

# Diretrizes e Critérios de Planejamento para Expansão da Oferta em Centros Urbanos com Alta Densidade de Carga e Restrições Urbanísticas

Antônio Paulo da Cunha

Marcos Roberto Gouvêa

Daniel Perez Duarte

Ricardo Piergallini

**Resumo** – A construção em grandes centros urbanos de novos empreendimentos voltados ao setor elétrico é cada vez mais difícil, tanto pela ausência de área física (terrenos de subestações e faixas de passagem) como pelas restrições ambientais. Por outro lado, observa-se que os critérios convencionais de planejamento utilizados nos sistemas de distribuição resultam em margem razoável de capacidade de reserva das instalações, tanto de linhas como de subestações, motivadas, por exemplo, pela condição de contingência N-1, onde o sistema deve suportar, sem perda de capacidade de atendimento da carga, a saída de serviço de um de seus elementos. Neste cenário, o presente trabalho propõe metodologia que visa estabelecer diretrizes básicas de planejamento da expansão da oferta de energia elétrica a centros urbanos com alta densidade de carga, que apresentem restrições na instalação de novas linhas e de subestações, por razões ambientais, de indisponibilidade de terrenos e outras impostas pela dinâmica urbana.

**Palavras-chave** – Critérios de Planejamento, Reserva de Capacidade, Fator de Utilização, Restrições Urbanas.

## I. INTRODUÇÃO

O cenário do Setor Elétrico Brasileiro vem sofrendo alterações consideráveis ao longo dos anos, promovendo um impacto na visão dos agentes acerca das diretrizes e condicionantes que norteiam os investimentos no sistema.

Historicamente, devido ao caráter estatal em que a maioria das concessionárias de energia emergiram e se desenvolveram, o planejamento do sistema de distribuição vem sendo direcionado por fatores substancialmente técnicos, com base em restrições orçamentárias fixadas de acordo com a realidade de cada empresa.

Este cenário resultou em critérios de planejamento que buscam a robustez das instalações, objetivando a garantia da continuidade do fornecimento em situações de contingência.

No cenário atual, a privatização das concessionárias, a criação de agências reguladoras e o conseqüente cerco regulatório criado com o objetivo de conduzir as concessionárias ao acréscimo da qualidade e confiabilidade do fornecimento de energia, faz-se necessário levar em consideração outros aspectos, que não apenas os técnicos, no processo de planejamento do sistema em busca da otimização da utilização de seus ativos.

Entre os aspectos referidos, podem-se destacar: aspectos regulatórios e tarifários, aspectos econômicos, aspectos contratuais, domínio tecnológico entre outros.

Desta forma, faz-se necessário o estudo de novas alternativas para aumento da oferta de energia, considerando mudanças de critérios e a proposição de soluções não convencionais, que possuam na motivação de sua aplicabilidade não só a solução de transgressões de critérios técnicos, mas também a otimização dos esforços e desembolsos face à legislação vigente.

Identificadas estas novas alternativas, é necessário o estabelecimento de metodologia de planejamento de médio e longo prazo, fundamentada no estabelecimento de critérios e diretrizes que permitam o melhor direcionamento das soluções empregadas considerando cenários de barreiras e oportunidades assim como de comportamento do mercado.

## II. NOVAS ALTERNATIVAS

Inicialmente despenderam-se esforços no sentido de se propor alternativas de planejamento para aumento da oferta de energia em redes de distribuição. O levantamento de alternativas considerou mudanças de critérios e a proposição de soluções não convencionais, que possuam na motivação de sua aplicabilidade não só a solução de transgressões de critérios técnicos, mas também a otimização dos esforços e desembolsos face à legislação vigente.

As alternativas propostas e estudadas foram as seguintes:

- *Integração de subestações pela rede de distribuição;*

Esta solução visa viabilizar a transferência automática de cargas pela rede de distribuição. Esta premissa acarreta uma mudança do critério de planejamento de N-1, recomendando que o conceito de a reserva N-1 de uma instalação (local) seja alterado para considerar a reserva N-1 de um conjunto de instalações (regional) cujas cargas podem ser intercambiadas.

---

Antônio Paulo da Cunha e Daniel Perez Duarte trabalham na Sinapsis Inovação em Energia (e-mails:antonio.cunha@sinapsisenergia.com; daniel.duarte@sinapsisenergia.com).

Marcos Roberto Gouvêa é professor Doutor da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (gouvêa@pea.usp.br)

Ricardo Piergallini trabalha AES Eletropaulo (e-mail: ricarod.piergallini@aes.com).

- *Utilização de tensões superiores para circuitos de distribuição;*

A AES Eletropaulo tem como principal padrão de tensão de distribuição o 13,8 kV que tem apresentado dificuldade ou mesmo inadequação no que se refere ao atendimento de alguns grandes clientes. Por outro lado, a tensão de 34,5 kV que, embora pouco difundida para os circuitos de distribuição, é regularmente padronizada na AES Eletropaulo, podendo apresentar-se como uma eficiente solução para o aumento da capacidade de distribuição em média tensão e atendimento de grandes clientes.

- *Formação de anel em 34,5 kV;*

Devido à dificuldade de penetração de linhas aéreas de subtransmissão em grandes centros e ao elevado custo da subtransmissão subterrânea, uma alternativa a ser considerada é a adoção da tensão de 34,5 kV para a criação de uma malha de subtransmissão a atender pequenas subestações 34,5 kV-13,8 kV distribuídas nas proximidades do centro de carga. A solução proposta consiste na criação de um anel (aberto ou fechado) de 34,5 kV, circundando a região crítica a ser atendida.

- *Geração Distribuída;*

Tal alternativa soluciona o entrave para a penetração de linhas de subtransmissão nos centros de carga e também os que se apresentam no surgimento da necessidade de subestações convencionais em áreas densamente ocupadas.

- *Padrões de subestações com maior fator de utilização;*

A proposição de novos padrões de subestações, com maior número de unidades transformadoras e barramentos blindados de maior capacidade pode ser uma interessante alternativa de aumento da oferta de energia em tensão primária, inclusive para evitar os problemas citados anteriormente, onde se observa, atualmente, a falta de flexibilidade de transferência de carga entre barramentos em 50 subestações.

- *Padrões de redes de distribuição em 13,8 kV com maior capacidade de condução;*

Uma alternativa para o aumento da oferta de energia em grandes centros é a criação de padrões de alimentadores de alta capacidade, inclusive a adoção de circuitos duplos em um mesmo posteamento, ressalvadas as restrições de manutenção programada e corretiva.

- *Gerenciamento pelo Lado da Demanda.*

Atualmente há uma forte tendência no desenvolvimento de sistemas de comunicação voltados para a rede elétrica. Tais desenvolvimentos vislumbram uma série de soluções que possibilitam a exploração do sistema de distribuição. Estas soluções estão envoltas dentro de um conceito maior, chamado "smart grid" que consiste em um novo conceito de redes de energia, onde os serviços de energia, telefonia e Internet são integrados utilizando a rede elétrica como meio físico para sua viabilização.

Entre as diversas soluções supracitadas, foram escolhidas aquelas que apresentam maior aderência à realidade do sistema da Eletropaulo para aprofundamento dos estudos custo x benefício. Foram definidos atributos para cada solução isoladamente para que no prosseguimento dos estudos fosse desenvolvida uma metodologia de aplicação das referidas soluções a casos específicos.

As soluções escolhidas para a análise foram as seguintes:

- Padrões de Subestação com Maior Compartilhamento entre os Transformadores;

- Padrões de Subestação com Potências Menores e Integradas pela Rede de Distribuição;

- Padrões de Rede 13,8 kV com Maior Capacidade de Condução;

- Conversão de Tensão de Distribuição de 13,8 kV para 34,5 kV;

Os estudos foram desenvolvidos no sentido de avaliar cada um dos recursos selecionados quanto a uma série de requisitos mínimos para sua aplicação, bem como benefícios que eles podem gerar.

