

**ESTABELECIMENTO DE METODOLOGIA MULTICRITÉRIOS
PARA PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO**

MICHELE DOS REIS PEREIRA

Monografia submetida à Comissão Coordenadora do Curso de Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência – CESEP, Ênfase: Supervisão, Controle e Proteção de SEP, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do certificado da Especialização.

Aprovada em 30 de julho de 2014

Maria Helena Murta Vale - Dr.

Supervisor

Silvério Visacro Filho - Dr.

Coordenador do CESEP

SUMÁRIO

1	Introdução	x
1.1	Relevância e Contexto da Investigação	1
1.2	Objetivo e Metodologia de Desenvolvimento	3
1.3	Organização do Texto.....	3
2	Contextualização da Proposta	5
2.1	Considerações Iniciais	5
2.2	Análise da Legislação Aplicável	8
2.2.1	<i>Resolução Normativa ANEEL 414/2010 – Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica [3]</i>	8
2.2.2	<i>Prodist – Procedimentos de Distribuição</i>	12
2.3	Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico de Distribuição	21
2.3.1	<i>Etapas de Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico</i>	21
2.3.2	<i>Parâmetros de Desempenho do Sistema Elétrico – Descrição e Limites</i>	22
2.4	Considerações Finais	28
3	Análise dos Fatores de Vulnerabilidade do Sistema Elétrico	30
3.1	Identificação de Vulnerabilidades	30
3.1.1	<i>Definição de Vulnerabilidade do Sistema Elétrico</i>	30
3.1.2	<i>Violação de Limites Técnicos e Impactos no Sistema</i>	31
3.1.2.1	<i>Caracterização dos Impactos</i>	32
3.1.2.2	<i>Correlação entre Violação e Impacto</i>	32
3.1.3	<i>Definição e Caracterização de Áreas Críticas de Desempenho do Sistema Elétrico</i>	39
3.2	Considerações Finais	48
4	Índice de Vulnerabilidade Sistêmico – IVSis	49
4.1	Considerações Iniciais	49
4.2	Metodologia para Cálculo do Índice de Vulnerabilidade Sistêmico	52
4.2.1	<i>Definição do Índice IVSis</i>	54
4.2.2	<i>Processo de Simulação</i>	54
4.2.3	<i>Resultado da Simulação no Sistema Real da Cemig D</i>	55
4.3	Análise dos Resultados	57

4.4	Considerações Finais	63
5	Conclusões e Propostas de Continuidade.....	64
5.1	Conclusões.....	64
5.2	Propostas de Continuidade	65
	Referências Bibliográficas	66

DEDICATÓRIA

À minha mãe Neusa e minha vó Judith
pelo amor, dedicação e cuidado durante
toda minha existência.

AGRADECIMENTOS

À professora Maria Helena Murta Vale, pela orientação prestimosa e desafiadora durante a realização do trabalho.

Aos professores do CESEP pela transmissão de conhecimentos inestimáveis.

Aos amigos da CEMIG, especialmente aos da equipe de planejamento da expansão da equipe de alta tensão regional da Cemig D, pela amizade, companheirismo e colaboração.

Ao Tiago Vilela, entusiasta e inovador, pela amizade, patrocínio, incentivo, orientação e colaboração, imprescindíveis para a realização deste trabalho.

Aos amigos e companheiros desta viagem que me apoiaram, incentivaram, ensinaram e compartilharam o tempo, o conhecimento e as angústias que se transformaram em memórias nobres e felizes, devido à amizade e ao prazer da convivência. Agradecimento especial aos queridos Rodrigo Damasceno, Carlos Valentim, Paulo Mendes, Rogério Bibiano, Anderson Vander, João Machado, Acaz, Nilton José, e Murilo Muniz sem os quais a caminhada seria muito mais árdua.

Ao Ricardo Charbel e ao Beline Quintino, por viabilizarem a realização deste curso.

Ao Blunio Elias da Silva, possuidor de mente brilhante e coração humilde e bondoso, sem o qual a realização deste trabalho não seria possível, por todo o auxílio, inspiração, conhecimento compartilhado e colaboração. Toda a minha admiração e amizade.

RESUMO

O planejamento da expansão do sistema elétrico de distribuição brasileiro atualmente segue as diretrizes estabelecidas no PRODIST – Procedimentos de Distribuição, elaborado pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. O módulo 2, especificamente, define diretrizes, requisitos mínimos e critérios básicos para a previsão de demanda, estudos de planejamento, elaboração do plano de desenvolvimento da distribuidora e sistemas de informação geográfica regulatório. O planejamento da expansão do sistema propriamente consiste em um elenco de obras propostas para um horizonte de dez anos que visa garantir o crescimento de mercado previsto atendendo aos critérios técnicos e econômicos estabelecidos pela agência reguladora.

Os estudos de planejamento desenvolvidos na empresa Cemig D para a definição destas obras são elaborados de forma integrada entre as áreas de alta (34,5 kV a 161 kV) e média tensão (13,8 kV e 23 kV) que utilizam casos bases de fluxo de potência para elaboração do diagnóstico do sistema, cujos principais parâmetros avaliados são: tensão, carregamento de transformadores, carregamento, perdas e queda de tensão em linhas de distribuição e alimentadores. Quando detectados os problemas, são elaboradas alternativas para a solução dos mesmos englobando obras de alta e média tensão. Ressalta-se que, para a elaboração do diagnóstico e simulação de alternativas de obras de alta tensão, utiliza-se o programa ANAREDE e, para o diagnóstico e simulação de alternativas de obras de média tensão, utiliza-se o PSS ADEPT. Portanto, são gerados relatórios distintos, cuja interface, consolidação e conclusões são realizadas pelos profissionais envolvidos. Para a elaboração do diagnóstico são necessárias várias informações, dentre elas: os valores de demanda máxima por subestação verificados no ano, fornecidos pela área de operação, as taxas de crescimento por subestação previstas pela área de mercado e os casos bases de fluxo de potência – Brasil, fornecidos pela EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Este último aplicável somente para a alta tensão.

Após a definição do elenco de obra a serem implantadas e a definição do montante financeiro disponível para investimento, o qual é finito, deve-se realizar a priorização das mesmas. Neste cenário, verifica-se que somente a avaliação do diagnóstico técnico utilizado não é suficiente para avaliar todas as variáveis que influenciam o desempenho do sistema, além de não garantir uma priorização que atenda a todos os objetivos estratégicos da empresa. Faz-se necessário também avaliar os índices de qualidade, a depreciação dos ativos, os custos de operação e a

manutenção envolvidos, os montantes de multas por descumprimentos das metas de qualidade e o número de clientes atendidos. Essas informações, contudo, são apuradas e armazenadas em banco de dados distintos.

Atualmente, não existe uma metodologia de planejamento da expansão sistematizada que avalie conjuntamente todos esses parâmetros. Desta carência, surge a motivação para a realização deste trabalho.

O objetivo desta monografia é analisar e avaliar de forma empírica as informações contidas em diagnósticos georreferenciados e propor uma metodologia multicritérios para priorização das áreas mais críticas ao negócio distribuição, por meio da ponderação de cada parâmetro de interesse avaliado, a fim de direcionar a aplicação dos recursos de investimento na Cemig D, trazendo todos os benefícios associados.

ABSTRACT

The expansion planning of the electric distribution system in Brazil currently follows the guidelines established in PRODIST – Distribution Procedures, prepared by ANEEL – National Energy Agency. Module 2 specifically defines guidelines, minimum requirements and basic criteria for demand forecasting, planning studies, preparation of the development plan of distribution and regulatory geographic information systems. The planned expansion of the system itself, consists of a list of works proposed to a horizon of ten years, that aims to ensure market growth predicted given the technical and economic criteria established by the regulatory agency.

Planning studies developed in Cemig D for the definition of these works are produced seamlessly between areas of high (34.5 kV to 161 kV) and medium voltage (13.8 and 23 kV) using base case flow power for making the diagnosis of the system, whose main parameters evaluated are: voltage, charging transformer, charging losses and voltage drop in distribution lines and feeders. Once detected the problems, alternatives for their solution encompassing works of high and medium tension are elaborated. It is noteworthy that for the development of diagnosis and simulation of alternative works high voltage is used ANAREDE the program and for the diagnosis and simulation of alternative works of medium voltage, we use the PSS ADEPT. So many reports are generated, whose interface, consolidation and conclusions are made by the professionals involved. For the preparation of various diagnostic information, among which are needed: the values of maximum demand recorded by SE in the year, provided the area of operations, growth rates for SE provided by market area and the cases base power flow – Brazil, provided by the Energy Research Company – EPE. The latter applies only to high voltage.

After defining the list of work to be implemented and the definition of the cash amount available for investment that is finite, we should perform the prioritization of same. In this scenario, it appears that only the evaluation of the technical diagnostics used is not sufficient to assess all the variables that influence system performance, and does not guarantee a prioritization that meets all of the company's strategic objectives. It's necessary also evaluate the quality indices, asset depreciation, operating costs and maintenance involved, amounts of fines for breaches of quality targets, number of clients served. But this information is calculated and stored in separate data bank.

Currently there isn't a planning methodology for a systematic expansion that evaluates all these parameters. This lack motivated the development of this work.

The objective of this monograph is to analyze and evaluate by the use of an empiric study the information contained in geo-referenced diagnosis and propose a multi-criteria methodology for prioritization of the most critical issues for business distribution by weighting each parameter evaluated, in order to direct the application of resources Cemig D investment in.

LISTA DE SIGLAS

- ANAREDE – Análise de Redes;
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica;
- CAC – Central de Atendimento ao Consumidor;
- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia;
- CNPE – Comissão Nacional de Pesquisa Energética;
- DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora;
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética;
- FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora;
- GET – Grupo de Trabalho;
- IASC – Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor;
- ISQP – Índice de Satisfação da Qualidade Percebida;
- MME – Ministério de Minas e Energia;
- ONS – Operador Nacional do Sistema;
- PDD – Plano de Desenvolvimento da Distribuição;
- PRODIST – Procedimentos de Distribuição;
- SAS – *Statistic Analysis Systems*;
- SDAT – Sistema Distribuição de Alta Tensão;
- SDBT – Sistema de Distribuição de Baixa Tensão;
- SDMT – Sistema de Distribuição de Média Tensão;
- SE/SDE – Subestação;
- SIN – Sistema Interligado Nacional;
- STE – Superintendência de Transmissão de Energia.

1 Introdução

1.1 Relevância e Contexto da Investigação

O desenvolvimento social e econômico de um país tem como requisito indispensável o suprimento e a disponibilidade de energia elétrica, pois é sabido que as atividades econômicas em geral são altamente dependentes do consumo deste recurso. A qualidade de vida de uma nação pode ser avaliada pelo Índice de Desenvolvimento Humano (IDH), elaborado pelas Nações Unidas e composto por três indicadores: expectativa de vida ao nascer, educação e renda per capita. De acordo com as nações unidas, o consumo per capita de eletricidade, medido em quilowatt-hora por habitante por ano (kWh/Hab/ano) de países de elevado IDH, varia de um para outro, sendo o menor consumo 6.000 kWh/hab/ano. O Brasil apresenta um consumo de 2.200kWh/hab/ano e, portanto, deve percorrer um longo caminho para alcançar o patamar dos países desenvolvidos. Neste contexto, a política energética estabelecida pelo Ministério de Minas e Energia e implantada através da atuação dos diversos agentes do setor elétrico tem papel primordial.

As concessionárias de distribuição de energia elétrica, um dos agentes do setor, são empresas de grande porte e que desempenham o papel de elo entre o setor de energia e a sociedade, uma vez que são responsáveis pelo relacionamento direto com consumidores. Possuem como obrigação legal garantir atendimento ao crescimento de mercado e, para isso, realizam previsões de crescimento de mercado consumidor e desenvolvem estudos para a expansão de seus sistemas, fornecendo insumos para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão e geração de energia elétrica.

O planejamento da expansão do sistema elétrico de distribuição brasileiro atualmente segue as diretrizes estabelecidas no PRODIST – Procedimentos de Distribuição, elaborado pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. O módulo 2, especificamente, define diretrizes, requisitos mínimos e critérios básicos para a previsão de demanda, estudos de planejamento, elaboração do plano de desenvolvimento da distribuidora e sistemas de informação geográfica regulatórios. O planejamento da expansão do sistema propriamente consiste em um elenco de obras

propostas para um horizonte de dez anos que visa garantir o crescimento de mercado previsto atendendo aos critérios técnicos e econômicos estabelecidos pela agência reguladora.

Os estudos de planejamento desenvolvidos na Cemig D, para a definição dessas obras, são elaborados de forma integrada entre as áreas de alta (34,5 kV a 161 kV) e média tensão (13,8 kV e 23 kV). Utilizam casos bases de fluxo de potência para elaboração do diagnóstico do sistema, cujos principais parâmetros avaliados são: tensão, carregamento de transformadores, carregamento, perdas e queda de tensão em linhas de distribuição e alimentadores. Assim que detectados os problemas, são elaboradas alternativas para a solução dos mesmos, englobando obras de alta e média tensão. Ressalta-se que, para a elaboração do diagnóstico e simulação de alternativas de obras de alta tensão, utiliza-se o programa ANAREDE e, para o diagnóstico e simulação de alternativas de obras de média tensão, utiliza-se o PSS ADEPT. Portanto, são gerados relatórios distintos, cuja interface, consolidação e conclusões são realizadas pelos profissionais envolvidos. Para a elaboração do diagnóstico são necessárias várias informações, dentre elas: os valores de demanda máxima por subestação (SE) verificados no ano, fornecidos pela área de operação; as taxas de crescimento por SE previstas pela área de mercado; os casos bases de fluxo de potência – Brasil, fornecidos pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Este último aplicável somente para a alta tensão.

Após a definição do elenco de obras a serem implantadas e do montante financeiro disponível para investimento, o qual é finito, deve-se realizar a priorização das mesmas.

Neste contexto, verifica-se que somente a avaliação do diagnóstico técnico utilizado não é suficiente para avaliar todas as variáveis que influenciam o desempenho do sistema, além de não garantir uma priorização que atenda a todos os objetivos estratégicos da empresa. Faz-se necessário também avaliar os índices de qualidade, Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), a depreciação dos ativos, custos de operação e manutenção envolvidos, montantes de multas por descumprimentos das metas de qualidade e número de clientes atendidos.

Essas informações são apuradas e armazenadas em bancos de dados distintos. Atualmente não existe uma metodologia de planejamento da expansão sistematizada que avalie conjuntamente esses parâmetros e que avalie o grau de influência das violações dos mesmos no desempenho do sistema. Há um projeto em andamento na Cemig D onde as informações do diagnóstico tradicional e as informações citadas acima estão sendo inseridas em um único banco de dados

georreferenciado, de onde é possível visualizar e extrair um diagnóstico integrado do sistema elétrico existente.

É neste cenário, abordando uma parcela das questões envolvidas no planejamento da expansão do sistema de distribuição, que se localiza o desenvolvimento desta monografia.

1.2 Objetivo e Metodologia de Desenvolvimento

O objetivo deste trabalho é analisar e avaliar de forma empírica as informações contidas no diagnóstico integrado do sistema georreferenciado e propor uma metodologia multicritérios, para priorização dos problemas mais críticos para o negócio distribuição, através da ponderação de cada parâmetro avaliado, a fim de direcionar a aplicação dos recursos de investimento na Cemig D.

Para implementar tal objetivo adotou-se como metodologia a comparação par a par por meio do preenchimento de uma matriz de comparabilidade para ponderar um parâmetro em relação ao outro, estabelecendo os pesos de cada um. Esta planilha foi preenchida por diversos profissionais das áreas de operação, manutenção, perdas e planejamento de média e alta tensão do sistema elétrico. A violação dos parâmetros foi pontuada e referenciada às subestações. Da análise de resultados foram identificadas as áreas mais vulneráveis do sistema elétrico que direcionam a atuação do planejamento do sistema elétrico.

1.3 Organização do Texto

Para cumprir seu objetivo, esta monografia está estruturada em 6 capítulos, incluindo a presente **Introdução**.

O **Capítulo 2** tem por objetivo contextualizar a proposta deste trabalho no âmbito das atividades de planejamento do sistema elétrico de distribuição.

Para tal, o processo de planejamento atual é descrito, indicando suas etapas, informações necessárias, insumos, requisitos e seus limites de atendimento, interfaces, objetivos e resultados.

Adicionalmente é avaliada a legislação aplicável ao planejamento do sistema e, de forma geral, ao fornecimento de energia elétrica, identificando os principais requisitos a serem cumpridos pelas concessionárias de serviço público e que são de responsabilidade do processo de planejamento da expansão garantir ou viabilizar o seu cumprimento.

A base de dados utilizada para o desenvolvimento deste trabalho se encontra em um sistema de geoprocessamento, cujos princípios básicos e sua aplicação ao planejamento do sistema elétrico são descritos neste capítulo, incluindo a definição do conceito de “Área de Análise do Sistema Elétrico”.

O **Capítulo 3** identifica e discute os limites impostos ao sistema elétrico e sua influência no desempenho do mesmo, caracterizando e correlacionando os impactos causados pela violação destes limites e suas consequências, inclusive aqueles que atualmente não são considerados de forma organizada e sistêmica no processo de planejamento da expansão do sistema.

Institui o conceito de vulnerabilidade do sistema elétrico, definindo seus parâmetros e características, e determina como este conceito é aplicado às áreas do sistema elétrico e suas respectivas áreas de atendimento. Apresenta também o diagnóstico chamado de Nível 1 no sistema georreferenciado – Geomedia.

O **Capítulo 4** propõe um índice que visa priorizar as áreas do sistema elétrico mais vulneráveis do ponto de vista do negócio distribuição de energia elétrica, denominado Índice de Vulnerabilidade Sistêmica IVSis.

O índice é calculado a partir de ponderações atribuídas aos fatores de vulnerabilidade identificados no Capítulo 3. Foi utilizada como metodologia a comparação par a par dos fatores, para a determinação dos pesos de cada parâmetro de desempenho. A comparação foi realizada por profissionais de diversas áreas da Cemig D.

Após a determinação dos pesos, estes são aplicados no Geomedia, para compor o Diagnóstico Integrado do Sistema Elétrico da Cemig D no Sistema de Geoprocessamento descrito no Capítulo 2. Isto representa a aplicação da metodologia do Índice de Vulnerabilidade Sistêmica em um sistema real.

O uso do índice proposto neste trabalho possibilita, portanto, a priorização das áreas a serem estudadas ou áreas nas quais os recursos devem ser aplicados prioritariamente.

As conclusões finais desta monografia, decorrentes das avaliações realizadas, assim como os possíveis desdobramentos relativos às propostas de continuidade, são apresentadas no **Capítulo 5**.

Ao final do texto são apresentadas as **Referências Bibliográficas** utilizadas.

2 Contextualização da Proposta

O objetivo deste capítulo é contextualizar a proposta da monografia no âmbito da atividade de planejamento da expansão dos sistemas elétricos. A legislação pertinente é analisada, identificando os principais requisitos do processo de planejamento. Os parâmetros de desempenho do sistema são definidos, caracterizando os fatores de vulnerabilidade. O texto, da forma como foi estruturado, constitui a base para os demais capítulos.

2.1 Considerações Iniciais

O setor elétrico brasileiro passou por duas grandes reformulações desde a década de 1990. A primeira fomentou a privatização das empresas e instituiu a ANEEL e a segunda implantou o novo modelo do setor elétrico e teve como objetivos principais a modicidade tarifária, a segurança do fornecimento e a inserção social (Programa Luz para Todos). Esses objetivos permanecem atuais e têm sido reforçados ao longo do tempo pela atuação da ANEEL junto aos agentes do setor, especialmente durante as revisões tarifárias periódicas das empresas distribuidoras e da Lei 12.783 de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária. Um fator relevante no contexto desta monografia foi a retomada da responsabilidade do Planejamento do Setor Elétrico pelo Estado, especialmente com a criação da EPE – Empresa de Pesquisa Energética, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, cuja função é realizar os estudos necessários ao planejamento da expansão do sistema elétrico. A estrutura institucional do setor elétrico brasileiro está apresentada na figura 2.1.

