$$

3.3 Modelagem Matemática do Remanejamento de Cargas

Dada a similaridade entre as duas intervenções, o modelo matemático do remanejamento de cargas foi tratado como um caso particular da divisão de circuito em que o número de circuitos final é igual ao inicial, com algumas pequenas alterações. O principal objetivo do modelo de remanejamento de carga é melhorar as tensões no circuito principal (aquele que contém o reclamante) procurando preservar os adjacentes. Para isso, as quedas de tensão dos adjacentes não devem exceder as máximas estipuladas, enquanto as do circuito principal devem ser minimizadas. Também não se deve alterar a localização ou incluir novo transformador. Com isto, o modelo RC parte do mesmo equacionamento de DC, salvo que as restrições acima indicadas com o sobrescrito [DC] são excluídas do modelo RC.

Para complementar o modelo de remanejamento de carga, seis restrições adicionais são acrescentadas ao modelo de divisão de circuito em substituição às retiradas.

Restrições Gerais

Transformadores de circuitos adjacentes não podem violar a demanda dos próprios transformadores. Caso haja violação estabelecida pelas condições iniciais (circuito adjacente inicialmente sobrecarregado), o modelo será infactível. Assim, este fato deve ser identificado antecipadamente.

$$vDemT_s \leq 0 \quad \forall s \in Circ \mid s \neq CiP \tag{47}$$

Os transformadores considerados não disponíveis (pré-existentes) são mantidos no circuito:

$$TrPC_{st} = 0 \quad \forall s \in Circ, \forall t \in TrafC - TrafD \mid TrafO_{st} = 0 \tag{48}$$

Circuitos não podem ter a demanda do transformador reduzida já que para a troca de transformador não se inclui a possibilidade de haver realocação dos pré-existentes.

$$\sum_{t \in TrafC} (TrPC_{st} - TrafO_{st}) PoNTC_t \geq 0 \quad \forall s \in Circ \tag{49}$$

Cálculo do custo das operações com transformadores (instalação e retorno):

$$CstTr = \sum_{s \in Circ} \sum_{t \in TrafC} \left((TrPC_{st}(1 - TrafO_{st})) ViTC_t - TrafO_{st}(1 - TrPC_{st}) VrTI_t \right) \tag{50}$$

Restrições de Atendimento de Quedas de Tensão

Postes de circuitos adjacentes não podem violar a queda de tensão máxima. Caso haja violação estabelecida pelas condições iniciais (circuito adjacente com quedas elevadas), o modelo será infactível e este fato deve ser identificado antecipadamente.

$$vQtMax_i \leq AlocPC_{CiP,i} \quad \forall i \in PsC \tag{51}$$

Em postes extremos do circuito principal, a queda de tensão excedente à relaxação *rQtPE* deve ser contabilizada e minimizada:

$$QtPFT_{if} - \sum_{ij \in AdTre \mid i \neq j} LAdD_{ij} - (1 - AlocPC_{CiP,i}) \leq rQtPE + dQtP_i \quad \forall i \in PsC, \forall f \in FaseC \tag{52}$$

4. Resultados

O modelo proposto foi implementado em GMPL, linguagem própria do *solver* livre adotado, GLPK (2010). Os estudos realizados tratam de circuitos problemáticos reais cujos dados foram obtidos diretamente da base georeferenciada da COPEL. O estudo apresentado retrata a intervenção de divisão de circuito aplicada aos circuitos sumarizados na Tabela 1.

Observa-se claramente o problema de carregamento do circuito II, cujo transformador supre acima de 50% além de sua potência nominal. Os índices de balanceamento encontram-se dentro de faixa adequada (Bettoni *et. al.*, 2009). A queda máxima de tensão, mensurada em percentual relativo à tensão no secundário do transformador, não parece representativa à primeira vista, uma vez que para a tensão de 127 V o limite regulamentado de 116 V corresponde a cerca de 8,6%. No entanto, conforme ilustrado na Figura 1(a), a figura do reclamante indica um problema na qualidade de energia da rede.

