## DANIEL GOMES DA SILVA

INTEGRAÇÃO ENTRE AS ATIVIDADES DE PLANEJAMENTO E OPERAÇÃO EM UMA EMPRESA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

### DANIEL GOMES DA SILVA

# INTEGRAÇÃO ENTRE AS ATIVIDADES DE PLANEJAMENTO E OPERAÇÃO EM UMA EMPRESA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Engenharia.

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Orientador:

Prof. Dr. Hernán Prieto Schmidt

| Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador. |  |  |
|--|--|--|
| São Paulo, de maio de 2013.  |  |  |
| Assinatura do autor  |  |  |
| Assinatura do orientador   |  |  |

### FICHA CATALOGRÁFICA

Silva, Daniel Gomes da

Integração entre as atividades de planejamento e operação em uma empresa de distribuição de energia elétrica / D.G. da Silva. -- versão corr. -- São Paulo, 2013.
95 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1. Sistemas elétricos de potência 2. Distribuição de energia elétrica 3. Planejamento da expansão 4. Planejamento da operação I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II. t.

À minha querida esposa, Cristiane, pelo amor, pelo incentivo e pela paciência em todos os momentos dedicados para a realização deste trabalho.

### **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus por permitir a realização desse sonho, dando força e disposição para superar os obstáculos até a conclusão deste trabalho.

Ao meu orientador, professor Hernán Prieto Schmidt, pela confiança, pela paciência, pelo incentivo e pela orientação dispensada no decorrer deste trabalho.

Aos professores participantes da banca de qualificação, professores Nelson Kagan e Marcos Roberto Gouvêa, pelas valiosas contribuições. Ao professor Se Un Ahn, que participou da banca de defesa e trouxe relevantes contribuições neste trabalho.

Aos amigos engenheiros Antenor Barbosa da Rocha e Joaquim Veloso Galvão, que sempre acreditaram em meu potencial e me ensinaram muito desde o início de minha carreira.

A todos os colegas da Eletropaulo Metropolitana, em especial ao Carlos Eduardo Campos, ao José Raimundo da Silva e ao Sérgio Ezequiel Teixeira.

À Sinapsis Inovação em Energia LTDA, mais especificamente ao Dr. Antônio Paulo da Cunha e ao engenheiro João Carlos Guaraldo, pelas contribuições e por disponibilizarem o *software* SINAP T&D para a realização dos estudos de caso.

### **RESUMO**

O grau de integração entre as áreas de planejamento da expansão e de planejamento da operação de concessionárias de distribuição de energia elétrica ainda é insuficiente, pelo menos no caso brasileiro. Isso significa que a área de planejamento da operação não pode explorar plenamente e implementar os resultados e as recomendações trazidas pela área de planejamento da expansão em seus estudos de planejamento da operação. Como consequência, uma quantidade considerável de trabalho torna-se redundante, a eficiência é reduzida e há perda de qualidade.

Além disso, uma concessionária de distribuição de energia elétrica geralmente possui vários sistemas independentes para a análise de redes elétricas de acordo com seu tipo (equilibrado ou desequilibrado), nível de tensão (subtransmissão, distribuição primária ou distribuição secundária) e sua topologia (radial ou malha). Obviamente, essa falta de integração também implica grandes dificuldades na realização de estudos de planejamento e de operação, ainda mais com a disponibilidade dos dados hoje difundida.

Este trabalho tem como objetivo melhorar essa integração por meio de uma nova metodologia e de um sistema computacional de apoio. Uma das características mais interessantes da ferramenta é precisamente a sua capacidade de analisar qualquer tipo de rede elétrica, independentemente dos parâmetros. Por meio de alguns estudos de casos, demonstra-se como uma melhor integração entre as duas áreas dentro de um banco de dados significa redução de tempo na execução de atividades de ambas as áreas, eliminação de retrabalho e melhor qualidade dos resultados, que são posteriormente enviados para o operador nacional do sistema (ONS).

### **ABSTRACT**

The degree of integration between the expansion planning and the operational planning areas in electricity distribution utilities is still insufficient, at least in the Brazilian case. This means that the latter cannot fully exploit and implement results and recommendations brought about by the former in its planning studies. As a consequence, a considerable amount of work becomes redundant, with reduced efficiency and loss of quality.

In addition, an electricity distribution utility usually possesses various independent systems for analyzing electrical networks according to their type (balanced or unbalanced), their rated voltage (subtransmission, primary feeder or low-voltage circuit) and their topology (radial or meshed). Obviously, this lack of integration also implies considerable difficulties when carrying out planning and operational studies, even more with today's widespread data availability.

This work focuses on improving such integration through a new methodology and a supporting computational system. One of the most interesting features of the software is precisely its ability to analyze any type of electrical network, regardless of the above parameters. Through some study cases, it is shown how a better integration between the two areas within a utility means reduced overall time, elimination of redundant work and better quality of results, which are later sent to the independent system operator (ISO).

# SUMÁRIO

| 1           | INTRODUÇÃO  | 9  |
|-------------|---|----|
| 1.1         | APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA  |    |
| 1.2         |   |    |
| 1.3         | OBJETIVOSORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO                               | 10 |
| 2           | REVISÃO BIBLIOGRÁFICA   | 12 |
| 2.1         | INTRODUÇÃO  |    |
| 2.2         | PRINCIPAIS TRABALHOS PUBLICADOS                                 |    |
| 2.3         | RESUMO  |    |
| 3           | COMPOSIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO                       | 1Ω |
| <b>3</b> .1 | INTRODUCÃO  | 10 |
| 3.2         | INTRODUÇÃOSISTEMA DE GERAÇÃO                                    | 21 |
| 3.3         | SISTEMA DE GENAÇÃOSISTEMA DE TRANSMISSÃO                        | 22 |
| 3.4         | SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO                                       |    |
| 3.5         | SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO   |    |
| 3.5.1       | Sistema de Distribuição Média Tensão - SDMT                     |    |
| 3.5.2       | Sistema de Distribuição Baixa Tensão - SDBT                     |    |
| 3.6         | CONCLUSÃO   | 35 |
| 5.0         |   |    |
| 4           | ESTADO DA ARTE  | 36 |
| 4.1         | RELEVÂNCIA DO PLANEJAMENTO                                      |    |
| 4.2         | PROCESSO DE PLANEJAMENTO  | 37 |
| 4.2.1       | Horizonte de planejamento                                       | 38 |
| 4.2.2       | Critérios básicos de planejamento                               | 38 |
| 4.2.3       | Ciclo anual de previsão de carga                                | 39 |
| 4.2.3.1     | Diagnóstico do sistema elétrico                                 | 39 |
| 4.2.3.2     | Previsão de carga do SDMT e das SED                             | 41 |
| 4.2.3.3     | Previsão de carga das subestações de clientes A2                | 48 |
| 4.2.3.4     | Participação das perdas de demanda no sistema de subtransmissão | 49 |
| 4.2.3.5     | Mercado global de demanda do sistema de subtransmissão          | 49 |
|             | Determinação da participação das demandas das SED e das         |    |
|             | subestações de clientes A2 no mercado global                    | 50 |
|             | Compatibilização das demandas das subestações de clientes A2,   |    |
|             | das SED e das subestações de capacitores com o mercado global   |    |
|             | de demanda do sistema   |    |
| 4.2.3.8     | Determinação das demandas das subestações de transmissão        | 58 |
| 4.2.4       | Formulação de alternativas                                      |    |
| 4.2.5       | Análise técnica e econômica de alternativas                     |    |
| 4.2.6       | Plano de obras  | 60 |
| 4.3         | PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SIN                                 |    |
| 4.4         | OPERAÇÃO E PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DO SIN                      | 63 |
| 4.5         | PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO  | 64 |
| 4.6         | CONCLUSÃO   |    |

| 5     | METODOLOGIA                                       | . 72         |
|-------|---|--------------|
| 5.1   | ASPECTOS GERAIS                                   |              |
| 5.2   | ASPECTOS CONCEITUAIS                              |              |
| 5.3   | INFORMAÇÕES TÉCNICAS                              |              |
| 5.3.1 | Parâmetros elétricos do sistema de subtransmissão |              |
| 5.3.2 | Relação de transferências de cargas entre SE      |              |
| 5.3.3 | Previsão de carga nas SE                          |              |
| 5.4   | SIMULAÇÕES DE FLUXO DE POTÊNCIA                   | . 78         |
| 5.5   | BANCO DE DADOS                                    |              |
| 5.6   | RESULTADOS ESPERADOS                              |              |
| 6     | ESTUDOS DE CASO                                   | . 82         |
| 6.1   | CASO 1 – PLANO OPERATIVO (N-2)                    |              |
| 6.2   | CASO 2 – MANOBRA PROGRAMADA                       |              |
| 6.3   | CASO 3 – DEFINIÇÃO DE TENSÃO DE FORNECIMENTO DE   |              |
|       | NOVO CLIENTE A2                                   | . 88         |
| 7     | CONCLUSÃO   | 01           |
| 1     | CONCLUSAO   | . <b>9</b> I |
| REFER | ÊNCIAS  | . 93         |

## **LISTA DE TABELAS**

| Tabela 3.1 –  | Consumidores por subgrupo tarifário                                      | 20 |
|---------------|--|----|
| Tabela 3.2 -  | Capacidade Instalada em MW em 2010                                       | 21 |
| Tabela 4.1 –  | Previsão de carga de uma subestação-SED                                  | 42 |
| Tabela 4.2 –  | Composição das subestações   | 52 |
| Tabela 4.3 –  | Demanda de todas as subestações para as 19 horas                         | 53 |
| Tabela 4.4 –  | Demanda das SED – cargas especiais                                       | 54 |
| Tabela 4.5 –  | Demanda das subestações de capacitores – cargas especiais                | 54 |
| Tabela 4.6 –  | Demanda das subestações de clientes A2 – cargas especiais.               | 54 |
| Tabela 4.7 –  | Demanda das subestações SED – cargas comuns                              | 55 |
| Tabela 4.8 –  | Demanda das subestações de clientes A2 – cargas comuns                   | 55 |
| Tabela 4.9 –  | Demanda das SED – cargas comuns – fator de ajuste                        | 56 |
| Tabela 4.10 – | Demanda das subestações de clientes A2 – cargas comuns – fator de ajuste | 56 |
| Tabela 4.11 – | Demanda total das subestações de clientes A2                             | 57 |
| Tabela 4.12 - | Demanda total das subestações SED  | 57 |
| Tabela 4.13 - | Atividades de PE e PO  | 69 |
| Tabela 5.1 –  | Cálculo dos parâmetros elétricos da rede em seu estado atual             | 75 |
| Tabela 5.2 –  | Relação de manobras de carga entre SE                                    | 77 |
| Tabela 5.3 –  | Previsão de carga de uma SE para o ano n                                 | 78 |

## **LISTA DE FIGURAS**

| Figura 3.1 –  | Diagrama unifilar simplificado do sistema elétrico  | .18 |
|---------------|---|-----|
| Figura 3.2 –  | Sistema Interligado Brasileiro – horizonte 2013   | .23 |
| Figura 3.3 –  | Estruturas metálicas com circuito duplo de subtransmissão   | .26 |
| Figura 3.4 –  | Fase de montagem de postes de circuito simples de subtransmissão  | .27 |
| Figura 3.5 –  | Postes com circuito duplo de subtransmissão   | .27 |
| Figura 3.6 –  | Diagrama simplificado do sistema subtransmissão   | .28 |
| Figura 3.7 –  | Chaves seccionadoras operadas com a rede energizada   | .29 |
| Figura 3.8 –  | Rede SDMT – tipo compacta   | .31 |
| Figura 3.9 –  | Rede SDMT – sistema radial simples  | .31 |
| Figura 3.10 – | Rede SDMT – sistema radial com recurso  | .32 |
| Figura 3.11 – | Rede SDMT – sistema radial seletivo   | .33 |
| Figura 3.12 – | Rede SDMT – sistema reticulado  | .34 |
| Figura 3.13 – | Rede SDBT – sistema radial e anel   | .35 |
| Figura 3.14 – | Rede SDBT – sistema reticulado  | .35 |
| Figura 4.1 –  | Processo de Previsão de carga do sistema SDMT e das SED   | .42 |
| Figura 4.2 –  | Carregamento Percentual de uma subestação SED   | .43 |
| Figura 4.3 –  | Processo de Previsão de carga das SED visualizada no SDAT   | .47 |
| Figura 4.4 –  | SDAT operando em condição normal (N)  | .65 |
| Figura 4.5 –  | SDAT operando em condição de emergência simples (N-1)   | .65 |
| Figura 4.6 –  | SDAT operando em condição de emergência dupla (N-2)   | .66 |
| Figura 4.7 –  | SDAT operando em condição de emergência tripla (N-3)  | .67 |
| Figura 5.1 –  | Diagrama simplificado de uma rede de subtransmissão   | .76 |
| Figura 5.2 –  | Topologia das redes de SDAT no SINAP T&D  | .79 |
| Figura 5.3 –  | Composição do banco de dados unificado  | .80 |
| Figura 6.1 –  | Áreas Elétricas SE Anhanguera e SE Edgard de Souza  | .82 |
| Figura 6.2 –  | Representação de jogo de chaves seccionadoras   | .83 |
| Figura 6.3 –  | Desempenho das LT no evento N-2   | .84 |
| Figura 6.4 –  | Diagrama esquemático simplificado da área elétrica da SE Milton Fornasaro e da área vizinha SE Pirituba | .86 |
| Figura 6.5 –  | Configuração operativa associada a manobra programada da LT Milton Fornasaro – Remédios 1-2             | .87 |
| Figura 6.6 –  | Diagrama esquemático da LT Edgard de Souza-Mutinga 1-2  | .89 |
| Figura 6.7 –  | Diagrama esquemático da LT Edgard de Souza-Mutinga 1-2 com a nova subestação do subgrupo A2             | 89  |

## 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA

As atividades do planejamento da expansão dos sistemas de subtransmissão e distribuição, conforme [1], têm como diretriz a proposição de obras de ampliação e reforço para assegurar o pleno atendimento do mercado consumidor, garantindo níveis adequados de qualidade e continuidade de serviços requeridos pelo poder concedente.

Essas atividades do planejamento da expansão resultam em projetos de ampliação e reforço contidos no ciclo anual de previsão de carga. Tais projetos fazem parte do plano de obras de uma concessionária de distribuição de energia elétrica. A previsão de carga e o plano de obras são produtos essenciais às atividades da área de planejamento da operação.

Por outro lado, a área de planejamento de operação é responsável por traçar os planos operativos de atendimento à carga em situações de contingência simples (N-1) no sistema elétrico no horizonte de no máximo um ano. Esses planos operativos, somados a outras ações, são indispensáveis para a operação em tempo real do sistema elétrico.

Contudo, a área de planejamento da operação enfrenta obstáculos para operacionalizar os insumos (previsão de carga e plano de obras) que são gerados na área de planejamento da expansão. Essas dificuldades são decorrentes da inexistência de um banco de dados comum às áreas de planejamento da expansão e planejamento da operação, incorrendo na utilização de sistemas computacionais distintos entre essas áreas, gerando a execução de retrabalhos e tarefas muita das vezes demandando muito tempo desnecessariamente.

### 1.2 OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é a proposição e o desenvolvimento de metodologia para a integração entre as atividades de planejamento de expansão e as de planejamento da operação do sistema.

Esse objetivo deve ser alcançado com a unificação de dados e a modelagem representativa da rede de subtransmissão, para compatibilização dos resultados das simulações de comportamento desse sistema numa concessionária de distribuição de energia elétrica, possibilitando otimizar o tempo de execução de atividades e minimizar a inconsistência de dados entre as áreas.

A aplicação da metodologia é demonstrada em ciclo anual de previsão de carga e, em seguida, apresentam-se os resultados obtidos, a análise dos resultados e as recomendações para a área.

## 1.3 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

O presente capítulo apresenta a questão a ser desenvolvida neste trabalho, isto é, a proposição e o desenvolvimento de metodologia para à integração das atividades de planejamento de expansão e as de planejamento da operação do sistema de subtransmissão numa concessionária de distribuição de energia elétrica.

O capítulo 2 descreve os resultados da etapa de pesquisa bibliográfica que precedeu o desenvolvimento da implantação de rotinas de melhores práticas de integração entre as atividades de planejamento de expansão e as de planejamento da operação do sistema de subtransmissão.

No capítulo 3 são descritos os principais segmentos de energia elétrica que compõem o sistema elétrico brasileiro. Nele, enfatiza-se também a segmentação do sistema elétrico numa concessionária de distribuição de energia elétrica.

O capítulo 4 destaca a relevância do planejamento de expansão do sistema numa concessionária de energia. Nele também se expõe o processo clássico de planejamento de expansão dos sistemas elétricos nas concessionárias de distribuição de energia elétrica e se explora o conceito de ciclo anual de previsão de carga. Relata-se o papel do planejamento da expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN) e o papel do planejamento da operação do SIN. Descrevem-se também as principais rotinas adotadas no ambiente de planejamento da operação do sistema de subtransmissão, bem como a sinergia das atividades dessa área com as atividades do planejamento da expansão do sistema de subtransmissão.

No capítulo 5 propõe-se metodologia de integração entre as atividades de planejamento de expansão do sistema de subtransmissão e as de planejamento da operação numa concessionária de distribuição de energia elétrica.

O capítulo 6 traz a aplicação dessa metodologia num estudo de caso num ciclo anual de previsão de carga, apresentando os resultados obtidos.

O capítulo 7 relata as conclusões do trabalho, destacando as principais contribuições ao tema, e sugere o desenvolvimento de futuros trabalhos.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

## 2.1 INTRODUÇÃO

A pesquisa bibliográfica buscou identificar trabalhos que retratassem a integração entre atividades de planejamento da expansão e atividades de planejamento da operação do sistema de subtransmissão.

### 2.2 PRINCIPAIS TRABALHOS PUBLICADOS

A seguir é apresentado um resumo da pesquisa bibliográfica realizada.

Em 1974, Adams [2] desenvolveu trabalho sobre planejamento de redes baseado em programação linear, especificamente o algoritmo Branch and Bound. Esse modelo considerou de maneira clara as restrições de topologia de redes por exemplo, segurança operativa e custos de perdas , permitindo que essas redes tivessem um procedimento operativo otimizado e possibilitando a expansão da rede em etapas. Aplicou-se esse modelo em três estudos de redes de subtransmissão de 132 kV.