Entre eles pode-se citar:

a) níveis de carga supríveis;

b) impacto na qualidade do serviço em termos de continuidade;

c) queda de tensão e perdas técnicas;

d) facilidade operativa;

e) segurança de atendimento;

f) análise qualitativa de níveis de restrições ambientais ou por parte da comunidade.

Uma vez definidas as oportunidades de aplicação de soluções não convencionais para o planejamento de regiões com alta densidade de carga, foi desenvolvido estudo para a definição de metodologia de planejamento com foco na definição de diretrizes e critérios em médio e longo prazo.

### III. METODOLOGIA PROPOSTA

O planejamento da expansão de um Sistema de Distribuição de energia elétrica, em uma dada região geográfica para um período de tempo, se fundamenta na:

*Proposição, análise e seleção de alternativas de obras e intervenções na rede para adequar a oferta de energia à projeção de carga, atendendo a critérios técnicos, econômicos e regulatórios, considerando incertezas provocadas por externalidades.*

A proposição de alternativas de obras e intervenções é orientada por diretrizes pré-estabelecidas, que refletem valores da empresa, aspectos sistêmicos para o resultado do negócio ou restrições, as quais acabam por condicionar as soluções técnicas adotadas.

A maioria das diretrizes tem caráter eminentemente técnico, todavia, existem outras determinadas a partir de decisões gerenciais.

Dentre os exemplos de diretrizes, podem ser citados :

- a redução das despesas de manutenção (OPEX) em detrimento do aumento de investimentos (CAPEX),

- a minimização de impactos ambientais,

- a padronização ou prevalência de níveis de tensão para redução do número de itens padronizados para ganhos de escala,

- padrões de redes associados à redução de perdas comerciais,

- a implementação de redes subterrâneas em determinadas áreas em substituição a rede existente ou

- a automação intensiva da rede modificando os critérios

de contingência, como por exemplo o N-1.

Por outro lado, as externalidades são consideradas na forma de cenários que traduzem incertezas que possam afetar a projeção de carga, como expectativas de desenvolvimento ou recessão econômica, bem como influir na topologia ou na tipologia da rede, como por exemplo, um novo terminal de suprimento ou uma restrição urbanística que determina que a rede deva ser subterrânea em determinada área.

O cenário pode considerar também incertezas de ordem econômico-financeira como a taxa de atualização de capital utilizada nas comparações de alternativas ou riscos regulatórios como padrões de qualidade de fornecimento diferentes dos vigentes atualmente.

Neste contexto, observa-se que as diretrizes e os cenários são elementos típicos das análises de longo prazo.

A metodologia proposta de planejamento para definição das diretrizes pode ser descrita por meio dos seguintes blocos de procedimentos:

- Bloco I Geração de cenários
- Bloco II Definição de diretrizes
- Bloco III Representação das Cargas
- Bloco IV Representação da Rede
- Bloco V Proposição de alternativas de obras e intervenções
- Bloco VI Análise e Seleção das alternativas propostas

Mapas geográficos temáticos (“camadas”) com a correspondente indicação de atributos são utilizados para auxiliar a definição e a caracterização de Blocos no que tange aos parâmetros da rede, da carga, das restrições urbanísticas, das projeções e domínio de indicadores macroeconômicos como a projeção de carga.

Cada mapa é constituído por áreas elementares definidas por linhas de contorno e por parâmetros com os valores de seus atributos. Áreas elementares podem ser representadas por áreas de regionais administrativas, áreas de influência de subestações, áreas de zoneamento urbano etc.

A figura 2.1 apresenta um fluxograma simplificado identificando como os blocos supracitados relacionam-se.

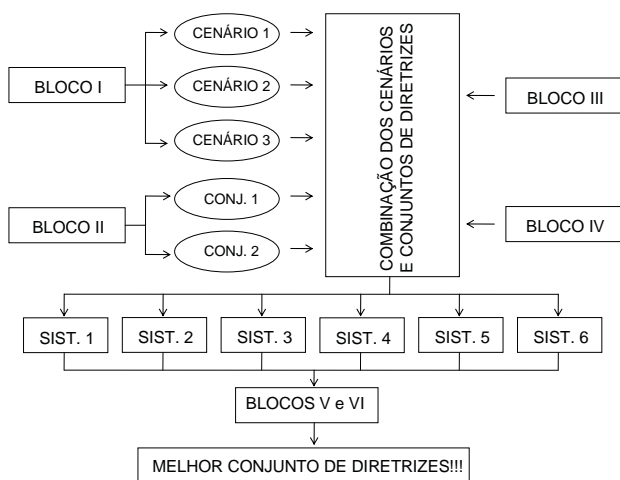


Figura I – Fluxograma da metodologia de planejamento proposta

A idéia da metodologia, exposta no fluxograma apresen-

tado, é a definição de uma série de cenários com suas respectivas probabilidades de ocorrência assim como uma série de conjunto de diretrizes. Os sistemas de distribuição objeto de cada combinação de cenário e de conjunto diretrizes são caracterizados no período de estudo, pela rede do ano inicial, pelos condicionantes impostos pelas diretrizes (por exemplo uma nova subestação terminal e a delimitação de uma área de rede subterrânea) e pelo crescimento de carga..

Cada um destes sistemas é analisado e propostas as obras necessárias para o atendimento à expansão da carga, de acordo com o conjunto de diretrizes de planejamento correspondente.

Ao final do estudo, ter-se-ão os diversos planos de obras (um para cada sistema), com respectivos índices de mérito utilizados para sua avaliação. O planejador, de posse dos resultados mencionados e ciente das probabilidades de ocorrência de cada cenário poderá então optar pela melhor alternativa de expansão expressa pelo correspondente plano de obras, estando também definido o conjunto de diretrizes que melhor desempenho apresenta dentro do horizonte de estudo.

#### A. Bloco I - Cenários

As externalidades, entendidas como fatores que podem influir na expansão da rede e estão fora do controle da Eletropaulo, podem ser de diversas naturezas como:

Macro econômicas: Podem influir na taxa de atualização do capital, no ritmo de crescimento da carga atual e no surgimento de novas cargas;

Técnicas: Podem determinar diferentes orientações topológicas e de padrão, como por exemplo, a disponibilidade de novos terminais de suprimento, o atraso de obras e a disponibilidade de novas tecnologias;

Legislação: Podem influir técnica e economicamente como publicação de resoluções regulatórias que alterem a forma da remuneração de ativos, revisão tarifária, ou outros dispositivos, ou por outro lado, incentivos com forte impacto sobre a oferta ou demanda de geração distribuída, cogeração, veículos elétricos, etc

Urbanísticas: Podem impor restrições ou promover expansões na rede e na carga.

A seguir conceitos e aspectos relevantes dos quatro tipos de externalidades supracitados são apresentados, expressando a influência sobre a o planejamento do sistema de distribuição.

#### Aspectos Macro-Econômicos

O consumo de energia elétrica de uma região está estreitamente relacionado ao seu desempenho econômico motivando, inclusive, a realização de estudos agregados de previsão de mercado baseando-se em índices de crescimento de PIB da região atendida.

A figura II apresenta a evolução da taxa de crescimento do PIB e o crescimento do consumo de energia no Brasil nos últimos 9 anos.

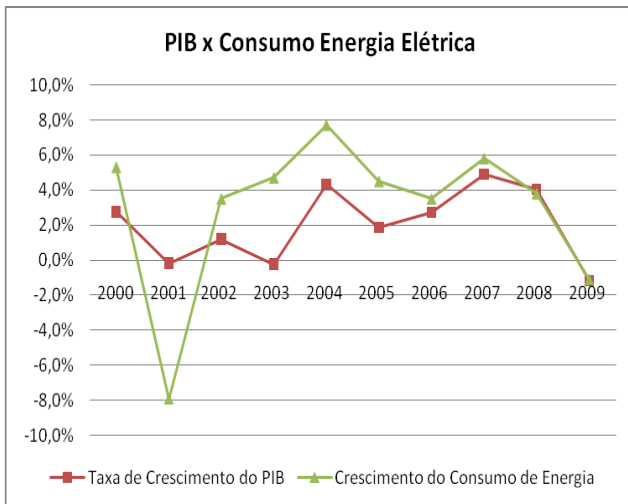


Figura II – PIB x Consumo nacional de energia nos últimos 9 anos [5,6]

A análise dos dados apresentados comprova a forte correlação existente entre o consumo de energia elétrica e o crescimento econômico, com atenção especial ao impacto exercido pelas crises econômicas mundiais (2001 e 2009) resultando em redução do consumo de energia.