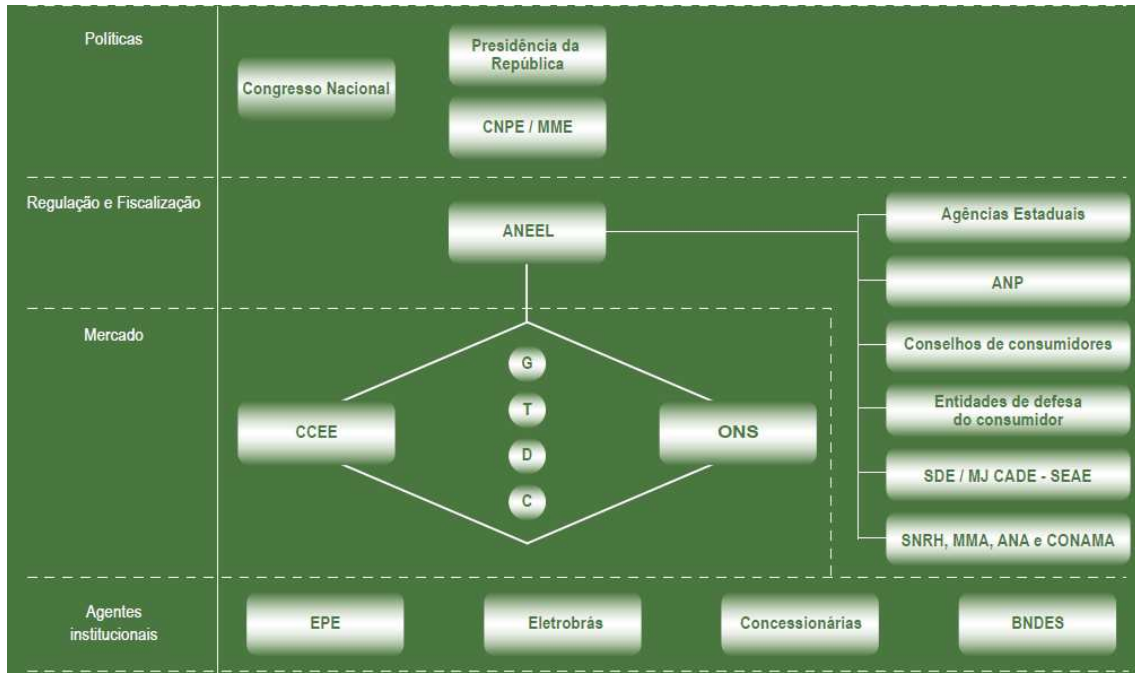


Figura 2.1 - Estrutura Institucional do Setor Elétrico. [1]

As áreas de atuação da EPE são divididas organizacionalmente em superintendências. A Superintendência de Transmissão de Energia – STE é responsável por planejar e indicar obras de reforços para o Sistema de Transmissão do Brasil e possui especial interferência com as distribuidoras no que se refere ao Planejamento da Expansão da Distribuição, uma vez que as novas injeções de potência no sistema de distribuição devem ser estudadas em conjunto com a EPE e com os agentes de transmissão responsáveis pelo atendimento da área de concessão em análise. A STE é dividida em três assessorias que por sua vez são subdivididas em Grupos de Trabalhos – GET regionais, conforme pode ser visto no organograma da figura 2.2.

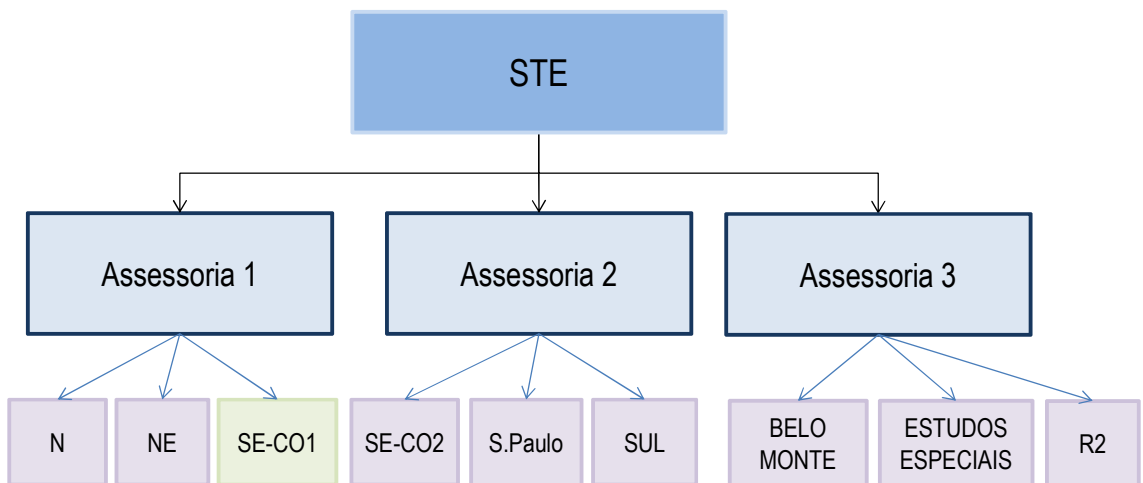


Figura 2.2 - Organograma da Superintendência de Transmissão de Energia da EPE.

A Cemig D compõe o Grupo de Trabalho Sudeste – Centro Oeste 1 (GET – SE-CO1) e participa da elaboração dos estudos de planejamento de transmissão sempre que as alterações e expansões do sistema de transmissão da região em análise afetem o desempenho e/ou requerem reforços no sistema de distribuição sob sua concessão. A figura 2.3 apresenta as regiões, as concessionárias que compõem o GET em questão e descreve a sistemática para elaboração dos estudos.

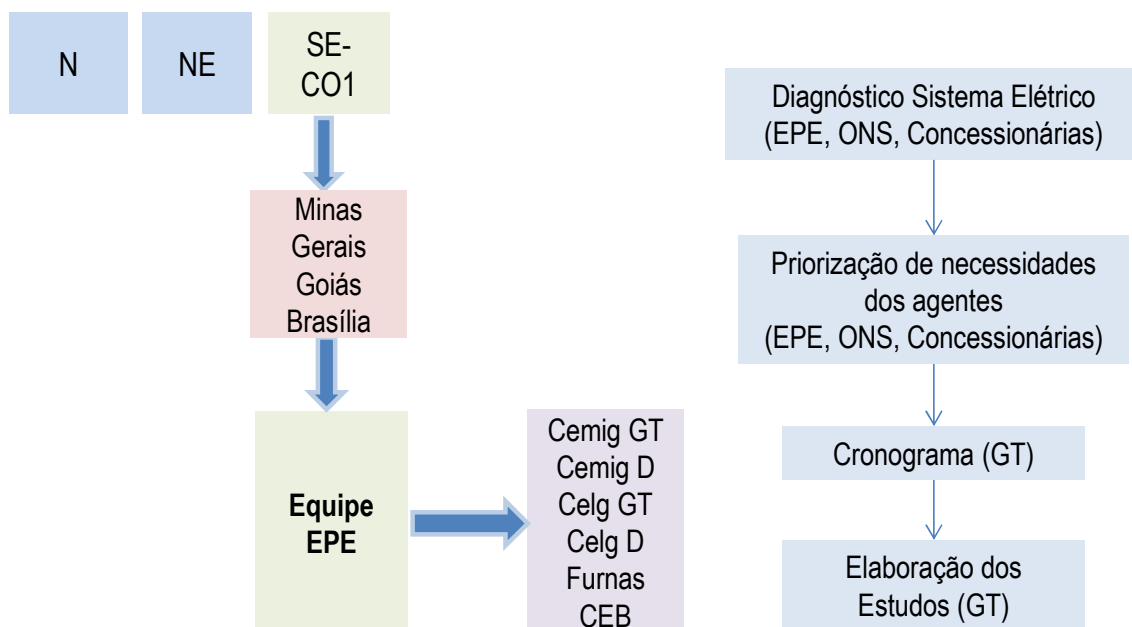


Figura 2.3 - Composição do GET SE-CO1 e Etapas para Elaboração dos Estudos de Transmissão.

É importante sinalizar que as obras indicadas nos relatórios elaborados devem ser implantadas pelos agentes de distribuição, conforme determina a Resolução Normativa ANEEL 68/2004 [2] “*constitui obrigação da concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica participar do 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*”.

Estes estudos são chamados de Estudos Integrados com a Transmissão. Os Estudos de Planejamento da Expansão da Distribuição tratados nesta monografia consideram as obras indicadas nestes estudos, o que garante um sistema de transmissão adequado do ponto de vista técnico e econômico, capaz de suprir satisfatoriamente a demanda da distribuidora e garantir tensões adequadas nos barramentos de fronteira. Portanto, todos os problemas identificados nos diagnósticos tratados nos itens subsequentes são de responsabilidade da concessionária de distribuição identificar, estudar e solucionar.

2.2 Análise da Legislação Aplicável

Neste tópico é analisada a legislação do setor elétrico pertinente ao planejamento da expansão e são destacados os requisitos que devem ser garantidos através dos Estudos de Planejamento de Expansão do Sistema de Distribuição.

2.2.1 Resolução Normativa ANEEL 414/2010 – Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica [3]

Esta resolução estabelece de forma geral os requisitos de fornecimento de energia elétrica e obriga a concessionária a fornecer energia elétrica aos interessados cujas unidades consumidoras se localizem em sua área de concessão e sejam de caráter permanente. Determina os limites entre os ativos da concessionária e do consumidor e suas respectivas responsabilidades. Destaca-se que, até o ponto de entrega, a concessionária é responsável por viabilizar o fornecimento de energia, operar e manter o sistema elétrico. Isso traz ao planejamento da expansão do sistema elétrico a responsabilidade de definir e viabilizar a implantação de obras que garantam a disponibilidade de energia, em consonância com o crescimento de mercado previsto e com as características de qualidade da energia e da prestação de serviço adequadas determinadas na legislação, isto é, deve atender aos requisitos de continuidade, regularidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação de serviço e modicidade tarifária.

Um requisito importante a ser destacado são os prazos impostos à concessionária para ligação de unidade consumidora do grupo B (tabela 2.2), de 5 a 7 dias, e 30 dias, a partir da data da solicitação de fornecimento para elaborar os estudos, orçamentos, projetos e para informar ao interessado, nos casos onde são necessárias obras para viabilizar o atendimento. Mais uma vez, verifica-se a influência do planejamento da expansão do sistema elétrico no cumprimento deste requisito, pois a Disponibilidade de Transformação, isto é, a diferença entre a capacidade instalada do sistema e o mercado verificado tem influência direta no cumprimento dos prazos citados. Esta Disponibilidade de Transformação varia conforme a estratégia de investimentos e exploração dos ativos da concessionária e não é definida pelo órgão regulador. Portanto, deve ser monitorada, avaliada e definida por cada empresa conforme suas necessidades. Nesta situação, é que se pode verificar a dificuldade para estabelecimento de um ponto de equilíbrio entre a política de investimento e a real necessidade do sistema elétrico, uma vez que os recursos são finitos. Esta disponibilidade afeta o cumprimento deste requisito uma vez que, quanto menor esta disponibilidade, mais restrições de atendimento o sistema apresenta. Algumas vezes,

obras complexas são necessárias para garantir o atendimento às solicitações de demandas relativamente pequenas, requerendo maiores prazos para elaboração de estudos, orçamentos e projetos, descumprindo aqueles definidos pela ANEEL.

A RN 414/2010 fomenta a universalização de energia elétrica garantindo a gratuidade de ligação ou aumento de demanda até 50 kW em localidades ainda não atendidas. Para solicitações acima deste valor a concessionária deve calcular o encargo de responsabilidade da distribuidora, assim como a participação financeira do consumidor quando pertinente. Avaliando este ponto especificamente, verifica-se a dificuldade em determinar a linha tênue entre garantir a expansão do sistema conforme a previsão de mercado, garantindo a disponibilidade de energia e a transferência para o consumidor da responsabilidade pelos custos de expansão que devem ser proporcionalizados.

Esta resolução define também os requisitos relativos à classificação de consumidores, conforme tabela 2.1, que visa à aplicação da tarifa a que cada um tem direito (de acordo com a tabela 2.2), esclarecendo, inclusive, as questões relacionadas à sazonalidade e sua aplicação no faturamento. Além disso, elenca quais serviços ou atividades são considerados essenciais do ponto de vista do fornecimento de energia elétrica.

Tabela 2.1 – Classificação dos Consumidores Cemig D.

Segmentação de mercado	Tipos de Clientes	Carga/Demanda	Número de Clientes
Segmento I – Baixa tensão	Residencial	Carga instalada até 75 kVA	6.954.457
	Pequeno produtor rural (PPR)	Carga instalada até 15 kVA	
	Produtor rural típico (PRT)	Carga instalada entre 15 e 75 kVA	
	Industrial	Carga instalada até 75 kVA	
	Comercial e serviços	Carga instalada até 75 kVA	
Segmento II – Média tensão	Industrial	Demanda contratada entre 30 e 499 kW	11.373
	Comercial e serviços	Demanda contratada entre 30 e 499 kW	
	Rural	Carga instalada acima de 75 kVA	
	Construção civil	Demanda contratada entre 30 e 499 kW	
	Clientes Corporativos Mercado Competitivo	Clientes MT com uma unidade com demanda contratada acima de 500 KW.	22187
Segmento III – Poder público	Municipal, estadual, federal, obras sociais	Baixa ou média tensão	76.652

Tabela 2.2 – Classificação dos Consumidores Cemig D por Grupo Tarifário.

Grupo tarifário	Nível de tensão
Grupo A	13,8/ 23,1/ 34,5/ 69,0/ 138,0/230,0 kV
Grupo B	Tensão < 2,3 kV

A resolução em questão discorre a respeito do relacionamento comercial, incluindo o atendimento ao público e seus canais de comunicação (os da Cemig D podem ser vistos na tabela 2.3), a especificação de contratos e seus requisitos, estabelecendo parâmetros para a medição, faturamento e campanhas de leitura, inclusive a tensão de atendimento do consumidor. A tabela 2.4 apresenta os indicadores monitorados pela ANEEL relacionados ao atendimento comercial que são influenciados pelo planejamento da expansão do sistema.

Atualmente não há um estudo que correlacione o desempenho do sistema elétrico aos indicadores comerciais, porém uma análise qualitativa pode concluir que quanto mais vulnerável o sistema elétrico, isto é, **quanto mais violações o sistema elétrico apresenta, mais interações ocorrem entre os consumidores e as centrais de atendimentos da concessionária**, destacadas na planilha da figura 2.3. Isto implica **violações das metas dos indicadores comerciais** estabelecidas pela legislação ou **maiores custos de infraestrutura** para absorver o aumento da demanda de atendimento em função da vulnerabilidade do sistema.

Tabela 2.3 – Canais de Comunicação Cemig D.

Canal	Descrição	Público	Exemplos
TV Cemig	Apresentado em rede estadual pelas emissoras Rede Minas, TV Horizonte e PUC TV que visa informar as ações e os projetos que estão sendo realizados, divulgando a marca Cemig.	Todos os clientes	Rede Minas, TV Horizonte e PUC TV.
Sites	Portal www.cemig.com.br para consulta de informações relativas à empresa, produtos e serviços, artigos técnicos para pesquisa e link para fazer contato com a Cemig. Na página de Clientes Corporativos, os consumidores têm acesso a informações sobre o setor elétrico e a legislação específica, venda de energia específica, venda de energias especiais, divulgação de seminário e links de interesse.	Todos os clientes da Cemig	Envio de sugestões e consultas de pedidos.
Jornal, revistas, TV e rádio	a) propaganda, divulgação de <i>releases</i> relativos a ações em jornais, TV e rádios; b) publicação dos principais programas realizados pela Cemig Distribuição.	Todos os clientes da Cemig	a) Revista Dmais, b) Programas clarear e Luz para Todos,
Programas de unidades móveis de divulgação	Programas de divulgação por meio de <i>trailers</i> e/ou carretas, levando a marca Cemig, percorrendo todo Estado de Minas Gerais.	Todos os clientes da Cemig	Unidades Móveis, Eletrodicas, Programa Energia em Movimento (Energia para a vida), Cemig na Praça, Cemig nas Escolas, etc.
Fale com a Cemig	Canal de atendimento que funciona todos os dias, 24 horas por dia através do telefone 116, do Chat e e-mail, executando serviços, informando e orientando sobre questões técnicas e comerciais.	Todos os clientes da Cemig	URA, Chat e e-mail.
Agência de atendimento	Canal de interação e divulgação da marca Cemig em cidades estratégicas em todo o Estado.	Todos os clientes da Cemig	Agência Belo Horizonte, Passos, Varginha, etc.
Cemig Mais	Canal exclusivo para atendimento a clientes do Segmento II, Média Tensão e Instalações agregadas aos Parceiros de Negócios pertencentes a este segmento.	Clientes MT – Segmento II	Contact Center Belo Horizonte.
Agente de Comercialização	Agentes que atuam no relacionamento comercial em todos os segmentos executando serviços, informando e orientando sobre questões técnicas e comerciais.	Todos os clientes da Cemig	Agentes do Poder Público e da Média Tensão.
Agência virtual	Portal <i>web</i> de serviços e informações <i>on-line</i> , em tempo real, que permite ao cliente acessar as bases de dados da empresa para a realização de serviços e obtenção de informações.	Todos os clientes da Cemig	Declaração de responsabilidade pelo pagamento de fatura de energia elétrica, locais de atendimento, dicas de economia, etc.
Eletricistas em campo	Os eletricistas que atuam em campo tem contato direto com os clientes, executando serviços, informando e orientando sobre questões técnicas e comerciais.	Todos os clientes da Cemig	Serviços de Operação, Manutenção, Expansão e Comerciais.
Programa CEMIG nas Escolas (PROCEL)	Programa educacional para capacitação de profissionais da área de educação na utilização eficiente da energia elétrica.	Profissionais da área da educação	Palestras nas escolas, distribuição de material didático específico.
Folders, cartilhas e banners	Distribuídos nas (a) agências de atendimento e nas (b) unidades móveis.	Todos os clientes da Cemig	Folders Direitos e Deveres dos consumidores.
Eventos institucionais	Lançamento de livros e eventos culturais.	Todos os clientes da Cemig	Semana do Meio Ambiente e CEPAP.
Conselhos	Reuniões realizadas com os representantes dos consumidores visando promover a defesa dos seus interesses, encaminhando sugestões, cooperando na fiscalização e provendo denúncias e reclamações junto à Cemig.	Representantes das classes de consumidores e Procon	Conselhos de Consumidores e PROCON.

Tabela 2.4 – Indicadores Comerciais Monitorados pela ANEEL.

Indicadores	Descrição
Índice de Nível de Serviço	$INS = \frac{\text{Total de CA até 30s}}{\text{Total CR}} \times 100$
Índice de abandono de chamadas	$lab = \frac{\text{Total de CA > 30s}}{\text{Total de CA + total de Cab > 30s}} \times 100$
Índice de Chamadas Ocupadas	$ICO = \frac{\text{Total de CO}}{\text{Total de COf}} \times 100$
Duração Equivalente de Reclamação	$DER = \frac{\sum \text{Reclamações Procedentes}(i) \times \text{PMS}(i)}{\sum \text{Reclamações Procedentes}(i)}$
Frequência Equivalente de Reclamação a cada mil unidades consumidoras	$FER = \frac{\sum \text{Reclamações Procedentes}(i) \times 1000}{Ncons}$

Legenda:

Reclamações Procedentes (i): Quantidade de reclamações procedentes dos consumidores do tipo “i” solucionadas pela distribuidora no período de apuração;

PMS (i): Prazo médio de soluções das reclamações procedentes do tipo “i” no período de apuração, expresso em horas e centésimos de horas;

i: Tipo de reclamação, conforme “n” tipos possíveis definidos na legislação;

Ncons: Número de consumidores da distribuidora, no final do período de apuração;

CA: Chamadas atendidas;

CR: Chamadas recebidas;

Cab: Chamadas abandonadas em tempo superior a 30 segundos;

CO: Chamadas ocupadas;

COf: Chamada oferecida.

2.2.2 Prodíst – Procedimentos de Distribuição

“Os Procedimentos de Distribuição são documentos elaborados pela ANEEL, com participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica,” [4] conforme a própria definição do documento. São divididos em módulos que tratam dos diversos setores de ação dos agentes de distribuição, conforme figura 2.4.

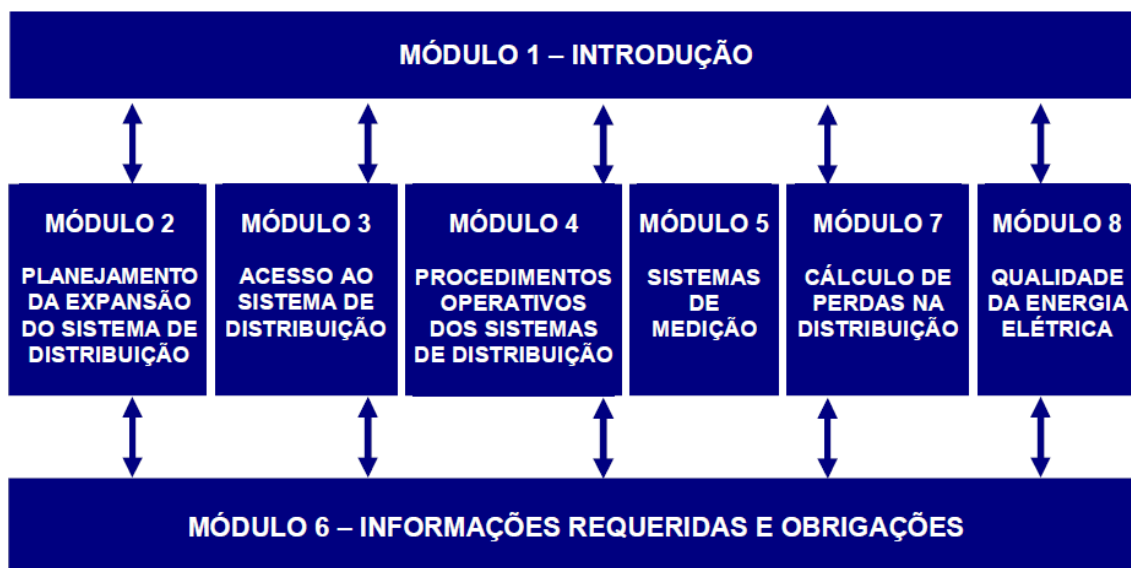


Figura 2.4 - Composição do Prodlist. [4]

Os assuntos de interesse para esta monografia se concentram nos módulos 2, 3 e 8, pois possuem os requisitos que definem a atuação do setor de planejamento da expansão do sistema elétrico.