Em 1977, Garrett, Fukutome e Chen [3] elaboraram artigo sobre método de planejamento da expansão de sistemas de subtransmissão radial integrante de um sistema elétrico rural. O método em si permite calcular as quedas de tensão que comprometem o desempenho do sistema. Além disso, leva em conta que o circuito adicionado ao sistema ou o aumento da capacidade dos circuitos existentes devem aliviar e/ou resolver o problema e permitir a entrada de novas cargas no sistema.

Em 1978, Gouvea [4] desenvolveu metodologia para o planejamento de redes de distribuição radiais baseando-se em análise técnico-econômica de alternativas de rede que possam ser constituídas por meio da aplicação de critérios pré-

estabelecidos. A solução escolhida respeita limites técnicos de carregamento e tensão e conta com auxílio de técnicas de programação dinâmica que permitem desprezar as soluções sub-ótimas à medida que se constroem as alternativas.

Em 1992, Kagan [5] desenvolveu modelo de solução para os problemas de planejamento de sistema elétrico de potência, ampliando a capacidade dos modelos computacionais existentes, por meio de um modelo de decisão multicritério. O objetivo foi cuidadosamente pesquisado e uma nova formulação para a solução de problema de planejamento (DPP) foi concebida. O modelo, desenvolvido no ambiente de programação linear inteira mista, inclui diversas opções de modelagem requerida por um engenheiro de planejamento. O modelo também se mostrou eficiente para aplicação de técnicas de decomposição (decomposição de Benders). Essa aplicação computacional é considerada bastante eficiente. Aspectos como confiabilidade e questões ambientais são modelados como objetivos adicionais ao modelo básico. Este trabalho traz considerações em relação ao problema de planejamento de distribuição aplicando-se programação matemática fuzzy.

Em 1995, Ranaweera, Hubele e Papalexopolus [6] escreveram trabalho sobre modelo de rede de função de base radial (RBFN) para previsão de carga de curto prazo. O modelo consiste na capacidade de produzir medidas precisas para estimar os intervalos de confiança para as previsões de curto prazo (um ano à frente). Os resultados da aplicação desse modelo para previsão de carga são melhores do que os resultados do modelo de propagação de regressão neural (BPN).

Em 2001, Gontar e Hatziargyriou [7] publicaram trabalho sobre previsão de carga de curto prazo com base em sistemas radiais. Esse artigo apresenta experimentos com aplicação de funções de base radial (RBF) para os problemas de previsão de carga de curto prazo. Esse modelo de regressão, usado para previsão de 48 horas à frente, foi implantado em dados reais de RBF, atribuindo-se cargas, dias da semana e codificações de saídas de carga. Os centros das funções gaussianas foram selecionadas na base de algoritmo quase-Newton. Com base em dados do sistema analisado, obteve-se a média de erro percentual absoluto de 4%. O desempenho do modelo proposto foi comparado com simulações realizadas pelos antigos modelos desenvolvidos para uma empresa de distribuição da Polônia.

No ano de 2003, Latorre, Cruz, Areiza e Villegas [8] publicaram trabalho sobre o estado da arte do planejamento da transmissão de energia no que tange aos modelos matemáticos e computacionais disponíveis na literatura técnica internacional. O artigo considerou os métodos de solução, os diferentes horizontes de planejamento e os tipos de ferramentas disponíveis para o desenvolvimento de modelos de planejamento da transmissão, como o modelo de linguagem de programação genérica (Fortran) e o modelo de linguagem de programação de cálculos numéricos (Matlab).

Em 2004 Guirelli, Jardini, Magrini, Yasuoka, Campos e Bastos [9] publicaram trabalho sobre previsão de carga de curto prazo em sistemas de transmissão baseado em técnicas de inteligência artificial. Esse artigo relata que redes neurais e lógica *fuzzy* têm sido investigadas a fim de se determinar o método de previsão de carga que melhor se ajuste a um determinado problema. Esse trabalho resultou num sistema computacional de previsão de carga, concebido num projeto de pesquisa com a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP).

Também em 2004, Zampieri, Manzoni, Feijó, Lemos e Filho [10] publicaram artigo abordando a importância da gestão dos sistemas elétricos de potência por intermédio de programas computacionais para solução de diversos problemas de operação e planejamento. Enfatizaram que esses problemas acabam tornando-se um obstáculo para a integração entre planejamento, operação e sistemas comerciais de faturamento. O trabalho apresentou uma proposta de um ambiente computacional integrado que desse apoio à gestão e à análise de sistemas de energia elétrica, chamado de "gerenciamento de sistemas de energia elétrica" (GSEE).

Em 2005, Wang e Sheng [11] publicaram trabalho sobre integração de rede neural de função de base radial com controle *fuzzy* para previsão de carga em sistemas de potência. O artigo destacou que a previsão de carga de curto prazo não é somente a base para o despacho de geradores, mas também é fundamental para o mercado de energia elétrica. O trabalho propõe um método de previsão de carga de curto prazo combinando-se RBF e controle *fuzzy* para eliminar os erros de previsão de carga

com base somente em RBF. Os exemplos do trabalho mostram que a velocidade de treinamento das previsões, aplicando-se o método proposto, pode melhorar e tornar mais satisfatórios os resultados da previsão de carga.

Em 2006, Belpiede [12] desenvolveu trabalho em que se aplicava uma metodologia de otimização do fluxo de potência em sistemas elétricos de subtransmissão utilizando técnicas de computação evolutiva, ou seja, os algoritmos genéticos e as estratégias evolutivas. A metodologia decompôs os problemas de duas maneiras distintas. A primeira consistia na otimização do fluxo de potência ativa e a segunda, na otimização do fluxo de potência reativa. Analisaram-se sistemas elétricos de subtransmissão conectados a diversos pontos de conexão com a rede básica e diversas configurações operativas possíveis. Essa metodologia é aplicada num sistema de subtransmissão a fim de minimizar os custos de encargos de uso do sistema de transmissão

Em 2008, Duarte [13] desenvolveu metodologia para o planejamento da expansão de redes de distribuição, baseando-se no custo da interrupção de energia como uma alternativa ao critério N-1. Essa fundamentação permitiu ao autor fomentar a ideia de que é possível avaliar a aplicação de recursos de automação e de recursos convencionais de expansão de rede. O trabalho também considera uma revisão dos critérios de planejamento utilizados na atualidade.

Também em 2008, Candian [14] elaborou trabalho que consistiu no desenvolvimento de uma metodologia que objetivava buscar a melhor opção de expansão do sistema elétrico de distribuição, utilizando técnicas de engenharia econômica no estudo de planejamento de longo prazo. Uma vez identificadas as alternativas técnicas viáveis para expansão desse sistema elétrico, procedeu-se à análise econômica, além de se verificar, também, uma análise de sensibilidade do sistema em função de variação de mercado e atendimento a novas cargas. A metodologia foi aplicada num estudo de caso em uma região elétrica de uma concessionária de distribuição de energia no estado de São Paulo.

Em 2009, Carrero e Feltrin [15] apresentaram artigo sobre previsão espacial de carga por meio de uma abordagem de movimento locacional. Esse modelo permite a

alocação de espaço temporal de novas cargas num subsistema. A densidade de carga para cada uma das classes de consumo em cada subsistema foi utilizada como estado atual dos consumidores. O crescimento espacial foi simulado como se um cliente se deslocasse do centro até a periferia de uma cidade, de maneira radial. Várias regras foram estabelecidas para simular o comportamento do crescimento e a complementariedade das classes. Os resultados da densidade de carga futura foram apresentados em mapas. O exemplo aplicado em uma cidade de porte médio mostrou resultados com altas taxas de assertividade. Constata-se que esse modelo é simples em relação aos dados necessários para as simulações e à estrutura do algoritmo, permitindo a escalabilidade futura dos índices de crescimento da previsão de carga espacial e, assim, contribuindo para um melhor planejamento de redes de distribuição.

Também no ano de 2009, Lamin [16] apresentou os principais tipos de rede de distribuição e as principais atividades consideradas no planejamento das redes de distribuição. O trabalho consistiu em adaptar à metodologia de gerenciamento de projetos, com base em padrões definidos pela organização mundial Project Management Institute, as ferramentas usadas para planejar, acompanhar e monitorar todo o processo de planejamento do sistema elétrico de distribuição. O trabalho buscou mostrar que um planejamento bem-elaborado pode minimizar as falhas de processo, obtendo-se maior chance de sucesso na fase de execução.

Em 2011, Salgado, Ohishi e Ballini [17] escreveram trabalho sobre uma abordagem rápida e eficiente para resolver o problema da previsão de carga por barramento. O modelo proposto utiliza o algoritmo de agrupamento, "subtractive clustering" para criar grupos de barramentos com comportamentos similares e então realiza a previsão para cada grupo. Aplicou-se essa metodologia num grupo de barramentos do sistema da região Nordeste do país. Os resultados foram comparados com o modelo de previsão de carga global para todos os barramentos e mostraram-se dentro da faixa de segurança adotada no setor elétrico brasileiro.

### 2.3 RESUMO

Verifica-se que existem trabalhos relevantes em cada uma das vertentes, porém trabalhos que abordem especificamente a integração entre as áreas de planejamento e operação não foram encontrados na pesquisa realizada.

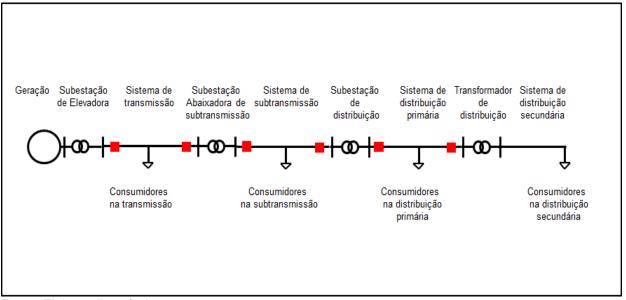
## 3 COMPOSIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

## 3.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo fornece uma visão geral do sistema elétrico do Brasil, contendo uma breve descrição de seus respectivos sistemas de geração, transmissão, subtransmissão e distribuição, os quais são considerados nos estudos de planejamento da expansão e nos estudos de planejamento da operação.

O transporte de energia elétrica normalmente é realizado por meio de um longo caminho: desde uma determinada fonte de geração de energia, passando pelos sistemas de transmissão, subtransmissão, distribuição primária e distribuição secundária até chegar ao consumidor final, seja ele da classe comercial, seja da industrial, seja da residencial ou de outra.

A figura 3.1 mostra um diagrama unifilar simplificado de um sistema elétrico.



Fonte: Elaboração própria

Figura 3.1 – Diagrama unifilar simplificado do sistema elétrico

A partir de uma usina de geração, quer seja do tipo eólica, solar, hidráulica, nuclear, térmica, etc, existem subestações elevadoras que elevam a tensão dessa usina para a tensão de transmissão, nível que transporta grande quantidade de potência aos grandes centros de carga, de forma a minimizar as perdas de energia.

De acordo com o [18], as tensões utilizadas no sistema de transmissão são, na corrente alternada, 138 kV, 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV e 750 kV (sistema de Itaipu) e, na corrente contínua, 600 kV (sistema de Itaipu).

De acordo com [19], as subestações de transmissão são aquelas instalações que possuem transformadores que rebaixam a tensão de transmissão (extra-alta tensão: 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV ou 750 kV) para a tensão de subtransmissão (alta tensão: 69 kV, 88 kV ou 138 kV).

Nesse sistema de transmissão existem grandes consumidores conectados, por exemplo, uma usina siderúrgica, que requer do sistema uma grande quantidade de potência e energia.

Em seguida, temos uma subestação abaixadora de subtransmissão, ou de alta tensão, a qual reduz a tensão de transmissão para a tensão de subtransmissão. Essa tensão é uma tensão intermediária entre a distribuição e a transmissão, como: 69 kV, 88 kV e 138 kV, conforme mostra [20].

O sistema de subtransmissão é responsável pelo suprimento de energia das subestações de distribuição, as quais abaixam a tensão de subtransmissão para a tensão de distribuição primária, ou de média tensão, como 13.8 kV, 20 kV e 34.5 kV.

No sistema de subtransmissão existem também grandes consumidores conectados, por exemplo, uma indústria automobilística.

A rede de distribuição primária supre consumidores conectados diretamente nesse sistema, como um prédio comercial e transformadores de distribuição, e estes alimentam as redes de distribuição secundária, ou de baixa tensão, por exemplo,

nas tensões de 127/220 V e 220/380 V, onde estão conectados, por exemplo, os consumidores da classe residencial, comercial e industrial, dentre outros.

A tabela 3.1 mostra a classificação dos consumidores por subgrupos tarifários, definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Tabela 3.1 – Consumidores por subgrupo tarifário

| Subgrupo  | Tensão (kV) | Classe de Consumo |
|-----------|-------------|-------------------|
| Tarifário | típica      | típica            |
|           | 230         |                   |
| A1        | 345         | Industrial        |
|           | 440         |                   |
| A2        | 138         | Industrial        |
| AZ        | 88          | Comercial         |
| А3        | 69          | Industrial        |
| A3        |             | Comercial         |
| A3A       | 34.5        | Industrial        |
| ASA       | 54.5        | Comercial         |
|           | 23          | Industrial        |
| A4        | 20          | Comercial         |
|           | 13.8        | Outros            |
|           | 3.8         | to decaded at     |
|           | 407/200     | Industrial        |
| ВТ        | 127/220     | Comercial         |
|           | 220/380     | Residencial       |
|           |             | Outros            |

Fonte: ANEEL

## 3.2 SISTEMA DE GERAÇÃO

As usinas hidroelétricas, termoelétricas ou termonucleares geram energia elétrica. Essas usinas são conhecidas como usinas convencionais. Existem outras usinas que compõem a matriz energética, como: eólicas, de biomassa, solares, maremotrizes.

A matriz energética brasileira contém uma forte participação hidroelétrica. As usinas hidroelétricas usualmente estão localizadas longe dos grandes centros de consumo de carga. Por outro lado, as usinas termoelétricas normalmente são construídas próximas desses grandes centros de consumo. A tabela 3.2 nos mostra a capacidade instalada de geração de energia em MW atingida ao final do ano de 2010 no Brasil.

Tabela 3.2 – Capacidade Instalada em MW em 2010

| Capacidade Instalada em 2010    |          |        |            |
|---------------------------------|----------|--------|------------|
| tipo                            |          | %      | MW         |
| UHE - Usinas Hidroelétricas     |          | 68,5%  | 77.026,69  |
| UTE - Usinas Termoelétricas     |          | 25,7%  | 28.830,21  |
| UTN - Usinas Nucleares          |          | 1,8%   | 2.011,93   |
| PCH - Pequenas centrais hidroel | étricas  | 3,1%   | 3.428,15   |
| EOL - Usinas Eólicas            |          | 0,8%   | 921,67     |
| CGH - Centrais Geradoras Hidroe | létricas | 0,2%   | 191,08     |
| Total                           |          | 100,0% | 112.398,49 |

Fonte: ANEEL

Segundo dados da ANEEL, nos últimos dez anos, ou seja, de 2001 até 2010, houve um crescimento de cerca de 50,1% da capacidade instalada da matriz energética brasileira, na qual a participação das usinas hidroelétricas foi reduzida de 85% para 68,5%.

### 3.3 SISTEMA DE TRANSMISSÃO

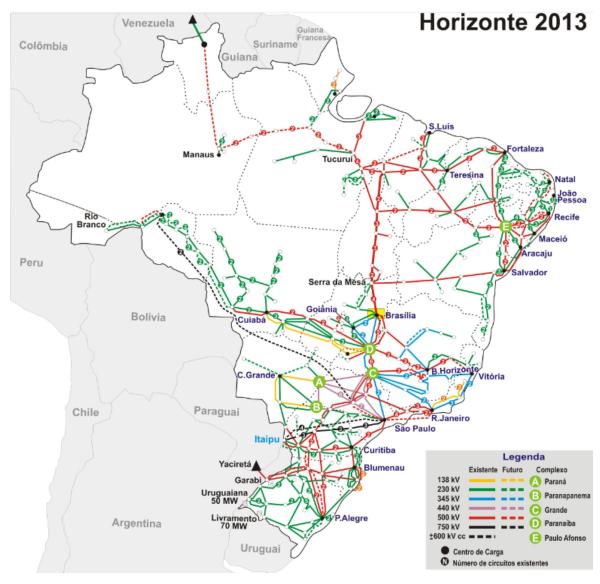
A função básica do sistema de transmissão de energia elétrica é transportar a energia elétrica das usinas até as subestações abaixadoras de transmissão por meio de linhas de transmissão. De acordo com [19], a ANEEL definiu essas instalações como "rede básica". Essa rede opera de maneira interligada entre os quatro grandes subsistemas existentes: Sul, Sudeste-Centro-Oeste, Norte e Nordeste, possibilitando, dessa forma, intercâmbio de energia entre os subsistemas e um aumento da confiabilidade de toda a malha de transmissão. A integração desses sistemas é definida, conforme [21], como o SIN (Sistema Interligado Nacional). A rede básica opera nas tensões igual ou superiores a 230 kV.

O atual Sistema Interligado Brasileiro abrange cerca de 96,6% da capacidade de geração de energia elétrica. Apenas alguns sistemas isolados, localizados na região Norte do país, não estão conectados ao SIN.

A transmissão normalmente é feita em corrente alternada. Contudo, existem casos em que há o emprego da corrente contínua. Quando a transmissão é feita com corrente contínua, utilizam-se subestações conversoras e retificadoras, possibilitando, dessa forma, a chegada da energia aos grandes centros de consumo.

O emprego do sistema de transmissão em corrente contínua mostra-se economicamente mais viável quando se trata grandes distâncias e quando é feito intercâmbio com sistemas de países que têm frequências de operação diferentes, por exemplo, parte da geração de energia elétrica de Itaipu, pertencente ao Paraguai. Outro exemplo recente de emprego de corrente contínua será a construção das linhas de transmissão para o escoamento da energia das usinas de Santo Antônio e Jirau, na região Norte, licitadas pela ANEEL em 2009.

A figura 3.2 mostra o sistema de transmissão brasileiro e as futuras expansões no horizonte do ano de 2013.



Fonte: ONS [18]

Figura 3.2 – Sistema Interligado Brasileiro – horizonte 2013

O sistema de transmissão faz fronteira com o sistema de subtransmissão, conforme figura 3.1, por meio de subestações abaixadoras de subtransmissão. A ANEEL define em [19] que essas subestações (SE) são as chamadas "subestações de fronteira" com a rede básica.

## 3.4 SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO

De acordo com [22], o sistema de subtransmissão é classificado como sistema de distribuição em alta tensão (SDAT). Esse sistema basicamente interliga o sistema de transmissão com o sistema de distribuição.

Conforme mostrado anteriormente na figura 3.1, existem consumidores conectados a esse sistema, usualmente chamados de subestações de clientes A2 ou A3, subestações de distribuição e subestações de capacitores.