Como o insumo fundamental para a definição de um plano de obras de expansão do sistema de distribuição de energia é a taxa de crescimento do mercado a ser atendido, apresenta-se de suma importância a criação de cenários macroeconômicos distintos para a região em estudo.

Com os diversos cenários e suas respectivas probabilidades de ocorrência, as incertezas inerentes ao processo de planejamento podem ser mitigadas e através das devidas análises de risco, o melhor plano de expansão do sistema pode ser selecionado.

Por outro lado fatores econômicos financeiros de disponibilidade de crédito para expansão do sistema influenciam significativamente na preferência de investimentos (CAPEX) em detrimento de gastos de operação (OPEX) ou vice-versa.

Assim sendo os cenários macro-econômicos podem ser caracterizados, de forma simplificada, por:

- Taxa de Atualização de Capital
- Taxa de Crescimento do mercado baseado no crescimento do PIB

#### Aspectos Técnicos

O planejamento do sistema de distribuição em um horizonte de longo prazo deve levar em conta aspectos referentes aos avanços tecnológicos que possam exercer impacto considerável na eficiência e forma de desenvolver o negócio. Dentre esses aspectos, o custo de automação, a utilização intensiva de eletrônica de potência, a evolução no desenvolvimento de equipamentos e de técnicas de construção, pode imprimir tendência de custos mais baixos para subestações compactas pré-fabricadas, redes subterrâneas ou a disseminação de sistemas de controle de demanda efetivos, entre outros.

Um dos avanços tecnológicos que apresenta potencial significativo de influência no planejamento de expansão do

sistema de distribuição, sobretudo nas próximas décadas, é a intensificação de unidades de Geração Distribuída (GD) conectadas à rede de média tensão.

Com efeito, o desenvolvimento tecnológico, fomentado sobretudo pelos países desenvolvidos, vem possibilitando a redução dos custos referentes às tecnologias de geração em pequena escala. Soma-se a isso o aumento da dependência da energia elétrica, principalmente no que tange ao setor industrial, incentivando a implantação de geradores em suas instalações.

Muito embora no Brasil a disseminação de unidades de GD ainda seja incipiente, o estudo de cenários onde seja considerado o aumento de penetração deste tipo de solução deve ser considerado pois o impacto no plano de obras e nas diretrizes de planejamento são significativos.

Outro aspecto tecnológico que deve ser levado em conta na definição de cenários para o planejamento de sistemas de distribuição refere-se à evolução dos recursos tecnológicos sob domínio das concessionárias de energia e que oferecem alternativas não convencionais para o atendimento da expansão do mercado.

Dentre estes, vem ganhando destaque no Brasil e no mundo o novo conceito de rede de distribuição conhecido como “SmartGrid”. Este conceito engloba uma série de funcionalidades integradas visando a operação e a gestão do sistema de distribuição com base em equipamentos microprocessados, tecnologias de telecomunicação e ferramentas de TI.

Dentre as funcionalidades previstas neste novo conceito de rede, a automação do sistema exerce papel de grande importância, possibilitando remanejamentos automáticos de carga reduzindo os tempos de atendimento na ocorrência de defeitos em alimentadores e/ou subestações.

Dessa forma entende-se que recursos de automação da rede de distribuição devem ser considerados no portfólio de alternativas de planejamento da expansão do sistema, pois sua aplicação tende a ter papel crescente e fundamental na composição do plano de obras, resultando em postergação de investimentos com a possibilidade de aumento do fator de utilização dos ativos (compartilhamento de reserva de capacidade entre instalações).

Além disso, o conceito de “SmartGrid” abre um canal de comunicação entre concessionária e cliente que, com maior grau de informação em mãos dá forte impulso à tendência na efficientização do consumo de energia. Neste sentido, o estudo apresentado na referência [2] previu que até 2020 poder-se-ia obter uma redução de consumo nos EUA, em um cenário de forte desenvolvimento tecnológico.

Os avanços tecnológicos supracitados exemplificam a importância de se levar em consideração, na criação de cenários para planejamento de um sistema de distribuição, aspectos referentes ao avanço tecnológico pois estes podem não só influenciar na taxa de crescimento do mercado que deverá ser atendido pela empresa como também na disponibilização de recursos para o atendimento deste mercado.

#### Aspectos Legais

A legislação que rege o setor elétrico, assim como a publicação de leis específicas de zoneamento ou incentivo a

determinada solução (redes subterrâneas, por exemplo) influem diretamente nas diretrizes de planejamento adotadas para a determinação do plano de atendimento à expansão do mercado.

Por outro lado aspectos referentes à revisão tarifária impactam diretamente no portfólio de soluções de planejamento assim como na definição do plano de obras da empresa uma vez que este define o montante de investimento a ser remunerado.

Muitos outros aspectos podem ser impactados pela regulação do setor como por exemplo a modificação das exigências de confiabilidade, os requisitos de dados, as regras para remunerar os investimentos, entre outros.

#### *Aspectos Urbanísticos*

A existência de incentivos ou restrições urbanísticas podem resultar em impacto significativo na taxas de crescimento de carga e na categoria do consumidores de determinada região. A implementação de projetos de “Operações Urbanas”, por exemplo, por parte da Prefeitura incentiva a migração de empresas e indústrias para determinadas regiões, assim como as leis de zoneamento definem o tipo de consumidor de determinada região.

Ademais, a construção de parques e afins pode acarretar em limitação significativa ao trajeto de redes de distribuição, fazendo com que os engenheiros de planejamento tenham que buscar alternativas topológicas para contornar tais empreendimentos.

Portanto é importante considerar esses aspectos no âmbito do planejamento de expansão.

#### *Cenários*

Com base nas externalidades expostas, vários cenários são propostos e a cada um é associada uma probabilidade de ocorrência, de modo que será possível analisar a flexibilidade e a robustez das obras recomendadas em cada cenário e obter subsídios para o Plano de Obras.

A caracterização dos cenários é realizada por meio de atributos obrigatórios introduzidos nos Blocos de Procedimentos posteriores como, por exemplo:

##### **Cenário A:**

Aspectos Macro-econômicos:

- a) Crescimento do PIB de 3% ao ano;
- b) Taxa de atualização do Capital de 14% ao ano.

Aspectos Técnicos:

- a) Comissionamento de novo terminal de suprimento no final do quinto ano do período de estudo;
- b) Redução do custo de materiais e equipamentos para implantação de rede de comunicação, resultando na redução de 20% no custo de tele comando de chaves automáticas;
- c) Aumento da quantidade de unidades de geração distribuída, representando 10 % do fornecimento do mercado do quinto ao décimo ano do período de estudo, localizadas em regiões industriais, conectadas à rede de média tensão.

Aspectos Legais:

- a) Legislação municipal de incentivo à construção de redes de distribuição subterrâneas, reduzindo em 30% o custo atual;
- b) Peça regulatória aumentando a exigência de continuidade, de modo a aumentar em 100% a penalização para transgressões do DIC/FIC a partir do terceiro ano do período de estudo.

Aspectos Urbanísticos:

- a) Alteração da lei de zoneamento nos bairros X, Y e Z, liberando a construção de prédios residenciais;
- b) Operação urbana de revitalização do centro velho da cidade;

Cenário B:

Aspectos Macro-econômicos:

- a) Crescimento do PIB de 2% ao ano;
- b) Taxa de atualização do Capital de 10% ao ano.

Aspectos Técnicos:

- a) Sem previsão de novos terminais de suprimento no período de estudo;
- b) Manutenção do número de GD conectadas à rede de média tensão.

Aspectos Legais:

- a) Legislação municipal impeditiva de construção de novas linhas de tensão acima de 88 kV no centro expandido;

Aspectos Urbanísticos:

- a) Manutenção das leis de zoneamento atuais;
- b) Incentivo às indústrias para instalação em determinada zona da cidade;
- c) Construção de novo parque.