Tabela 1 - Situação inicial dos circuitos analisados

Circuito	Consumidores	Transformador	Carga	Carregamento	Balanceamento	Queda Tensão Máx.
I	130	112,5 kVA	88,1 kVA	78,3%	94,9%	7,2%
II	107	45 kVA	68,7 kVA	152,6%	92,8%	5,2%

Diversas podem ser as causas do problema aparentemente não indicado pelos índices do circuito, como a imprecisão das curvas-tipo usadas para levantar a demanda considerada (demanda de pico do circuito), subtensão na rede primária, distúrbios eventuais causados por dispositivos conectados à rede, etc. Algumas destas análises podem ser feitas com visitas e

medições em campo, mas nem sempre são elucidativas. Assim, a atuação pontual, focada no consumidor reclamante, provê um tratamento mais eficiente do problema.

Para o teste do modelo foram estabelecidos níveis convencionais de exigência da rede (carregamento de 100%, queda máxima de tensão de 8%, balanceamento de 90%), além de permitir a troca de transformadores entre circuitos e a instalação do novo transformador a até 8 trechos de distância do poste em que se encontra o reclamante. Adotando o fluxo de potência contabilizando tensões médias (*cQtM=1*) a execução do modelo[1] tomou 11 segundos e 6,4 Mb para atingir a solução ótima, cujos resultados são apresentados na Figura 2(b) e na Tabela 2. No entanto, cabe ressaltar que relaxações nos parâmetros podem estender consideravelmente o tempo de execução: neste mesmo caso, o não estabelecimento de trechos e adjacências fixos (*TrExF* e *LAdF*) e a adoção do fluxo considerando as tensões individuais das fases e do neutro elevaram o custo computacional para 836 segundos e 15 Mb.

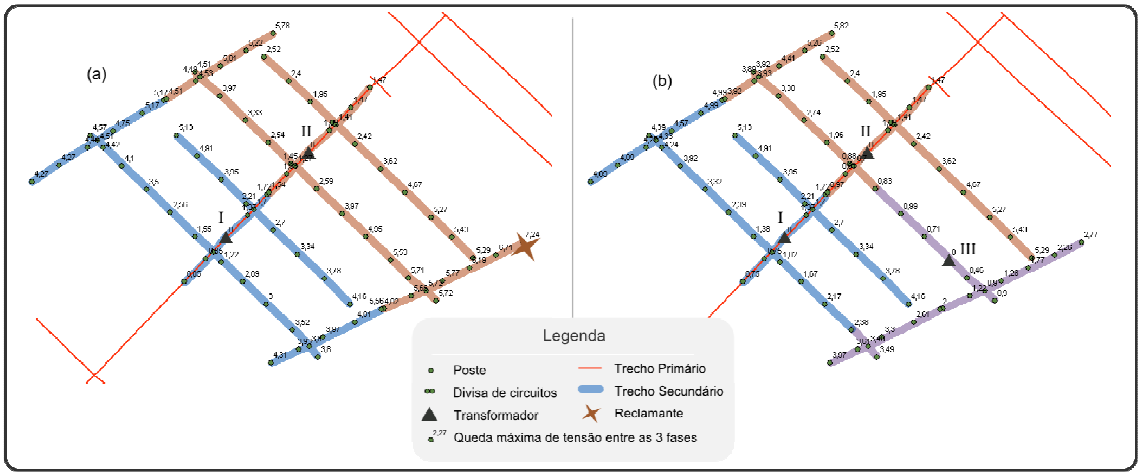

Figura 1 - Divisão de circuito: (a) cenário inicial; (b) soluçãosugerida

Tabela 2 - Situação final dos circuitos sugeridos

Circuito	Consumidores	Transformador	Carga	Carregamento	Balanceamento	Queda Tensão Máx.
I	104	112,5 kVA	69,6 kVA	61,9%	97,1%	5,8%
II	101	75 kVA	64,9 kVA	86,5%	92,9%	5,1%
III	32	45 kVA	22,3 kVA	49,6%	93,9%	4,0%

A configuração sugerida abrange a conexão de uma divisa entre os circuitos originais e dois seccionamentos de rede, estabelecendo a malha radial do novo circuito. A escolha dos pontos de seccionamento, bem como de instalação do novo transformador, é fruto da minimização das diferenças em pontos de divisa, procurando também não prejudicar os demais extremos. Estas considerações também induzem o posicionamento do transformador mais próximo ao centro de carga do novo circuito.