De acordo com [22], as subestações de distribuição são classificadas como SED.

De forma sucinta, os tipos de instalação existentes no sistema de subtransmissão são:

- Linhas de subtransmissão aéreas (LTA) são as linhas aéreas de subtransmissão nas tensões de 69 kV, 88 kV e 138 kV.
- Linhas de subtransmissão subterrâneas (LTS) são as linhas subterrâneas de subtransmissão nas tensões de 69 kV, 88 kV e 138 kV.
- Ramais de subtransmissão aéreos são as derivações de linhas aéreas de subtransmissão nas tensões de 88 kV e 138 kV que interligam as linhas de subtransmissão a subestações de clientes A2 ou A3, SED ou subestações de capacitores.
- Ramais de subtransmissão subterrâneos são as derivações de linhas subterrâneas de subtransmissão nas tensões de 88 kV e 138 kV que interligam as linhas de subtransmissão a subestações de clientes A2 ou A3, SED ou subestações de capacitores.

As instalações usualmente conectadas ao sistema de subtransmissão são:

- SE são aquelas subestações que ligam o sistema de transmissão com o sistema de subtransmissão, por meio do rebaixamento da tensão A1 (230 kV, 345 kV, 440 kV ou 500 kV) para a tensão A2 ou A3 (69 kV, 88 kV ou 138 kV).
- Subestações de clientes A2 ou A3 são aquelas subestações pertencentes a clientes do subgrupo A2 ou A3, caracterizados por valores de demanda contratada bastante expressivos.
- Subestações de capacitores são aquelas instalações que fazem compensação reativa nas linhas de subtransmissão.
- SED são aquelas subestações que ligam o sistema de subtransmissão ao sistema de distribuição primária, por meio do rebaixamento da tensão A2 ou A3 (69 kV, 88 kV ou 138 kV) para a tensão A4 ou A3a (13.8 kV, 20 kV, 23 kV ou 34.5 kV).
- Chaves seccionadoras são instalações que realizam manobras nas linhas de subtransmissão.

As linhas de subtransmissão aéreas são caracterizadas normalmente pela utilização de dois tipos de torres: estruturas metálicas e postes.

O tipo construtivo em que se empregam estruturas metálicas é o mais utilizado. As cadeias de isoladores e as conexões garantem o suporte e a sustentação dos condutores de energia. Esse tipo de rede normalmente é empregado para a instalação de circuito simples ou de circuito duplo de subtransmissão. A figura 3.3 ilustra uma rede aérea com estruturas metálicas com circuito duplo.



Fonte: Eletropaulo

Figura 3.3 – Estruturas metálicas com circuito duplo de subtransmissão

A característica básica do tipo construtivo em que se empregam postes é a compactação da linha de subtransmissão. Esse tipo de rede é utilizado com frequência em grandes centros urbanos, onde as faixas de passagem são estreitas. As figuras 3.4 e 3.5 ilustram uma rede aérea com postes, com circuito simples e circuito duplo, respectivamente.



Fonte: Eletropaulo

Figura 3.4 – Fase de montagem de postes de circuito simples de subtransmissão



Fonte: Eletropaulo

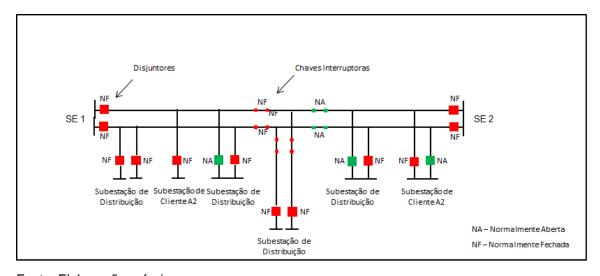
Figura 3.5 – Postes com circuito duplo de subtransmissão

Atualmente os condutores de energia dos tipos termorresistentes e termocerâmicos, os quais têm uma capacidade de transporte de energia superior à dos do tipo convencional, têm sido aplicados na reconstrução de linhas de subtransmissão de algumas concessionárias de energia no Sudeste e no Sul do país.

Nos grandes centros urbanos, como as cidades de São Paulo e Rio de Janeiro, há o emprego de linhas de subtransmissão subterrâneas, haja vista a indisponibilidade de faixa de passagem para construção de linhas de subtransmissão aéreas.

De acordo com [23], um sistema de transmissão ou subtransmissão é classificado como sistema de linhas curtas quando suas instalações não têm extensão superior a 80 km. O SDAT, em análise neste trabalho, é classificado dessa forma.

A figura 3.6 ilustra a representação de um sistema de subtransmissão e das instalações conectadas a esse sistema.



Fonte: Elaboração própria

Figura 3.6 – Diagrama simplificado do sistema subtransmissão

Na figura 3.6, verifica-se que as redes operam de forma radial pela condição comum de abertura das chaves seccionadoras interruptoras (NA), as quais estão conectadas nos barramentos secundários das SE supridoras (SE -1 e SE-2). Entretanto, há situações em que essas redes operam em forma de anel; em outras palavras, as chaves seccionadoras operam de forma fechada (NF) e o suprimento de energia é realizado por ambas as SE supridoras.

Essas chaves seccionadoras utilizadas ao longo das redes de subtransmissão, dependendo do tipo de fabricação, podem ser operadas (mudança de estado de NA para NF e vice-versa) com as redes desligadas ou energizadas. A figura 3.7 mostra chaves seccionadoras que podem ser operadas com as redes energizadas.



Fonte: Eletropaulo

Figura 3.7 – Chaves seccionadoras operadas com a rede energizada

## 3.5 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

A ANEEL classifica, em [22], o sistema de distribuição primária, também conhecido como alimentador, mostrado na figura 3.1, como sistema de distribuição em média tensão (SDMT).

Esse sistema liga o sistema de subtransmissão com o de distribuição secundária, o qual é definido, em [22], como sistema de distribuição em baixa tensão (SDBT). Conforme mostrado no item 3.1, há consumidores conectados ao sistema SDMT. Usualmente são conhecidos como cabines primárias.

A grande maioria dos consumidores é ligada ao sistema SDBT, como os consumidores da classe residencial.

## 3.5.1 Sistema de Distribuição Média Tensão - SDMT

O SDMT normalmente é caracterizado por contar com dois tipos construtivos: rede convencional e rede compacta, conforme verificado em [20].

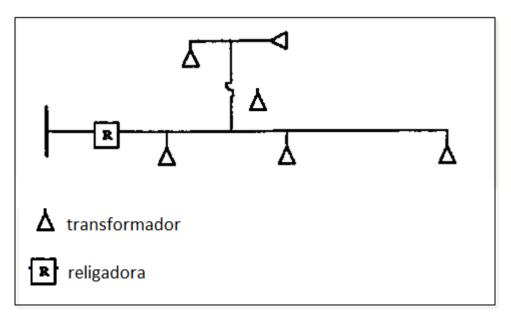
A rede convencional utiliza tradicionalmente postes de concreto nas cidades e postes de madeira nas áreas rurais. Essa rede é constituída de cruzetas, nas quais são fixados os isoladores onde estão conectados os condutores de energia (exemplo de cabos: 336 MCM e 556 MCM, usualmente de alumínio). Já a rede compacta é caracterizada pela utilização de postes de concreto, *spacer cable*, condutores de energia (exemplo de cabos: 185 mm² ou 300 mm²), cabo neutro (cabo instalado na parte superior da rede) e espaçadores entre os condutores, denominados "cavalo marinho". A figura 3.8 ilustra uma rede de SDMT do tipo compacta, na qual é possível visualizar condutores do tipo *spacer cable*, cabo neutro e espaçador tipo "cavalo marinho".



Fonte: Eletropaulo

Figura 3.8 - Rede SDMT - tipo compacta

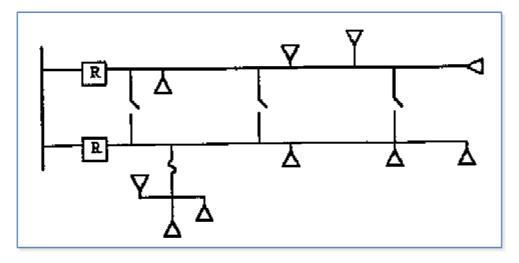
A configuração operativa mais utilizada na rede de SDMT é o sistema radial simples. Essa configuração não permite o restabelecimento da energia quando da ocorrência de uma falha, dada a inexistência de pontos de interligação com outro sistema radial simples, conhecidos como "vis-à-vis". Dessa forma, há necessidade de se solucionar o problema para o restabelecimento da energia. A figura 3.9 ilustra uma rede de SDMT com configuração radial simples.



Fonte: Eletropaulo [24]

Figura 3.9 – Rede SDMT – sistema radial simples

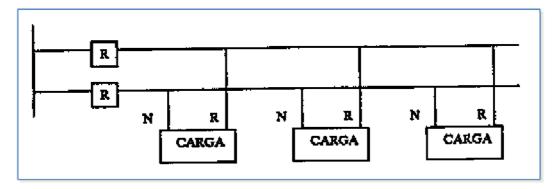
Outra configuração utilizada nas redes de SDMT é o sistema radial com recurso. Esse sistema consiste na existência de pontos de interligação entre alimentadores por meio de chaves seccionadoras. Após a ocorrência de uma falha e a detecção do ponto de defeito, isola-se o trecho defeituoso e transferem-se os demais trechos a jusante do defeito para os alimentadores adjacentes. Esse tipo de sistema é empregado em áreas urbanas de baixa e média concentração de carga. A figura 3.10 ilustra uma rede de SDMT com configuração radial com recurso.



Fonte: Eletropaulo [24]

Figura 3.10 - Rede SDMT - sistema radial com recurso

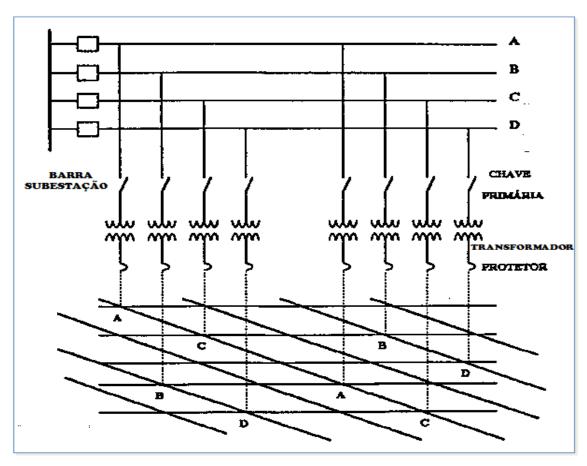
Nas redes de SDMT existe, também, o sistema denominado "radial seletivo". Esse arranjo consiste basicamente em dois alimentadores que suprem uma quantidade de consumidores, tendo cada um destes um alimentador preferencial e um de reserva. Esse tipo de arranjo é utilizado em regiões com cargas concentradas. A figura 3.11 ilustra uma rede de SDMT com sistema radial seletivo.



Fonte: Eletropaulo [24]

Figura 3.11 - Rede SDMT - sistema radial seletivo

Há também nas redes de SDMT, sistemas conhecidos como sistemas reticulados. Conforme [24], esse sistema é constituído de quatro alimentadores radiais provenientes do barramento de uma SED os quais suprem os transformadores de distribuição, denominados "câmaras transformadoras". Esse conjunto de alimentadores é projetado em função da importância da carga a ser atendida. Atualmente esse tipo de rede não é mais expandido no país e no mundo, por exigir elevados investimentos. A figura 3.12 ilustra uma rede de SDMT com sistema reticulado.

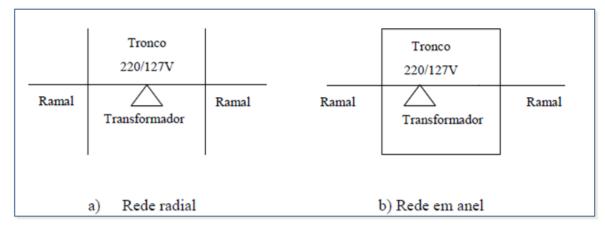


Fonte: Eletropaulo [24]

Figura 3.12 - Rede SDMT - sistema reticulado

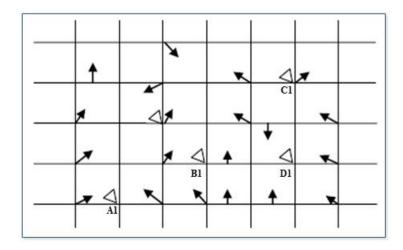
# 3.5.2 Sistema de Distribuição Baixa Tensão - SDBT

De acordo com Lamin [16], as redes aéreas secundárias mais empregadas são os sistemas radiais e os radiais com recurso (anel). Já as redes subterrâneas mais empregadas são os sistemas reticulados, os radiais e os radiais com recurso. As figuras 3.13 e 3.14 mostram, respectivamente, exemplos típicos de sistema radial/anel e de sistema reticulado de redes de SDBT.



Fonte: Eletropaulo [20]

Figura 3.13 – Rede SDBT – sistema radial e anel



Fonte: Eletropaulo [20]

Figura 3.14 – Rede SDBT – sistema reticulado

# 3.6 CONCLUSÃO

Neste capítulo descreveu-se de maneira sucinta a composição do sistema elétrico brasileiro, enfatizando-se as configurações mais usuais do sistema de subtransmissão e do sistema de distribuição.

#### **4 ESTADO DA ARTE**

Neste capítulo é apresentado o estado da arte das atividades relacionadas ao planejamento da expansão do sistema e planejamento da operação do sistema.

No item 4.1 destacam-se a importância e a relevância do papel do planejamento de sistemas numa concessionária de distribuição de energia elétrica.

No item 4.2 expõe-se o processo de planejamento de expansão dos sistemas elétricos de maneira clássica nas concessionárias de distribuição de energia elétrica. O ciclo anual de previsão de carga, que engloba ações e insumos de previsão de carga, formulação de alternativas de obras, análise técnico-econômica de alternativas e plano de obras, também é explorado nesse item.

Já no item 4.3 descreve-se o papel da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no cenário de planejamento da expansão do SIN.

No item 4.4 enfocam-se as atribuições do Operador Nacional do Sistema (ONS) no contexto do planejamento da operação do SIN.

O item 4.5 apresenta as principais funções e atividades da área de planejamento da operação dentro de uma concessionária de distribuição de energia elétrica, relativas à operação otimizada do sistema de subtransmissão e do sistema de transmissão a montante de acordo com as diretrizes do ONS. Destaca-se nesse item a importância dos dados e dos trabalhos gerados pelo planejamento da expansão do sistema de subtransmissão para a execução das atividades e das obrigações da área de planejamento da operação.

# 4.1 RELEVÂNCIA DO PLANEJAMENTO

O planejamento de sistemas elétricos é fundamental numa concessionária de distribuição de energia elétrica. As atividades do planejamento norteiam os investimentos na ampliação de seus sistemas para permitir o atendimento ao crescente mercado de energia elétrica (seja por meio da ligação de novos clientes, seja por meio de acréscimos de carga dos consumidores existentes). Além disso, o planejamento de sistemas deve estar alinhado com o planejamento estratégico da empresa, ou seja, deve estar de acordo com a imagem que a empresa busca apresentar à sociedade e aos órgãos reguladores, num horizonte de longo prazo, no que tange à qualidade do fornecimento e do produto de energia.

A ANEEL, em [22], define que o objetivo do planejamento do sistema de subtransmissão é definir um conjunto de obras para o horizonte de estudo, a fim de adequar o sistema existente às necessidades do crescimento da geração e do consumo de energia elétrica, fornecendo subsídios para a definição dos pontos de conexão de acessantes.

A ANEEL define, em [25], o termo "acessante" como "Consumidor, central geradora, distribuidora ou agente importador ou exportador de energia, com instalações que se conectam ao sistema elétrico de distribuição, individualmente ou associados".

#### 4.2 PROCESSO DE PLANEJAMENTO

Neste item é realizada uma abordagem do processo clássico de planejamento de expansão dos sistemas elétricos nas concessionárias de distribuição de energia elétrica. São apresentados os critérios de planejamento definidos pela ANEEL e os horizontes de planejamento.

# 4.2.1 Horizonte de planejamento

Segundo a referência [22], existem dois horizontes discretizados anualmente, ou seja, revisados anualmente. São eles: curto e médio prazo (cinco anos); longo prazo (dez anos).

Ainda de acordo com [22], nos estudos de planejamento do SDAT o horizonte a ser considerado é o de longo prazo. No caso dos sistemas SDMT e SDBT, o horizonte definido é o de curto prazo.

#### 4.2.2 Critérios básicos de planejamento

A referência [26] descreve os critérios básicos de planejamento, aplicados de forma generalizada nos sistemas de transmissão e nos sistemas de distribuição, citados anteriormente. De forma sucinta, citaremos esses critérios a seguir:

# Condição Normal de Operação

Condição caracterizada pela operação do sistema elétrico em regime permanente, em que todos os seus componentes (SDAT, SDMT e SED) operam dentro dos limites de suas respectivas capacidades nominais. (capacidade nominal pode ser subentendida como capacidade de transporte de energia especificada na construção de cada um dos componentes do sistema elétrico).

#### Contingência Simples

Significa a condição de emergência de operação em que ocorre a perda simples denominada "N-1" de um único componente do sistema elétrico.

#### Capacidade Firme

Define-se capacidade firme como sendo o carregamento máximo permitido na situação de contingência simples que se pode submeter a cada componente do sistema elétrico.

#### Critério de Capacidade Firme

No sistema de subtransmissão, isto é, sistema de distribuição de alta tensão (SDAT), esse critério consiste na situação em que a perda de qualquer componente (uma linha de subtransmissão de circuito duplo, por exemplo) não provoque carregamento superior à capacidade do(s) componente(s) remanescente(s). A referência [27] delimita os procedimentos para a determinação da condição normal e da condição de emergência dos componentes do sistema de transmissão e do sistema de subtransmissão.

# 4.2.3 Ciclo anual de previsão de carga

Classicamente, o planejamento da expansão dos sistemas SDAT e SDMT tem como finalidade a proposição de obras de expansão para garantir a oferta de energia ao mercado consumidor de qualquer concessionária de distribuição de energia quando os critérios básicos de planejamento são violados.

O conceito de ciclo anual de previsão de carga, de acordo com a referência [22], permeia o conjunto de ações que compõem a atividade de previsão de demanda. A previsão de demanda é fundamental para o desenvolvimento da etapa de formulação de alternativas, as quais permitirão a composição do plano de obras. A seguir são detalhadas essas etapas e as atividades desse ciclo anual de previsão de carga do planejamento da expansão do SDAT.