O Módulo 2 é dividido em 4 seções a saber: Introdução, Previsão de Demanda, Critérios e Estudos de Planejamento, Plano de Desenvolvimento da Distribuição e Sistema de Informação Geográfica Regulatório, conforme figura 2.5.

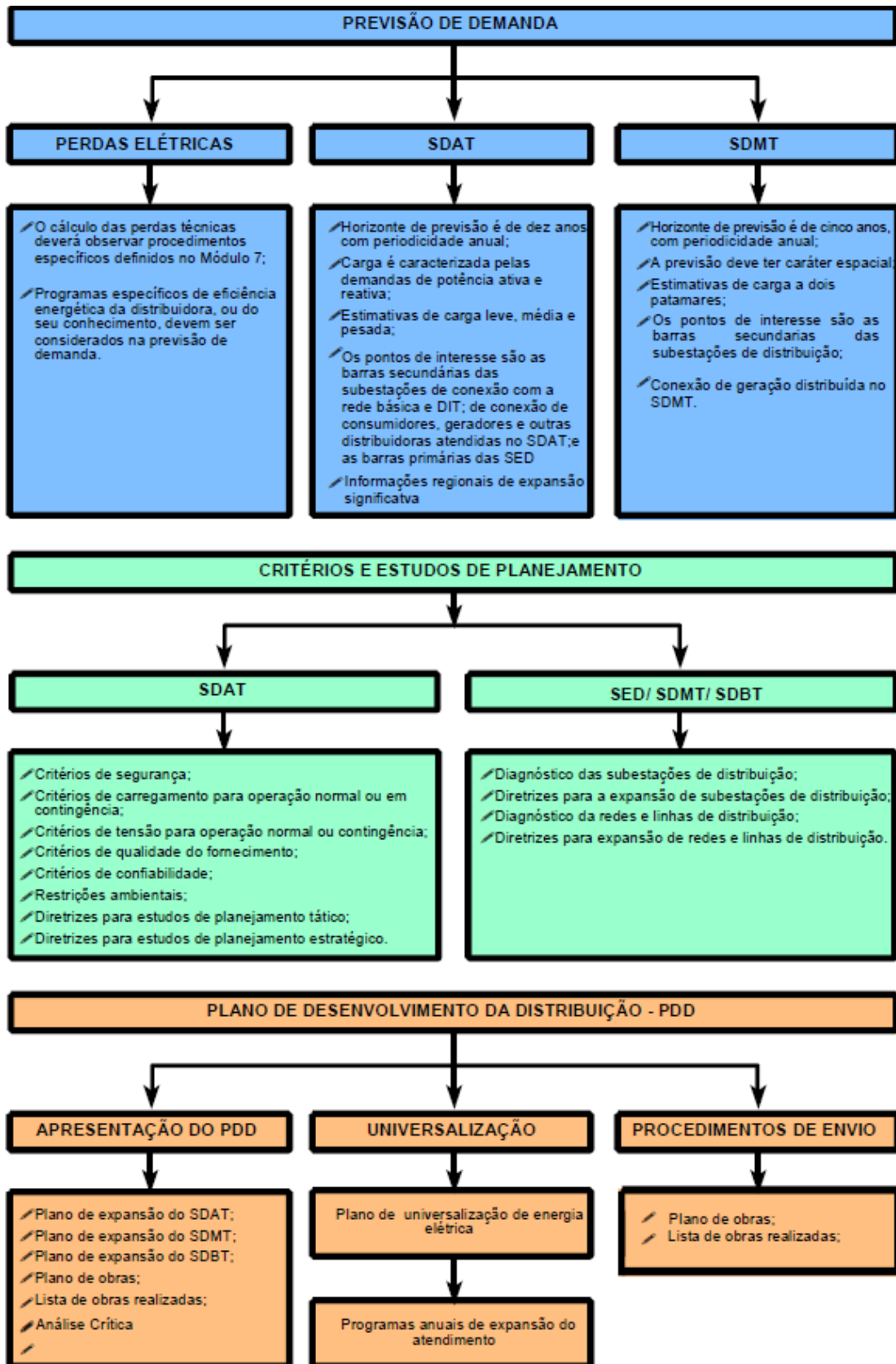


Figura 2.5 - Composição do Prodist. [4]

A Cemig D utiliza a ferramenta SAS – *Statistical Analysis Systems*, que se configura como um *software* de inteligência analítica para realizar a **previsão de demanda**, utilizando a metodologia de séries temporais. As variáveis de entrada são as demandas máximas verificadas no ano anterior, a projeção de consumo prevista no período em análise e ferramentas estatísticas do SAS. Considera-se também o fator de potência projetado e um fator de diversificação, ambos baseados em dados históricos. Por sua vez, a projeção de consumo considera variáveis econômicas, tais como o PIB, cotação do dólar, entre outras, número de consumidores, temperatura e tarifa de energia. Considera-se a segmentação de mercado para a previsão de mercado e faz-se a composição da demanda, conforme a característica do mercado do elemento a ser analisado, por exemplo, uma subestação.

A previsão de demanda é realizada anualmente para os patamares de carga leve, média e pesada por SE, isto é, para cada barra do Sistema de Distribuição de Alta Tensão em um horizonte de no mínimo 10 anos para alta tensão e de 5 anos para média tensão, onde a carga é caracterizada pela demanda de potência ativa e reativa.

A previsão de demanda é fornecida anualmente para a EPE para a composição do caso base de fluxo de potência do SIN – Sistema Interligado Nacional que contempla o horizonte de 10 anos. Este caso base é utilizado em todos os estudos de planejamento da expansão de transmissão e são disponibilizados para as distribuidoras realizarem os estudos de expansão de seus sistemas, detalhando a topologia até as barras de 13,8 kV.

Nos **estudos de planejamento do SDAT – Sistema de Distribuição de Alta Tensão** são considerados obrigatoriamente os seguintes **critérios**:

- i) **Segurança**: O sistema deve ser estável em caso de certos distúrbios, isto é, após o período transitório, o sistema elétrico deve atingir um novo ponto de operação, sem violar as restrições operativas. Assim como, deve ser estável para curtos-circuitos monofásicos em qualquer condição de carga, considerando a perda de um de seus elementos.
- ii) **Carregamento para operação normal ou em emergência**: Os estudos de planejamento devem garantir que, em condição normal ou emergência, as redes, linhas e transformadores não excedam os limites de carregamento determinados.
- iii) **Tensão para operação ou em emergência**: As faixas de variação de tensão observadas são detalhadas na tabela 2.5 para os sistemas de

distribuição que não atendem consumidores e na tabela 2.6 para sistemas conectados à instalação de clientes.

Tabela 2.5 – Limites de Tensão.

Limites de Tensão e Classificação - SE		
Tensão kV	Limites	Classificação
138 kV, 69 kV e 34,5 kV	$1,00 \text{ p.u.} \leq \text{Valor} \leq 1,05 \text{ p.u.}$	Favorável
	$0,95 \text{ p.u.} < \text{Valor} < 1,00 \text{ p.u.}$	Precária
	$1,05 \text{ p.u.} < \text{Valor}$	
	$\text{Valor} \leq 0,95 \text{ p.u.}$	Crítica
13,8 kV	$1,00 \text{ p.u.} \leq \text{Valor} \leq 1,05 \text{ p.u.}$	Favorável
	$1,05 \text{ p.u.} < \text{Valor ou Valor} < 1,00 \text{ p.u.}$	Crítica

Tabela 2.6 – Limites de Tensão.

Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV - ref.: p.u	
Tensão de Atendimento (TA)	Limites
Adequada	$0,93\text{TR} \leq \text{TL} \leq 1,05\text{TR}$
Precária	$0,90\text{TR} \leq \text{TL} < 0,93\text{TR}$
Crítica	$\text{TL} < 0,90\text{TR}$ ou $\text{TL} > 1,05\text{TR}$
Obs: Tensão de Leitura (TL)	
Tensão de Referência (TR)	

Os níveis de tensão utilizados pelo planejamento Cemig D, para atender aos limites da ANEEL, são 0,97 p.u. para localidades urbanas e 0,95 p.u. para localidades rurais.

- iv) Qualidade do produto e serviço: Em relação à qualidade do produto, definem-se parâmetros e valores de referência relativos à tensão em regime permanente, conforme item v, e às perturbações da forma de onda. São tratados os harmônicos, o fator de potência, o desequilíbrio de tensão, a flutuação de tensão, a variação de tensão de curta duração e a variação de frequência. Em relação à qualidade do serviço é estabelecida a metodologia para cálculo dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais.
- v) Confiabilidade: Os estudos devem avaliar os riscos de não atendimento através do SDAT e nas contingências onde há possibilidade de corte de carga e determinar o corte mínimo para restabelecimento das condições de operação. As avaliações devem contemplar a indisponibilidade apenas de linhas e transformadores do SDAT.

- vi) Viabilidade econômica: Os estudos econômico-financeiros têm o objetivo de selecionar entre as alternativas de obra propostas a que possui o mínimo custo global. Deve considerar o planejamento fiscal e financeiro da distribuidora, a regulamentação tarifária e os riscos inerentes das diferentes alternativas.
- vii) Viabilidade ambiental: A distribuidora deve atender à legislação ambiental e considerar os custos e os prazos do licenciamento ambiental e da implantação das ações mitigadoras.

Adicionalmente também se avaliam perdas, vida útil de equipamentos e atualização tecnológica.

Os critérios citados acima são analisados por meio da realização dos seguintes estudos:

- i) Fluxo de Potência: Determina o estado de operação de um sistema, isto é, os módulos e os ângulos das tensões de todas as barras, os fluxos de potências ativa e reativa de todos os ramos da rede e as potências consumidas e perdidas, para certa condição de geração e carga, considerada uma dada topologia. Deve ser feito para os patamares de carga leve, média e pesada, bem como para condições de despachos alternativos.
- ii) Curto-circuito: Verifica a evolução dos níveis de curto-circuito nas barras do SDAT, para avaliação da adequação dos disjuntores quanto à capacidade de interrupção de corrente, dimensionamento e escolha de novos equipamentos de proteção, bem como subsidia estudos dinâmicos e de transitórios eletromagnéticos. Deve ser realizado para os piores cenários.
- iii) Estabilidade de tensão e de compensação reativa, quando necessário: Determina a capacidade de um sistema manter as tensões adequadas, em todos os seus barramentos após ter sido submetida a um distúrbio e avalia se o sistema é capaz de manter o equilíbrio entre a demanda da carga e o suprimento feito pela rede.
- iv) Transitórios eletromecânicos, quando necessário: Verifica oscilações de tensão em módulo e ângulo nos barramentos e flutuações de potência nas linhas, transformadores e geradores durante e imediatamente após

alterações na configuração da rede, oriundas de variações súbitas de geração ou carga, faltas ou manobras. Os sistemas resultantes para elos singelos devem se manter estáveis para curtos-circuitos monofásicos.

- v) Estabilidade angular: Verifica a estabilidade do sistema para pequenas variações de carga ou geração, para curtos-circuitos monofásicos sem religamento para a perda de um de seus elementos. Verifica o desempenho do sistema para evitar riscos de sobrecarga inadmissíveis em equipamentos e desligamentos adicionais incontroláveis e indesejáveis.
- vi) Transitórios eletromagnéticos, quando necessário: Verifica variações súbitas de corrente e tensão provocadas por descargas atmosféricas, faltas no sistema ou manobra de chaves, para evitar que alcancem níveis que prejudiquem ou ponham em risco a integridade de qualquer equipamento.

Os estudos devem contemplar a análise em condição normal e em condição de emergência, para as diversas condições de carga e geração e resguardar as premissas de manutenção e reserva operativa no sistema.

O planejamento de subestações – SED e do sistema de média tensão – SDMT consiste na determinação da localização de novas subestações, ampliações de subestações existentes e alimentadores, para atendimento do crescimento de carga, conforme os critérios técnicos, econômicos e ambientais. Realiza-se um diagnóstico do sistema existente e a proposição de expansão do sistema. A definição da potência e do número de transformadores deve preconizar o atendimento da carga, o aumento da confiabilidade e a otimização das perdas técnicas para o horizonte em estudo.

Os estudos das subestações devem contemplar o mesmo horizonte dos estudos de alta tensão, isto é, 10 anos. Os estudos de média tensão são de 5 anos, ambos discretizados anualmente, contemplando a caracterização da carga e da subestação visando ao diagnóstico do sistema existente. A primeira é composta por demanda de potência ativa e reativa e a curva de carga, dos recursos operativos, dos níveis de tensão e da avaliação das perdas técnicas, isto é, as perdas júllicas e as perdas por corrente de Foucault em seus transformadores. A segunda consiste no arranjo e seus parâmetros elétricos compreendendo avaliação das perdas técnicas nos transformadores, avaliação da confiabilidade por meio do cálculo da duração e frequência médias de interrupção nos barramentos secundários, assim como

avaliação do desempenho da tensão nos barramentos secundários e o histórico de transgressão dos limites admitidos para os mesmos.

Os estudos de planejamento para subestação devem contemplar as seguintes etapas: estudos elétricos, formulação de alternativas, análise técnica e ambiental preliminar para pré-seleção de alternativas, análise econômica e seleção de alternativas.

O planejamento do sistema de distribuição de média tensão – SDMT deve partir do sistema existente com a caracterização da carga que consiste em demanda de potência ativa nos alimentadores, distribuição de carga ao longo dos alimentadores, fator de carga e fator de potência. Contempla também a caracterização da rede que consiste em sua topologia, em dados geográficos associados, em seus parâmetros elétricos e estruturais, incluindo a localização de acessantes. Deve ser feita a avaliação da confiabilidade através do cálculo de DEC e FEC por alimentador, a avaliação de perdas técnicas nos condutores e equipamentos e a avaliação do perfil de tensão a partir da caracterização das cargas e dos alimentadores, caracterizando o diagnóstico do sistema de média tensão.

O planejamento em si consiste na proposição de novos alimentadores para os próximos 5 anos e reforços nos existentes, de forma detalhada para as obras dos próximos vinte e quatro meses. Deve observar os planos diretores municipais, a legislação ambiental e outros planos de desenvolvimento regionais, quando existirem, o plano de universalização dos serviços de energia elétrica e a evolução espacial de carga prevista para o horizonte de estudo.

Deve-se comparar o desempenho do sistema diagnosticado com a nova topologia planejada.

O planejamento **do sistema de distribuição de baixa tensão – SDBT** visa definir a expansão das redes secundárias de baixa tensão por meio de um plano de obras para o horizonte de cinco anos para adequar o sistema existente ao crescimento de carga e às melhores condições operativas.

O **plano de desenvolvimento da distribuidora – PDD** consiste no resultado dos estudos de planejamento elétrico e energético da distribuidora, dos itens citados anteriormente, SDAT, SED, SDMT, SDBT, lista de obras realizadas no ano anterior e análise crítica que consiste na comparação entre o planejado e o realizado e as justificativas em caso de desvios. O PDD deve ser enviado à ANEEL até o dia 10 de abril de cada ano.

As obras devem ser caracterizadas por expansão de redes elétricas, renovação de ativos de distribuição, melhoria da qualidade do sistema, obras do Programa Luz

para Todos e obras com participação financeira de terceiros, isto é, de consumidores ou acessantes.

O módulo 2 também preconiza a existência de um Sistema de Informação Geográfica – SIG regulatório e determina os procedimentos relativos à estruturação, ao formato e à forma de envio das informações para a ANEEL anualmente.

Importante salientar que o sistema da Cemig D está georreferenciado, contendo todos os segmentos da rede de alta, média e baixa tensão, assim como os respectivos atributos técnicos e a localização geográfica das estruturas a elas integradas.

Os arquivos de mesma representação cartográfica (pontos, linhas e polígonos) são agrupados em camadas, diferenciadas em função das características técnicas e feições geográficas às quais estão associadas. Os pontos representam estruturas e equipamentos localizados. As linhas representam os sistemas de alta, média e baixa tensão e são agrupadas por nível de tensão. Já os polígonos, estes representam as subestações, as gerências regionais que constituem a área de concessão, conforme pode ser visto na figura 2.6. Neste caso, as cores representam os diferentes alimentadores de 13,8 kV.

Geomedia visão geral

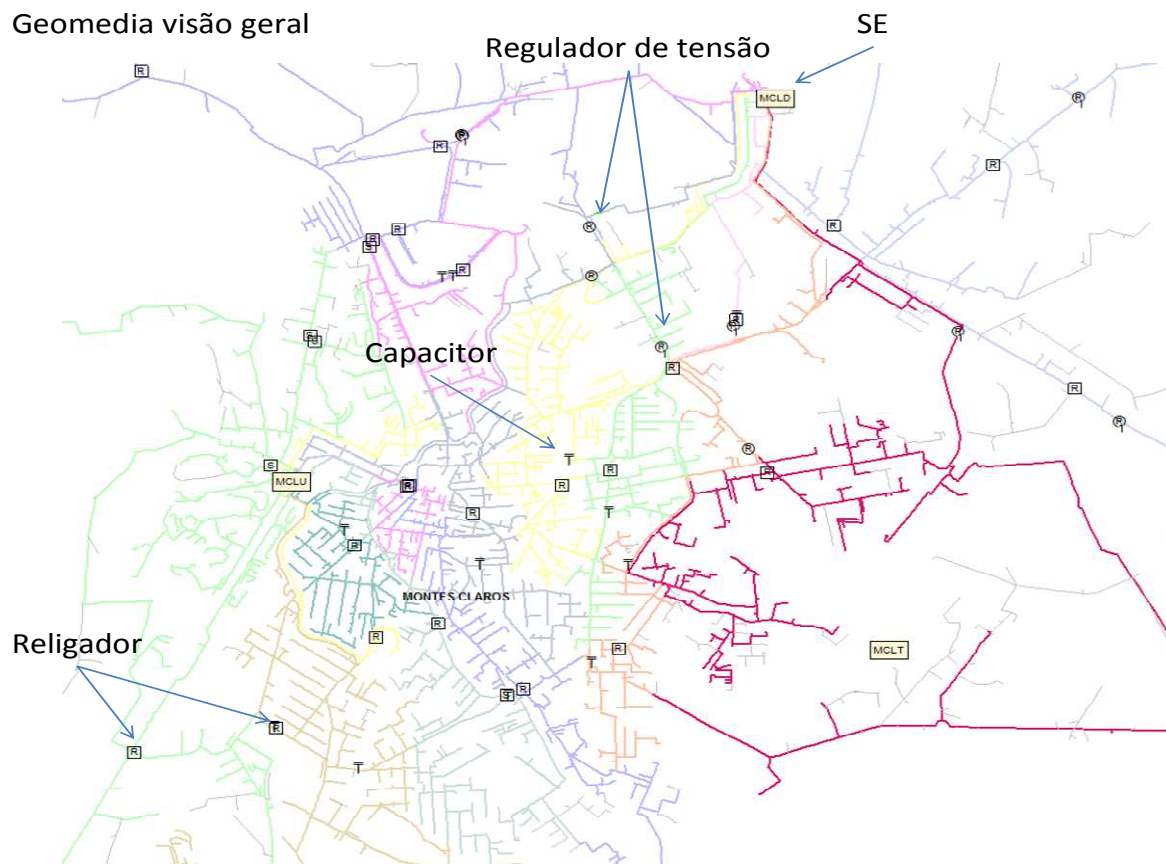


Figura 2.6 - Sistema Georreferenciado.

Um dos objetivos deste trabalho é associar os resultados dos diagnósticos de alta tensão e média tensão, elaborados para subsidiar o planejamento da expansão do sistema, conforme preconizado na legislação descrita neste tópico, ao sistema georreferenciado, também exigido por esta mesma legislação.

*Esta associação visa identificar as regiões cujo atendimento está comprometido por violações dos parâmetros de desempenho do sistema elétrico. Ressalta-se que a metodologia proposta neste trabalho visa ponderar as violações dos parâmetros conforme seu grau de impacto no desempenho do sistema e referenciá-las a um ponto ou região. Estas regiões neste estudo são chamadas **Áreas de Análise do Sistema Elétrico**.*

2.3 Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico de Distribuição

Neste tópico é detalhado o planejamento do sistema elétrico na Cemig D, com destaque aos parâmetros analisados.

2.3.1 Etapas de Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico

O planejamento da expansão do sistema elétrico da Cemig D atende e segue as diretrizes da legislação citada no tópico anterior. As etapas também são divididas conforme a legislação, mais precisamente conforme a figura 2.5. Após realizar os estudos de mercado, a área de mercado da Cemig fornece as taxas de crescimento por subestação, assim como a demanda máxima por região por ano, o que se denomina requisito do sistema.

O setor de operação fornece a demanda máxima medida no ano por subestação. São aplicadas as taxas de crescimento para avaliar o carregamento máximo das subestações no horizonte estudado. Este parâmetro é utilizado para determinar o ano em que as ampliações ou novas instalações são necessárias para atendimento do mercado.