Os cenários serão posteriormente (Bloco III) transformados em mapas temáticos resultantes das externalidades supracitadas, com sua transformação em taxas de crescimento de carga e condicionantes à construção de novas redes de distribuição.

#### *B. Bloco II – Definição das Diretrizes de Planejamento*

As Diretrizes são orientações adotadas que devem ser seguidas no desenvolvimento da rede, visando um sistema alvo ao final do período do estudo.

As diretrizes em geral se baseiam em preceitos fundamentados em resultados de estudos específicos auxiliares ou em linhas estratégicas da Empresa.

Um bom conjunto de preceitos deve ser norteado por objetivos centrais que visam garantir o bom funcionamento do sistema, de acordo com as exigências regulatórias e de mercado vigentes, como por exemplo:

- a) Utilização dos níveis de tensão padronizados;
- b) Utilização de faixas econômicas dos padrões de tensão e condutores;
- c) Garantia dos níveis de confiabilidade exigidos pelas resoluções vigentes;
- d) Grau de aversão ao risco adotado pela empresa, etc.

Destes objetivos centrais, são formulados os preceitos básicos para formação das diretrizes. Através da definição dos preceitos, define-se o conjunto de diretrizes para o planeja-

mento estratégico do sistema.

As diretrizes concebidas neste módulo direcionam a proposição de soluções para o aumento da oferta de energia no horizonte de estudo (Bloco V).

### C. Bloco III – Representação da Carga

A carga deve ser distribuída espacialmente na região em foco, a cada ano do período de estudo, usualmente iniciando-se pela situação atual e estendendo-se até o ano horizonte.

A carga é caracterizada por meio de vários atributos, expressos em mapas temáticos que podem ser superpostos nas seguintes diferentes camadas:

Camada D(i) - valor das cargas atendidas pelos diferentes níveis de tensão:

No ano inicial a tensão de atendimento de cada carga é perfeitamente definida, porém, nos anos sucessivos, há uma tensão preferencial para atendimentos de cada carga, em função de seu porte havendo entretanto a possibilidade de alternativas em situações limítrofes (grandes consumidores). Estudos específicos tratam da orientação para definição da tensão de atendimento de consumidores em função da disponibilidade de oferta na região e do valor da demanda requerida. As cargas são expressas pelas demandas máximas coincidentes. Há tantas camadas D(i) quantos níveis de tensão houver em cada ano do período de estudo.

Camada Tc(i) - Crescimento vertical e horizontal das cargas:

A cada camada D(i) está associada uma camada Tc(i) que expressa a taxa de crescimento vertical de cada carga existente no ano anterior (crescimento vegetativo) e crescimento horizontal que pode ser representado por uma taxa média para uma área elementar ou cargas discretas esperadas para o ano em questão. Há uma camada Tc(i) para cada D(i) para cada ano do período de estudo.

Camada Ur(i) – Restrições Urbanas:

A definição de cada camada Tc(i) deve considerar as restrições e incentivos de caráter urbanísticos que são expressos por meio de “índices de mérito” associados às áreas elementares da camada Ur(i). Por sua vez, as Ur(i) são produtos de várias outras camadas de restrições e incentivos parciais UPr(i,j) que orientam o crescimento de carga conforme atributos urbanos como: população, classe de renda, “operações urbanas” (regiões designadas por Lei Municipal onde há estímulos ou restrições específicas para ocupação do solo), áreas de parques e jardins, estoque de terrenos, tipologia de habitação e ocupação do solo, etc. Assim sendo, a camada Ur(i) é o resultado da composição dos vários “índices de mérito” presentes em áreas elementares das UPr(i,j). São caracterizados nesta camada também os aspectos legais referentes aos incentivos e impedimentos da implantação de determinados tipos de solução para o atendimento da carga.

Os cenários definidos no Bloco I devem ser considerados nesta fase com suas respectivas probabilidades de ocorrência, de forma a subsidiar a composição das camadas Ur(i) e Tc(i).

A figura III apresenta um exemplo de composição das camadas para visando a orientação da proposição de solu-

ções para atendimento da expansão do mercado.

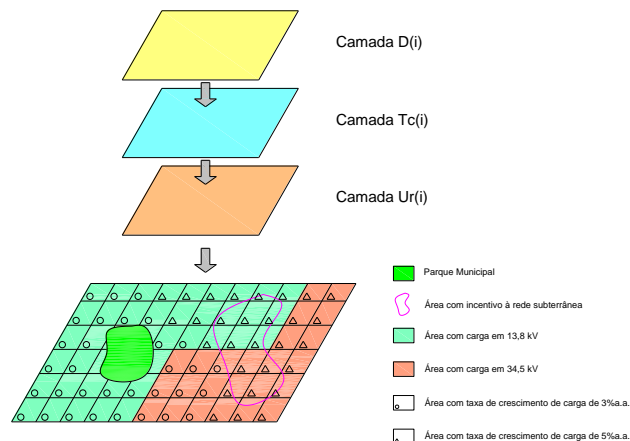


Figura III – Exemplo de composição das camadas

### D. Bloco IV – Representação da Carga

A presente metodologia tem foco no sistema de distribuição primário da Eletropaulo, constituído pelas subestações de distribuição 138 kV/13,8, 88 kV/34,5 kV; 88 kV/20 kV; 88 kV/3,8 kV e 34,5 kV/13,8 kV, bem como as redes dessas tensões associadas, exceto as de tensão de 88 kV.

Evidentemente, o sistema de linhas e de subestações de suprimento a montante das citadas subestações devem ser considerados na proposição de alternativas, pela influência direta que exercem.

O mapa temático que caracteriza o sistema em estudo é composto por 4 camadas:

- Subestações Terminais de Suprimento
- Linhas de Subtransmissão, em 138 kV e 88 kV
- Subestações de Distribuição
- Rede Primária em 34,5 kV, 20 kV, 13,8 kV e 3,8 kV.

Como o objetivo da metodologia é o estabelecimento de diretrizes e critérios para o planejamento estratégico da empresa, as redes primárias de distribuição podem ser representadas através da definição da área de influência de cada subestação.

A representação da rede supridora (subestações e linhas) possibilita o diagnóstico do sistema visando à exploração das necessidades e oportunidades de expansão do sistema em suas variadas tensões.

O mapa temático de redes correspondente ao ano inicial contém as instalações existentes e aquelas dos demais anos do período de estudo, as instalações atuais e as adicionais propostas nas alternativas.

### E. Bloco V – Proposição de Alternativas de Obras e Intervenções

Fundamentalmente, a proposição das alternativas de expansão é motivada pela transgressão de algum critério de planejamento em condição normal ou de contingência simples, a qual é entendida como sendo aquela onde há um transformador de subestação ou trecho de linha (de subtransmissão ou primária) fora de serviço.

O atendimento dos critérios de planejamento objetiva o zelo pelo regramento regulatório e pela boa norma técnica, buscando a operação econômica e segura do sistema, sendo expresso pelos seguintes aspectos:

- Carregamento que fixa limites da capacidade de transporte de linhas e de transformadores;
- Tensão que estabelece a faixa de tensão que as barras devem operar;
- Continuidade que determina o período de tempo tolerável de interrupção do fornecimento de um determinado montante de carga

Particularmente, o sistema de subtransmissão e de distribuição primária da Eletropaulo, por sua característica de alta concentração de carga e muitas subestações, tende atingir o limite de carregamento antes dos critérios de tensão e de confiabilidade sejam transgredidos, não obstante as exceções (isso porque o limite de carregamento é função do severo critério de confiabilidade adotado). Por este motivo, a presente metodologia de planejamento prevê que a proposição de alternativas de planejamento seja orientada pelo desbalanço regional entre a capacidade de oferta em determinada tensão e o requisito de demanda de energia provocado pelo crescimento da carga.