#### 4.2.3.1 Diagnóstico do sistema elétrico

Uma atividade permanente da área de planejamento da expansão do sistema consiste no acompanhamento do carregamento das instalações do sistema de distribuição (SDMT e SED), bem como das instalações do sistema de subtransmissão (SDAT).

Com a disponibilização dos dados de medição de memória de massa das saídas dos alimentadores primários e dos secundários dos transformadores das subestações de distribuição, é possível a criação de base de dados mensal de cada uma dessas instalações. A regulamentação vigente do setor elétrico, conforme referência [28], determina a instalação de medições de energia nas instalações do tipo SDAT, SDMT e SED.

Por meio do tratamento dessa memória de massa em qualquer aplicativo de banco de dados e de análise gráfica, o analista tem condições de verificar o comportamento diário dessas instalações e capturar ocorrências de condições de emergência programada, isto é, ocorrências programadas para execução de serviços de manutenção preventiva, ou condições de emergência não programada, ou seja, ocorrências intempestivas, como descargas atmosféricas, curto-circuito, etc.

Esse comportamento diário de transferências de carga decorrentes de manobras programadas ou não programadas permite definir a demanda de carga típica mensal de cada uma dessas instalações.

Ao final de um ano é possível definir, então, a demanda de carga típica anual, usualmente denominada, nas concessionárias de energia, de "carga base" das instalações.

A compatibilização dessas informações, denominadas de carga base, são consistidas no relatório de diagnóstico do sistema elétrico referente ao ano anterior. Essas informações permitem verificar o desempenho do sistema elétrico do ano anterior, possibilitando a análise das principais falhas, as restrições operativas, o comportamento em regime de contingência simples e as deficiências que estão ocorrendo no sistema. Todos esses dados serão úteis para a proposição de soluções técnicas no plano de obras, com a finalidade de se buscar uma melhoria significativa no desempenho operativo.

# 4.2.3.2 Previsão de carga do SDMT e das SED

# Previsão de carga no SDMT e nas SED

A variável fundamental utilizada na previsão de carga no SDMT e nas SED é a determinação de uma taxa de crescimento anual que exprima o comportamento da carga ao longo de uma série histórica dos últimos anos e a validação dessa taxa com a tendência de mercado de consumo e pela demanda de energia e que é calculada usualmente pela área de planejamento energético da empresa.

A taxa de crescimento anual em cada alimentador do SDMT e em cada SED pode ser determinada por meio de aplicação de estatística simples e deve desprezar os valores absolutos de manobras de carga entre essas instalações nas cargas base de cada ano do período de análise. Essa medida é de suma importância para que não se mascare o comportamento da carga no período histórico.

A previsão de carga em MVA é definida aplicando-se diretamente na carga base do ano anterior essa taxa de crescimento obtida. Essa previsão considera as manobras de carga executadas ao longo de período de dez anos e que foram determinadas nos estudos de planejamento realizados em ciclos de planejamento anteriores.

A figura 4.1 apresenta um diagrama representando a correlação das variáveis intrínsecas na previsão de carga de cada alimentador do SDMT e das SED.

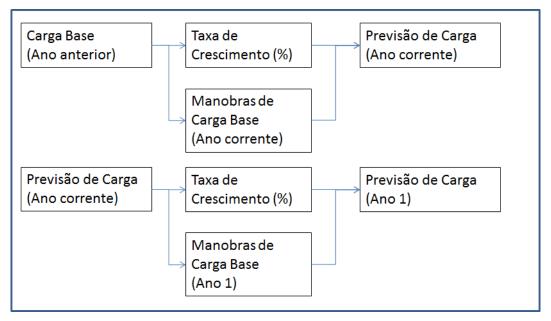


Figura 4.1 – Processo de Previsão de carga do sistema SDMT e das SED

De maneira análoga à apresentada na figura 4.1, é realizada a previsão de carga dos outros nove anos do ciclo de planejamento.

A tabela 4.1 apresenta de maneira objetiva a previsão de carga de uma SED no horizonte de dez anos. Normalmente a modelagem de previsão de carga dessas instalações é concebida em aplicativos desenvolvidos pela própria empresa ou adquiridos no mercado.

Tabela 4.1 – Previsão de carga de uma subestação-SED

| ETD BARRA FUNDA                         | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014  | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|------|------|------|------|-------|------|------|------|------|------|------|------|
| Capacidade Nominal                      | 120  |      |      |      |       |      |      |      |      |      |      |      |
| Capacidade Firme                        | 72   |      |      |      |       |      |      |      |      |      |      |      |
| Carga                                   | 68   | 70,7 | 73,5 | 76,5 | 59,6  | 61,9 | 64,4 | 67,0 | 69,7 | 72,5 | 75,4 | 78,4 |
| Transferências                          | Taxa | 4%   | 4%   | 4%   | 4%    | 4%   | 4%   | 4%   | 4%   | 4%   | 4%   | 4%   |
| Da ETD Barra Funda para ETD Agua Branca |      |      |      |      | -20,0 |      |      |      |      |      |      |      |
|   |      |      |      |      |       |      |      |      |      |      |      |      |
|   |      |      |      |      |       |      |      |      |      |      |      |      |
|   |      |      |      |      |       |      |      |      |      |      |      |      |
|   |      |      |      |      |       |      |      |      |      |      |      |      |
|   |      |      |      |      |       |      |      |      |      |      |      |      |
|   |      |      |      |      |       |      |      |      |      |      |      |      |
|   |      |      |      |      |       |      |      |      |      |      |      |      |
|   |      |      |      |      |       |      |      |      |      |      |      |      |
|   |      |      |      |      |       |      |      |      |      |      |      |      |

Fonte: Eletropaulo [24]

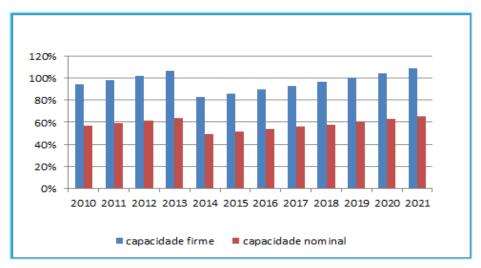
# Prognóstico do SDMT e das SED

Uma vez consistida e validada a previsão de carga do SDMT e das SED, parte-se para a análise de desempenho dessas instalações com relação a suas respectivas capacidades nominais e de emergência (N-1).

Evidentemente, ao longo dos dez anos do ciclo de planejamento, são consideradas as novas instalações elétricas, referendadas por estudos de planejamento específicos, desenvolvidos pela própria área de planejamento.

Por meio de uma simples planilha que contabilize os valores absolutos da carga para cada ano de previsão, além dos valores de capacidade nominal e de capacidade firme da instalação, formula-se equação matemática relativa a carga *versus* capacidade firme e carga *versus* capacidade nominal. O resultado desse equacionamento traz a evolução percentual da carga dessas instalações, em relação à capacidade nominal e à capacidade firme.

A figura 4.2 apresenta o carregamento percentual em relação às capacidades firme e nominal de uma SED. Nessa figura, verifica-se que nessa instalação há violação do carregamento em relação à capacidade firme para os anos de 2012, 2013, 2019, 2020 e 2021.



Fonte: Elaboração Própria

Figura 4.2 – Carregamento Percentual de uma subestação SED

Conforme apresentado anteriormente, a determinação das taxas de crescimento das SED é de fundamental importância para a previsão de carga em MVA dessas instalações.

#### <u>Previsão de carga nas SED – ajustes</u>

No entanto, o reflexo dessa previsão no sistema de subtransmissão carece de alguns ajustes. O item 2.3.1 relata que os pontos de medição das SED encontram-se no lado de baixa tensão (secundário) dos transformadores de potência. Para que essa previsão seja considerada na previsão do sistema de subtransmissão, é necessário que essa previsão seja substituída pela previsão de carga caracterizada por potência ativa e potência reativa, preferencialmente deve ser considerada no lado de alta tensão (primário) dos transformadores de potência.

Para a realização do ajuste dessa medição, normalmente se utilizam aplicativos desenvolvidos pela própria empresa ou adquiridos no mercado.

O primeiro passo nesse trabalho consiste no levantamento de curvas de carga típicas de potência ativa e de potência reativa o qual exprima a caracterização da carga de cada uma dessas subestações.

Usualmente algumas dessas curvas de carga de potência reativa sofrem a influência de alguns bancos de capacitores instalados e em funcionamento no lado de baixa dos transformadores (tais capacitores têm a função principal de compensação capacitiva das perdas reativas dos transformadores). Normalmente a área de operação do sistema de uma concessionária de distribuição dispõe de um banco de dados contendo o registro diário de chaveamento desses bancos de capacitores. Essas informações são de extrema importância nos trabalhos de previsão de compensação capacitiva das SED e do SDMT. No caso deste trabalho, essa informação não é relevante, pois se pretende apenas fazer reflexão da medição do lado de baixa dos transformadores das SED para o lado de alta dos transformadores das SED.

Após o levantamento da curva de carga típica e modelagem juntamente com a previsão de carga em MVA de cada subestação, insere-se também a impedância

típica de cada transformador existente em cada subestação. Nesse caso, conforme demonstrado em [29], desprezam-se os valores de perdas ativas, compostas por perdas no ferro e no cobre. Usualmente a área de engenharia de uma concessionária de distribuição concentra as informações relativas às impedâncias típicas dos transformadores para cada um dos tipos de família, definidos por potência e por tensão. Exemplo: família de transformadores de 60 MVA, 138 kV-13.8 kV.

A seguir é apresentado o equacionamento do cálculo que traz para o lado de alta a reflexão da medição do lado de baixa dos transformadores SED.

 A potência aparente (MVA) no lado de baixa tensão do transformador é representada pela equação:

$$S = P + J.Q \tag{1}$$

• Em valores por unidade (pu), temos:

$$\left| s = v.i^* \right| \tag{2}$$

• Considerando-se v = 1,0 pu, temos:

$$s = i^*$$
 (3)

• Em valores por unidade, a potência aparente pode ser expressa como:

$$s = \frac{S}{S_{Base}} \tag{4}$$

• Substituindo (1) em (4), temos:

$$s = \frac{(P + j.Q)}{S_{Base}}$$
 (5)

• Mas s=i\*; assim, temos:

$$i^* = \frac{(P+j.Q)}{S_{Base}} \tag{6}$$

• Podemos expressar a perda reativa nos transformadores pela equação:

$$\left| q = x \left| i^* \right|^2 \right| \tag{7}$$

• Em que x é a reatância do transformador em pu. Substituindo (6) em (7), temos:

$$q = x.\frac{(P^2 + Q^2)}{(S_{Base}^2)}$$
 (8)

• Mas o valor, em MVA, da perda reativa vale:

$$Quantidade = q.S_{Base}$$
 (9)

• Substituindo (8) em (9), temos:

$$Quantidade = \frac{(x)}{(S_{Base})}.(P^2 + Q^2)$$
 (10)

A figura 4.3 apresenta um diagrama representando as variáveis aplicadas na previsão de carga das SED visualizada no SDAT.

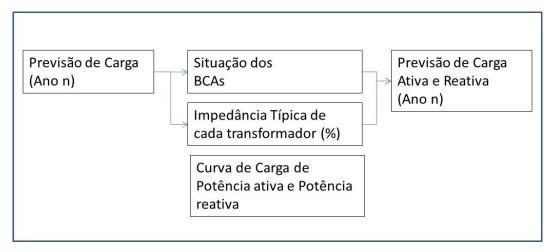


Figura 4.3 – Processo de Previsão de carga das SED visualizada no SDAT

No caso das SED novas, isto é, aquelas que têm previsão de entrada em operação num determinado ano n (1 a 10), suas respectivas demandas anuais MVA são desagregadas numa curva de carga típica composta pelo resultado da composição resultante das curvas de carga das subestações que cederam carga para essa nova subestação. Nesse caso, modelam-se também os capacitores típicos do arranjo elétrico delineado para essa nova instalação.

É importante destacar que as previsões de carga ativa e reativa das SED levam em consideração o plano de compensação reativa nos alimentadores (SDMT) e nas próprias subestações. Conforme [21], a previsão de carga do SDAT de uma concessionária de distribuição de energia elétrica deve respeitar a faixa de fator de potência de 0,95 indutivo a 1,0 nos pontos de conexão com o sistema de transmissão das concessionárias de transmissão de energia elétrica.

Os pontos de conexão com o sistema de transmissão, de acordo com [19], são rede básica (RB) e demais instalações da transmissão (DIT).

# 4.2.3.3 Previsão de carga das subestações de clientes A2

A previsão de carga das subestações de clientes A2 é função das demandas contratadas no horário de ponta e no horário de fora ponta dos contratos de fornecimento, bem como aditivos desses contratos. Estes atualmente são regulamentados pela ANEEL na Resolução Normativa – REN nº414/2010 [30], que revoga a REN nº456/2000 [31].

Para a modelagem da carga dessas subestações num aplicativo de previsão de carga do sistema de subtransmissão, é necessário o cadastramento das demandas contratadas vigentes e das futuras, constantes nos aditivos contratuais, para todo o horizonte de previsão (de dez anos). Caso as demandas contratadas futuras não se estendam nesses dez anos, usualmente se repete o valor da demanda contratada futura até o último ano de previsão.

Além disso, para a plena execução da previsão de carga dessas instalações, é necessário o levantamento de curvas típicas de potência ativa e reativa o qual exprima a caracterização da carga de cada uma dessas instalações.

Normalmente, as concessionárias de distribuição de energia possuem normas técnicas/comerciais obedecendo à legislação vigente [30] e [32] com relação aos novos consumidores que serão conectados no seu sistema.

Especificamente para os novos consumidores acessantes ao sistema de subtransmissão, consideram-se as demandas contratadas futuras. No caso da definição de uma curva típica de potência ativa e reativa que exprima a caracterização da carga de cada uma dessas novas instalações, é selecionada uma curva de carga típica associada ao ramo de atividade desse novo cliente A2.

As curvas típicas de carga por ramo de atividade normalmente são constituídas com base em levantamento do histórico de medição dos clientes existentes subdivididos por ramos de atividade.

Caso esse novo cliente esteja conectado no SDMT isto é, caso a ligação nova seja definida como migração de tensão, a composição da curva de carga típica considera o histórico da medição de faturamento no SDMT.

### 4.2.3.4 Participação das perdas de demanda no sistema de subtransmissão

As perdas de demanda ativa e reativa são calculadas por meio de simulações de fluxo de potência para cada rede de subtransmissão conectada a uma SE.

Essas perdas são expressas de forma percentual em relação ao mercado global de demanda, dado que esse percentual é extrapolado para os anos futuros da previsão de carga do sistema.

# 4.2.3.5 Mercado global de demanda do sistema de subtransmissão

Usualmente a área de mercado das concessionárias de energia elétrica elabora as previsões futuras de energia e demanda do sistema elétrico.

Inúmeras metodologias e técnicas de previsão de energia e demanda (em MW) são utilizadas pelas concessionárias. Entretanto, todos esses modelos de métricas de previsão consistem na análise e na estratificação das seguintes variáveis:

- mercado faturado por segmento;
- balanço energético;
- perdas de energia (perdas técnicas e perdas comerciais), isto é, diferença entre a energia comprada e a energia faturada;
- recuperação das perdas comerciais;
- variáveis macroeconômicas:
- cenários de crescimento do PIB;

- elasticidade, ou seja, a correlação entre as taxas históricas de crescimento do PIB e a demanda do sistema;
- evolução do fator de carga.

A previsão de demanda máxima anual, para o horizonte de dez anos, decorrente da aplicação de um dos diversos modelos de métrica de previsão de mercado, é de suma importância para a previsão de carga do SDAT.

4.2.3.6 Determinação da participação das demandas das SED e das subestações de clientes A2 no mercado global

Por meio da análise das medições de fronteira, ou seja, dos pontos de compra de energia da concessionária de distribuição, é possível acompanhar o histórico de demanda máxima coincidente, o qual possibilita conhecer a sazonalidade mensal em relação à demanda máxima anual, o mês típico de ponta do sistema, o fator de carga e a curva típica do sistema.

A partir da análise dos dados de medições de faturamento dos clientes do subgrupo A2, isto é, das subestações de clientes A2, sejam elas do ambiente de contratação de energia cativo (ACR), sejam do ambiente de contratação de energia livre (ACL), é viável a criação de histórico mensal da participação percentual dos clientes A2 em relação ao mercado global de demanda.

Com a definição da participação percentual das perdas de demanda no sistema de subtransmissão e da participação percentual das demandas das subestações de clientes A2, verifica-se a participação percentual das demandas das SED com relação ao mercado global de demanda.

4.2.3.7 Compatibilização das demandas das subestações de clientes A2, das SED e das subestações de capacitores com o mercado global de demanda do sistema

Uma vez definidas as demandas das SED e das subestações de clientes A2, elas são ajustadas aos valores da previsão de mercado global. Esse ajuste inicialmente é feito para o horário de demanda máxima do sistema (mercado global de demanda), fornecido pela área de mercado. Considerando-se a curva típica do sistema utilizada para o mercado global de demanda, realizam-se os ajustes das demandas das SED e das subestações de clientes A2 para cada uma das demais 23 horas da curva típica do sistema. Os ajustes das demandas previstas dessas subestações consideram:

- Aa participação percentual das demandas das subestações de clientes A2 no mercado global do sistema;
- Aa participação percentual das demandas das SED no mercado global do sistema;
- a participação das perdas de demanda no sistema de subtransmissão;
- a definição das cargas especiais (por definição, cargas especiais são as SED
  e as subestações de clientes A2 que não sofrem ajustes nos valores de
  demanda prevista por apresentarem usualmente sua demanda máxima anual
  no mesmo mês que é considerado a previsão do mercado global de demanda
  do sistema).

O exemplo a seguir ilustra a compatibilização das demandas das subestações de clientes A2 e das SED com relação ao mercado global de demanda do sistema.

#### Exemplo

Previsão de carga do sistema, aplicando-se ajuste de compatibilização das demandas das subestações de capacitores, das SED e das subestações de clientes A2, quando necessário.