Para ajuste do caso base de fluxo de potência são avaliados os fatores de coincidência para a elaboração dos diagnósticos do sistema, identificando as violações dos parâmetros elétricos e simulação das alternativas para solução dos problemas identificados. Após a elaboração e simulação das alternativas, elaboram-se a análise econômica das mesmas. Atualmente esses estudos são realizados para as 33 microrregiões do estado de Minas Gerais e para a região metropolitana.

São elaborados os estudos de fluxo de potência e curto-circuito obrigatoriamente, assim como a avaliação econômica e os estudos ambientais. Os outros estudos citados são realizados quando necessário.

Para a proposição das alternativas de atendimento, são avaliados os parâmetros de operação e manutenção, como os índices de continuidade DEC e FEC, assim como a depreciação dos ativos envolvidos no estudo e os custos de manutenção dos mesmos. Caso haja interesse dos setores de operação e manutenção realizarem a renovação dos ativos ou realizarem obras para a melhoria da qualidade do sistema, estas obras são incluídas no estudo de planejamento.

Destaca-se que há um esforço de realização dos estudos integrados, mas como já descrito, como os bancos de dados são distintos, as equipes são distintas e os recursos são divididos entre as áreas. Muitas vezes a integração é comprometida, seja por descompasso no tempo de realização do estudo, seja por priorização dos problemas ou por escassez de recursos financeiros.

Um dos objetivos deste trabalho é integrar todos os parâmetros utilizados para avaliação de um sistema elétrico em uma única plataforma e estabelecimento de uma metodologia que permita o diagnóstico integrado, assim como a priorização das áreas mais vulneráveis do sistema elétrico da Cemig D, considerando todos os parâmetros de interesse.

2.3.2 Parâmetros de Desempenho do Sistema Elétrico – Descrição e Limites

Neste tópico são elencados todos os parâmetros utilizados para diagnóstico do sistema elétrico. Para o presente trabalho, eles estão divididos nas seguintes categorias: Parâmetros Elétricos, Operação e Manutenção e Telecomunicações.

Abaixo são apresentados os **parâmetros elétricos do Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SDAT** e seus respectivos limites operativos utilizados nos estudos tradicionais de expansão do sistema elétrico. [5]

- Nível de Tensão em SE, conforme tabela 2.7;

Tabela 2.7 – Limites de Tensão nas SE.

Limites de Tensão e Classificação - SE		
Tensão kV	Limites	Classificação
138 kV, 69 kV e 34,5 kV	$1,00 \text{ p.u.} \leq \text{Valor} \leq 1,05 \text{ p.u.}$	Favorável
	$0,95 \text{ p.u.} < \text{Valor} < 1,00 \text{ p.u.}$	Precária
	$1,05 \text{ p.u.} < \text{Valor}$	
	$\text{Valor} \leq 0,95 \text{ p.u.}$	Crítica
13,8 kV	$1,00 \text{ p.u.} \leq \text{Valor} \leq 1,05 \text{ p.u.}$	Favorável
	$1,05 \text{ p.u.} < \text{Valor ou Valor} < 1,00 \text{ p.u.}$	Crítica

- Limite de carregamento de linha de distribuição e SE com 1 transformador – 100% da Capacidade Nominal;
- Limite de carregamento em SE com 2 ou mais transformadores – 100% da Capacidade Firme que se caracteriza pela capacidade de atendimento às cargas na falta de um transformador, considerando as transferências via sistema de média tensão;
- Queda de Tensão e Perdas ôhmicas em LD – Máximo referencial de 10 %;
- Nível de curto-circuito na barra de 13,8 kV das SE – Valor crítico $\leq 2 \text{ kA}$ ou $\geq 10 \text{ kA}$;
- Fator de potência desejável na barra de 13,8 kV das SE – Mínimo de 0,92 indutivo ou capacitivo.

Abaixo são apresentados os **parâmetros elétricos do Sistema de Distribuição de Média Tensão – SDMT** e seus respectivos limites operativos utilizados nos estudos tradicionais de expansão do sistema elétrico. [6]

- Nível de Tensão em alimentadores, conforme tabela 2.8.

Tabela 2.8 – Limites de Tensão MT – ANEEL.

Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV - ref.: p.u	
Tensão de Atendimento (TA)	Limites
Adequada	$0,93 \text{ TR} \leq \text{TL} \leq 1,05 \text{ TR}$
Precária	$0,90 \text{ TR} \leq \text{TL} < 0,93 \text{ TR}$
Crítica	$\text{TL} < 0,90 \text{ TR}$ ou $\text{TL} > 1,05 \text{ TR}$
Obs: Tensão de Leitura (TL)	
Tensão de Referência (TR)	

- Níveis de tensão utilizados pelo planejamento Cemig D para atender aos limites da ANEEL:
 - 0,97 p.u. para localidades urbanas e 0,95 p.u. para localidades rurais;

- Carregamento de alimentadores – 60% interligável e 80% radial referente à capacidade nominal do condutor;
- Perdas ôhmicas nos alimentadores – Máximo referencial de 5% para alimentadores exclusivos urbanos e 10% para alimentadores mistos (urbano/rural);
- Desequilíbrio de corrente em alimentadores $\leq 20\%$;
- Capacidade de corrente dos dispositivos de proteção do alimentador na SE \geq capacidade de corrente nominal do condutor;
- Ajuste dos dispositivos de proteção do alimentador na SE \leq capacidade de corrente nominal do condutor;
- Aplicação de no máximo 2 reguladores de tensão – RT em série por alimentador na rede de média tensão de 13,8 kV e 23 kV e 1 RT na rede de 34,5 kV (redes atuais e futuras);
- Fator de potência desejável nos alimentadores (medições na saída da SE) deve situar-se entre 0,92 e 1,0 na carga pesada;
- Limite máximo de carregamento para equipamentos de regulação – 95% da capacidade nominal;

Para o presente trabalho são considerados os seguintes parâmetros elétricos:

- Perdas ôhmicas em Linhas de Distribuição;
- Potência de Curto-Circuito na Barra de 13,8 kV em subestações;
- Potência de Curto-Circuito na Rede de MT;
- Níveis de Tensão Precários em alimentadores – DRP;
- Níveis de Tensão Críticos em alimentadores – DRC;
- Sobrecarga em alimentadores;
- Sobrecargas de Subestações (Sobrecarga Nominal);
- Sobrecargas de Subestações (Sobrecarga Admissível);

- Níveis de Tensão Precários em Subestações – DRP;
- Níveis de Tensão Críticos em Subestações – DRC;
- Sobrecarga de Linhas de Distribuição.

Os **parâmetros de operação e manutenção** e seus respectivos limites operativos utilizados nos estudos tradicionais de expansão do sistema elétrico são:

- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC, calculado conforme equação (2.1). O DEC indica o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente o mês ou o ano.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} DIC(i)}{C_c} \quad (2.1)$$

- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC, calculado conforme equação (2.2). O FEC indica quantas vezes em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente o mês ou o ano.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} FIC(i)}{C_c} \quad (2.2)$$

Nas expressões (2.1) e (2.2), tem-se:

DIC: duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

FIC: frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em número de interrupções;

DEC: duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

FEC: frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

i: índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

Cc: número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em baixa tensão e média tensão.

Os indicadores DEC e FEC são coletivos e acompanhados pela ANEEL através de subdivisões das distribuidoras, denominadas Conjuntos Elétricos.

Um Conjunto Elétrico pode ter abrangência variada. Conjuntos grandes podem abranger mais de uma subestação/município, ao mesmo tempo em que alguns municípios podem possuir mais de um conjunto. A Cemig D possui atualmente 268 conjuntos.

Os dados que compõem este trabalho são mais abrangentes e pretendem incluir outros fatores que atualmente não são avaliados de forma integrada no diagnóstico e também não são considerados de forma sistemática na proposição de alternativas nos estudos de planejamento da expansão do sistema elétrico. São eles:

- DEC Estrutural de Alta Tensão: metodologia desenvolvida na Cemig D que calcula o valor esperado de DEC para uma determinada parcela do sistema, isto é, para os consumidores atendidos por ele, baseados na topologia do sistema e taxas de falhas dos equipamentos que os atendem, conforme equação (2.3). O DEC estrutural é calculado para cada elemento responsável por alimentar um conjunto e o total é a soma do DEC estrutural de cada elemento. Não existe meta, mas, quanto menor melhor e a referência é a meta do conjunto ANEEL.

$$DEC_{Estrutural} = \frac{[(Total\ Cons - Cons.Transf) * \lambda * TMR] + Cons.Transf * \lambda * TRF}{Total\ de\ Cons.\ do\ Conjunto} \quad (2.3)$$

Na expressão (2.3), tem-se:

Total de Consumidores: número de consumidores que são atendidos pela SE;

Total de Consumidores do Conjunto: número total de consumidores que compõem um dado conjunto.

Consumidores Transferíveis: número de consumidores que podem ser atendidos via transferência na MT e/ou elementos remanescentes (LT ou Trafo);

λ ou β : Taxa de falha do equipamento;

TMR: Tempo médio de restabelecimento;

TRF: Tempo médio de restabelecimento via transferência;

- DEC de alimentadores: Duração Equivalente de Interrupção por unidade consumidora verificada nos últimos 3 anos. A meta é a meta do conjunto ao qual o alimentador pertence.

- Compensações Financeiras dos alimentadores (DIC, FIC e DMIC) sendo, DMIC a duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora. Mecanismo utilizado pela agência reguladora para compensar os consumidores pelo descumprimento das metas dos indicadores de qualidade por parte da concessionária. São valores financeiros ressarcidos na conta de energia. Não existe meta, mas quanto menor melhor.
- Custo de operação e manutenção de SE: Despesas realizadas na manutenção e operação dos ativos de cada subestação para garantir a operação e a segurança adequada do sistema. Não existe meta por subestação, mas existe meta para despesas em geral, a qual não será considerada neste trabalho. Atende ao mesmo critério dos anteriores de quanto menor, melhor.
- Custo de operação e manutenção de linha de distribuição (LD): Despesas realizadas na manutenção e operação dos ativos de cada linha de distribuição para garantir condições técnicas e de segurança na operação das mesmas. Não existe meta por linha de distribuição, mas existe meta para despesas em geral, a qual não será considerada neste trabalho. Atende ao mesmo critério dos anteriores de quanto menor, melhor.
- Depreciação de subestações e linhas de distribuição: Depreciação corresponde ao encargo periódico que determinados bens sofrem, por uso, obsolescência ou desgaste natural. A taxa anual de depreciação de um bem é fixada em função do prazo, durante o qual se possa esperar utilização econômica. No caso do setor elétrico, existe um manual de contabilidade que determina os prazos determinados de depreciação para todos os ativos que compõem as instalações das concessionárias. A quota de depreciação, registrada na escrituração contábil da pessoa jurídica como custo ou despesa operacional, é determinada mediante aplicação da taxa de depreciação sobre o valor do bem em reais. Ressalta-se que o limite de depreciação é o valor do próprio bem. Portanto, o controle é individualizado, por bem, para que o valor contabilizado da depreciação, somado às quotas já registradas anteriormente, não ultrapasse o valor contábil do respectivo bem. Não existe meta, mas considera-se que um ativo 100% depreciado deve ser substituído, caso apresente elevados custos de manutenção e/ou elevada taxa de falha [7].

Ressalta-se que os valores da cota de depreciação são ressarcidos via tarifa para as distribuidoras, como uma forma de fomentar a renovação dos ativos.

Os **parâmetros de telecomunicações** e seus respectivos limites operativos utilizados nos estudos tradicionais de expansão do sistema elétrico são:

- Índices de Desempenho de Telecomunicações: São considerados índices de disponibilidade com meta de 98%.
- Custos de Operação e Manutenção de Telecomunicações: Despesas realizadas na manutenção e operação dos ativos de telecomunicação do sistema elétrico para garantir a operação e a segurança adequada do sistema. Não existe meta por ativo, mas existe meta para despesas em geral, a qual não será considerada neste trabalho. Atende ao critério de quanto menor, melhor.
- Depreciação e Obsolescência do Sistema de Telecomunicações: Considera-se a mesma definição e metas descritas para a depreciação de subestações e linhas de distribuição.

Os parâmetros descritos acima compõem o diagnóstico georreferenciado proposto pela nova metodologia e serão considerados através de ponderações dos níveis de importância para avaliar e determinar as áreas mais vulneráveis do sistema elétrico em relação ao seu desempenho.

2.4 Considerações Finais

Neste capítulo a legislação principal a ser cumprida nos estudos de planejamento da expansão do sistema elétrico é apresentada. São descritas a sistemática utilizada pela Cemig D para o cumprimento da mesma, bem como as etapas dos estudos de planejamento e os parâmetros utilizados atualmente.

Pode-se concluir que os estudos atuais atendem à legislação em todos os aspectos, pois permitem a elaboração do diagnóstico do sistema elétrico através dos estudos pertinentes, assim como possibilitam a implantação de alternativas que garantam o atendimento ao crescimento de mercado e à segurança do sistema elétrico, atendendo também aos critérios econômicos e ambientais.

Porém, como já mencionado anteriormente, verifica-se que o desempenho operativo, os impactos financeiros da violação das metas de indicadores de qualidade, os custos de manutenção do sistema, assim como as consequências da obsolescência dos ativos são analisados em fóruns distintos e não compõem de forma estruturada o diagnóstico do sistema elétrico. Este fato pode causar um erro de

priorização nas áreas a serem estudadas e até mesmo um erro na priorização do portfólio de investimentos, gerando prejuízos empresariais.

A metodologia proposta nesta monografia visa integrar as análises de todos os parâmetros em uma única plataforma georreferenciada e determinar o grau de importância relativo de cada um deles no desempenho do sistema, a fim de contabilizar todas as violações dos parâmetros de desempenho. Assim será possível determinar as chamadas **Áreas de Análises do Sistema Elétrico** e priorizar as suas **áreas mais vulneráveis**.

3 Análise dos Fatores de Vulnerabilidade do Sistema Elétrico

Este capítulo apresenta o conceito de vulnerabilidade para o sistema elétrico, adotado no presente trabalho, e analisa os fatores que o caracterizam. São correlacionados os impactos que cada fator exerce sobre o negócio distribuição e sobre o sistema elétrico, correlação esta na qual se fundamenta a metodologia proposta.

3.1 Identificação de Vulnerabilidades

Neste tópico é descrito como as vulnerabilidades do sistema elétrico são identificadas e caracterizadas no sistema georrefenciado.

3.1.1 Definição de Vulnerabilidade do Sistema Elétrico

Neste trabalho são consideradas vulnerabilidades as violações dos limites dos parâmetros de desempenho descritos no capítulo 2, item 2.3.2. Portanto, os fatores de vulnerabilidades são os parâmetros de desempenho considerados no diagnóstico integrado do sistema elétrico e consideram os parâmetros elétricos, os parâmetros de operação e manutenção e os parâmetros de telecomunicações. Os fatores de vulnerabilidade que no banco de dados georrefenciado são chamados de *critérios* estão apresentados na tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Fatores de Vulnerabilidade.

	Crítérios
O&M	DEC Estrutural de Alta Tensão
	Histórico DEC de alimentadores
	Compensações Financeiras dos alimentadores (DIC, FIC e DMIC)
	Custo de O&M de SE
	Custo de O&M de LD
	Depreciação de subestações
	Depreciação de linhas de distribuição
Telecom	Índices de Desempenho de Telecomunicações
	Custos de O&M de Telecomunicações
	Depreciação e Obsolescência do Sistema de Telecomunicações
Elétrico	Perdas ôhmicas em Linhas de Distribuição
	Níveis de Tensão Críticos em Subestações - DRC
	Níveis de Tensão Precários em Subestações - DRP
	Sobrecarga de Linhas de Distribuição
	Sobrecargas de Subestações (Sobrecarga Nominal)
	Sobrecargas de Subestações (Sobrecarga Admissível)
	Perdas ôhmicas em alimentadores
	Níveis de Tensão Críticos em alimentadores - DRC
	Níveis de Tensão Precários em alimentadores - DRP
	Sobrecarga em alimentadores
	Potência de Curto-Circuito na Barra de 13,8 kV em subestações
	Potência de Curto-Circuito na Rede de MT

3.1.2 *Violação de Limites Técnicos e Impactos no Sistema*

Neste tópico são avaliadas as possíveis consequências que a violação dos limites dos parâmetros de desempenho, isto é, dos fatores de vulnerabilidade podem causar na gestão das concessionárias de distribuição de energia e também os impactos no sistema elétrico e no negócio distribuição. Estes impactos podem ser financeiros, de segurança sistêmica ou na imagem da empresa perante os consumidores e acionistas.

3.1.2.1 Caracterização dos Impactos

Os impactos financeiros são de diversas naturezas e podem ser caracterizados pelo aumento das despesas operacionais, pagamento de multas ou perda de receitas.

Os impactos de segurança estão relacionados à segurança de terceiros, de empregados, consumidores e dos próprios equipamentos.

Os impactos técnicos se relacionam à capacidade do sistema em atender ao mercado com qualidade, não violando os indicadores, especialmente os estabelecidos pelo órgão regulador.

3.1.2.2 Correlação entre Violação e Impacto

A correlação entre os fatores de vulnerabilidade e os possíveis impactos que a violação dos seus limites podem causar no negócio distribuição é importante, pois estes podem gerar prejuízos à imagem da empresa, aos acionistas e aos consumidores.

Ressalta-se que não há estudos quantitativos que comprovem esta correlação. Este trabalho realiza uma análise qualitativa de causa e efeito de cada parâmetro baseada na experiência, na observação, na legislação e na análise do processo de distribuição de energia, desde o relacionamento comercial até a operação do sistema elétrico.

Procurou-se analisar e descrever para cada parâmetro o que o mau desempenho pode gerar e como este fato pode impactar financeiramente e tecnicamente, assim como a segurança de pessoas e equipamentos.

O DEC estrutural é um índice que retrata o DEC esperado para uma determinada região em função da topologia, das características do sistema elétrico que a atende e do histórico de ocorrências, isto é, da taxa de falha dos equipamentos. Porém, não determina qual é o DEC realizado, podendo ser este melhor ou pior, pois a taxa de falha depende de muitas variáveis, como as condições climáticas, manutenção e substituição de equipamentos entre outros e não necessariamente se repete sistematicamente.

O DEC estrutural elevado identifica áreas cuja probabilidade de ocorrências e não atendimento das metas do DEC é maior e, portanto, pode causar, dentre outros impactos: redução da confiabilidade; aumento do tempo e do número de interrupções do fornecimento de energia elétrica; aumento de despesas de equipe para restabelecimento do fornecimento; aumento no pagamento de compensações financeiras por violação dos indicadores de continuidade ANEEL (DIC e FIC); aumento de reclamações e despesas na CAC – Central de Atendimento a Consumidores; redução nos índices de satisfação do consumidor (ISQP, IASC); prejuízo à imagem da

empresa; despesas associadas a esclarecimentos à população; redução do índice de reajuste tarifário que considera a melhoria dos índices de qualidade para cálculo do reajuste.

O histórico de DEC verifica a duração de interrupção equivalente por unidade consumidora. Nesta monografia é considerada a média verificada nos anos 2012 e 2013. Como já dito, o DEC realizado depende das condições climáticas, das manutenções preventivas que podem afetar os índices em função dos desligamentos necessários para realização das mesmas e da política de renovação de ativos. Por exemplo, caso um equipamento que apresenta alta taxa de falha seja substituído, elimina-se a fonte do problema. Portanto, não há garantias de repetição dos índices, mas as análises indicam a tendência do indicador e orienta as ações de manutenção corretiva e aplicação de recursos. O aumento do DEC realizado pode causar os mesmos impactos citados para o DEC estrutural, com exceção da redução da confiabilidade.

As compensações financeiras pagas aos consumidores por descumprimento dos índices de qualidade DIC, FIC e DMIC causam aumento das despesas operacionais e podem originar multas regulatórias. No presente trabalho é utilizado o valor absoluto das compensações pagas em reais no ano de 2013.

Os custos de operação e manutenção de subestações, linhas de distribuição e sistemas de telecomunicações compõem os custos operacionais totais das distribuidoras que são remunerados via tarifa. A ANEEL possui uma metodologia que define qual o valor máximo a ser pago a cada distribuidora de acordo com seu porte e características físicas. O aumento de tais custos podem contribuir para o aumento de despesas operacionais a ponto de extrapolar os limites cobertos pela tarifa no período tarifário, gerando prejuízos financeiros à distribuidora, devido aos recursos gastos não serem restituídos ao caixa da empresa. Neste trabalho são utilizados os custos médios em reais de 2009 a 2013.

A depreciação de subestações, linhas de distribuição e sistemas de telecomunicações é utilizada no cálculo da tarifa de fornecimento de energia. As distribuidoras são remuneradas pelos investimentos que fazem no sistema elétrico e, portanto, pelos ativos que estão disponíveis à prestação de serviço. Estes ativos compõem a Base de Remuneração Regulatória Líquida – BRRL que, por sua vez, é utilizada para cálculo da tarifa. Os ativos que não estão 100% depreciados compõem a BRRL. Dito isto, pode-se verificar que taxas de depreciação elevadas causam redução da BRRL e do valor da tarifa definida na revisão tarifária, com conseqüente redução da receita da distribuidora. Podem também causar aumento de despesas de operação e manutenção, resultando valores que extrapolem os limites cobertos pela tarifa no

período tarifário, aumento da taxa de falhas de equipamentos e aumento de DIC e FIC, pois quanto mais antigos os equipamentos, maior a probabilidade de falhas e necessidade de intervenção. A taxa de depreciação varia de 0 a 100% e neste trabalho foram utilizadas as taxa de depreciação dos ativos referentes a dezembro de 2013.