Como procedimento geral para a proposição de alternativas esta metodologia recomenda que a identificação de áreas em sobrecarga deve ser realizada pela análise do fluxos de potência para operação normal ou de emergência, a cada ano do período de estudo. Verificado o desequilíbrio entre oferta e demanda regional, devem ser propostas expansão(ões), quer seja ampliação da capacidade transformadora de subestação, novas subestação(ões) ou aumento na capacidade de transporte de linhas pelo recondutoramento de linhas existentes ou comissionamento de novas linhas. Alterações topológicas e transferências de carga também são expedientes que podem ser utilizados para resolver as transgressões de critérios verificadas.

Evidentemente, as restrições urbanísticas, bem como os padrões técnicos das instalações devem ser consideradas na proposição das alternativas.

O ambiente de análise composto pela superposição de camadas geo-referenciadas permite a realização de exame expedito e objetivo das regiões que carecem de reforços.

As alternativas de expansão da oferta, a cada ano do período de estudo, constituem uma rede de estados pelos quais o sistema pode transitar do ano inicial até o ano horizonte.

#### F. Bloco VI – Análise e Seleção das Alternativas Propostas

Atendidos os critérios de planejamento, que tratam de carregamento, da tensão e de continuidade, as alternativas de expansão serão avaliadas conforme os correspondentes méritos econômico-financeiros.

Por facilidade, será denominada de “trajetória” de evolução do sistema a uma seqüência de alternativas correspondente a anos sucessivos do ano inicial ao horizonte do estudo.

O mérito econômico de uma trajetória é o valor presente dos custos anuais associados às alternativas de uma trajetória.

O custo de cada alternativa é o custo de:

- Investimento em obras;
- Energia não distribuída;
- Perdas;

- Operação e manutenção;
  - Vantagens regulatórias (IAS, remuneração de ativos)
- A trajetória selecionada é aquela de menor custo presente.

## IV. ESTUDO DE CASO

A aplicação em estudo de caso presta-se para realizar uma análise de oportunidade de expansão do sistema em 34,5 kV da AES Eletropaulo, tendo em vista a necessidade crescente de atendimento de grandes clientes cuja demanda é compatível com esta tensão.

Para a aplicação da metodologia foram propostos três cenários sobre os quais pode haver a expansão do sistema, sendo que um deles foi escolhido para detalhamento de soluções com base na definição em um conjunto de diretrizes de planejamento.

No desenvolvimento dos Blocos III, IV, V e VI é utilizada a ferramenta computacional SINAP para a representação de carga e rede assim como a realização de simulação e avaliação do desempenho do sistema operando em regime permanente em condição normal e de contingência das alternativas de expansão propostas.

### A. Bloco I – Cenários

Para o estudo de caso foi selecionada determinada região da cidade de São Paulo. Para a definição de cenários de crescimento de carga, a região escolhida foi subdividida em três “regiões elétricas” distintas, conforme apresentado na figura IV.

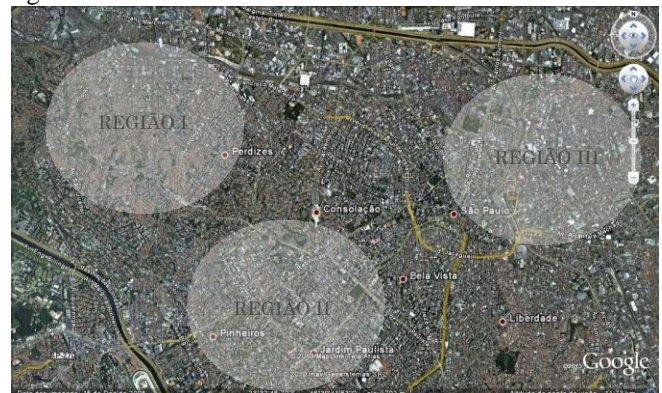


Figura IV – Subdivisão da região em estudo

As três regiões apresentadas são basicamente compostas dos seguintes bairros e atendidas pelas seguintes subestações:

Região I – Perdizes, Pompéia, Lapa e Vila Leopoldina

Estações de Atendimento:

- ETD Lapa;
  - ETD Água Branca;
  - ETD Leopoldina;
  - ETD Anastácio;
  - ETD Ponta Porã;
  - ETD Bela Aliança;
  - ETD Butantã;
  - ETD Sumaré.
- Estações Terminais:
- SE Milton Fornazaro;
  - SE Pirituba.

Região II – Jardins e Cerqueira César.

Estações de Atendimento:

- ETD Augusta;
- ETD Brigadeiro;
- ETD Ibirapuera;
- ESD Franca;
- ESD Clínicas;
- ESD América;
- ESD Guianas;
- ESD Manoel da Nóbrega.

Estações Terminais:

- SE Centro;
- SE Bandeirantes.

Região III – Brás, Pari, Bom Retiro e Cambuci.

Estações de Atendimento:

- ETD Brás;
- ETD Cambuci;
- ETD Paula Souza;
- ETD Canindé;

Estações Terminais:

- SE Centro;
- SE Miguel Reale.

Dessa forma foram criados três diferentes cenários, cada um contemplando diferentes situações de crescimento da demanda. Nas figuras apresentadas nos próximos itens observa-se que a cor vermelha refere-se a um crescimento acentuado de demanda e a cor verde considera crescimento baixo a moderado.

### CENÁRIO I

O Cenário I considera a seguinte condição de crescimento de carga na região em estudo:

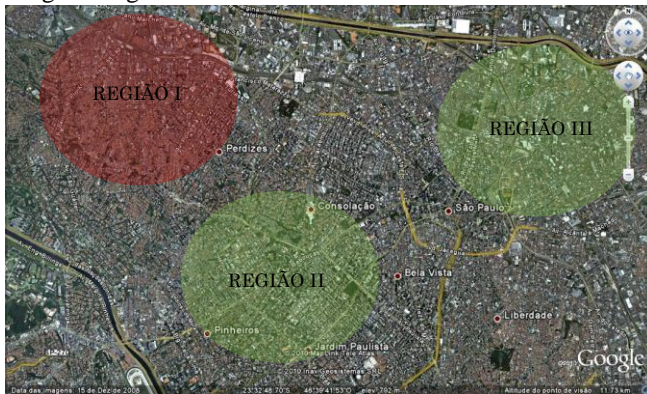


Figura V – Cenário I de Crescimento de Carga

Neste cenário, o crescimento de carga mais acentuado é observado na Região I em detrimento das demais. A probabilidade de ocorrência deste cenário se deve ao crescimento do mercado imobiliário e a previsão de execução de operação urbana da prefeitura com o objetivo de incentivar a formação de pólo empresarial na região.

Devido à expansão do mercado na região ser composto basicamente por consumidores residenciais, sem a existência de grandes entraves para o atendimento das cargas pela rede existente, considera-se que a relevância e a probabilidade de ocorrência deste cenário são medianas.

### CENÁRIO II

O Cenário II considera a seguinte condição de crescimento de carga na região em estudo:

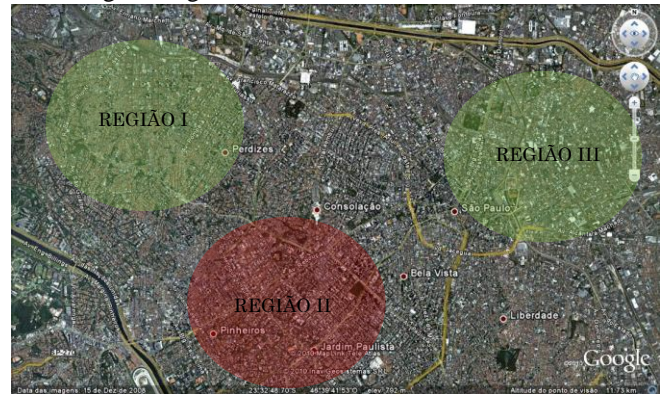


Figura VI – Cenário II de Crescimento de Carga

Neste cenário, o crescimento de carga mais acentuado é observado na Região II em detrimento das demais. A probabilidade de ocorrência deste cenário se deve à existência e ao surgimento de grandes clientes, sobretudo hospitais, oferecendo atratividade ao fornecimento de energia em tensão de 34,5 kV.