#### Dados de entrada

• O sistema é constituído pelas subestações da tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Composição das subestações

| Subestação                   |
|------------------------------|
| SED-1                        |
| SED-2                        |
| SED-3                        |
| SED-4                        |
| Subestações de clientes A2-1 |
| Subestações de clientes A2-2 |
| Subestações de clientes A2-3 |
| Subestações de capacitores-1 |

Fonte: Elaboração Própria

- As demandas máximas verificadas historicamente da SED-1, da SED-3, da SED-4 e das subestações de clientes A2-1 coincidem com o mês e o horário de demanda máxima do sistema.
- O valor no mercado global de demanda do sistema, para o ano 1, é 100 MW.
   Essa demanda, de acordo com as demandas máximas verificadas, ocorre usualmente no mês de setembro às 19 horas.
- Para as subestações de capacitores, desconsidera-se a potência efetiva corrigida pela tensão operativa e adota-se a potência nominal da instalação na previsão.
- As demandas das subestações para as 19 horas do ano 1 são apresentadas na tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Demanda de todas as subestações para as 19 horas

| Subestação                   | MW  | MVAr |
|------------------------------|-----|------|
| SED-1                        | 19  | 2    |
| SED-2                        | 23  | 4    |
| SED-3                        | 19  | 7    |
| SED-4                        | 21  | 5    |
| Subestações de clientes A2-1 | 10  | 2    |
| Subestações de clientes A2-2 | 6   | 2    |
| Subestações de clientes A2-3 | 5   | 1    |
| Subestações de capacitores-1 |     | -18  |
| Total                        | 103 | 5    |

- A participação percentual das demandas ativas das subestações de clientes
   A2 no mercado global do sistema é de 20%.
- A participação percentual das demandas ativas das SED no mercado global do sistema é de 79%.
- A participação das perdas de demanda ativa no sistema de subtransmissão para as 19 horas é de 1%.
- A participação das perdas de demanda reativa no sistema de subtransmissão para as 19 horas é de 1,5%.

# Procedimentos de cálculo e solução

 A previsão das cargas especiais das SED, ou seja, aquelas subestações que não terão previsão ponderada por fator de ajuste é mostrada na tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Demanda das SED – cargas especiais

| Subestação | MW | MVAr |
|------------|----|------|
| SED-1      | 19 | 2    |
| SED-3      | 19 | 7    |
| SED-4      | 21 | 5    |
| Total      | 59 | 14   |

 A previsão das cargas especiais das subestações de capacitores, ou seja, referente àquelas subestações que não terão previsão ponderada por fator de ajuste é mostrada na tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Demanda das subestações de capacitores – cargas especiais

| Subestação                   | MW | MVAr |
|------------------------------|----|------|
| Subestações de capacitores-1 |    | -18  |
| Total                        | 0  | -18  |

Fonte: Elaboração Própria

 A previsão das cargas especiais das subestações de clientes A2, ou seja, referente àquelas subestações que não terão previsão ponderada por fator de ajuste é mostrada na tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Demanda das subestações de clientes A2 – cargas especiais

| Subestação                   | MW | MVAr |
|------------------------------|----|------|
| Subestações de clientes A2-1 | 10 | 2    |
| Total                        | 10 | 2    |

Fonte: Elaboração Própria

 A participação percentual das demandas ativas das SED no mercado global do sistema é de 79%, isto é: 0,79 X 100 = 79 MW.

- A participação percentual das demandas ativas das subestações de clientes
   A2 no mercado global do sistema é de 20%, isto é: 0,20 X 100 = 20 MW.
- A participação percentual das perdas de demanda ativa do sistema de subtransmissão no mercado global é de 1%, isto é 0,01 X 100 = 1,0 MW.
- A previsão das cargas comuns das SED, ou seja, aquelas subestações que terão previsão ponderada por fator de ajuste é mostrada na tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Demanda das subestações SED – cargas comuns

| Subestação | MW | MVAr |
|------------|----|------|
| SED-2      | 23 | 4    |
| Total      | 23 | 4    |

 A previsão das cargas comuns das subestações de clientes A2 ou seja, referente àquelas que terão previsão ponderada por fator de ajuste é mostrada na tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Demanda das subestações de clientes A2 – cargas comuns

| Subestação                   | MW | MVAr |
|------------------------------|----|------|
| Subestações de clientes A2-2 | 6  | 2    |
| Subestações de clientes A2-3 | 5  | 1    |
| Total                        | 11 | 3    |

Fonte: Elaboração Própria

 O fator de ajuste da previsão das cargas comuns das é o resultado da diferença da participação percentual das demandas das SED no mercado global do sistema em relação a previsão das cargas especiais das SED, dividida sobre a previsão das cargas comum das SED: (79 MW – 59 MW) / (23 MW) = 0,870 pu  Aplicando-se esse fator de ajuste na demanda das cargas comuns das SED (conforme dados da tabela 4.7), obtém-se o resultado apresentado na tabela 4.9.

Tabela 4.9 – Demanda das SED – cargas comuns – fator de ajuste

| Subestação | MW        | MVAr     | MW   | MVAr |
|------------|-----------|----------|------|------|
| SED-2      | 23 x 0,87 | 4 X 0,87 | 20,0 | 3,2  |
| Total      |           |          | 20,0 | 3,2  |

Fonte: Elaboração Própria

- O fator de ajuste da previsão das cargas comuns das subestações de clientes A2 é o resultado da diferença da participação percentual das demandas das subestações de clientes A2 no mercado global do sistema em relação a previsão das cargas especiais das subestações de clientes A2: (20 MW – 10 MW) / (11 MW) = 0,909 pu
- Aplicando-se esse fator de ajuste na demanda das cargas comuns das subestações de clientes A2 (conforme dados da tabela 4.8), obtém-se o resultado apresentado na tabela 4.10.

Tabela 4.10 – Demanda das subestações de clientes A2 – cargas comuns – fator de ajuste

| Subestação                   | MW        | MVAr      | MW   | MVAr |
|------------------------------|-----------|-----------|------|------|
| Subestações de clientes A2-2 | 6 x 0,909 | 2 x 0,909 | 5,5  | 1,8  |
| Subestações de clientes A2-3 | 5 x 0,909 | 1 x 0,909 | 4,5  | 0,9  |
| Total                        |           |           | 10,0 | 2,7  |

Fonte: Elaboração Própria

 A soma da previsão das cargas comuns (tabela 4.8) e das cargas especiais (tabela 4.6) das subestações de clientes A2 é mostrada na tabela 4.11.

Tabela 4.11 – Demanda total das subestações de clientes A2

| Subestação                   | MW   | MVAr |
|------------------------------|------|------|
| Subestações de clientes A2-1 | 10   | 2    |
| Subestações de clientes A2-2 | 5,5  | 1,8  |
| Subestações de clientes A2-3 | 4,5  | 0,9  |
| Total                        | 20,0 | 4,7  |

 A soma da previsão das cargas comuns (tabela 4.7) e das cargas especiais (tabela 4.4) das SED é mostrada na tabela 4.12.

Tabela 4.12 – Demanda total das subestações SED

| Subestação | MW   | MVAr |
|------------|------|------|
| SED-1      | 19   | 2    |
| SED-2      | 20,0 | 3,2  |
| SED-3      | 19   | 7    |
| SED-4      | 21   | 5    |
| Total      | 79,0 | 17,2 |

Fonte: Elaboração Própria

- A soma da previsão das cargas das subestações de capacitores é a mesma já mostrada na tabela 4.5.
- A previsão de carga ativa do sistema é: 20 MW + 79 MW + 1 MW = 100 MW.
- A previsão de carga reativa das SED, das subestações de capacitores e das subestações de clientes A2 é: 17,2 MVAr + 4,7 MVAr - 18,0 MVAr = 3,9 MVAr.
- Ao multiplicar a participação percentual das perdas de demanda reativa do sistema de subtransmissão (1,5%) diretamente no mercado global (resultante da soma da previsão reativa das SED, das subestações de capacitores e das subestações de clientes A2), tem-se 0,015 X 3,9 = 0,06 MVAr.

- Logo, a previsão de carga reativa do sistema é: 17,5 MVAr + 4,7 MVAr 18,0
   MVAr + 0,06 MVAr = 3,96 MVAr.
- Desse modo, a previsão de carga ativa e de carga reativa do sistema é, respectivamente, 100,0 MW e 3,96 MVAr.

### 4.2.3.8 Determinação das demandas das subestações de transmissão

A compatibilização das demandas das SED, das subestações de clientes A2 SED e das subestações de capacitores com o mercado global de demanda do sistema, que foi detalhado no exemplo do item anterior, possibilita a avaliação e a definição das configurações de SDAT, em especial das LTA e das LTS, que serão supridas pelas SE. Usualmente essa compatibilização é realizada em aplicativos desenvolvidos pela própria empresa ou adquiridos no mercado.

Uma vez elaborada a compatibilização das demandas das SED, das subestações de clientes A2 SE, das subestações de capacitores com o mercado global de demanda do sistema, gerando as cargas de todos os anos do ciclo de planejamento, agrupamse essas cargas das SED, das subestações de clientes A2 e das subestações de capacitores nas respectivas linhas de subtransmissão e depois por SE. Esses agrupamentos são feitos para todos os 24 horários da previsão das cargas, a fim de se avaliar os carregamentos dos transformadores de cada uma das SE em condição normal de operação e em condição de emergência.

A previsão das cargas ano a ano, para efeito de elaboração do plano de obras quinquenal, considera a configuração decorrente das obras a serem energizadas até o último mês de cada ano. Sendo assim, torna-se uma premissa, na elaboração do plano de obras, a atualização dos cronogramas das obras em andamento que já constavam do plano de obras do ciclo de planejamento criado no anterior.

# 4.2.4 Formulação de alternativas

Mediante a previsão de carga, detalhada no item 4.2.3, e a aplicação dos critérios estabelecidos no item 4.2.2, elabora-se o cenário de prognóstico do SDAT para o horizonte de longo prazo, conforme item 4.2.1.

As transgressões verificadas nesse prognóstico, com relação aos limites técnicos estabelecidos nos critérios básicos de planejamento, sinalizam a necessidade de desenvolver estudos específicos que busquem alternativas de obras para saneamento dos problemas verificados.

De acordo com o [22], os estudos de planejamento comparam duas ou mais alternativas e têm duas características bem distintas:

- técnica : desempenho das alternativas sob o aspecto elétrico;
- econômica : benefícios e custos das alternativas.

Nesses estudos de planejamento consideram-se, sempre que possível, as sugestões das áreas de manutenção/gestão de ativos e operação quanto a alternativas de obras.

#### 4.2.5 Análise técnica e econômica de alternativas

Os estudos técnicos contemplam basicamente os insumos:

- previsão de demanda;
- definição das alternativas;
- topologia da rede elétrica;
- estudos elétricos (fluxo de potência e curto-circuito, estabilidade e transitórios quando necessários).

Os estudos de fluxo de potência devem analisar o desempenho da rede de SDAT em condição normal de operação e, quando for o caso, em condições de emergência. Os métodos mais usuais de estudo de fluxo de potência ou regime permanente em redes de SDAT são Newton-Rapshon e desacoplado rápido.

Já os estudos de curto-circuito procuram verificar a necessidade de substituição dos equipamentos que têm suas respectivas capacidades de interrupção de correntes de curto-circuito superadas pela evolução dos níveis de curto-circuito. Dessa forma, torna-se necessário modelar cada componente da rede neste estudo.

A análise econômica busca identificar a alternativa com melhor relação entre benefício e custo, por meio da aplicação de ferramentas da engenharia econômica, como: critério de menor custo global, critério de valor presente líquido (VPL) e critério de taxa interna de retorno (TIR). Nessa análise, consideram-se os custos de investimentos e de perdas elétricas, podendo-se, também, considerar depreciação e custos de operação e manutenção (O&M). Normalmente, os custos de investimento são extraídos do manual de custos modulares das concessionárias de distribuição de energia elétrica e, para valoração das perdas, utiliza-se o valor do MWh estabelecido como referência pela ANEEL nos leilões de energia A-5.

#### 4.2.6 Plano de obras

De uma maneira geral, o plano de obras é constituído das alternativas de obras recomendadas de cada um dos estudos desenvolvidos previamente.

Obviamente, as obras de ampliação e reforço no sistema elétrico (SDAT, SDMT e SDBT), contidas no plano de obras, devem respeitar limites orçamentários estabelecidos no plano de investimento da concessionária de distribuição de energia elétrica, o qual contempla outros tipos de investimentos, por exemplo, capitalização de mão de obra própria, manutenção do sistema, etc.

Em razão desses limites orçamentários, eventualmente um conjunto de obras com entrada em serviço originalmente recomendada, num estudo de planejamento, para uma determinada data pode ser deslocado para outro(s) ano(s) no plano de obras.

É importante enfatizar que o plano de obras é revisto anualmente, obedecendo-se aos prazos internos da empresa para levantamento do plano de investimento.

Essa revisão anual de plano de obras compreende:

- reavaliação da previsão de carga do sistema, que captura variações de mercado verificadas em relação à previsão de carga do ano anterior;
- reavaliação de estudos de planejamento realizados anteriormente;
- revisões do planejamento estratégico da empresa;
- variações da economia do país.

O plano de obras é utilizado nos processos de revisão tarifária periódica (RTP). De acordo com o contrato de concessão das empresas de distribuição de energia elétrica, a RTP é realizada a cada três, quatro ou cinco anos. Esse plano também serve como base para o plano de desenvolvimento da distribuição (PDD), o qual, acordo com [22], é realizado anualmente pelas empresas.

#### 4.3 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SIN

A Lei nº 10.948, de 15 de março de 2004, estabelece a criação da EPE. A EPE tem por finalidade desenvolver estudos e pesquisas que subsidiem o planejamento do setor energético, em áreas como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

A ANEEL define, em [33], que as concessionárias de distribuição de energia elétrica devem participar dos estudos de planejamento setorial e da elaboração dos planos de expansão do sistema elétrico, implementando e fazendo cumprir, em sua área de concessão, as recomendações técnicas e administrativas deles decorrentes.

Nesse contexto, a EPE elabora anualmente dois relatórios de planos de expansão do sistema de transmissão do SIN, chamados de "plano de expansão da transmissão" (PET) e "plano decenal de energia" (PDE). Esses relatórios são resultados de inúmeras atividades, as quais contam com a participação das empresas de transmissão, geração e distribuição.

As empresas de distribuição de energia elétrica, conforme destacado anteriormente, participam das atividades do planejamento setorial da EPE. A distribuidora fornece a previsão de carga de seus respectivos SDAT, para o horizonte de dez anos, para os patamares de carga pesada, média e leve. Essa previsão de carga, conforme mostrado no item 4.2.3.8, é consolidada nos barramentos das SE, e, também, está em consonância com o plano de obras aprovado pelo conselho de administração da empresa.

A EPE, por meio de aplicativos voltados para estudos elétricos, disponíveis no mercado, insere todas as previsões de carga das empresas de distribuição e faz a análise de desempenho do sistema de transmissão e do sistema de geração, sinalizando as necessidades de ampliação e reforço no sistema de transmissão. Essas necessidades são detalhadas nos relatórios do PET e do PDE.

O Ministério de Minas e Energia (MME) elabora alguns documentos com base nos relatórios do PET e do PDE, dentre os quais se destaca o plano de outorga da transmissão (POT), o qual é utilizado pela ANEEL nos processos licitatórios dos leilões dos empreendimentos de transmissão e nos processos de autorização de reforços nas instalações da rede básica das empresas transmissoras.

É importante destacar, também, que o PDE sinaliza a expansão da matriz energética nacional, a evolução das interligações regionais entre os subsistemas que compõem o SIN, a perspectiva de crescimento das tarifas de transmissão, a estimativa de crescimento da demanda máxima anual do SIN, a estimativa de investimentos, etc.

# 4.4 OPERAÇÃO E PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DO SIN

Instituído pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, o ONS é uma entidade de direito privado responsável pela coordenação e pelo controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados brasileiros.

De acordo com [12], a principal missão do ONS é otimizar a utilização dos recursos de geração e transmissão do SIN, administrar a rede básica de transmissão, garantindo o livre acesso, e assegurar a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica aos usuários.

O ONS elenca um conjunto de atividades que permite verificar o desempenho elétrico do sistema de subtransmissão da distribuidora, bem como do sistema de transmissão a montante, no horizonte de operação curto prazo (estudos mensal e quadrimestral) ou médio prazo (estudo anual), determinando as ações necessárias para o atendimento total das cargas no cenário N-1. A referência [34] regulamenta a execução dessas atividades.

Esse operador, de acordo com a referência [35], executa as atividades que permitem verificar o desempenho elétrico do sistema de subtransmissão da distribuidora, bem como do sistema de transmissão a montante, no horizonte de planejamento curto prazo, considerando-se as obras de ampliação e reforços e as manobras entre SE estudadas pela EPE. Essas atividades são consolidadas nos documentos do plano de ampliações e reforços (PAR), os quais reconhecem e/ou acrescentam obras sinalizadas nos estudos de planejamento da EPE, conforme regras estabelecidas em [26].

O ONS tem a prerrogativa de administrar a rede básica. Nesse contexto, a ANEEL, por meio da referência [36], estabeleceu as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Essas condições estão estabelecidas pelo contrato de uso dos sistemas de transmissão (CUST), que é firmado com o ONS e celebrado entre as empresas concessionárias de transmissão e distribuição. Esse contrato

estabelece condições técnicas e obrigações relativas ao acesso e ao uso, pelos usuários dos sistemas de transmissão (sejam eles consumidores livres, sejam concessionárias de distribuição de energia), das instalações de transmissão contidas na rede básica. Os encargos do uso dos sistemas de transmissão referem-se a custos a que todos os usuários estão sujeitos por utilizar as instalações da rede básica. Tais encargos são calculados mediante a multiplicação do valor, em R\$/kW, do ponto de conexão pelo montante de demanda utilizado ou contratado. Esse montante de uso é denominado "MUST", que significa "montante de uso do sistema de transmissão". Esses pontos de conexão são normalmente as SE.

# 4.5 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

As ações desempenhadas na área de planejamento da operação são de extrema relevância no ambiente de tempo real na operação do sistema elétrico de uma concessionária de distribuição de energia elétrica. A área de planejamento da operação também é conhecida como as áreas de pré-operação e pós-operação.

Essa área é responsável por traçar os planos operativos de atendimento à carga em situações de contingência simples (N-1) no sistema elétrico da distribuidora num horizonte de no máximo de um ano, conforme foi explorado no item 4.2. Nesses planos operativos existem ações de recomposição do sistema, de forma a minimizar ou evitar o corte de fornecimento de energia quando da ocorrência do evento N-1 no sistema supridor da empresa de transmissão.

A figura 4.4 ilustra um SDAT de uma empresa distribuidora que é composto por duas linhas de subtransmissão e um jogo de chaves seccionadoras (interruptoras), opera em condição normal (N) e é suprido por duas subestações de uma empresa de transmissão.