Perceba-se também que não é sugerida a instalação de novo transformador no circuito criado, mas sim a realocação do transformador sobrecarregado do circuito II, instalando um de maior capacidade em sua substituição. Apesar de parecer menos vantajoso em função do custo de realocação, cabe notar que a característica radial do circuito limita a redistribuição de trechos e, conseqüentemente, das demandas. Além das melhorias gerais nos índices do circuito, observa-se que as quedas nas proximidades do reclamante são efetivamente reduzidas.

Embora defasado (baseado em custos médios levantados pela COPEL no primeiro trimestre de 2008), o custo total é estimado em cerca de R$15.000, sendo 80% destinado aos transformadores. O custo da divisão se apresenta normalmente muito acima das estimativas das demais opções de intervenção, embora seja, em algumas situações, a única solução viável.

[1] Execução em computador IBM/PC, processador Intel Core 2 Duo 2x 2133 MHz, 2048 MB RAM DDR2 667 MHz, chipset Intel Broadwater Q965, Microsoft Windows XP SP3 32 bits, *solver* GLPK v4.44.

5. Conclusões

O presente trabalho apresenta o desenvolvimento de um modelo PLIM que realiza a divisão de circuitos (DC) da rede secundária de distribuição ou, em caso particular, o remanejamento de cargas (RC) entre circuitos, com resultado focado no consumidor, respeitando os critérios técnicos da agência reguladora e buscando um menor custo para a concessionária. O modelo sugere a criação de um novo circuito a partir de um ou mais originais selecionados, contemplando aspectos como a preservação da topologia radial, a instalação ou realocação de transformadores, custos estimados de conectividade e materiais necessários, privilegiando o atendimento aos níveis de tensão e carregamento estipulados. Estudos de caso realizados, representados aqui em um exemplo de divisão de circuito, têm caracterizado como válidas as funcionalidades e soluções propostas no modelo, inclusive sob análise dos especialistas da concessionária COPEL.

Ao modelo ainda cabem análises da possibilidade de inserção de ponderações sobre os custos de instalação de trechos de alta tensão, assim como sobre os custos de extensão e interconexão de pontos da rede por novos trechos secundários. Encontra-se em estudo a associação dos modelos de divisão de circuito e remanejamento de cargas a outros modelos de intervenção, de forma a integrar todas as principais operações corretivas e, assim, estabelecer uma base matemática para uma ferramenta de auxílio ao desenvolvimento de projetos de melhoria e reforço de redes secundárias de distribuição.

Agradecimentos

Apoio financeiro da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento 2866-018/2005.

Referências

ANEEL. (2009) Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa Nº 395, de 15 de dezembro de 2009. *Diário Oficial da União*, vol. 146, no. 246, pp. 227. Brasília, 24 dez.

Bettoni, L.M.M.; Passarin, T.R.; Arruda, L.V.R.; Neves-Jr, F.; Lara, L.G.; Oliveira, R.P. (2009) Uma Aproximação linear para modelagem matemática do balanceamento de cargas em rede de distribuição. *Anais do XLI Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, pp. 286-297.

GLPK. (2010) GNU Linear Programming Kit v.4.43. GNU Project, http://gnu.org/software/glpk.

Hilbert, P; Miranda, V.; Matos, M. A.; Bertling, L. (2007). Multiobjective optimization applied to maintenance policy for electrical networks, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 1675 -1682.

Kashem, M.A.; Ganapathy, V; Jasmon, G.B. (1999). Network Reconfiguration for Load Balancing in Distribution Networks. *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, vol. 146, no. 6, pp. 563-567.

Khator, S.K.; Leung, L.C. (1997). Power Distribution Planning: A Review of Models and Issues. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 3, pp. 1151-1159.

Lara, L.G.; **Arruda, L.V.R.; Neves-Jr, F.** (2009) Modelo PLIM com fluxo de potência linear para troca de condutores em redes de energia elétrica. *Anais do XLI Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, pp. 3375-3382.

Oliveira, R.P. (2008). Ferramenta de Otimização Para Projetos de Melhoria de Redes de Distribuição Secundária de Energia Elétrica. *Dissertação de Mestrado*, Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Wu, F.F.; Baran, M.E. (1989). Network reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1401-1407.