O índice de desempenho do sistema de telecomunicações contribui diretamente para o desempenho do sistema elétrico, uma vez que a operação em tempo real atualmente é realizada no Centro de Operações em Belo Horizonte via telecomando. Portanto o baixo desempenho destes sistemas pode causar aumento do tempo e do número de interrupção do fornecimento de energia elétrica e, conseqüentemente, aumento no pagamento de compensações por violação dos indicadores de continuidade ANEEL (DIC e FIC), podendo gerar redução do índice de reajuste tarifário. Verifica-se aumento de despesas com a equipe para restabelecimento do fornecimento, pois, em caso de falha na operação via telecomando, é necessário o acionamento de equipes locais para a realização de manobras no sistema. Há também aumento de reclamações e despesas na CAC – Central de Atendimento a Consumidores, redução nos índices de satisfação do consumidor, ISQP – Índice de Satisfação da Qualidade Percebida e do IASC Índice ANEEL de Satisfação de consumidores, com prejuízo à imagem da empresa e aumento de despesas associadas para esclarecimentos à população.

As perdas ôhmicas em linhas de distribuição e alimentadores são inevitáveis e consideradas perdas técnicas pela ANEEL. Possuem uma meta estipulada e são remuneradas via tarifa até o limite da meta estabelecida pelo órgão regulador. O aumento das perdas em linhas de distribuição causa aumentos de despesas operacionais acima do limite tarifário, pois os custos da energia perdida acima do limite coberto pela tarifa são computados como despesas operacionais. Aumentam o risco de multa por descumprimento das metas estabelecidas e também os riscos na compra de energia, pois o montante de energia contratado pode não ser suficiente para atendimento do mercado e suprimento das perdas, obrigando a empresa a adquirir energia no mercado livre em casos extremos. Neste trabalho são consideradas as perdas verificadas nos casos de fluxo de potência.

Níveis de Tensão Precários e Críticos em subestações e alimentadores podem causar os mesmos impactos, só variando a intensidade. Isto é, os impactos dos níveis de tensão críticos são mais severos que os níveis de tensão precários e podem causar redução da energia faturada, aumento de reclamações e despesas na CAC e, conseqüentemente, aumento de despesas com tratamento de reclamações na área de operação e na área de serviço de campo. Adicionalmente, podem ocorrer os seguintes

impactos: aumento de compensações financeiras por descumprimento do valor de DRP – Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária, que é de DRC 3%, e do valor da Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica – DRC, que é de 0,5%; aumento do risco de multas ANEEL por descumprimento de prazos de regularização DRP e DRC; redução no índice de satisfação do consumidor ISQP e IASC; prejuízo à imagem da empresa e aumento das despesas associadas para esclarecimentos à população. Nesta monografia são considerados os níveis de tensão verificados nos casos de fluxo de potência.

A sobrecarga de linhas de distribuição e alimentadores pode causar os seguintes impactos: restrição de atendimento de novas cargas implicando receita realizada inferior à projetada, acidente com terceiros, redução do tempo de vida útil do ativo implicando antecipação de investimentos para substituição de ativos não acobertados na tarifa, aumento de falha por danos no equipamento, aumento de pagamento de compensações por violação dos indicadores de continuidade ANEEL (DIC e FIC), aumento de reclamações e despesas na CAC, redução nos índices de satisfação do consumidor (ISQP e IASC), prejuízo à imagem da empresa e aumento das despesas associadas para esclarecimentos à população. São considerados neste trabalho os valores verificados nos casos de fluxo de potência.

A sobrecarga em subestação pode causar os mesmos impactos citados para a sobrecarga das linhas de distribuição com exceção dos acidentes com terceiros, uma vez que as subestações possuem restrição de acesso a estes. São utilizadas nesta monografia as projeções de carregamento baseadas nas medições máximas verificadas em 2013 e taxas de crescimento de mercado.

A potência de curto-circuito nas barras de 13,8 kV nas subestações em caso de valores muito elevados pode causar os seguintes impactos: aumentar os riscos de avaria em equipamentos implicando a antecipação de investimentos para substituição de ativos não acobertados na tarifa; acidente com terceiros; prejuízo à imagem da empresa e aumento das despesas associadas para esclarecimentos à população; descoordenação da proteção e aumento no tempo e número de consumidores interrompidos, implicando aumento de pagamento de compensações financeiras relacionadas aos DIC e FIC. São utilizados os valores do caso de curto-circuito atuais, previstos para 2017 e 2025.

Os dados citados acima estão sistematizados na tabela 3.2 para auxílio na avaliação da importância de cada parâmetro no desempenho do sistema elétrico.

Tabela 3.2 – Fatores de Vulnerabilidade.

Parâmetro	Tipos de Impacto
DEC Estrutural de Alta Tensão	Confiabilidade Esperada.
	Aumento do Tempo e Número de Interrupção do Fornecimento.
	Aumento de Despesas de Equipe para reestabelecimento do fornecimento.
	Aumento no pagamento de compensações por violação dos indicadores de continuidade.
	Aumento de reclamações e despesas na Central de Atendimento.
	Redução nos índices de satisfação do consumidor ISQP, IASC.
	Prejuízo à imagem e despesas associadas para esclarecimentos à população.
	Impactos no Fator Xq do Fator X (redução do índice de reajuste tarifário).
Histórico DEC de alimentadores	Aumento do Tempo e Número de Interrupção do Fornecimento.
	Aumento de Despesas de Equipe para reestabelecimento do fornecimento.
	Aumento no pagamento de compensações por violação dos indicadores de continuidade.
	Aumento de reclamações e despesas na CAC.
	Redução nos índices de satisfação do consumidor ISQP, IASC.
	Prejuízo à imagem e despesas associadas para esclarecimentos à população.
	Impactos no Fator Xq do Fator X (redução do índice de reajuste tarifário).
Compensações Financeiras dos alimentadores	Despesas operacionais.
	Multas regulatórias.
Custo de O&M de SE	Aumento de Despesas operacionais que podem extrapolar os limites cobertos pela tarifa no período tarifário.
Custo de O&M de LD	Aumento de Despesas operacionais que podem extrapolar os limites cobertos pela tarifa no período tarifário.
Depreciação de subestações	Redução da BRRL e do Valor da Tarifa definida na Revisão Tarifária.
	Aumento de despesa operacionais de O&M que podem extrapolar os limites cobertos pela tarifa no período tarifário.
	Aumento da taxa de falhas de equipamentos, de aumento de DIC e FIC.
Depreciação de linhas de distribuição	Redução da BRRL e do Valor da Tarifa definida na Revisão Tarifária.
	Aumento de despesa operacionais de O&M que podem extrapolar os limites cobertos pela tarifa no período tarifário.
	Aumento da taxa de falhas de equipamentos.
	Aumento de DIC e FIC.
Índices de Desempenho de Telecomunicações	Aumento do Tempo e Número de Interrupção do Fornecimento.
	Aumento de Despesas de Equipe para reestabelecimento do fornecimento.
	Aumento no pagamento de compensações por violação dos indicadores de continuidade ANEEL DIC e FIC.
	Aumento de reclamações e despesas na CAC.
	Redução nos índices de satisfação do consumidor ISQP, IASC.
	Prejuízo à imagem e despesas associadas para esclarecimentos à população.
	Impactos no Fator Xq do Fator X (redução do índice de reajuste tarifário).

Tabela 3.2 – Fatores de Vulnerabilidade. (continuação)

Parâmetro	Tipos de Impacto
Custos de O&M de Telecomunicações	Redução da BRRL e do Valor da Tarifa definida na Revisão Tarifária.
	Aumento de despesa operacionais de O&M que podem extrapolar os limites cobertos pela tarifa no período tarifário.
	Aumento da taxa de falhas de equipamentos.
	Aumento dos tempos de reestabelecimento do fornecimento da violação dos indicadores DIC e FIC e de pagamentos de compensações financeiras.
Depreciação e Obsolescência do Sistema de Telecomunicações	Redução da BRRL e do Valor da Tarifa definida na Revisão Tarifária.
	Aumento de despesa operacionais de O&M que podem extrapolar os limites cobertos pela tarifa no período tarifário.
	Aumento da taxa de falhas de equipamentos.
	Aumento dos tempos de reestabelecimento do fornecimento da violação dos indicadores DIC e FIC e de pagamentos de compensações financeiras.
Perdas ôhmicas em Linhas de Distribuição	Aumentos de despesas da Parcela A acima do limite tarifário.
	Risco de multa.
	Riscos na compra de energia.
Níveis de Tensão Críticos em Subestações	Redução da energia faturada.
	Aumento de reclamações e despesa na CAC.
	Aumento de despesa com tratamento de reclamações na área de operação OM e na área de Serviço de Campo SM.
	Aumento de compensações financeiras de DRC e DRC ANEEL.
	Riscos de multas ANEEL por descumprimento de prazos de regularização DRC.
	Redução no índice satisfação do consumidor ISQP, IASC.
	Prejuízo à imagem e despesas associadas para esclarecimentos à população.
Níveis de Tensão Precários em Subestações	Redução da energia faturada.
	Aumento de reclamações e despesa na CAC.
	Aumento de despesa com tratamento de reclamações na área de operação OM e na área de Serviço de Campo SM.
	Aumento de compensações financeiras de DRC e DRC ANEEL.
	Riscos de multas ANEEL por descumprimento de prazos de regularização DRP.
	Redução no índice satisfação do consumidor ISQP, IASC.
	Prejuízo à imagem e despesas associadas para esclarecimentos à população.
Sobrecarga de Linhas de Distribuição	Restrição de atendimento de novas cargas implicando em receita realizada inferior à projetada.
	Acidente com terceiros.
	Redução do tempo de vida útil do ativo implicando em antecipação de investimentos para substituição de ativos não acobertados na tarifa.
	Aumenta de falha por danos no equipamento.
	Aumento de pagamento de compensações por violação dos indicadores de continuidade ANEEL DIC e FIC.
	Aumento de reclamações e despesas na CAC, redução no índice satisfação do consumidor ISQP, IASC.
	Prejuízo à imagem e despesas associadas para esclarecimentos à população.

Tabela 3.2 – Fatores de Vulnerabilidade. (continuação)

Parâmetro	Tipos de Impacto
Sobrecargas de Subestações (Nominal e Admissível)	Restrição de atendimento de novas cargas implicando em receita realizada inferior à projetada.
	Redução do tempo de vida útil do ativo implicando em antecipação de investimentos para substituição de ativos não acobertados na tarifa.
	Aumento de falha por danos no equipamento.
	Aumento de pagamento de compensações por violação dos indicadores de continuidade ANEEL DIC e FIC.
	Aumento de reclamações e despesas na CAC.
	Redução no índice satisfação do consumidor ISQP, IASC.
	Prejuízo à imagem e despesas associadas para esclarecimentos à população.
Perdas Ôhmicas em Alimentadores	Aumentos de despesas da Parcela A acima do limite tarifário.
	Risco de multa.
	Risco na compra de energia.
Níveis de Tensão Críticos em Alimentadores	Redução da energia faturada.
	Aumento de reclamações e despesas na CAC.
	Aumento de despesas com tratamento de reclamações na área de operação OM e na área de Serviço de Campo SM.
	Aumento de compensações financeiras de DRC e DRC ANEEL.
	Riscos de multas ANEEL por descumprimento de prazos de regularização DRC.
	Redução no índice satisfação do consumidor ISQP, IASC.
	Prejuízo à imagem e despesas associadas para esclarecimentos à população.
Níveis de Tensão Precários em Alimentadores	Redução da energia faturada.
	Aumento de reclamações e despesas na CAC.
	Aumento de despesas com tratamento de reclamações na área de operação OM e na área de Serviço de Campo SM.
	Aumento de compensações financeiras de DRC e DRC ANEEL.
	Riscos de multas ANEEL por descumprimento de prazos de regularização DRP.
	Redução no índice satisfação do consumidor ISQP, IASC.
	Prejuízo à imagem e despesas associadas para esclarecimentos à população.
Sobrecarga em Alimentadores	Restrição de atendimento de novas cargas implicando em receita realizada inferior à projetada.
	Redução do tempo de vida útil do ativo implicando em antecipação de investimentos para substituição de ativos não acobertados na tarifa.
	Aumento de falha por danos no equipamento.
	Aumento de pagamento de compensações por violação dos indicadores de continuidade ANEEL DIC e FIC.
	Aumento de reclamações e despesas na CAC, redução no índice satisfação do consumidor ISQP, IASC.
	Prejuízo à imagem e despesas associadas para esclarecimentos à população.
Potência de Curto-Circuito na Barra de 13,8 kV em subestações	Riscos de avaria em equipamentos implicando em antecipação de investimentos para substituição de ativos não acobertados na tarifa.
	Acidente com terceiros.
	Prejuízo à imagem e despesas associadas para esclarecimentos à população.
	Descoordenação da proteção e aumento no tempo e número de consumidores interrompidos, implicando em aumento de pagamento de compensações financeiras DIC e FIC.

3.1.3 Definição e Caracterização de Áreas Críticas de Desempenho do Sistema Elétrico

Antes de definir e caracterizar as chamadas **Áreas Críticas de Desempenho** do sistema é importante descrever como os dados referentes a cada parâmetro estão cadastrados e tratados no sistema georreferenciado.

Conforme já citado, cada fator de vulnerabilidade é denominado *critério* no sistema georreferenciado. Como cada critério possui métrica diferente, tem sido utilizada uma técnica de normalização (p.u.) para torná-los comparáveis. Para isso são estabelecidos um limite máximo e um limite mínimo para cada critério, baseados na análise do banco de dados existente. Exemplos:

- Para os critérios de alta tensão, o limite máximo é o primeiro ano do diagnóstico, cujos dados estão cadastrados no sistema, por exemplo, 2014, e o mínimo é o ano em que se deseja realizar a análise, por exemplo, 2018. Portanto para violações ocorridas em anos anteriores ao limite mínimo, por exemplo, 2015 considera-se a Nota 1 e para violações ocorridas em 2020, considera-se a Nota 0.
- Para o critério de depreciação, o limite máximo é de 90% e o limite mínimo é de 30%. Portanto para ativos com depreciação igual ou superior a 90%, considera-se a Nota 1 e, para ativos com depreciação igual ou inferior a 30%, a Nota 0.

A normalização do critério, conforme localização da violação na faixa de normalização é feita utilizando regra de três e a este valor chamou-se **Nota**.

Os limites máximos e mínimos para todos os critérios estão listados na tabela 3.3.

É importante ressaltar que as tensões precárias e críticas de alimentadores são retratadas por meio de um conceito chamado *momento elétrico*. Este sinaliza a queda de tensão no alimentador e é calculado por tipo de cabo e caracterizado por potência *versus* distância, isto é, para cada tipo de cabo tem-se a distância e a demanda máxima que pode ser atendida pelo cabo sem que haja violação dos níveis de tensão.

Tabela 3.3 – Tabela de Critérios Limites Máximos e Mínimos.

CRITÉRIO	LIMITE_PONT_MAX	LIMITE_PONT_MIN	OBS
LD_OPEX	150.000	0	OPEX médio de LDs 2009 a 2013.
LD_DEPRECIACAO	90	50	Depreciação de LD. Varia de 0 a 100%.
LD_PERDAS	2.014	2.018	Perdas em LD acima do limite. A referência é o ano de ocorrência.
LD_QUEDA_TENSAO	2.014	2.018	Queda de tensão em LD acima do limite. A referência é o ano de ocorrência.
LD_SOBRECARGA	2.014	2.018	Sobrecarga em LD. A referência é o ano de ocorrência.
MT_CLIENTES	50	0	Percentual de km de MT com mais de 6.000 clientes a jusante.
MT_PERDAS	5	0	Percentual de km de MT com mais de 10% de perdas.
MT_DEC_HIST	2	0	Relação entre o realizado e a meta do conjunto em pu (média 2012 e 2013).
MT_DIC_FIC_DMIC	150.000	0	Valor absoluto das compensações pagas em 2013 em reais.
MT_ICC	20	0	Percentual de km de MT com ICC menor que 50A.
MT_DRP_DRC	20.000	0	Valor absoluto das compensações pagas em 2013 em reais.
MT_CARREG	4	0	Percentual de km de MT com mais de 60% de carregamento.
MT_ME	40	0	Queda de tensão.
SE_OPEX	250.000	0	OPEX médio de SEs 2009 a 2013.
SE_DEPRECIACAO	90	50	Depreciação de SE (média das UC/UAR). Varia de 0% a 100%.
SE_ICC_INFERIOR	2.014	2.018	ICC na barra de MT da SE abaixo de 2 KA. A referência é o ano de ocorrência.
SE_ICC_SUPERIOR	2.014	2.018	ICC na barra de MT da SE acima de 10 kA - ano de ocorrência.
SE_DEC_ESTRUTURAL	7	0	DEC estrutural de SE.
MT	100.000	0	Numero absoluto de clientes na barra de MT da SE.
SE_SOBRE_NOM	2.014	2.018	Carregamento de SE acima do nominal. A referência é o ano de ocorrência.
SE_TENSAO_PREC_AT	2.014	2.018	Tensão precária na barra de AT da SE. A referência é o ano de ocorrência.
SE_SOBRE_ADM	2.014	2.018	Carregamento de SE acima do admissível. A referência é o ano de ocorrência.
SE_TENSAO_CRIT_AT	2.014	2.018	Tensão crítica na barra de AT da SE. A referência é o ano de ocorrência.
SE_TENSAO_CRIT_MT	2.014	2.018	Tensão crítica na barra de MT da SE. A referência é o ano de ocorrência.

Todas as violações dos parâmetros podem ser visualizadas em camadas no mapa no sistema georreferenciado, sendo uma camada para cada parâmetro de desempenho do sistema elétrico, conforme exemplo da figura 3.1, possibilitando o diagnóstico, análises e decisões integradas.

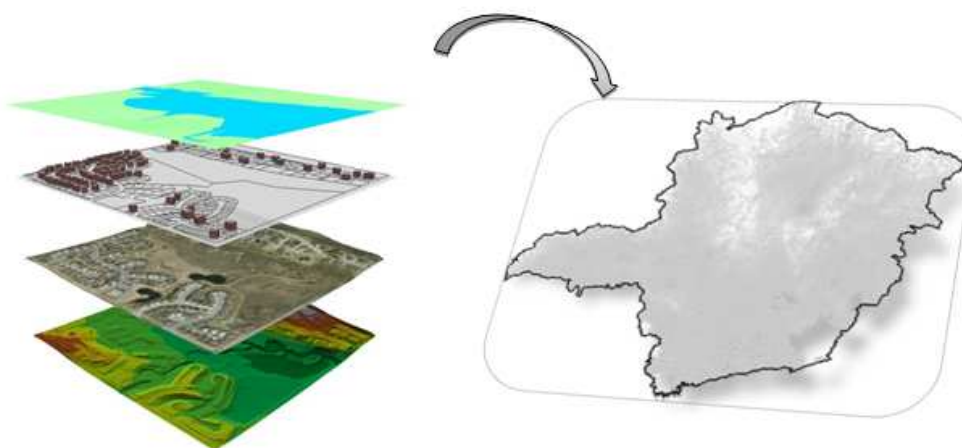


Figura 3.1 - Exemplo de Camadas do Sistema Georreferenciado.

Definem-se como **Áreas Críticas de Desempenho** do sistema aquelas que possuem o maior número de violações, isto é, onde se encontra violação do maior

número de parâmetros de desempenho do sistema elétrico, ou seja, dos fatores de vulnerabilidade.

Após inserir os dados relacionados aos parâmetros no sistema georreferenciado – Geomedia pode-se verificar as violações de cada parâmetro separadamente. O diagnóstico realizado através da análise desassociada das violações é denominado diagnóstico Nível 1.

Nas figuras 3.2 a 3.14 está apresentado o diagnóstico Nível 1 do sistema elétrico da Cemig D. Cada figura representa uma camada do programa Geomedia e apresenta, em alguns casos, as violações de um fator de vulnerabilidade, isto é, de um parâmetro de desempenho e, em outros, os dados referentes ao parâmetro de desempenho, como nos casos de custos de operação e manutenção, e dados de depreciação de linhas de distribuição e subestações.