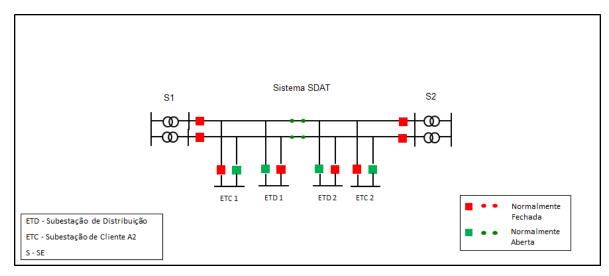
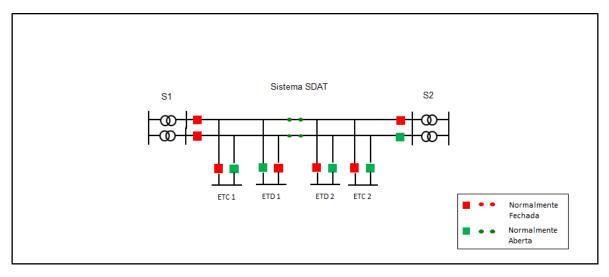


Figura 4.4 – SDAT operando em condição normal (N)

A figura 4.5 mostra o SDAT da figura 4.4 operando em condição de contingência simples (N-1).



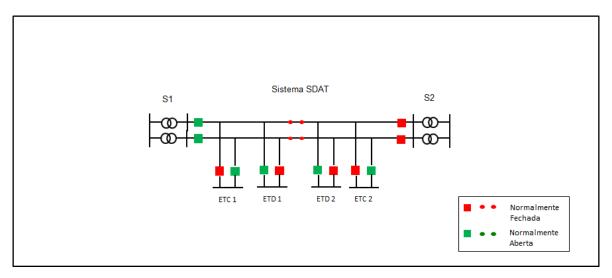
Fonte: Elaboração Própria

Figura 4.5 – SDAT operando em condição de emergência simples (N-1)

Na figura 4.5 é possível notar que um dos circuitos da linha de subtransmissão supridos pela subestação S2 é desligado e que as subestações ETD2 (Estação Transformadora de Distribuição, também conhecida como SED) e ETC2 (Estação Transformadora de Cliente, também conhecida como Subestação de Cliente A2) são supridas pelo outro circuito dessa linha de subtransmissão.

Também são elaborados estudos de atendimento à carga em situações de contingências múltiplas (N-2, N-3), ou seja, contingências mais severas.

A figura 4.6 mostra o SDAT da figura 4.4 operando em condição de contingência severa do tipo N-2.



Fonte: Elaboração Própria

Figura 4.6 – SDAT operando em condição de emergência dupla (N-2)

Essa figura 4.6 apresenta o desligamento dos dois circuitos da linha de subtransmissão suprido pela subestação S1. As subestações ETD1 e ETC1 são supridas pela outra linha de subtransmissão, por meio do fechamento do jogo de chaves seccionadoras existente no SDAT.

A figura 4.7 mostra o SDAT da figura 4.4 operando em condição de contingência severa do tipo N-3.

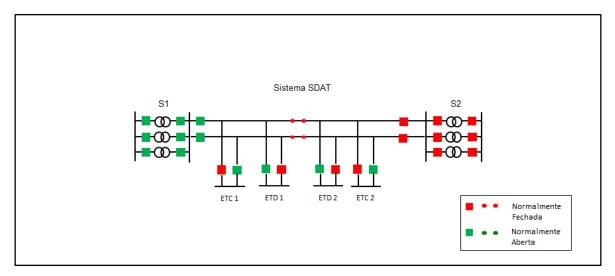


Figura 4.7 – SDAT operando em condição de emergência tripla (N-3)

Na figura 4.7 é mostrado o desligamento dos três transformadores da subestação S1, o que acarreta o desligamento dos dois circuitos da linha de subtransmissão. As subestações ETD1 e ETC1 são supridas pela outra linha de subtransmissão, por meio do fechamento do jogo de chaves seccionadoras existente no SDAT.

Essa área também é responsável pela definição da tensão nos contratos de uso do sistema de distribuição (CUSD) para os novos clientes do subgrupo A2, conforme regulamentação constante na REN nº 414/2010 [30].

Esse setor da empresa quantifica as anomalias na rede de subtransmissão, na rede de distribuição e nas SED. Essas anomalias podem impactar diretamente nas ocorrências de perturbação nessas instalações. Também é realizado, de maneira contínua, o acompanhamento das perturbações no sistema de subtransmissão, no sistema de distribuição e nas SED, classificando-as com base nas suas causas, que são estabelecidas por meio de análise detalhada de cada uma das perturbações. Exemplos de causa de perturbação: defeito transitório, falha de equipamento de proteção, falha humana, falha decorrente da existência de anomalia na rede, etc.

Essa área da concessionária de distribuição de energia, conforme estabelecido em [34], é responsável por participar dos estudos elétricos do ONS nos horizontes de operação de curto e médio prazo. Para a realização dessas atividades, é

fundamental elaborar a previsão de carga nas subestações de transmissão. A previsão aqui realizada difere da realizada pela área de planejamento da expansão, mostrada no item 4.2.3.8. A área de planejamento da operação utiliza apenas algumas variáveis para a previsão de carga no horizonte de um ano para atender os estudos de curto prazo (periodicidade mensal e quadrimestral) e os de médio prazo (periocididade anual): dados de medição de fronteira (nas subestações de transmissão), previsão de demanda máxima do sistema (mercado global de demanda do sistema) e remanejamentos de carga no sistema de subtransmissão decorrentes da configuração das obras a serem energizadas no horizonte de um ano à frente do mês de elaboração da previsão.

Outra importante função dessa área é o levantamento do MUST para cada ponto de fronteira com a rede básica. Esses montantes devem estar em consonância com os valores de previsão de carga do horizonte do PAR. Normalmente as atividades inerentes ao PAR são desenvolvidas pela área de planejamento da expansão nas empresas de distribuição. A ANEEL regulamentou em [37] a contratação de uso do sistema de transmissão, que utiliza como variável principal o MUST, em caráter permanente, flexível e temporário das empresas de distribuição e geração.

# 4.6 CONCLUSÃO

O item 4.2 apresentou as etapas do processo de planejamento da expansão do sistema de subtransmissão de uma concessionária de distribuição de energia elétrica e o contexto desse planejamento no âmbito do planejamento da expansão do SIN e do planejamento da operação do SIN. Conclui-se que a expansão desse sistema de subtransmissão depende de inúmeras variáveis e premissas por exemplo, crescimento da carga, definição de critérios, planejamento estratégico da empresa e impacta diretamente na expansão e na operação do SIN.

Já o item 4.3 destacou a importância dos trabalhos da área de planejamento da expansão de uma concessionária de distribuição de energia elétrica nas atividades e

nas obrigações regulatórias do planejamento setorial de expansão da rede de transmissão do SIN, coordenado pela EPE.

No item 4.4 ressaltou-se o papel do ONS na operação, na otimização e na administração do sistema de geração e da rede de transmissão para o adequado desempenho do SIN.

O item 4.5 enfatizou o papel fundamental da área de planejamento da operação nas ações tomadas no tempo real da operação do sistema elétrico de uma concessionária de distribuição de energia elétrica e das obrigações regulatórias perante o ONS. Entretanto, verifica-se atualmente, na maioria dessas empresas, que a área de planejamento da operação possui um quadro de funcionários bastante reduzido.

A tabela 4.13 sintetiza as atividades desempenhadas pelas áreas de planejamento da expansão (PE) e de planejamento da operação (PO), que foram explicitadas nos itens 4.2 e 4.5, respectivamente.

Tabela 4.13 – Atividades de PE e PO (continua)

| Área<br>executante | Número da<br>atividade | Atividade   | Produto gerado   | Área<br>beneficiada |
|--------------------|------------------------|---|--|---------------------|
| РО                 | 1                      | Plano operativo (N-1)                             | Instruções operativas  | 0                   |
| PO                 | 2                      | Plano operativo (N-2)                             | Instruções operativas  | 0                   |
| РО                 | 3                      | Plano operativo (N-3)                             | Instruções operativas  | 0                   |
| PO                 | 4                      | Previsão de carga mensal                          | Estudos de operação curto prazo                                    | ONS                 |
| PO                 | 5                      | Previsão de carga<br>quadrimestral                | Estudos de operação curto prazo                                    | ONS                 |
| РО                 | 6                      | Previsão de carga anual                           | Estudos de operação médio prazo<br>Relatório PEL                   | ONS                 |
| PO                 | 7                      | Parâmetros elétricos do sistema de subtransmissão | Estudos de operação curto prazo<br>Estudos de operação médio prazo | ONS                 |
| PO                 | 8                      | Levantamento das demandas<br>MUST                 | Contrato do CUST   | ONS                 |
| РО                 | 9                      | Definição de tensão de fornecimento de cliente A2 | Contrato de CUSD   | С                   |
| РО                 | 10                     | Manobras programadas no<br>SDAT, SDMT e SED       | Execução de manutenção preventiva                                  | O/M/A/P             |
| РО                 | 11                     | Análise de anomalias no SDAT,<br>SDMT e SED       | Relatórios de acompanhamento mensal                                | O/M/A/P             |

Tabela 4.13 – Atividades de PE e PO (conclusão)

| Área<br>executante | Número da atividade | Atividade  | Produto gerado   | Área<br>beneficiada   |
|--------------------|---------------------|--|--|-----------------------|
| PO 12              |                     | Acompanhamento de perturbações no SDAT, SDMT e SED | Relatórios de acompanhamento<br>mensal                             | O/M/A/P               |
| PE                 | 13                  | Previsão de carga mensal                           | Estudos de expansão médio prazo<br>Relatório PAR                   | ONS                   |
| PE                 | 14                  | Previsão de carga<br>quadrimestral                 | Estudos de expansão médio prazo<br>Relatório PAR                   | ONS                   |
| PE                 | 15                  | Previsão de carga anual                            | Estudos de expansão médio prazo<br>Relatório PAR                   | ONS                   |
| PE                 | 16                  | Previsão de carga quinquenal                       | Estudos de expansão médio prazo<br>Relatório PAR<br>Relatório PET  | ONS<br>EPE            |
| PE                 | 17                  | Previsão de carga<br>decenal                       | Estudos de expansão longo prazo<br>Relatório PDE                   | EPE                   |
| PE                 | 18                  | Parâmetros elétricos do sistema de subtransmissão  | Estudos de expansão médio prazo<br>Estudos de expansão longo prazo | ONS<br>EPE            |
| PE                 | 19                  | Estudos de alternativas de obras                   | Plano de obras   | PO / O / M /<br>A / P |
| PE 20<br>PE 21     |                     | Relação de transferências de carga entre SE        | Plano de obras   | PO / O / M /<br>A / P |
|                    |                     | Estudo de fluxo de potência                        | Relatório de desempenho do 1º ano<br>do plano de obras             | PO / O / M /<br>A / P |
| PE                 | 22                  | Plano de obras                                     | PDD (Módulo 2 - PRODIST)   | ANEEL                 |
| PE                 | 23                  | Plano de obras                                     | RTP  | ANEEL                 |

Fonte: Elaboração Própria

Em que:

A – automação

C - comercial

M – manutenção

O – operação tempo real

P – proteção

PE – planejamento da expansão

PO – planejamento da operação

Os dados e os trabalhos gerados pela área de planejamento da expansão são fundamentais para a execução das atividades da área de planejamento da operação.

Algumas atividades desempenhadas pela área de planejamento da expansão, constantes na tabela 4.13, como por exemplo, previsão de carga anual (atividade 15), estudo de fluxo de potência do sistema de subtransmissão (atividade 21), estabelecimento de parâmetros elétricos do sistema de subtransmissão (atividade 18) e relação de transferências de cargas entre SE (atividade 20) entre outras, acabam sendo executadas novamente, de forma parcial, pela área de planejamento da operação, para atender as necessidades da área de tempo real de operação e do ONS.

Os trabalhos executados pela área de planejamento da expansão que são novamente executados de forma parcial, citados anteriormente, as dificuldades em operacionalizar insumos gerados pela área de planejamento da expansão, o quadro de colaboradores cada vez mais escasso, a inexistência de um banco de dados comum às áreas e a utilização, pelas áreas, de sistemas computacionais distintos sobrecarrega o dia a dia da área de planejamento da operação, ao torná-lo susceptível a retrabalhos e ao fazer com que tarefas muita das vezes demandem excessivo tempo desnecessariamente.

#### **5 METODOLOGIA**

#### 5.1 ASPECTOS GERAIS

O planejamento da expansão do sistema de subtransmissão e do sistema de distribuição, conforme foi tratado no capítulo 4, objetiva ampliar a oferta de energia na área de concessão de uma concessionária de distribuição de energia elétrica, atendendo critérios preestabelecidos pela empresa e pelo poder concedente e assegurando o pleno atendimento do mercado consumidor.

Por outro lado, o planejamento da operação desempenha um papel fundamental numa concessionária de distribuição de energia elétrica, pelo fato de traçar os planos operativos e análise de desempenho do sistema, para que a área de operação do sistema minimize o risco, em tempo real, de desabastecimento de energia elétrica do mercado consumidor, preservando-se a imagem da empresa perante o poder concedente e a sociedade. Para que a área de planejamento da operação elabore tais planos operativos, se faz necessária a utilização de informações da área de operação do sistema; da área de planejamento da expansão do sistema; das empresas de transmissão; e do ONS.

Os trabalhos e os produtos gerados anualmente pela área de planejamento da expansão, listados na tabela 4.13, são de extrema importância, pois são dados de entrada para a execução das atividades na área de planejamento da operação.

Conforme o item 4.5, as atividades mais impactadas na área de planejamento da operação pelos trabalhos do planejamento da expansão são:

- Atividade 1 planos operativos de atendimento a carga em situações de contingência simples (N-1).
- Atividade 2 planos operativos de atendimento a carga em situações de contingência dupla (N-2).

- Atividade 4 previsão de carga mensal dos estudos elétricos do horizonte de operação de curto prazo do ONS.
- Atividade 5 previsão de carga quadrimestral dos estudos elétricos do horizonte de operação de curto prazo do ONS.
- Atividade 6 previsão de carga anual dos estudos elétricos do horizonte de operação de médio prazo do ONS.
- Atividade 8 levantamento das demandas do MUST para cada SE.
- Atividade 9 definição de tensão de fornecimento de cliente A2.
- Atividade 10 manobras programadas.

#### **5.2 ASPECTOS CONCEITUAIS**

O presente trabalho pretende desenvolver metodologia de integração entre as atividades de planejamento da expansão e as de planejamento da operação, otimizando o tempo de execução das atividades e minimizando as inconsistências de dados entre as áreas. Este trabalho apresenta os resultados obtidos em estudos de caso de um ciclo anual de previsão de carga, a análise dos resultados e as recomendações para a área.

Este trabalho parte do pressuposto de que a integração entre as atividades dessas áreas tradicionalmente não existe numa concessionária de distribuição de energia no Brasil. Foi preciso recorrer a pesquisa bibliográfica, a fim de identificar formas e métodos de integração entre as atividades dessas áreas, porém constatou-se, por meio dessa pesquisa, que tal integração não existe no país.

Essencialmente, essa metodologia deve solucionar as seguintes questões:

 Quais informações técnicas são necessárias para montagem de uma base de dados comum a essas duas áreas?

- Essas informações técnicas, na sua totalidade ou de maneira parcial, podem ter aplicabilidade em ferramentas computacionais de simulação de estudos elétricos de fluxo de potência, conforme descrito no item 4.2?
- A utilização de uma mesma base de dados e das mesmas ferramentas computacionais permite otimização na execução e melhoria da qualidade das oito atividades mais impactadas na área de planejamento da operação pelos trabalhos do planejamento da expansão?
- A utilização de uma mesma base de dados e das mesmas ferramentas computacionais permite minimizar o risco de aplicação de penalidades e multas pelo ONS nas atividades 4, 5, 6 e 8 citadas anteriormente?

# 5.3 INFORMAÇÕES TÉCNICAS

A seguir são apresentadas as informações técnicas que compõem a metodologia de integração entre as atividades de planejamento da expansão e as de planejamento da operação.

#### 5.3.1 Parâmetros elétricos do sistema de subtransmissão

Os parâmetros elétricos consistem na modelagem matemática das linhas e dos ramais de subtransmissão aéreos e subterrâneos, tanto do sistema atual quanto do sistema para cada ano futuro, ou seja, capturando as futuras modificações e instalações elétricas constantes do plano de obras.

Em qualquer aplicativo de cálculo, o analista de planejamento da expansão insere os parâmetros elétricos do sistema de subtransmissão do ano em curso e as extensões físicas de cada componente de linhas e ramais existentes e consegue efetuar a modelagem de cada rede de subtransmissão associada a uma fonte de alimentação

isto é, uma SE. Cada SE, subestação de clientes A2, subestação de distribuição, subestação de capacitores, torre de derivação dos ramais nas linhas de subtransmissão, chave seccionadora e local da rede onde há conexão de dois tipos distintos de bitola de condutor é modelado no aplicativo como sendo uma "barra".

Com base nas informações advindas da área de projetos de linhas e subestações, esse analista também obtém os parâmetros elétricos e as extensões físicas de cada uma das instalações futuras constantes em cada ano do plano de obras. Associado às novas subestações constantes também em cada ano do plano de obras, o analista é credenciado a realizar as arquiteturas de cada rede de subtransmissão para cada ano do plano de obras.

Essas arquiteturas, do ano em curso e de cada ano do plano de obras, são conhecidas como "topologia da rede de subtransmissão".

Cada rede de subtransmissão associada à respectiva SE é conhecida usualmente como "área elétrica". Cada concessionária de distribuição de energia elétrica possui uma quantidade de áreas elétricas em função das suas características físicas e da quantidade de SE presentes em suas respectivas áreas de concessão.

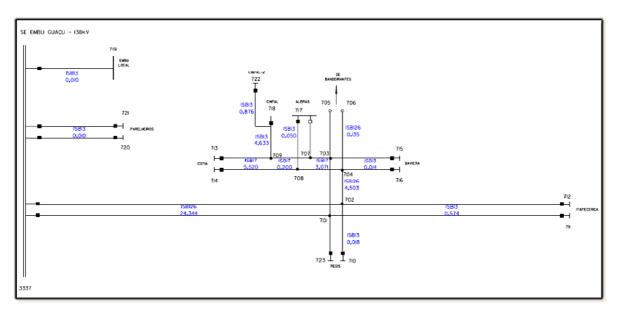
A tabela 5.1 ilustra um exemplo de aplicativo de cálculo dos parâmetros elétricos da rede em seu estado atual.