Considerando sobretudo o surgimento de grandes consumidores, com fortes restrições ao seu atendimento através de soluções convencionais de planejamento, considera-se que a relevância assim como a probabilidade de ocorrência destes cenário são altas.

### CENÁRIO III

O Cenário III considera a seguinte condição de crescimento de carga na região em estudo:

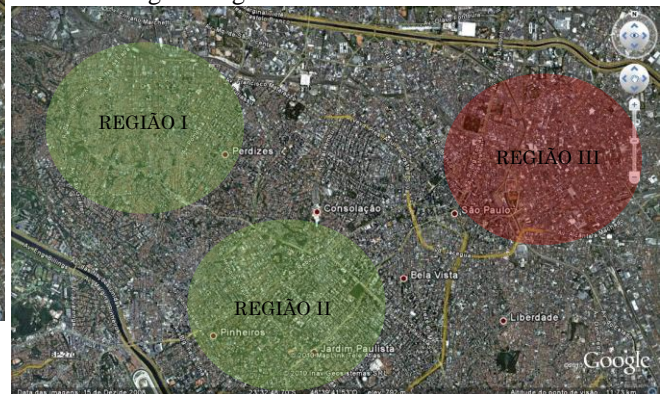


Figura VII – Cenário III de Crescimento de Carga

Neste cenário, o crescimento de carga mais acentuado é observado na Região III em detrimento das demais. A probabilidade de ocorrência deste cenário se deve ao crescimento do setor comercial, aliado ao crescimento imobiliário verificado nos bairros circundantes da região.

Devido à expansão do mercado na região ser composto basicamente por consumidores comerciais, sem a existência de grandes entraves para o atendimento das cargas pela rede existente, considera-se que a relevância e a probabilidade de



ocorrência deste cenário são medianas.

### ESCOLHA DE CENÁRIO

Considerando a atribuição de probabilidades de ocorrência apresentada para os três cenários apresentados, o Cenário III foi selecionado para os detalhamentos necessários porque:

- Há na região um sistema de 34,5 kV, subterrâneo, para a alimentação das ESD's a partir da SE Bandeirante.
- As ESD's Franca, América, Clínicas, Guianas e Manoel da Nóbrega são alimentadas através de pares de circuitos de 34,5 kV que percorrem boa parte da região citada.
- Necessidade de alternativa para a contingência da SE Bandeirante;
- Estas ESD's atendem volume de carga considerável, além de zona nobre da cidade. Não há atualmente disponibilidade de outras fontes de 34,5 kV na região para atendimento das ESD's em caso de contingência da SE Bandeirante.
- Existência e surgimento de grandes clientes na região, sobretudo hospitais;
- No bairro de Cerqueira César há uma série de grandes consumidores, sobretudo hospitais, que, pela demanda consumida, justificariam seu atendimento em tensão de 34,5 kV.
- Existência de infra-estrutura na região para a instalação de rede subterrânea;
- Com a recente conversão de parte da rede, sobretudo na região da AV Nove de Julho, para rede subterrânea foi instalada uma infra-estrutura na região para a circulação de circuitos subterrâneos, facilitando o caminhar de circuitos de 34,5 kV entre subestações.

Desta forma, caracteriza-se a área em estudo para o detalhamento do planejamento a apresentada na figura VIII.

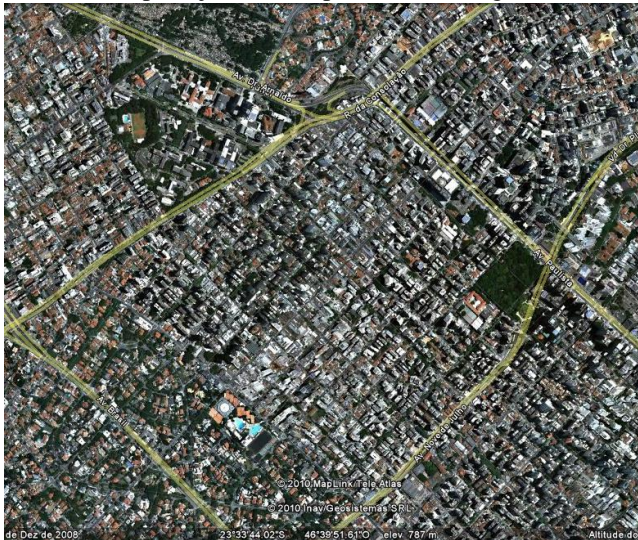


Figura VIII – Área em estudo

### B. Bloco II – Definição das Diretrizes de Planejamento

As Diretrizes são orientações adotadas que devem ser seguidas no desenvolvimento da rede, visando um sistema alvo ao final do período do estudo.

As diretrizes em geral se baseiam em preceitos fundamentados em resultados de estudos específicos auxiliares ou linhas estratégicas da Empresa.

Um bom conjunto de preceitos deve ser norteado por ob-

jetivos centrais que visam garantir o bom funcionamento do sistema, de acordo com as exigências regulatórias e de mercado vigentes, como por exemplo:

- Utilização dos níveis de tensão padronizados;
- Utilização de faixas econômicas dos padrões de tensão e condutores;
- Garantia dos níveis de confiabilidade exigidos pelas resoluções vigentes;
- Grau de aversão ao risco adotado pela empresa, etc.

Para o estudo de caso e visando os objetivos já mencionados, foi estabelecido o seguinte conjunto de diretrizes para balizamento dos estudos de planejamento:

- Horizonte: 10 anos
- Estabelecimento de 3 (três) tensões de Distribuição Primária : 13,8 kV, 20 kV e 34,5 kV;
- Rede Primária 34,5 kV em áreas de alta densidade de carga, predominantemente subterrânea com presença relevante aérea;
- Rede Primária 20 kV nas áreas de alta densidade, subterrâneas, atuais e suas expansões verticais;
- Tensão de 34,5 kV utilizada para atendimento de cargas elevadas onde houver disponibilidade de fonte neste nível de tensão;
- Expansão gradativa da rede 34,5 kV no curto prazo, compartilhando a reserva transformadora em 20 kV tanto para atendimento em condição normal como em contingência, por meio de transformações 20 kV/34,5 kV localizadas estrategicamente ou compartilhamento de instalações de alta tensão (Subestações 88/34,5/20 kV);
- Oferta de mais uma fonte em 34,5 kV para atendimento à contingência da ETD Bandeirante;
- Aumento da capacidade firme das linhas de 34,5 kV provenientes da SE Bandeirantes.

### C. Blocos III e IV – Representação da Carga e da Rede

Para a representação da carga e da rede foi utilizada plataforma computacional chamada SINAP, que consiste em ferramenta para a execução de estudos de fluxo de potência, entre outros.

As subestações modeladas para o estudo de caso foram:

- SE Bandeirante
- SE Centro
- SE Miguel Reale
- ETD Augusta
- ETD Cambuci
- ETD Paula Souza
- ETD Sumaré
- ETD Butantã
- ESD Clínicas
- ESD Franca
- ESD América
- ESD Guianas
- ESD Manoel da Nóbrega

Os dados de carregamento das ETD's e ESD's foram extraídos de arquivos fornecidos pelo departamento de planejamento da AES Eletropaulo. A figura IX apresenta o diagrama unifilar correspondente ao caso em estudo, em ambiente do software SINAP.