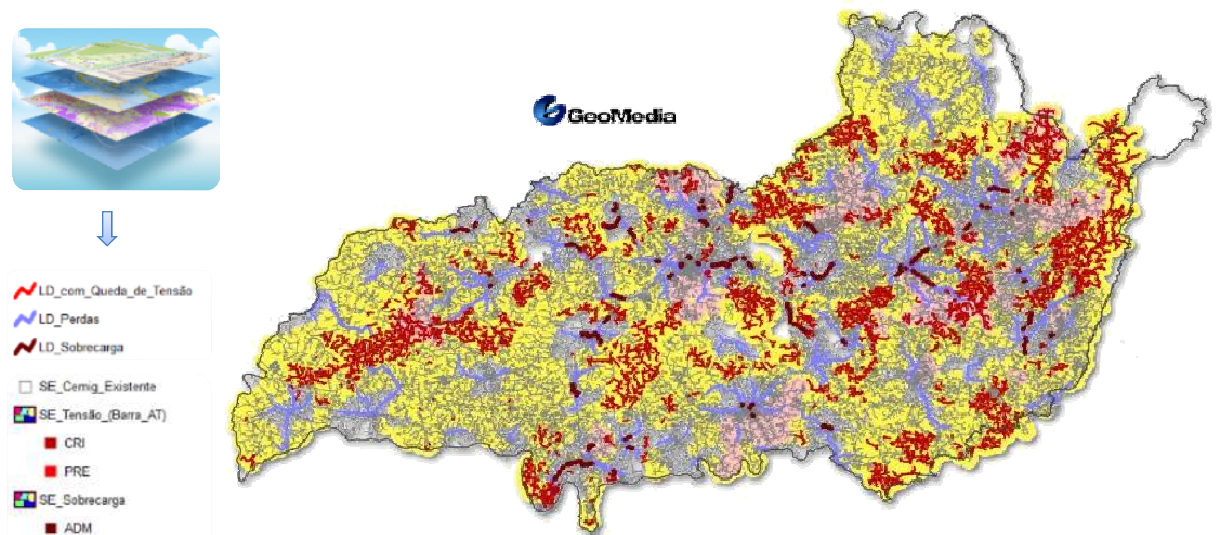


Figura 3.2 - Diagnóstico do Sistema de Média Tensão do Triângulo Mineiro (2018).

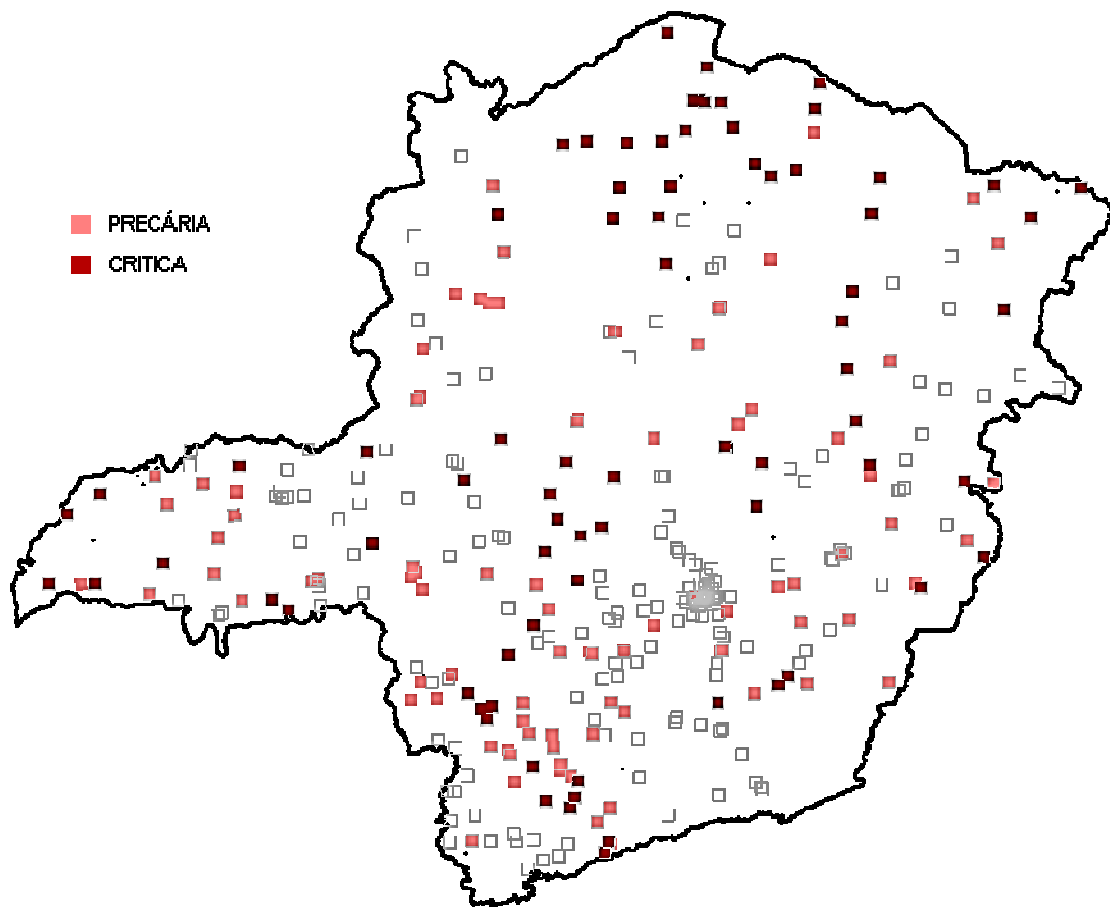


Figura 3.3 - Subestações com Violação Prevista nos Níveis de Tensão (2018).

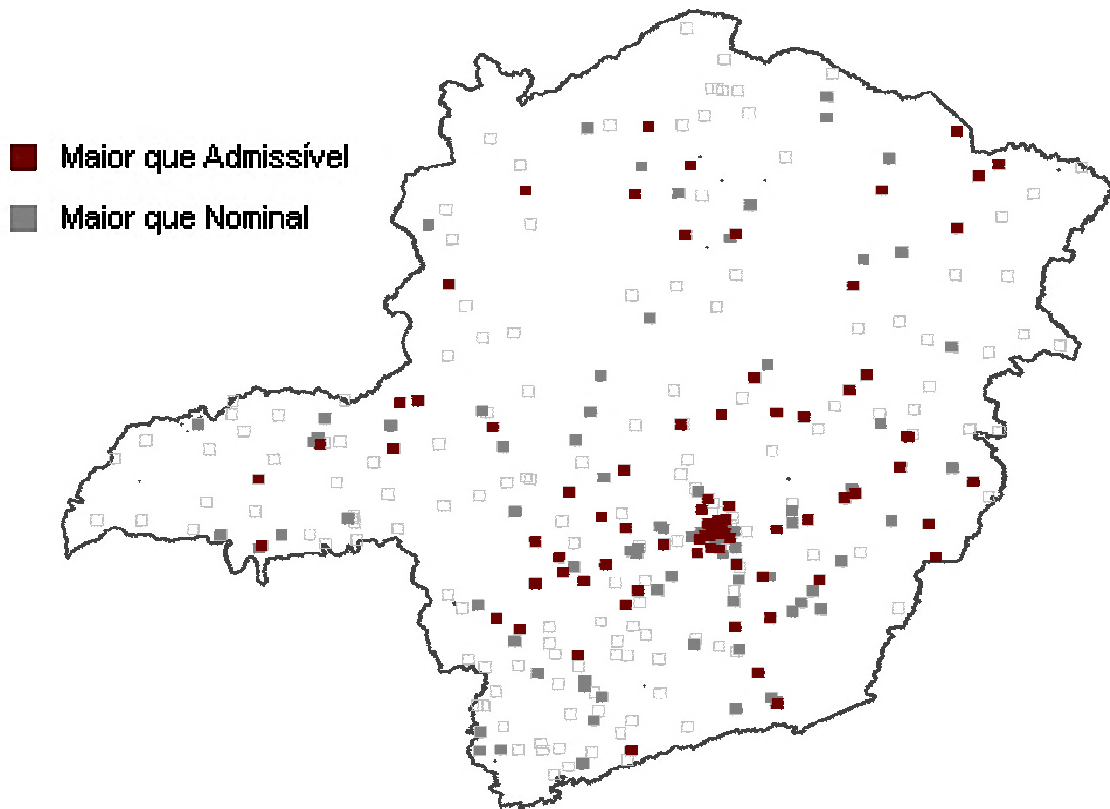


Figura 3.4 - Subestações Violação Prevista nos Níveis de Carregamento (2018).

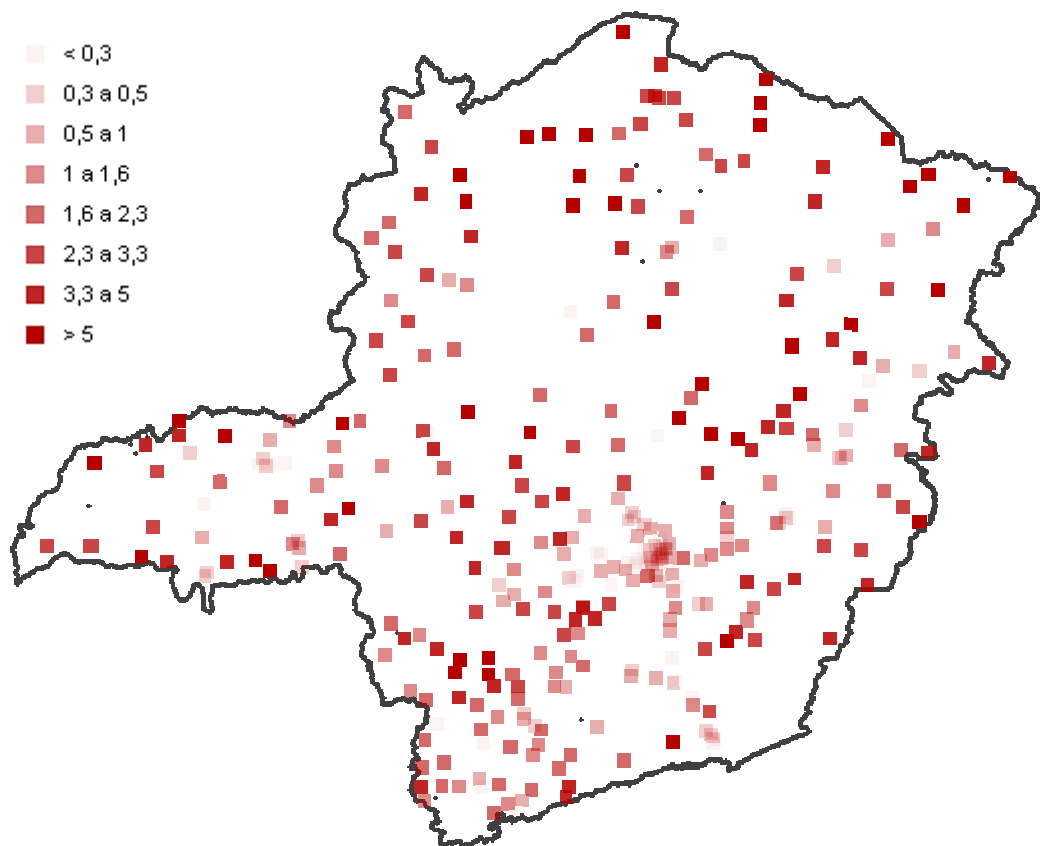


Figura 3.5 - DEC Estrutural por Subestação (2013).

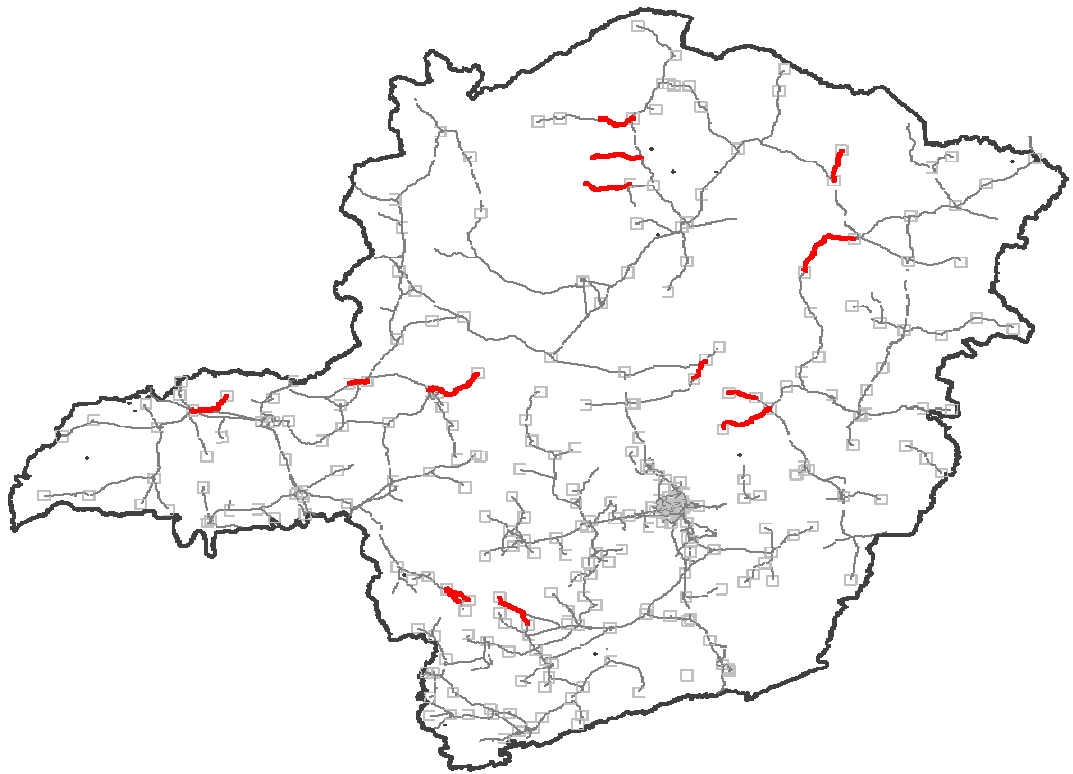


Figura 3.6 - LD com Violação dos Níveis de Queda de Tensão (2018).

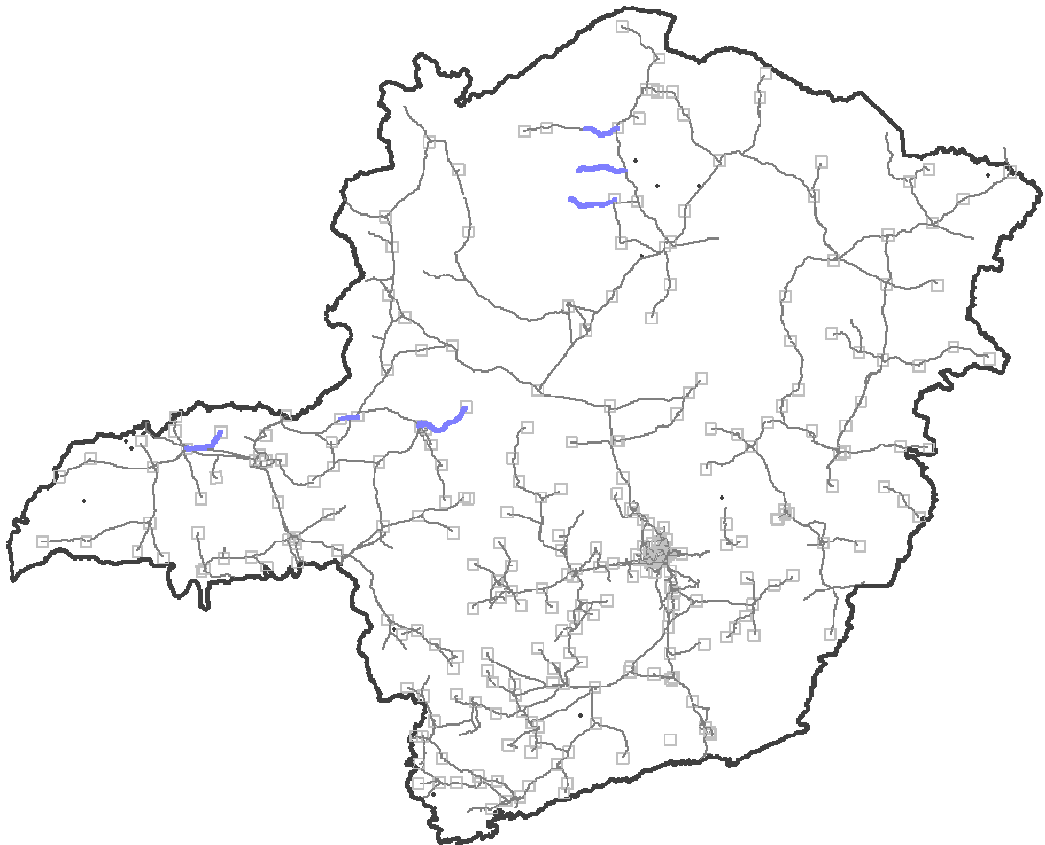


Figura 3.7 - LD com Violação dos Níveis de Perdas (2018).

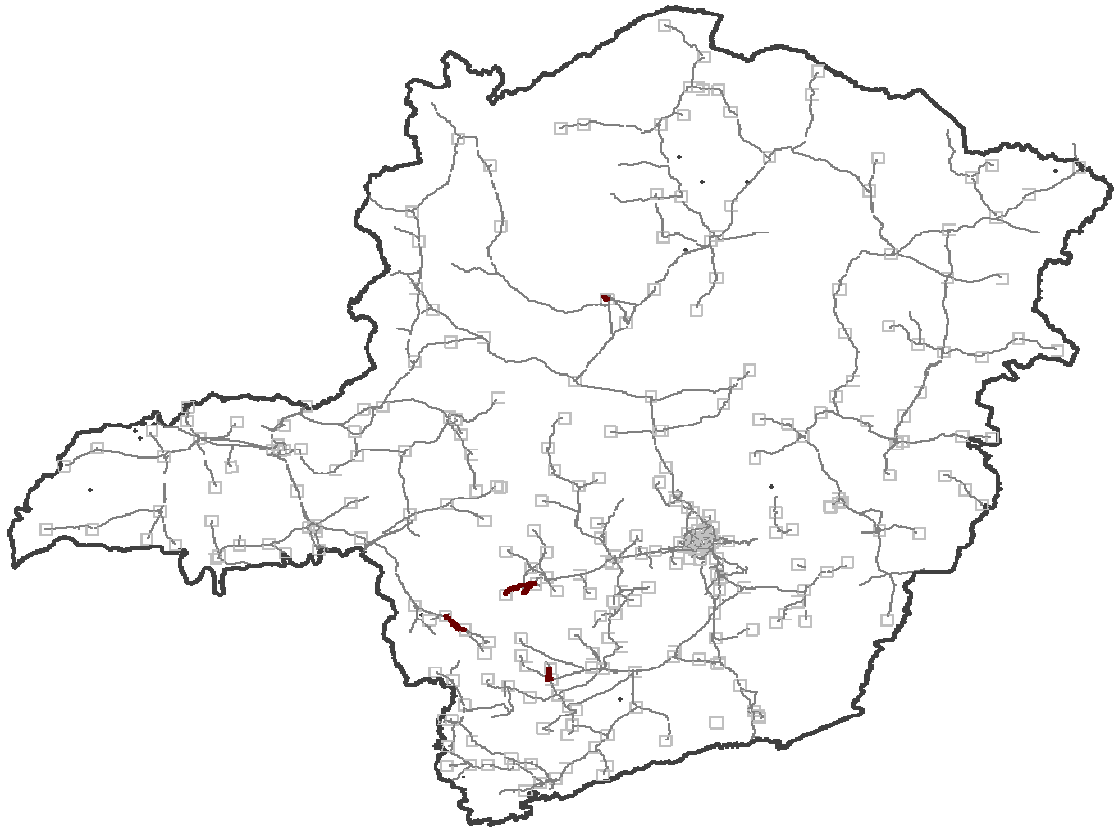


Figura 3.8 - LD com Violação dos Níveis de Carregamento (2018).

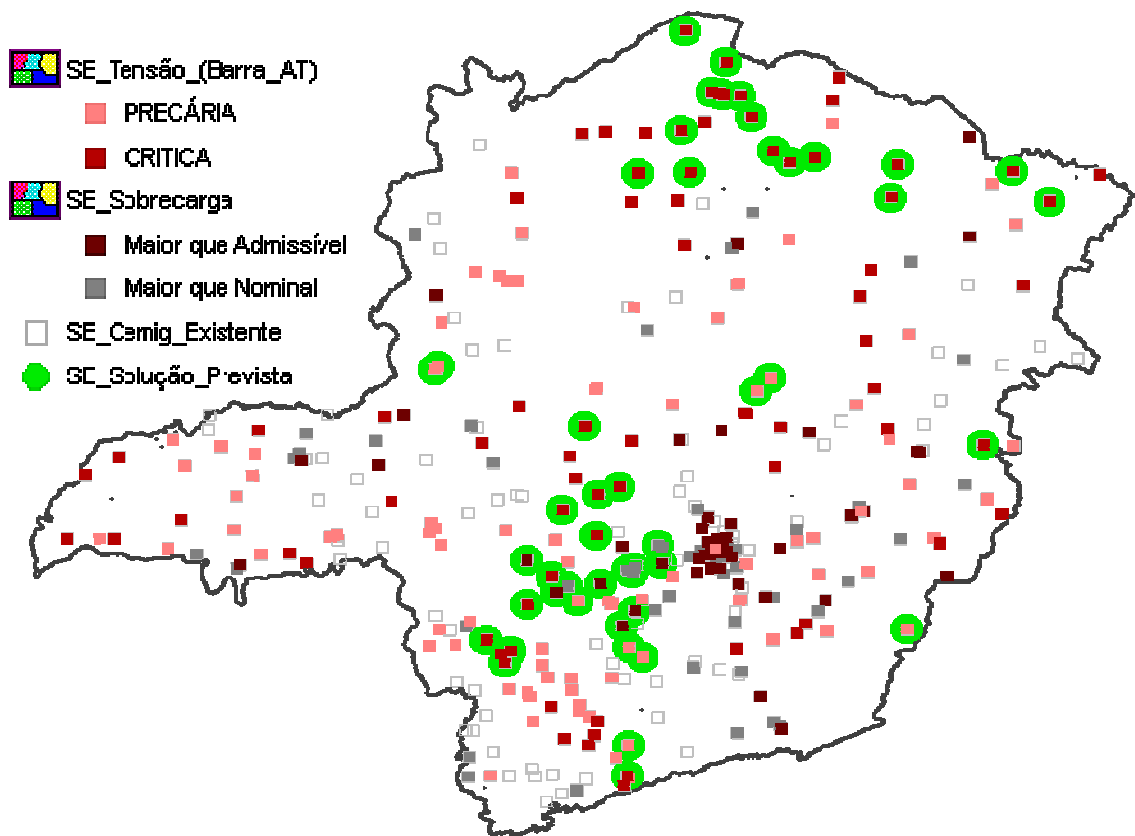


Figura 3.9 - Subestações com Violação e Soluções Previstas (2013-2017).