Tabela 5.1 – Cálculo dos parâmetros elétricos da rede em seu estado atual

|       | CÁLCULO DAS IMPEDÂNCIAS E MONTAGEM DA TOPOLOGIA |  |             |                                  |        |    |               |     |       |                                  |       |    |      |      |             |             |
|-------|---|--|-------------|----------------------------------|--------|----|---------------|-----|-------|----------------------------------|-------|----|------|------|-------------|-------------|
| BARRA |   | NOME Instalação Distância Área Instalação Capacidade |             | Impedância<br>Sequência Positiva |        | QC | Carga         |     | Cap.  | Impedância<br>Sequência Positiva |       |    |      |      |             |             |
| De    | Para  | Circuito   | NOME        | Código                           | KM     |    | Hpo           | MVA | R(%)  | X (%)                            | MVΛr  | MW | MVAr | MVΛr | R (%) Total | X (%) Lotal |
| 3337  | /01   |  | EMBITP11    | 51                               | 24,344 | 12 | 1SB-138(2X636 | 3/2 | 0,028 | 0,1/2                            | 0,000 |    |      |      | 0,682       | 4,187       |
| 3337  | 702   |  | EMBITP21    | 51                               | 24,344 | 12 | 1SB-138(2X636 | 3/2 | 0,028 | 0,1/2                            | 0,000 |    |      |      | 0,682       | 4,18/       |
| 701   | 711   |  | ETD ITP1 1  | 53                               | 0,574  | 12 | 1SD 1383336 4 | 129 | 0,101 | 0,255                            | 0,000 |    |      |      | 0,058       | 0,146       |
| 702   | 712   |  | ETD.ITP21   | 53                               | 1,264  | 12 | 1SB-138I336.4 | 129 | 0.101 | 0,255                            | 0.000 |    |      |      | 0,128       | 0,322       |
| 701   | 703   |  | EMBITP11-1  | 51                               | 4,503  | 12 | 1SB-138l2X636 | 372 | 0,028 | 0,172                            | 0.000 |    |      |      | 0,126       | 0.775       |
| 702   | 704   |  | EMBITP22-1  | 51                               | 4,503  | 12 | 1SB-138l2X636 | 372 | 0,028 | 0,172                            | 0.000 |    |      |      | 0,126       | 0.775       |
| 703   | 705   |  | EMBITP111-1 | 51                               | 0,135  | 12 | 1SB-138(2X636 | 372 | 0,028 | 0,172                            | 0,000 |    |      |      | 0,010       | 0,025       |
| 704   | 706   |  | EMBITP222-1 | 51                               | 0,135  | 12 | 1SB-138l2X636 | 372 | 0,028 | 0,172                            | 0,000 |    |      |      | 0,010       | 0,025       |
| 703   | 715   |  | ETD.BAV11   | 53                               | 0,014  | 12 | 1SB-138I336.4 | 129 | 0,101 | 0,255                            | 0,000 |    |      |      | 0,010       | 0,025       |
| 704   | 716   |  | FTD BAV21   | 53                               | 0,014  | 12 | 1SB-138I336 4 | 129 | 0,101 | 0,255                            | 0,000 |    |      |      | 0,010       | 0,025       |

Fonte: Elaboração Própria

A figura 5.1 mostra, por meio de um diagrama simplificado, um exemplo de representação de uma rede de subtransmissão.



Fonte: Elaboração Própria

Figura 5.1 – Diagrama simplificado de uma rede de subtransmissão

### 5.3.2 Relação de transferências de cargas entre SE

A relação de transferências de cargas entre SE consiste em matriz que contém o rol de manobras de carga que foram realizadas entre subestações de fronteira com a rede básica em decorrência do plano de obras.

As transferências de carga são de extrema importância na previsão de carga de cada SE em cada estudo elétrico do ONS nos horizontes de operação de curto e médio prazo (mensal, quadrimestral e anual), conforme [38].

A tabela 5.2 elucida um exemplo de relação de manobras de carga entre SE no horizonte de operação de médio prazo do ONS.

Tabela 5.2 – Relação de manobras de carga entre SE

|   |   | ORIGE                   | М        | DESTIN                  | 10                  | Manobras de Janeiro/2011 até Dezembro/2011 |                   |                      |  |  |
|---|---|-------------------------|----------|-------------------------|---------------------|--|-------------------|----------------------|--|--|
|   |   | Carga SE                |          | Carga SE                |                     | Detalhamento da carga                      | Montante<br>(MVA) | Previsão<br>(mmm/aa) |  |  |
| Г | 1 | ETD João Clímaco        | SUL      | ETD João Clímaco        | Ramon Reberte Filho |  | 40,0              | mai/11               |  |  |
| Г | 2 | ETC Termomecânica II    | SUL      | ETC Termomecânica II    | Ramon Reberte Filho |  | 12,0              | mai/11               |  |  |
| Г | 3 | ETD Parque São Domingos | Pirituba | ETD Parque São Domingos | Anhanguera          |  | 45,0              | nov/11               |  |  |
|   | 4 | ETC CPTM Tietê          | Pirituba | ETC CPTM Tietê          | Anhanguera          |  | 9,0               | nov/11               |  |  |
| Г | 5 |                         |          |                         |                     |  |                   |                      |  |  |

Fonte: Elaboração Própria

### 5.3.3 Previsão de carga nas SE

A previsão de carga do horizonte de dez anos, nos pontos de fronteira com a rede básica e procedente do ciclo anual de previsão de carga, é definida quando do planejamento da expansão do sistema.

Os quatro primeiros anos desta previsão de carga, do ciclo anual de previsão de carga, são utilizados para a validação do MUST. Conforme citado no item 4.5, o ONS faz essa comparação antes de celebrar o CUST da concessionária de distribuição de energia elétrica.

Conforme explorado no item 4.2.3.7, as demandas das subestações de distribuição, das subestações de clientes A2 e das subestações de capacitores, bem como as perdas nas redes de subtransmissão, são compatibilizadas com o mercado global de demanda do sistema da concessionária, dentro do ciclo anual de previsão de carga. Normalmente, cada distribuidora possui aplicativos, desenvolvidos internamente ou obtidos no mercado, para realizar a previsão de demanda das subestações de distribuição.

O item 4.2.3.8 detalhou o procedimento adotado para agrupar as demandas de carga de cada uma das redes de subtransmissão — consequentemente, do somatório de cargas previsto para cada SE. Usualmente, cada distribuidora possui um aplicativo específico, desenvolvido internamente ou obtido no mercado, para realizar esse trabalho.

A tabela 5.3 mostra um exemplo de utilização previsão de carga de uma SE para um dado ano *n* do ciclo anual de previsão de carga e apresenta o número e o nome de identificação de cada barra existente dentro do agrupamento dessa SE.

Tabela 5.3 – Previsão de carga de uma SE para o ano n

|               | 2009          |       |     | 2009  |      |     | 2009  |      |     |
|---------------|---------------|-------|-----|-------|------|-----|-------|------|-----|
|               | 19 hs         |       |     | 12 hs |      |     | 04 hs |      |     |
|               | MW MVAr SHUNT |       | MW  | MVAr  |      | MW  | MVAr  |      |     |
| 710 ETD.REG11 | 18,5          | 6,1   |     | 11,9  | 3,9  |     | 6,2   | 3,0  |     |
| 723 ETD.REG21 | 18,5          | 6,1   |     | 11,9  | 3,9  |     | 6,2   | 3,0  |     |
| 711 ETD.ITP11 | 36,2          | 19,3  |     | 28,0  | 15,7 |     | 21,6  | 10,4 |     |
| 712 ETD.ITP21 | 36,2          | 19,3  |     | 28,0  |      |     | 21,6  | 10,4 |     |
| 713 ETD.COT11 | 39,8          | 8,8   |     | 42,0  | 12,3 |     | 24,2  | 3,3  |     |
| 714 ETD.COT21 | 39,8          | 8,8   |     | 42,0  | 12,3 |     | 24,2  | 3,3  |     |
| 715 ETD.BAV11 | 19,5          | 7,3   |     | 10,5  | 4,5  |     | 5,7   | 2,6  |     |
| 716 ETD.BAV21 | 19,5          | 7,3   |     | 10,5  | 4,5  |     | 5,7   | 2,6  |     |
| 717 ETC.ALB1  | 1,9           | 0,7   |     | 1,8   | 0,6  |     | 1,2   | 0,2  |     |
| 718 ETC.CIN1  | 9,9           | 2,0   |     | 9,2   | 3,6  |     | 6,9   | 1,0  |     |
| 722 ETC.CIN21 | 5,3           | 1,7   |     | 4,8   | 1,9  |     | 2,0   | 0,5  |     |
| 719 ETD.EGU11 | 20,5          | 5,9   |     | 13,5  | 5,8  |     | 8,0   | 2,0  |     |
| 721 ETD.PRE11 | 27,0          |       |     | 13,3  | 0,4  |     | 9,2   | 1,5  |     |
| 720 ETD.PRE21 | 27,0          | 7,3   |     | 13,3  | 0,4  |     | 9,2   | 1,5  |     |
| 99999         | 319,6         | 107,9 | 0,0 | 240,8 | 85,6 | 0,0 | 152,0 | 45,3 | 0,0 |

Fonte: Elaboração Própria

# 5.4 SIMULAÇÕES DE FLUXO DE POTÊNCIA

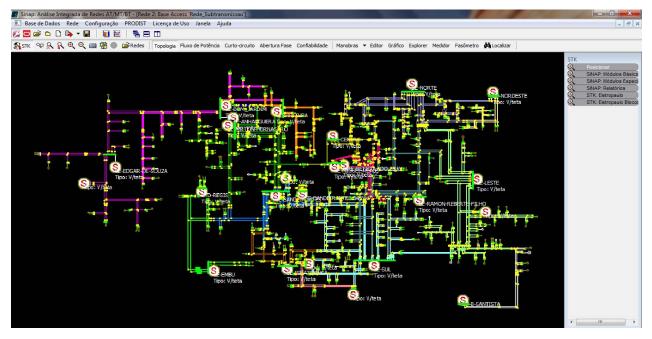
Conforme explorado no item 4.2.5, os estudos de fluxo de potência analisam o desempenho da rede de SDAT em condição normal de operação e em condições de emergência.

Uma vez definidos os parâmetros elétricos desse sistema, a relação de transferências de carga entre SE e a previsão de carga nas SE, é possível realizar as simulações de fluxo de potência do ano atual e de cada ano futuro do plano de obras. Como foi mostrado na tabela 4.13, a atividade 20 consolida os resultados de estudo de fluxo de potência, relatando o desempenho do sistema para o 1º ano futuro de um plano de obras.

Estão disponíveis no mercado brasileiro ferramentas computacionais de fluxo de potência que permitem a integração entre a topologia das redes de SDAT e a visualização das redes no formato de diagrama simplificado.

No entanto, para as simulações de fluxo de potência, que são apresentadas no item 6, "Estudos de caso", é utilizada a plataforma SINAP T&D, que, além de permitir a integração entre a topologia das redes de SDAT e a visualização das redes no formato de diagrama simplificado, possibilita inserir a previsão de carga nas SE para cada ano do horizonte de planejamento.

A figura 5.2 mostra a representação da topologia das redes de SDAT de uma concessionária de distribuição de energia elétrica na plataforma SINAP T&D.

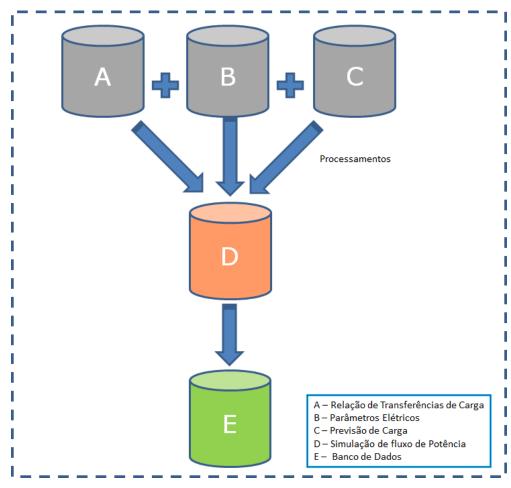


Fonte: Eletropaulo - SINAP T&D

Figura 5.2 – Topologia das redes de SDAT no SINAP T&D

#### 5.5 BANCO DE DADOS

A figura 5.3 mostra que as informações técnicas tipo A (parâmetros elétricos do sistema de subtransmissão), tipo B (relação de transferências de carga entre SE) e tipo C (previsão de carga nas SE), disponíveis para todas as áreas elétricas da distribuidora e para todos os anos do horizonte de longo prazo do ciclo anual de previsão de carga, possibilitam o processamento de simulações de fluxo de potência numa ferramenta computacional de acordo com as necessidades de cada atividade da área de planejamento da operação. Essas informações técnicas e esses processamentos permitem a montagem de um banco de dados unificado, o qual promove a integração entre as atividades das áreas de planejamento da expansão e planejamento da operação.



Fonte: Elaboração Própria

Figura 5.3 – Composição do banco de dados unificado

#### 5.6 RESULTADOS ESPERADOS

Os seguintes resultados são esperados com a aplicação dessa metodologia:

- melhor integração e sinergia entre as áreas de planejamento e operação;
- visão panorâmica do sistema;
- informações unificadas;
- diminuição/ausência de retrabalhos;
- minimização de erros;
- ganho de produtividade;
- utilização de ferramenta adequada de fluxo de potência.

A confirmação dos resultados esperados são monitorados por meio de estudos de caso, item 6 deste trabalho.

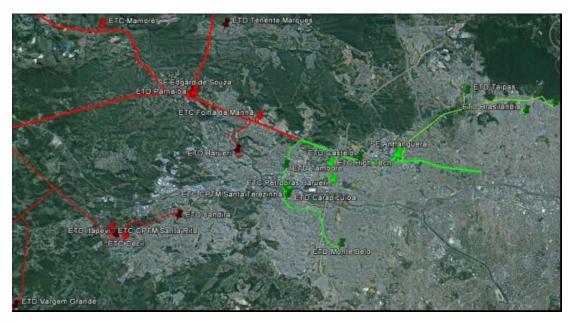
#### **6 ESTUDOS DE CASO**

São apresentados três estudos de casos com a aplicação da metodologia proposta. Os três são relacionados a produtos gerados pelas seguintes atividades da área de planejamento da operação, mostradas na tabela 4.13:

- plano operativo (N-2);
- manobra programada;
- definição de tensão de fornecimento de novo cliente A2.

### 6.1 CASO 1 – PLANO OPERATIVO (N-2)

Esse estudo de caso compreende a execução, pela área de planejamento da operação, da análise de desempenho em regime de contingência dupla (N-2) de duas linhas de subtransmissão contidas em duas áreas elétricas de uma empresa distribuidora do estado de São Paulo. Essas duas áreas elétricas são mostradas na figura 6.1.

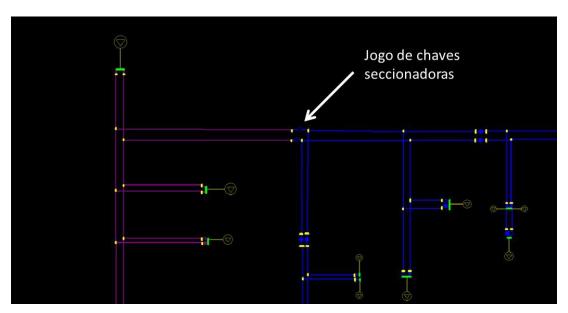


Fonte: Eletropaulo

Figura 6.1 – Áreas Elétricas SE Anhanguera e SE Edgard de Souza

A figura 6.1 apresenta o diagrama geográfico das áreas elétricas da SE Anhanguera e da SE Edgard de Souza. A rede de subtransmissão destacada em verde é abastecida pela SE Anhanguera e possui duas linhas de subtransmissão. Já a rede de subtransmissão destacada em vermelho é suprida pela SE Edgard de Souza e possui quatro linhas de subtransmissão. Por meio de jogo de chaves seccionadoras que operam normalmente abertas, essas duas áreas são interligadas por duas linhas de subtransmissão, ambas com circuito duplo: LT Edgard de Souza–Mutinga 1-2 (suprimento da ETD Parnaíba, subestação de cliente particular ETC Folha e ETD Barueri) e LT Anhanguera–Mutinga 1-2 (suprimento da subestação de cliente particular ETC High Teck, subestação de cliente particular ETC Petrobras Barueri, ETD Castelo, ETD Tamboré, ETC Sabesp Barueri, ETC CPTM Santa Terezinha, ETD Carapicuíba, subestação de capacitor EBC Carapicuíba e ETD Monte Belo).

Esse jogo de chaves seccionadoras é representado no diagrama esquemático da figura 6.2, em que a LT Edgard de Souza-Mutinga está representada na cor lilás e a LT Anhanguera-Mutinga está representada na cor azul.



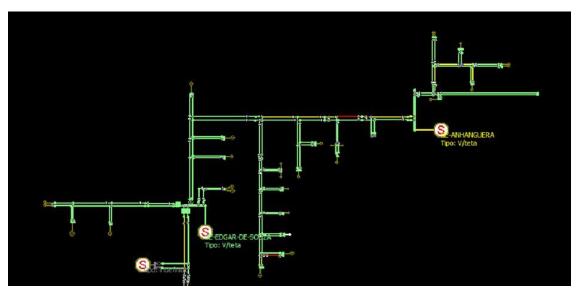
Fonte: Eletropaulo - SINAP T&D

Figura 6.2 – Representação de jogo de chaves seccionadoras

Conforme explorado no item 4.5 deste trabalho, esse estudo de caso consiste na análise de desempenho em regime de contingência dupla (N-2) da LT Edgard de Souza–Mutinga 1-2, que acarreta a abertura dos disjuntores dessa LT na SE Edgard de Souza e o fechamento do jogo de chaves seccionadoras existente na interligação dessa LT com a LT Anhanguera–Mutinga 1-2.

Para a execução dessa atividade, a área de planejamento da operação acessou a base de dados, alimentada pela área de planejamento da expansão, e carregou as duas redes com as informações técnicas necessárias (parâmetros elétricos das redes e previsões de demanda do ano 1 de um ciclo anual de previsão de carga das ETDs, das subestações de clientes particulares e das subestações de capacitores).

A figura 6.3 mostra o desempenho das duas linhas de subtransmissão considerando as previsões de demanda (do ano 1 para o horário das 19 horas) das cargas supridas nessas linhas — ou seja, maiores valores de demanda previstos —, quando da ocorrência do evento N-2 na LT Edgard de Souza–Mutinga 1-2.