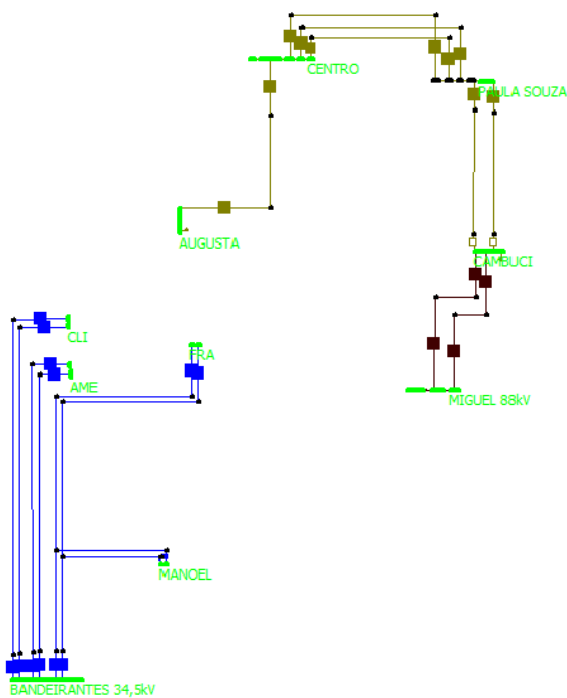


Figura IX – Caso inserido no SINAP

**D. Blocos V e VI – Proposição, Análise e Seleção das Alternativas**

Tendo em vista a escolha do Cenário III para a realização de estudo de planejamento com maior grau de detalhe e caracterizada a rede e a carga a ser estudada, é proposta a seguir uma solução para expansão da oferta de energia firme na região através do fortalecimento do sistema de distribuição em 34,5 kV com a implementação de nova fonte, dentre três alternativas.

Como exposto no capítulo anterior, a área em estudo é atendida por ESD's cuja relação de transformação é de 34,5/13,8 kV sendo as linhas de distribuição em 34,5 kV que alimentam estas ESD's são provenientes da Subestação Bandeirantes.

Na configuração atual, para cada ESD é destinado um par de linhas de alimentação em 34,5 kV operando em regime de carregamento N-1, ou seja, cada par tem capacidade firme equivalente à capacidade nominal de uma única linha.

Aliado a esta condição operativa, soma-se o fato de que todas as referidas linhas de 34,5 kV são oriundas de uma única fonte, não havendo alternativa de socorro das ESD's em caso de indisponibilidade da Subestação Bandeirantes.

Com base no exposto e motivado pelas diretrizes de planejamento apresentadas no capítulo IV deste relatório, foi proposta uma solução para o acréscimo das capacidades firmes das linhas de 34,5 kV alimentadoras das ESD's que atendem à área em estudo, ao mesmo tempo em que implementa uma fonte em 34,5 kV alternativa à SE Bandeirantes para situações de contingência.

A solução proposta consiste simplificada no seguinte:

- Implementação de uma Estação de Chaveamento (ETC) próximo às ESD's que atendem a área em estudo;
- Implementação de fonte de 34,5 kV em uma ETDexistente, de 3 selecionadas, através da instalação de um transformador de potência de 40 MVA, 88/34,5 kV;

tente, de 3 selecionadas, através da instalação de um transformador de potência de 40 MVA, 88/34,5 kV;

- Construção de um ramal de 34,5 kV entre a referida ETD e a nova ETC com cabo 3x1x240 mm<sup>2</sup>, Cu, EPR, 20/35 kV.

- Construção de um ramal de 34,5 kV entre cada ESD e a nova ETC com cabo 3x1x240 mm<sup>2</sup>, Cu, EPR, 20/35 kV (25 MVA em condição normal e 30 MVA em contingência), com a inclusão de dois disjuntores de média tensão em cada ESD;

A idéia central da solução proposta é a de oferecer alternativa de suprimento, por meio de ETD existente, às linhas de 34,5 kV provenientes da Subestação Bandeirantes, aumentando consideravelmente a capacidade firme do sistema. Como cada linha de 34,5 kV tem capacidade nominal de 25 MVA mas opera com metade de sua capacidade visando o atendimento de contingência. Assim, o potencial ganho de capacidade firme do conjunto da rede de 34,5 kV em estudo, considerando apenas contingências simples, é de 75 MVA.

Com este acréscimo de capacidade firme, as linhas de 34,5 kV existentes podem passar a atender grandes consumidores existentes na região diretamente nesta tensão.

Ademais, com a instalação da nova ETC, torna-se possível a alimentação de parte da carga atendida pelas ESD's em situações de contingências severas da Subestação Bandeirantes.

A localização proposta para a instalação da ETC é, em princípio nas imediações da ESD Franca. Não obstante, por sua dimensão reduzida, é possível que referida ETC pudesse ser instalada na própria ESD Franca ou em uma das outras ESD's envolvidas, hipótese, evidentemente sujeita a estudo detalhado de arranjo conveniente.

De forma simplificada, a solução proposta está representada na figura X.

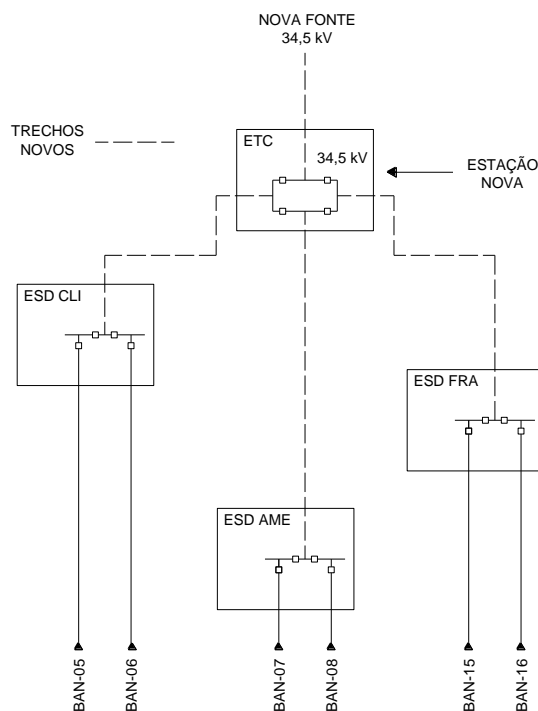


Figura X – Solução Proposta

Em condição normal, o sistema operaria da forma exposta na figura XI.

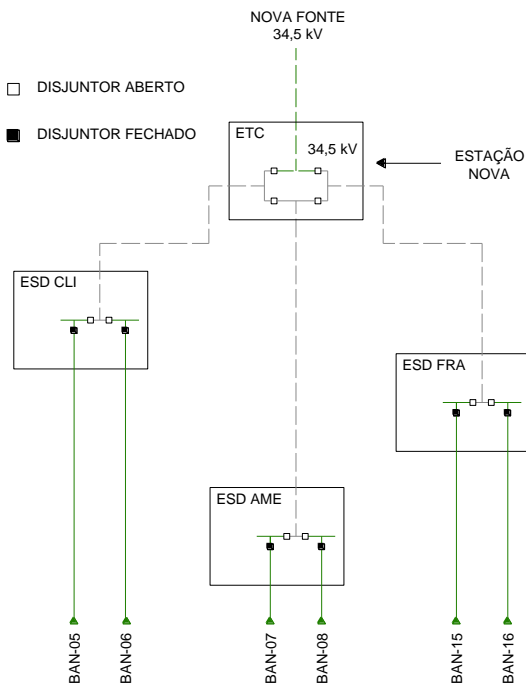


Figura XI – Operação em Condição Normal

Em situação de contingência de uma linha, o sistema operaria da forma exposta na figura XII.

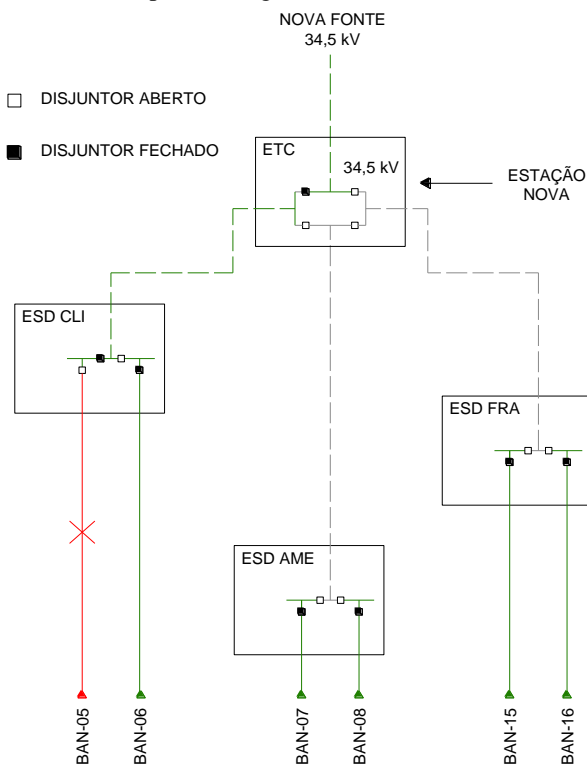


Figura XII – Operação em Situação de Contingência Simples

Foram propostas 3 alternativas de suprimento da ETC, a partir das seguintes Estações Terminais:

- ETD Augusta;
- ETD Cambuci;

- ETD Paula Souza.