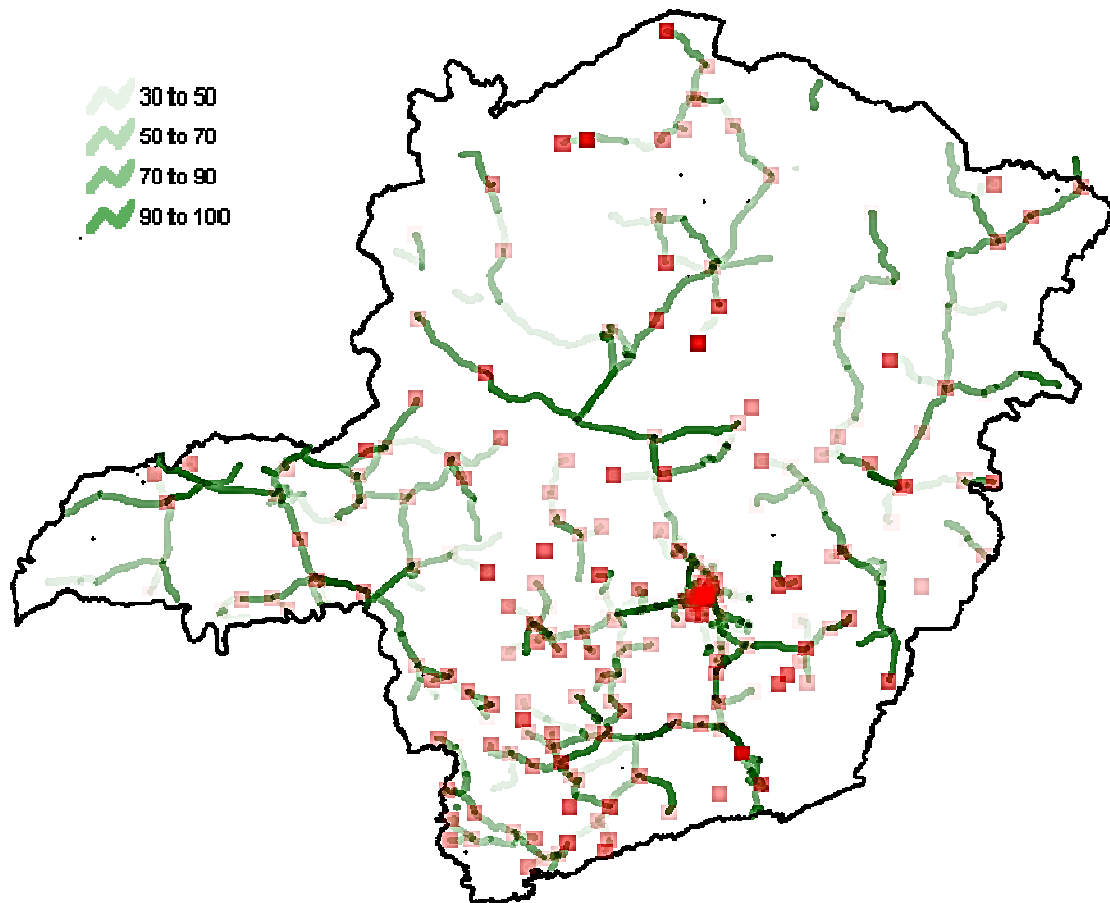


Figura 3.10 - Subestações e LD por Percentual de Depreciação (2013).

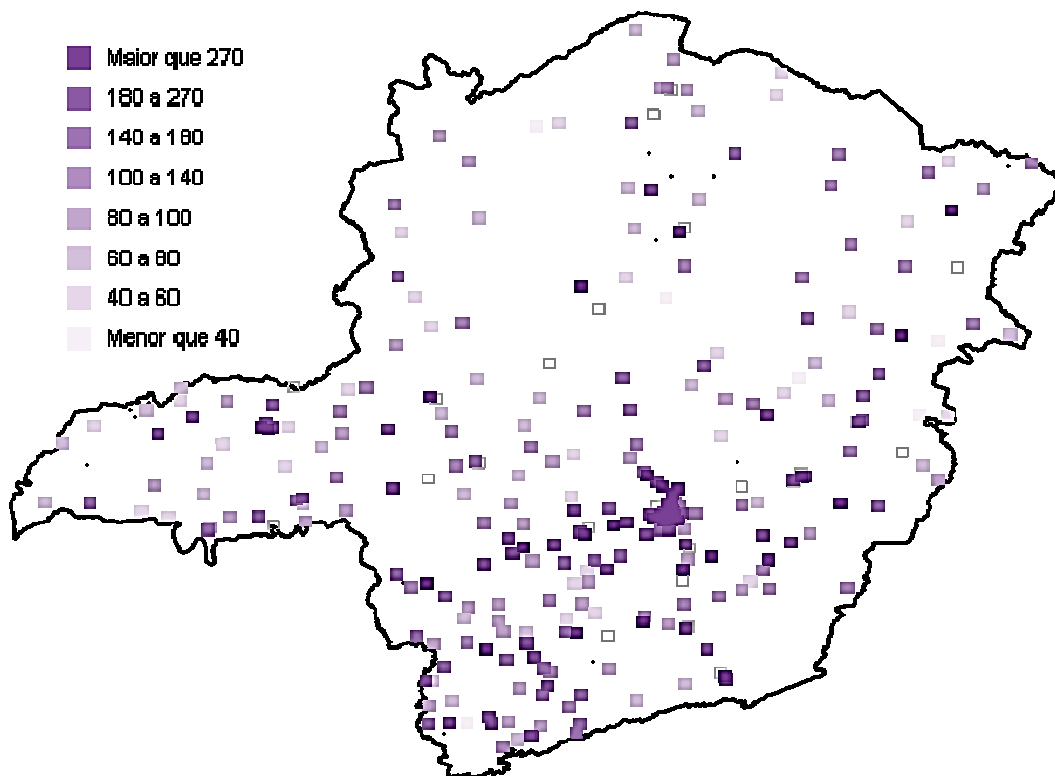


Figura 3.11 - Custos de Operação e Manutenção por SE em Mil R\$/por Ano (2009 a 2013).

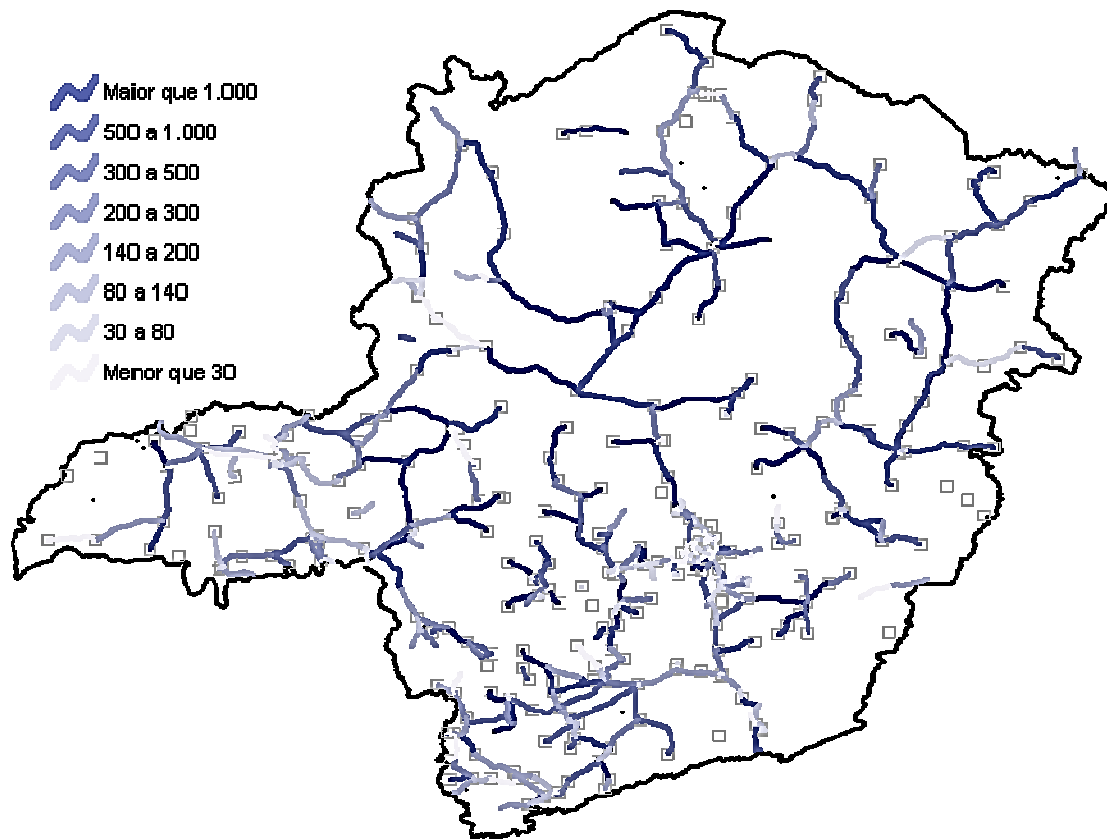


Figura 3.12 - Custos de Operação e Manutenção de LD em Mil R\$/por Ano (2009 a 2013).

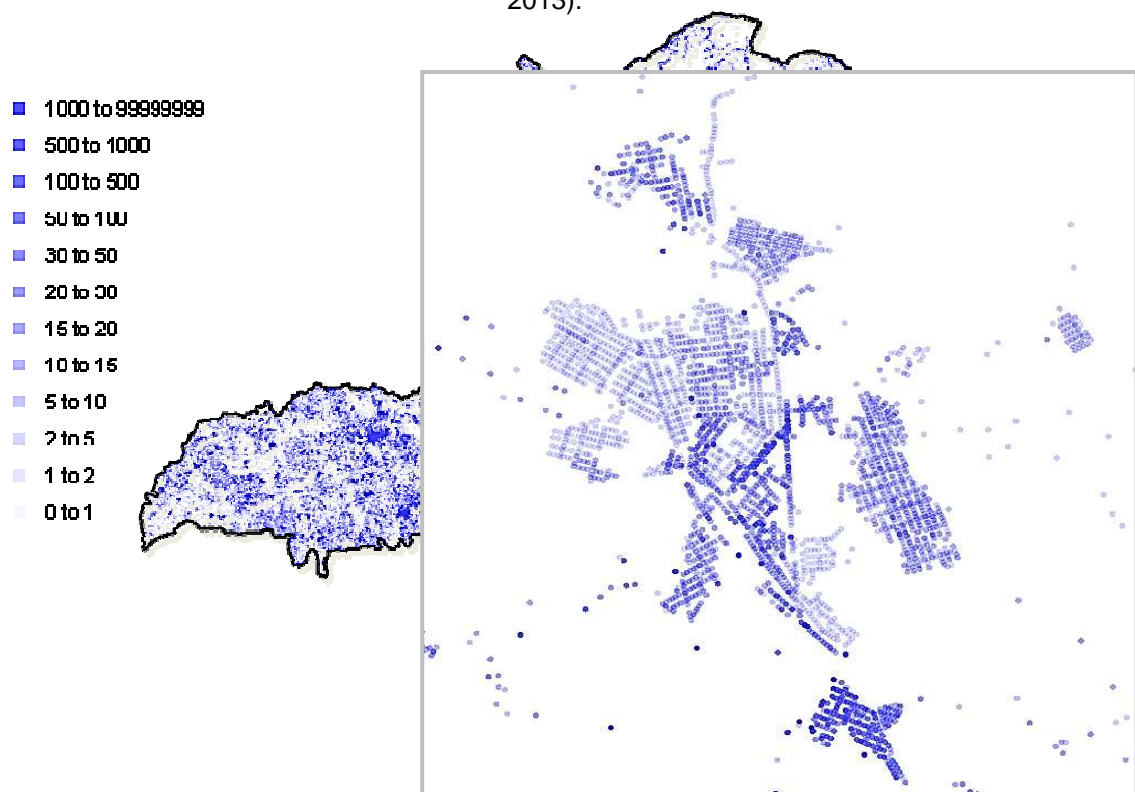


Figura 3.13 - Compensações Financeiras por Interrupção R\$/por Ano (2013).

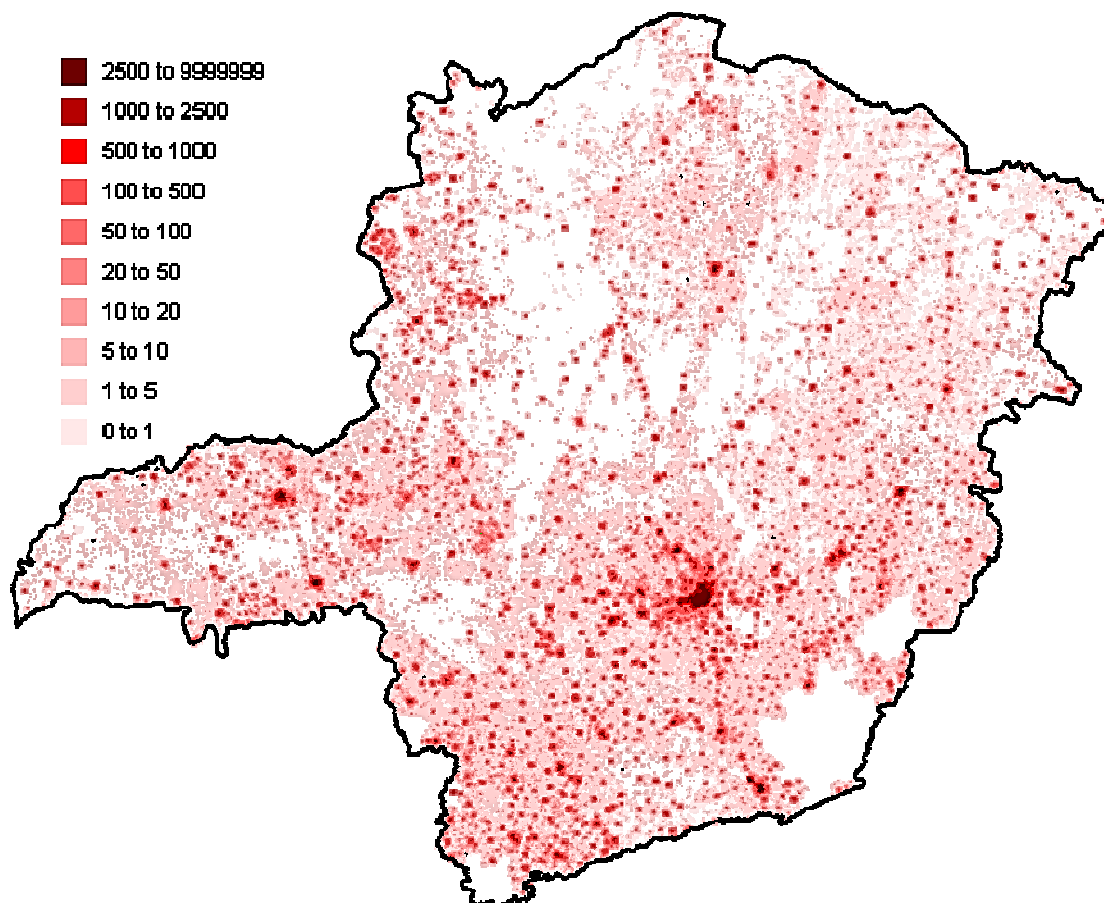


Figura 3.14 - Densidade de Carga (kVA/km²) (2018).

3.2 Considerações Finais

As definições de Vulnerabilidade do Sistema Elétrico e da Área de Desempenho Crítico são aquelas adotadas na concepção da metodologia proposta nesta monografia.

A representação dos fatores de vulnerabilidade no sistema georreferenciado permite a visualização do impacto destes no desempenho do sistema elétrico, possibilitando a análise dos parâmetros de forma integrada. Tal análise, tratada no capítulo por Nível 1, mostra como cada fator de vulnerabilidade pode ser avaliado separadamente por camadas no sistema georreferenciado.

É importante ressaltar que o diagnóstico Nível 1 constitui a base de informações a partir da qual é desenvolvida a metodologia proposta. Esta define um índice calculado a partir da ponderação dos fatores de vulnerabilidade, conforme o grau de impacto de suas violações no desempenho do sistema elétrico, visando priorizar as áreas de desempenho crítico no planejamento. Tal índice, denominado Índice de Vulnerabilidade Sistêmica, **IVSis**, é apresentado no capítulo que se segue.

4 Índice de Vulnerabilidade Sistêmico – IVSis

Neste capítulo é apresentada uma metodologia para identificação e priorização de áreas de desempenho crítico do sistema elétrico. Tal metodologia é implementada por meio de um Índice de Vulnerabilidade Sistêmico. O texto descreve a técnica utilizada para o equacionamento deste índice, bem como os resultados e a análise de sua aplicação em um sistema elétrico real.

4.1 Considerações Iniciais

Neste tópico é apresentada a metodologia de cálculo do Índice de Vulnerabilidade Sistêmico. Foi escolhida a metodologia de comparação par a par por ser uma ferramenta de auxílio na tomada de decisão em problemas complexos, que envolvem muitos critérios de avaliação, de fácil manuseio, não necessitar de *software* ou programas especiais para utilização. Também proporciona transparência na avaliação e considera aspectos subjetivos. Esta metodologia se baseia na pergunta: Qual é a importância do critério 1 em relação ao critério 2? Para isso foi elaborada uma matriz quadrada onde é possível comparar um critério em relação a todos os outros. Neste caso, os critérios, como já mencionado anteriormente, são os fatores de vulnerabilidade, conforme tabelas 4.1 e 4.2.

Tabela 4.2 – Detalhe da Tabela de Comparação Par a Par.

	Critérios	DEC Estrutural de Alta Tensão	Histórico DEC de alimentadores	Compensações Financeiras dos alimentadores (DIC, FIC e DMIC)
O&M	DEC Estrutural de Alta Tensão			
	Histórico DEC de alimentadores			
	Compensações Financeiras dos alimentadores (DIC, FIC e DMIC)			
	Custo de O&M de SE			
	Custo de O&M de LD			
	Depreciação de subestações			
	Depreciação de linhas de distribuição			
Telecom	Índices de Desempenho de Telecomunicações			
	Custos de O&M de Telecomunicações			
	Depreciação e Obsolescência do Sistema de Telecomunicações			
Elétrico	Perdas ôhmicas em Linhas de Distribuição			
	Níveis de Tensão Críticos em Subestações - DRC			
	Níveis de Tensão Precários em Subestações - DRP			
	Sobrecarga de Linhas de Distribuição			
	Sobrecargas de Subestações (Sobrecarga Nominal)			
	Sobrecargas de Subestações (Sobrecarga Admissível)			
	Perdas ôhmicas em alimentadores			
	Níveis de Tensão Críticos em alimentadores - DRC			
	Níveis de Tensão Precários em alimentadores - DRP			
	Sobrecarga em alimentadores			
	Potência de Curto-Circuito na Barra de 13,8 kV em subestações			
	Potência de Curto-Circuito na Rede de MT			

As comparações par a par, expressas por meio da pergunta acima, são convertidas em valores numéricos usando uma escala para julgamentos comparativos, onde a quantificação dos julgamentos é feita utilizando-se uma escala de valores que varia de 0,1 a 10, conforme tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Escala para Julgamentos Comparativos.

10	Muito mais importante
5	Mais importante
1	Igualmente importante
0,2	Menos Importante
0,1	Muito menos importante

4.2 Metodologia para Cálculo do Índice de Vulnerabilidade Sistêmico

A comparação par a par descrita no item 4.1 foi realizada por 41 profissionais das áreas planejamento da expansão, planejamento da operação, planejamento da manutenção, perdas, operação em tempo real e gestão.

O método baseia-se na comparação entre pares de critérios e na construção de uma série de matrizes quadradas, onde o número na linha i e na coluna j dá a importância do critério C_i em relação a C_j , como se pode observar na forma matricial indicada na equação (4.1) [8].

$$A = \begin{pmatrix} 1 & a_{12} & a_{13} & \dots & a_{1j} \\ 1/a_{12} & 1 & a_{23} & \dots & a_{2j} \\ 1/a_{13} & 1/a_{23} & 1 & \dots & a_{2j} \\ \dots & \dots & \dots & 1 & \dots \\ 1/a_{1j} & 1/a_{2j} & 1/a_{3j} & \dots & 1 \end{pmatrix} \quad (4.1)$$

Nessa matriz, o termo “ a_{ij} ” indica o julgamento quantificado do par de critérios (C_i , C_j) sendo “ a ” o valor da intensidade de importância. As seguintes condições devem ser atendidas:

- se $a_{ij} = a$, então $a_{ji} = 1/a$;
- se C_i é julgado como de igual importância relativa a C_j , então $a_{ij} = 1$, $a_{ji} = 1$ e $a_{ii} = 1$, para todo i .