Fonte: Eletropaulo - SINAP T&D

Figura 6.3 – Desempenho das LT no evento N-2

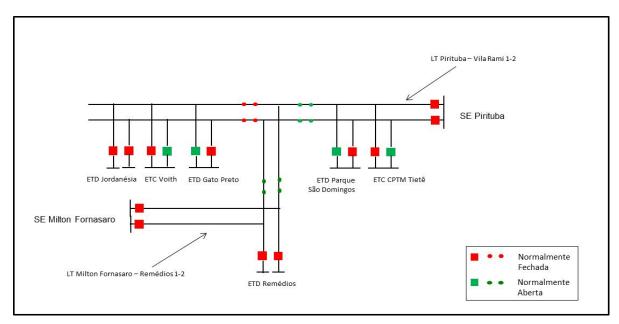
A figura 6.3 representa, em cores diferentes, o desempenho de carregamento dos trechos das LTs em relação a seus respectivos limites de capacidade nominal.

- Cor verde carregamento abaixo do limite.
- Cor amarela carregamento entre 90% e 100% do limite.
- Cor vermelha carregamento acima de 100% do limite.

A simulação da ocorrência do evento N-2 apresenta carregamento acima da capacidade admissível em um trecho da LT Anhanguera—Mutinga 1-2 mostrado na figura 6.3. Essa informação permitirá ao analista de planejamento da operação adotar medidas de controle, isto é, indicar corte de fornecimento de energia em alguma(s) carga(s) suprida(s) por uma dessas duas linhas por conta da limitação de capacidade de carregamento do trecho em vermelho. Essa análise, bem como a indicação de corte de carga, constará dos produtos gerados nessa atividade "plano operativo (N-2)", citada na tabela 4.13, que corresponde às instruções operativas para utilização da área de operação de tempo real.

#### 6.2 CASO 2 – MANOBRA PROGRAMADA

O segundo estudo de caso consiste na execução, pela área de planejamento da operação, de análise de manobra programada da linha de subtransmissão existente numa área elétrica de uma empresa distribuidora do estado de São Paulo. O estado normal dessa linha de subtransmissão (LT Pirituba–Vila Rami 1-2) é mostrado na figura 6.4.



Fonte: Elaboração Própria

Figura 6.4 – Diagrama esquemático simplificado da área elétrica da SE Milton

Fornasaro e da área vizinha SE Pirituba

A figura 6.4 representa o estado normal de operação da linha de subtransmissão objeto de análise, LT Pirituba–Vila Rami 1-2. Essa LT é suprida pela SE Pirituba. Essa instalação possui uma interligação, por meio de jogo de chaves seccionadoras, com a LT Milton Fornasaro–Remédios 1-2, a qual é suprida pela SE Milton Fornasaro.

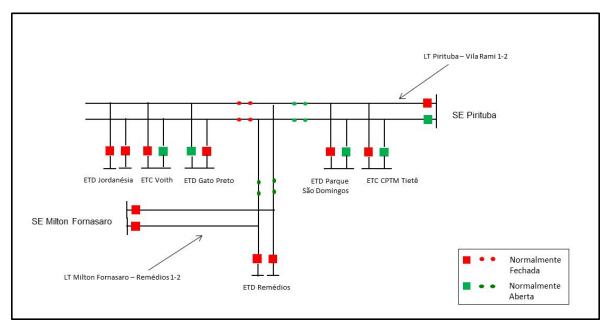
A análise de manobra programada consiste no desligamento de um dos circuitos da LT Pirituba–Vila Rami 1-2, por meio da abertura do disjuntor de linha do circuito 1 na SE Pirituba por um período longo (cerca de 6 horas).

Um exemplo típico de aplicação de manobra programada ocorre quando há a necessidade de uma equipe de manutenção efetuar substituição ou reparo numa conexão de cabo condutor do circuito desligado, tendo sido essa necessidade verificada numa inspeção preventiva.

Para execução dessa atividade, a área de planejamento da operação busca a base de dados, atualizada pela área de planejamento da expansão, e carrega as duas redes com uma das informações técnicas necessárias (parâmetros elétricos das redes).

A outra informação necessária refere-se às cargas ativa e reativa das subestações ETD Parque São Domingos e ETC CPTM Tietê. Essas demandas são buscadas no sistema de medição e referem-se aos mesmos horários e dias típicos semelhante ao dia selecionado para execução dos trabalhos relacionados a manobra programada.

Com base nessas informações, o analista de planejamento de operação efetua diversas simulações de fluxo de potência para verificar o desempenho da LT Pirituba–Vila Rami 1-2 e das subestações supridas por essa linha de subtransmissão. As simulações de fluxo de potência consideram a manobra de alimentação do circuito 1 para o circuito 2 da ETD Parque São Domingos. A configuração operativa desse sistema considerando essa manobra é demonstrada na figura 6.5.



Fonte: Elaboração Própria

Figura 6.5 – Configuração operativa associada a manobra programada da LT Milton Fornasaro – Remédios 1-2

## 6.3 CASO 3 – DEFINIÇÃO DE TENSÃO DE FORNECIMENTO DE NOVO CLIENTE A2

De acordo com [30], a concessionária de distribuição de energia elétrica deve definir a tensão de fornecimento de energia aos novos clientes no momento da celebração dos contratos de conexão ao sistema de distribuição (CUSD). Esse valor de tensão contratada deve necessariamente se enquadrar em uma faixa de variação de tensão aceitável, com o objetivo de não prejudicar a qualidade de fornecimento de energia ao cliente, e imputar risco de penalidade à concessionária caso ela se enquadre nas faixas de tensão crítica ou faixa de tensão precária.

A ANEEL, em [32], regulamentou diretrizes básicas em relação aos processos de consulta de acesso e de solicitação de acesso. Nesse contexto, os processos comerciais da concessionária de distribuição de energia elétrica estabelecem as responsabilidades das áreas técnicas e das áreas comerciais nos estudos de conexão de um novo cliente, seja qual for seu subgrupo tarifário.

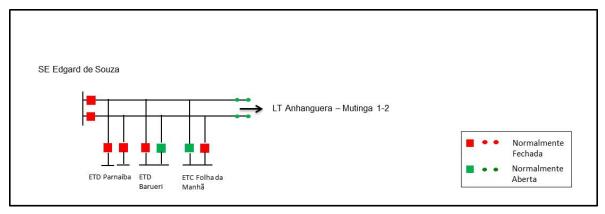
As informações básicas fornecidas num processo de solicitação de acesso de cliente do subgrupo A2 (demanda a ser contratada, distância física da nova subestação ao ponto de conexão numa LT existente, ano de energização do empreendimento) permitem à área de planejamento do sistema executar análise de desempenho do sistema em regime permanente (estado normal da LT) e em regime de contingência simples (N-1)

Essa análise, a posteriori, é considerada no ciclo anual de previsão de carga, onde esse novo cliente é inserido no ano de previsão correspondente ao ano de energização da subestação.

No período de conclusão da obra de conexão do cliente no sistema de subtransmissão, a área comercial aciona a área de planejamento da operação, que tem a prerrogativa de definir a tensão de fornecimento do novo cliente do subgrupo A2.

Esse estudo de caso compreende a determinação da tensão de fornecimento de um novo cliente no subgrupo tarifário A2 que será conectado na LT Edgard de Souza—Mutinga 1-2, integrante de uma área elétrica de uma concessionária de distribuição de energia elétrica do estado de São Paulo. Essa LT possui interligação com a LT Anhanguera—Mutinga 1-2.

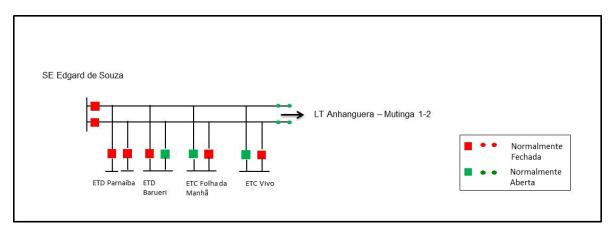
A figura 6.6 apresenta o diagrama esquemático do estado normal dessa LT.



Fonte: Elaboração Própria

Figura 6.6 – Diagrama esquemático da LT Edgard de Souza-Mutinga 1-2

A figura 6.7 apresenta o diagrama esquemático dessa LT contemplando a nova instalação de cliente do subgrupo A2.



Fonte: Elaboração Própria

Figura 6.7 – Diagrama esquemático da LT Edgard de Souza-Mutinga 1-2 com a nova subestação do subgrupo A2

A área de planejamento da operação acessou a base de dados, alimentada pela área de planejamento da expansão, e carregou a rede com as informações técnicas necessárias parâmetros elétricos da LT Edgard de Souza– Mutinga 1-2, ramais das ETDs e ETCs existentes e da ETC futura (novo cliente subgrupo A2 – ETC Vivo) e previsões de demanda do ano 3 para os horários representativos do patamares de carga pesada, média e leve (19, 12 e 4, respectivamente) de um ciclo anual de previsão de carga.

A área de planejamento da operação efetuou a análise de desempenho do sistema em regime permanente (estado normal da LT) considerando a totalidade dessas informações técnicas, disponibilizada pela área de planejamento da expansão.

Em seguida, acessou o sistema de medição para coletar as demandas de carga ativa e reativa das subestações ETD Parnaíba, ETD Barueri e ETC Folha da Manhã, substituindo os valores coletados na simulação realizada anteriormente.

O analista de planejamento da operação executa novas simulações de fluxo de potência para verificar o desempenho da LT e consequentemente define a tensão de fornecimento do novo cliente do subgrupo A2.

# 7 CONCLUSÃO

Neste capítulo são apresentadas as conclusões deste trabalho e enfatizadas suas valiosas contribuições. Nas recomendações, são sinalizadas as possíveis ações para continuação deste estudo.

O escopo deste trabalho é demonstrar uma metodologia de trabalho que permita a integração entre as atividades das áreas de planejamento de expansão e planejamento da operação.

O ponto de partida para o desenvolvimento dessa metodologia é a avaliação das atividades e dos produtos da área de planejamento da expansão que subsidiam os trabalhos executados pela área de planejamento da operação numa empresa de distribuição de energia elétrica. Essa avaliação permite determinar as atividades da área de planejamento da operação mais impactadas pelos trabalhos da área de planejamento da expansão.

As atividades da área de planejamento da operação mais impactadas são: 1) planos operativos de atendimento a carga em situações de contingência simples; 2) planos operativos de atendimento a carga em situações de contingência dupla; 3) previsão de carga mensal dos estudos elétricos do horizonte de operação de curto prazo do ONS; 4) previsão de carga quadrimestral dos estudos elétricos do horizonte de operação de curto prazo do ONS; 5) previsão de carga anual dos estudos elétricos do horizonte de operação de médio prazo do ONS; 6) levantamento das demandas do MUST para cada SE; 7) definição de tensão de fornecimento de cliente A2.

A metodologia visa à construção de uma base de dados comum às áreas, à determinação das informações técnicas necessárias para a composição dessa base de dados e à definição de ferramenta computacional de simulações de fluxo de potência para utilizar as informações técnicas contidas nesse banco de dados para a execução das atividades da área de planejamento da operação.

A consolidação da metodologia atinge os seguintes resultados: melhor integração e sinergia entre as áreas de planejamento da expansão e planejamento da operação, visão panorâmica do SDAT, otimização do tempo de execução das atividades, informações unificadas entre ambas as áreas, diminuição/ausência de retrabalho, minimização de erros, ganhos de produtividade, redução significativa de multas/penalidades por subcontratação ou sobrecontratação do MUST.

A metodologia deste trabalho se traduz numa grande inovação e numa referência para aplicação nas empresas de distribuição de energia elétrica, dado que as áreas de planejamento da expansão e planejamento da operação atuam de maneira segregada.

Os três estudos de caso comprovaram a eficácia da proposta deste trabalho.

A aplicação dessa metodologia pode encontrar barreiras numa empresa de distribuição de energia elétrica, como, por exemplo, adequação de procedimentos de trabalho, utilização de mesma ferramenta computacional, unificação das bases de dados nas áreas de planejamento da expansão e planejamento da operação. Evidentemente o sucesso dessa metodologia depende do envolvimento do corpo gerencial da empresa, da nomeação de uma equipe de gestão de implantação e do engajamento das áreas envolvidas.

Tendo em vista a continuação do presente trabalho em estudos futuros, recomendase desenvolver, na área de planejamento da expansão, uma metodologia de integração entre a previsão de carga do sistema de distribuição (SED e SDMT) e a previsão de carga do sistema de subtransmissão (SDAT), possibilitando-se o uso de uma única ferramenta computacional. Com isso, objetiva-se a otimização das atividades do ciclo anual de previsão de carga e a melhoria nas atividades subsequentes: formulação de alternativas e elaboração do plano de obras.

### **REFERÊNCIAS**

- [1] ELETROPAULO. **Manual de planejamento do sistema elétrico de alta tensão**. São Paulo, 1989. p. 2-5.
- [2] ADAMS, R. N. Optimal planning of power network using mixed-integer programming. Proc. IEE Vol. 121, N°2, 1974.
- [3] GARRET, G.P.; FUKUTOME, A.; CHEN, M.S. **Expansion planning of radial subtransmission systems**. IEEE Transactions on Power Apparatus Systems, v. PAS-96, 1977.
- [4] GOUVEA, M. R. **Um método para planejamento de redes radiais de distribuição secundária**. Dissertação (Mestrado em Engenharia) Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1979.
- [5] KAGAN, N. Electrical distribution systems planning using multiobjective and fuzzy mathematical programming. Thesis (Ph.D. in Engineering) University of London, 1992.
- [6] RANAWEERA, D. K.; HUBELE, N. F.; PAPALEXOPOULOS. **Application of radial basis function neural network model for short-term load forecasting**. IEE Proc. Gener.Transm. distrib, California USA, 1995.
- [7] GONTAR, Z.; HATZIARGYRIOU, N. **Short term load forecasting with radial basis function network.** In: IEEE PORTO POWER TECH CONFERENCE, Porto Portugal, 2001.
- [8] LATORRE G.; CRUZ, R. D. C.; AREIZA, J. M.; VILLEGAS, A. Classification of publications and models on transmition expansion planning. IEEE Transactions on Power Systems, v. 18, 2003.
- [9] GUIRELLI, C. R.; JARDINI, J. A.; MAGRINI, L. C.; YASUOKA, J.; CAMPOS, A.C.; BASTOS, M. Tool for short-term load forecasting in transmission systems based on artificial intelligence techniques. In: IEEE TRANSMISSION & DISTRIBUTION CONFERENCE & EXPOSITION: LATIN AMERICA, 2004.
- [10] ZAMPIERI, A. V.; MANZONI, A.; FEIJO, W. L.; LEMOS, F. A. B.; FILHO, J. J. **An integrated computational environment for management and analysis of electrical energy systems** IEEE Transmission & Distribution Conference & Exposition: Latin America 2004.
- [11] SHENG, S.; WANG, C. Integrating radial basis function neural network with fuzzy control for load forescasting in power system IEEE Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific 2005.
- [12] BELPIEDE, D. Aplicação de algoritmos evolutivos para a otimização do fluxo de potência em sistemas de subtransmissão de energia elétrica"

- Dissertação (Mestrado em Engenharia) Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.
- [13] DUARTE, D. P. Automação como recurso de planejamento de redes de distribuição de energia elétrica. Dissertação (Mestrado em Engenharia) Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.
- [14] CANDIAN, F. J. **Planejamento da expansão de sistemas elétricos de distribuição considerando fatores de riscos na área econômica** Dissertação (Mestrado em Engenharia) Universidade Estadual Paulista Júlio Mesquita Filho, São Paulo, 2008.
- [15] CARRERO, E. M.; FELTRIN, A. P. **Spatial electric load forecasting using a local movement approach**. IEEE Transactions on Power , 2009.
- [16] LAMIN, B. C. F. Gerenciamento de projetos aplicado ao planejamento do sistema elétrico de distribuição: estudo de caso Dissertação (Mestrado em Engenharia) Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.
- [17] SALGADO, R. M.; OHISHI, T.; BALLINI, R. Uma abordagem rápida e eficiente para previsão de carga por barramento. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SNPTEE), Florianópolis Brasil, 2011.
- [18] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Sistema de transmissão horizonte 2012**. Disponível em: <a href="http://ons.org.br/conhecs\_sistema/mapas\_sin.aspx">http://ons.org.br/conhecs\_sistema/mapas\_sin.aspx</a>. Acesso em: 23 maio 2011.
- [19] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 67, de 2004**, rev. 1. Brasília, 2008. p.1.
- [20] KAGAN, N.; ROBBA, E. J.; OLIVEIRA, C. B. Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica. São Paulo, Edgard Blusher, 2005.
- [21] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Procedimentos de rede**. Módulo 3, Submódulo 3.6 Requisitos mínimos para conexão à rede básica. rev. 1. Brasília, 2010. p. 27.
- [22] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional**. Módulo 2 Planejamento da expansão do sistema de distribuição. rev. 1. Brasília: SRD, 2010. p. 7.
- [23] STEVENSON, W. D. **Elementos de análise de sistemas de potência**. McGraw-Hill, 1986.
- [24] ELETROPAULO. **Planedis Planejamento da Ddistribuição**. São Paulo, 1991, p. 31-33.

- [25] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional**. Módulo 1 Introdução. rev. 1. Brasília: SRD, 2010.
- [26] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Critérios e procedimentos para o planejamento da expansão do sistema de transmissão. Brasília, 2001. p. 24-25.
- [27] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 191, de 2005. Brasília, 2005.
- [28] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional**. Módulo 7 Perdas técnicas. rev. 1. Brasília: SRD, 2010. p. 7.
- [29] SILVA, D. G.; GALVÃO, V. G.; YAMASHITA, A. Y.; MARTINELLI, M. A. M.; NIGULA, V. M. Metodologias de cálculo de perdas técnicas e de previsão de demanda para expansão do sistema elétrico a partir de medições diárias de uma distribuidora de energia elétrica. In: JORNADA TÉCNICA AES BRASIL, 4., 2009, São Paulo Brasil, 2009.
- [30] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 414, de 2010**. Brasília, 2010.
- [31] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 456, de 2000. Brasília, 2000.
- [32] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional**. Módulo 3 Acesso ao sistema de distribuição. rev. 1. Brasília: SRD, 2010.
- [33] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 64, de 2004**. Brasília, 2004.
- [34] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Procedimentos de rede**. Módulo 6 Planejamento e programação da operação elétrica. Versão 1. Brasília, 2009.
- [35] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Procedimentos de rede**. Módulo 4 Ampliações e reforços. Versão 1.1. Brasília, 2010.
- [36] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 281, de 1999. Brasília, 1999.
- [37] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 399**, **de 2010**. Brasília, 2010.
- [38] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Procedimentos de rede**. Módulo 5 Consolidação da previsão de carga. Versão 1.1. Brasília, 2010.