Para a análise do desempenho da solução foram estudados os seguintes casos de fluxo de potência:

- Condição normal;
- Contingência simples da linha 34,5 kV mais carregada;
- Contingência dupla das duas linhas 34,5 kV mais carregadas.

Entre as 3 (três) alternativas apresentadas, as duas últimas apresentaram melhor desempenho técnico em relação a primeira no que se refere ao carregamento do sistema de subtransmissão.

Isso se deve ao fato da ETD Augusta ser alimentada por uma única linha de subtransmissão com capacidade nominal de 100 MVA. Não obstante a alternativa 1 não apresentou restrições a médio prazo para o atendimento de contingências simples.

Por outro lado, a alternativa 1 conta com a localização privilegiada da ETD Augusta em relação as demais por estar a uma distância da Nova ETC inferior a 1/3 da distância das demais. Isso resulta em considerável redução de custos para a construção do ramal 34,5 kV interligando a fonte à Nova ETC.

Ademais, a região onde está localizada a ETD Augusta possui infra-estrutura existente de dutos para a passagem de circuitos subterrâneos, facilitando a interligação entre esta e a Nova ETC, no caso dessa ligação ser subterrânea.

Outro aspecto favorável a Alternativa 1 é o fato de no percurso entre a ETD Augusta e a Nova ETC existirem hospitais e grandes consumidores, possíveis candidatos ao atendimento em tensão de 34,5 kV e que poderiam ser alimentados pelo ramal de interligação, fora de situações de contingências nas linhas das ESD's.

Pelos motivos expostos, entende-se como melhor solução para a criação de fonte em 34,5 kV para acréscimo da capacidade firme dos circuitos provenientes de Bandeirantes a instalação de transformador 88/34,5 kV na ETD Augusta.

Uma vez escolhida a Alternativa 1 como a que apresenta melhor desempenho custo x benefício entre as propostas a seguir será apresentada uma estimativa dos custos envolvidos em sua implementação.

A tabela II apresenta a relação das instalações necessárias para a implementação da solução proposta com seus respectivos custos. Ressalta-se que tanto os custos apresentados quanto as extensões de rede são de caráter estimativo, devendo ser revistos com adequados levantamentos de caminhamentos possíveis e detalhamento dos custos envolvidos.

Tabela II – Custos Envolvidos na Solução Proposta

Ativo	Quantidade	Custo Unitário (R\$)	Custo Total (R\$)
Disjuntor 34,5 kV	08	40.000,00	R\$ 320.000,00
Disjuntor 88 kV	01	170.000,00	R\$ 170.000,00
Transformador 32/40 MVA	01	1.500.000,00	R\$ 1.500.000,00
Linha de 34,5 kV subterrânea	4 km	6.000.000,00/km	R\$ 24.000.000,00
Custos Adicionais	-	-	R\$ 500.000
TOTAL			R\$ 26.490.000,00

Considerando que o aumento de capacidade firme resultante da implementação da solução proposta é de 75 MVA, obtém-se um custo marginal de aproximadamente R\$ 350./kVA.

Porém, os custos relativos às linhas de 34,5 kV consideram a instalação subterrânea da totalidade dos circuitos. A substituição de parte dos circuitos subterrâneos por alimentadores aéreos resultaria em redução significativa dos custos envolvidos tendo em vista que o custo do quilômetro de rede aérea, em 34,5 kV, é de aproximadamente R\$ 110.000,00.

O gráfico apresentado na figura XIII apresenta a variação do investimento total e do custo marginal em função da porcentagem de rede aérea que pudesse ser implementada ao invés da entre rede ser completamente subterrânea.

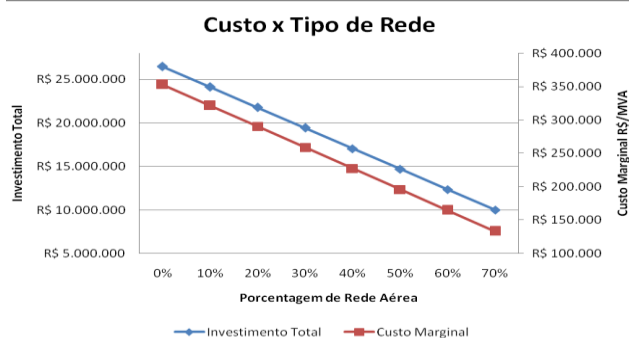


Figura XIII – Custo x Tipo de Rede

## V. CONCLUSÕES

O presente trabalho procurou soluções de aumento da oferta de energia elétrica a grandes centros, com alta densidade de demanda e restrições urbanísticas a novas obras de infraestrutura de distribuição de energia, sem perda de qualidade de serviço em termos de confiabilidade. As soluções pesquisadas consideraram o aumento do fator de utilização das instalações existentes, o aproveitamento das áreas e terrenos já ocupados pela concessionária e a execução de obras de pequeno porte que não afetem a dinâmica urbana.

Para garantir a correta aplicação das soluções e garantia

de seu bom desempenho a médio e longo prazo foi concebida a metodologia de planejamento com base na definição de diretrizes e critérios pré-definidos.

A aplicação da metodologia concebida em um caso real apresentou desempenho satisfatório na medida em que permitiu uma análise sistêmica da região em estudo indicando na proposição de soluções que apresentam menores custos oferecendo acréscimo de capacidade firme ao sistema.

A solução proposta, além de aumentar a confiabilidade do sistema pois oferece alternativa em 34,5 kV à Subestação Bandeirantes na alimentação das ESD's que atendem a região dos Jardins, viabiliza a expansão do sistema nessa tensão, oferecendo oportunidade de atendimento de grandes cargas diretamente em 34,5 kV.

Por fim, o compartilhamento de capacidades firmes entre instalações vem se apresentando como forte tendência no planejamento de sistemas de distribuição, sobretudo devido aos aspectos tarifários que levam em conta o fator de utilização das instalações no cálculo de remuneração dos ativos. Neste sentido a solução proposta possui alternativa interessante, na medida em que com o acréscimo de potência nominal de 40 MVA no sistema obteve-se um ganho de capacidade firme de 75 MVA.

Ressalta-se ainda que, na apresentação dos custos exposta no capítulo anterior, a redução do investimento necessário com a adoção de parte dos circuitos de 34,5 kV por rede aérea é muito significativa. Os custos marginais resultantes apresentam competitividade satisfatória em relação aos recursos de planejamento convencionais normalmente utilizados para o atendimento da expansão do mercado.

Finalmente, o cronograma de desembolso da alternativa, por apresentar obras relativamente simples, pelo menos no que diz respeito aos trechos de linhas aéreas e às implementações nas subestações, poderiam ser alocados em data próxima à revisão tarifária para se beneficiar da remuneração dos investimentos facultados.

## VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] SANTOS, F. A. S. M.; "GERAÇÃO DISTRIBUÍDA VERSUS CENTRALIZADA" ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA DO INSTITUTO POLITÉCNICO DE VISEU
- [2] DEPARTAMENTO DE ENERGIA DOS EUA; "ANNUAL ENERGY OUTLOOK 2001: WITH PROJECTIONS TO 2020", WASHINGTON DC, EUA, 2001
- [3] ANEEL. "RESOLUÇÃO Nº505", BRASÍLIA, NOV 2001, 14 P.
- [4] KAGAN N. "PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA" MATERIAL DE DISCIPLINA MINISTRADA NO CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO DO DEPARTAMENTO DA ENGENHARIA DE ENERGIA E AUTOMAÇÃO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA USP, SÃO PAULO – SP, 2005
- [5] SITE EPE - WWW.EPE.GOV.BR
- [6] SITE BANCO CENTRAL DO BRASIL - WWW.BCB.GOV.BR