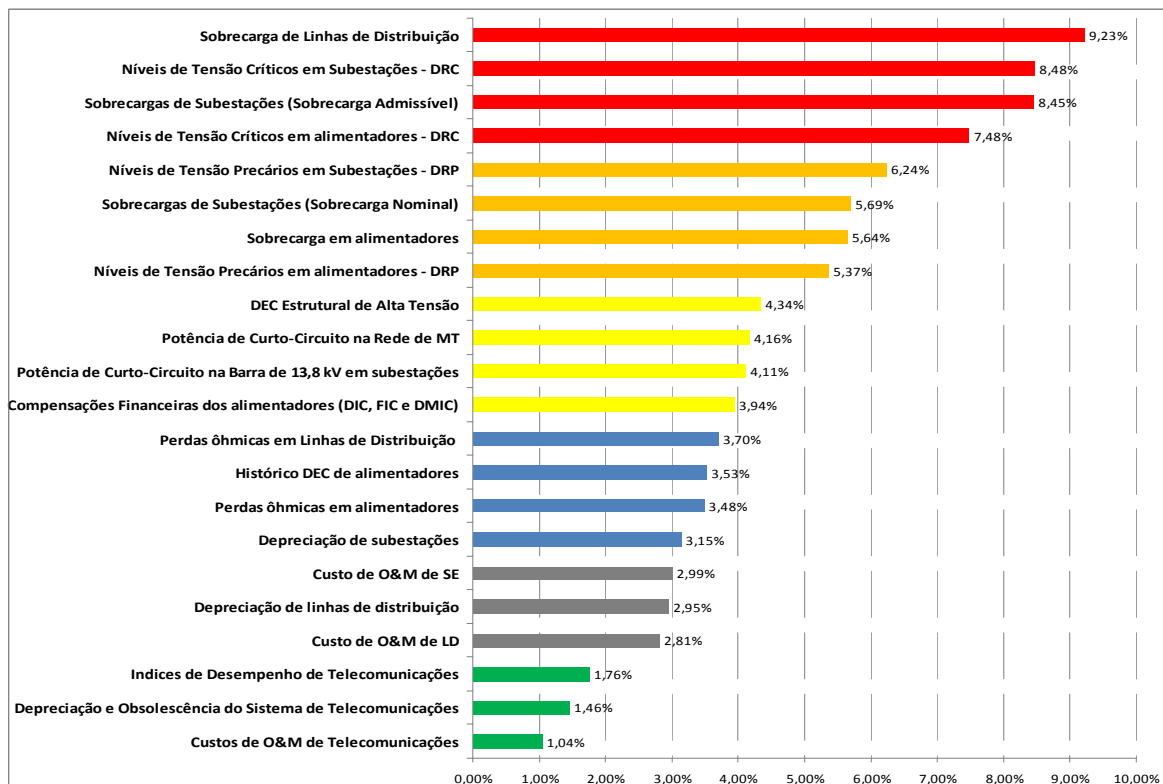
A formulação matemática utilizada para o cálculo do peso é simples, sendo o valor total do critério, a soma dos valores que compõem a linha da matriz referente ao mesmo. O peso do critério consiste no cálculo da proporção de cada elemento em relação à soma total para cada planilha preenchida.

Para determinar os pesos de cada critério realiza-se novamente o processo descrito acima, somam-se os valores totais dos critérios de cada uma das quarenta e uma planilhas preenchidas e calcula-se o peso do critério através da proporção de cada elemento em relação à soma total, conforme mostra a tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Consolidação das Avaliações.

Crítérios	TOTAL	Peso	TOTAL	Peso	Notas - TOTAL	Peso - TOTAL
Custos de O&M de Telecomunicações	5,7	0,4%	11,4	1,1%	551	1,04%
Depreciação e Obsolescência do Sistema de Telecomunicações	13,7	1,0%	11,4	1,1%	778,3	1,46%
Índices de Desempenho de Telecomunicações	5,7	0,4%	11,4	1,1%	936,7	1,76%
Custo de O&M de LD	59,1	4,2%	9,8	1,0%	1495,3	2,81%
Depreciação de linhas de distribuição	43,6	3,1%	24,2	2,4%	1571,2	2,95%
Custo de O&M de SE	69,1	4,9%	9,8	1,0%	1593,7	2,99%
Depreciação de subestações	44,4	3,2%	23,4	2,3%	1675,8	3,15%
Perdas ôhmicas em alimentadores	81,5	5,8%	56,1	5,6%	1853	3,48%
Histórico DEC de alimentadores	40,7	2,9%	13,8	1,4%	1876,1	3,53%
Perdas ôhmicas em Linhas de Distribuição	74,1	5,3%	41	4,1%	1970,3	3,70%
Compensações Financeiras dos alimentadores (DIC, FIC e DMIC)	63,5	4,5%	17	1,7%	2097,1	3,94%
Potência de Curto-Circuito na Barra de 13,8 kV em subestações	51,3	3,7%	60,2	6,0%	2186,3	4,11%
Potência de Curto-Circuito na Rede de MT	51,3	3,7%	61	6,1%	2214,8	4,16%
DEC Estrutural de Alta Tensão	75	5,4%	13	1,3%	2308,6	4,34%
Níveis de Tensão Precários em alimentadores - DRP	81,5	5,8%	85,8	8,6%	2855,7	5,37%
Sobrecarga em alimentadores	82,4	5,9%	57,8	5,8%	3003,6	5,64%
Sobrecargas de Subestações (Sobrecarga Nominal)	81,5	5,8%	52,1	5,2%	3025,9	5,69%
Níveis de Tensão Precários em Subestações - DRP	76,6	5,5%	95,4	9,5%	3320,2	6,24%
Níveis de Tensão Críticos em alimentadores - DRC	81,6	5,8%	91,4	9,1%	3979	7,48%
Sobrecargas de Subestações (Sobrecarga Admissível)	81,6	5,8%	61,8	6,2%	4496,9	8,45%
Níveis de Tensão Críticos em Subestações - DRC	62,4	4,5%	101	10,1%	4512,7	8,48%
Sobrecarga de Linhas de Distribuição	172	12,3%	91	9,1%	4910	9,23%
Total	1398,3	100%	999,8	100%	53212,2	100%

No gráfico 4.1 é mostrado o *ranking* dos *crítérios* e seus respectivos pesos.

Gráfico 4.1 – Ranking de *crítérios*.

4.2.1 Definição do Índice IVSis

O Índice de Vulnerabilidade Sistêmico, IVSis, representa a violação de todos os fatores de vulnerabilidade relativos a uma determinada região, ponderados de acordo com seu grau de impacto no desempenho do sistema elétrico e no negócio distribuição.

Como apresentado no capítulo 3, foram estabelecidos limites máximos e mínimos para cada critério, conforme análise do banco de dados, a fim de normalizar tais dados e torná-los comparáveis e passíveis de agrupamento.

A normalização do critério, conforme localização da violação na faixa de normalização, foi feita utilizando regra de três e a este valor chamou-se **Nota**. O **Peso** é a ponderação aplicada aos *critérios* conforme seu grau de importância e impacto no desempenho do sistema elétrico.

O valor da **Nota x Peso** denomina-se **Pontos**.

Calculam-se os pontos para cada violação dos fatores de vulnerabilidade verificados e cadastrados no Diagnóstico Integrado do Sistema Elétrico georreferenciado, o Diagnóstico Nível 1.

O **Índice de Vulnerabilidade Sistêmico** é definido pela expressão (4.2).

$$IVSis = \sum \text{Pontos} = \sum \text{Nota} \times \text{Peso} \quad (4.2)$$

Depois de calculado, o índice é referenciado à subestação fonte e, assim, é atribuído à região atendida por aquela subestação. A partir disso é possível priorizar as áreas com pior desempenho de acordo o índice aplicado.

4.2.2 Processo de Simulação

Neste tópico é descrito como os pesos foram aplicados no sistema georreferenciado. Foram elaborados algoritmos que fazem os cálculos descritos no item 4.2 e carregam os dados automaticamente no Geomedia. A tabela 4.5, que atribui pesos aos critérios indicados na tabela 3.3, funciona como *input*. Podem-se modificar os pesos e verificar as alterações na ordem de prioridade.

Tabela 4.5 – Tabela para Cadastro dos Limites Máximos e Mínimos e dos Pesos dos Critérios.

CRITÉRIO	PESO	LIMITE_PONT_MAX	LIMITE_PONT_MIN	OBS
LD_OPEX	2,81	150.000	0	OPEX médio de LDs 2009 a 2013.
LD_DEPRECIACAO	2,95	90	50	Depreciação de LD. Varia de 0 a 100%.
LD_PERDAS	3,70	2.014	2.018	Perdas em LD acima do limite. A referência é o ano de ocorrência.
LD_QUEDA_TENSAO	6,24	2.014	2.018	Queda de tensão em LD acima do limite. A referência é o ano de ocorrência.
LD_SOBRECARGA	9,23	2.014	2.018	Sobrecarga em LD. A referência é o ano de ocorrência.
MT_CLIENTES	3,00	50	0	Percentual de km de MT com mais de 6.000 clientes a jusante.
MT_PERDAS	3,48	5	0	Percentual de km de MT com mais de 10% de perdas.
MT_DEC_HIST	3,53	2	0	Relação entre o realizado e a meta do conjunto em pu (média 2012 e 2013).
MT_DIC_FIC_DMIC	3,94	150.000	0	Valor absoluto das compensações pagas em 2013 em reais.
MT_ICC	4,16	20	0	Percentual de km de MT com ICC menor que 50A.
MT_DRP_DRC	5,37	20.000	0	Valor absoluto das compensações pagas em 2013 em reais.
MT_CARREG	5,64	4	0	Percentual de km de MT com mais de 60% de carregamento.
MT_ME	7,48	40	0	queda de tensão.
SE_OPEX	2,99	250.000	0	OPEX médio de SEs 2009 a 2013.
SE_DEPRECIACAO	3,15	90	50	Depreciação de SE (média das UC/UAR). Varia de 0% a 100%.
SE_ICC_INFERIOR	4,11	2.014	2.018	ICC na barra de MT da SE abaixo de 2 KA. A referência é o ano de ocorrência.
SE_ICC_SUPERIOR	4,11	2.014	2.018	ICC na barra de MT da SE acima de 10 kA - ano de ocorrência.
SE_DEC_ESTRUTURAL	4,34	7	0	DEC estrutural de SE.
MT	5,00	100.000	0	Numero absoluto de clientes na barra de MT da SE.
SE_SOBRE_NOM	5,69	2.014	2.018	Carregamento de SE acima do nominal. A referência é o ano de ocorrência.
SE_TENSAO_PREC_AT	6,24	2.014	2.018	Tensão precária na barra de AT da SE. A referência é o ano de ocorrência.
SE_SOBRE_ADM	8,45	2.014	2.018	Carregamento de SE acima do admissível. A referência é o ano de ocorrência.
SE_TENSAO_CRIT_AT	8,48	2.014	2.018	Tensão crítica na barra de AT da SE. A referência é o ano de ocorrência.
SE_TENSAO_CRIT_MT	8,48	2.014	2.018	Tensão crítica na barra de MT da SE. A referência é o ano de ocorrência.

4.2.3 Resultado da Simulação no Sistema Real da Cemig D

Os pesos determinados na elaboração desta monografia, apresentados no gráfico 4.1, foram cadastrados no Geomedia. Criou-se uma tabela de apuração onde se pode verificar qual a pontuação de cada subestação em relação a todos os critérios. Ressalta-se que a subestação só é listada caso haja alguma violação, assim como somente são listados os critérios que apresentam violação de limites. A tabela 4.6 apresenta um exemplo mostrando as violações, as notas e os pesos referenciados à SE Abadia dos Dourados no triângulo mineiro. Pode-se verificar o IVSis da média tensão, o IVSis de Alta tensão e o IVSis Total.

Tabela 4.6 – Tabela Exemplo de Apuração dos Resultados.

ANO	NOME	REGIAO	CRITERIO	VALOR_CRITERIO	LIMITE_PONT_MAX	LIMITE_PONT_MIN	NOTA	PESO	PONTOS_MT	PONTOS_AT	PONTOS_TOTAL
2018	Abadia dos Dourados	Triangulo	SE_OPEX	49.360,75	250.000,00	0,00	0,20	2,99		0,59	
2018	Abadia dos Dourados	Triangulo	MT_DIC_FIC_DMIC	7.959,13	150.000,00	0,00	0,05	3,94	0,21		0,21
2018	Abadia dos Dourados	Triangulo	SE_CLIENTES_BARRA_M T	5.285,00	100.000,00	0,00	0,05	5,00		0,26	0,26
2018	Abadia dos Dourados	Triangulo	SE SOBRE ADM	2.014,00	2.014,00	2.018,00	1,00	8,45		8,45	8,45
2018	Abadia dos Dourados	Triangulo	SE SOBRE NOM	2.014,00	2.014,00	2.018,00	1,00	5,69		5,69	5,69
2018	Abadia dos Dourados	Triangulo	SE_TENSAO_CRIT_AT	2.014,00	2.014,00	2.018,00	1,00	8,48		8,48	8,48
2018	Abadia dos Dourados	Triangulo	SE_TENSAO_CRIT_MT	2.014,00	2.014,00	2.018,00	1,00	8,48		8,48	8,48
2018	Abadia dos Dourados	Triangulo	SE_DEPRECIACAO	97,54	90,00	50,00	1,00	3,15		3,15	3,15
2018	Abadia dos Dourados	Triangulo	MT_ME	26,33	40,00	0,00	0,66	7,48	4,92		4,92
2018	Abadia dos Dourados	Triangulo	MT_DRP_DRC	10,28	20.000,00	0,00	0,00	5,37	0,00		0,00
2018	Abadia dos Dourados	Triangulo	SE_DEC ESTRUTURAL	6,42	7,00	0,00	0,92	4,34		3,98	3,98
2018	Abadia dos Dourados	Triangulo	MT_ICC	4,63	20,00	0,00	0,23	4,16	0,96		0,96
2018	Abadia dos Dourados	Triangulo	MT_PERDAS	2,69	5,00	0,00	0,54	3,48	1,87		1,87
2018	Abadia dos Dourados	Triangulo	MT_DEC_HIST	0,81	2,00	0,00	0,40	3,53	1,42		1,42

A representação do IVSis – Índice de Vulnerabilidade Sistêmica Total no mapa georreferenciado está apresentado na figura 4.1. Quanto maior o índice, maior o círculo. Pode-se representar o IVSis da média tensão, o IVSis de Alta tensão ou, IVSis Total, dependendo da análise que se deseja realizar.

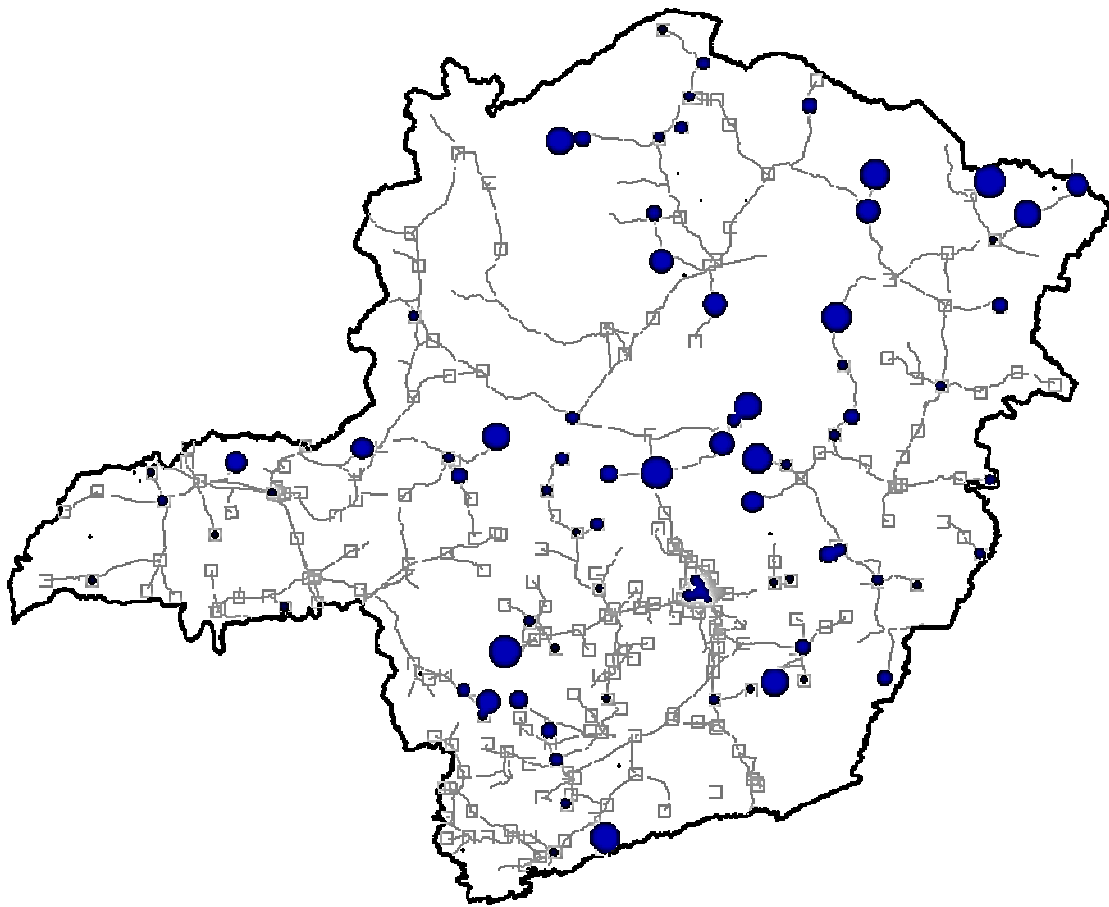


Figura 4.1 – Priorização de Subestações e suas Áreas de Análises.

4.3 Análise dos Resultados

Os resultados alcançados através da priorização das Áreas Críticas de Desempenho utilizando o índice IVSis está coerente com a experiência dos profissionais das áreas de planejamento, operação e manutenção e com a realidade atual do sistema elétrico. As regiões norte e leste apresentaram maior número de regiões de desempenho crítico. Foram realizadas reuniões para apresentação e discussão dos resultados.

A tabela 4.7 apresenta a priorização das áreas de desempenho crítico alcançada com a utilização do IVSis Total. Nesta tabela estão retratadas as 30 regiões mais críticas que abrangem todo o estado de Minas Gerais.

Tabela 4.7 – Priorização das Trinta Primeiras Áreas de Desempenho Críticos (2018).

NOME	REGIAO	PONTOS_MT	PONTOS_AT	PONTOS_TOTAL	QT_CRITERIOS	PRIORIDADE_MT	PRIORIDADE_AT	PRIORIDADE_GERAL
Piumhi 1	Oeste	15,19	59,49	74,68	20	80	1	1
Icarai de Minas 1	Norte	15,37	57,86	73,23	20	78	2	2
Curvelo 2	Norte	48,97	20,83	69,80	25	1	84	3
Riachinho	Norte	21,54	45,24	66,78	20	21	6	4
Taiobeiras 1	Norte	33,78	32,62	66,40	29	5	26	5
Aracagi	Leste	21,19	43,37	64,56	20	22	8	6
Minas Novas	Leste	22,43	40,19	62,62	19	17	11	7
Itanhandu 1	Sul	19,86	41,00	60,86	16	34	10	8
Pandeiros	Norte	14,67	45,42	60,09	17	90	5	9
Serro	Leste	6,01	52,10	58,11	19	276	3	10
Sao Goncalo do Abaete	Triangulo	13,47	44,21	57,68	21	112	7	11
Couto Magalhaes	Norte	36,04	20,76	56,81	24	4	86	12
Presidente Bernardes 1	Mantiqueira	14,84	39,43	54,26	18	88	13	13
Sao Francisco 2	Norte	14,24	39,76	54,00	18	97	12	14
Almenara 1	Leste	22,89	30,35	53,23	16	15	30	15
Gouvea 2	Norte	31,61	21,09	52,70	26	7	82	16
Carmo do Rio Claro	Oeste	3,23	48,38	51,61	17	322	4	17
Jordania	Leste	20,78	30,64	51,43	19	26	29	18
Salinas	Norte	15,11	36,29	51,41	19	82	17	19
Coracao de Jesus	Norte	16,05	35,21	51,26	19	69	20	20
Bocaiuva	Norte	33,78	16,81	50,58	27	6	130	21
Santa Marta	Norte	48,73	1,20	49,93	16	2	445	22
Conceicao do Mato Dentro	Leste	20,24	29,66	49,90	31	29	32	23
Felixlândia 1	Norte	25,35	24,19	49,54	19	10	59	24
Abadia dos Dourados	Triangulo	9,81	39,08	48,89	15	207	14	25
Parauna	Norte	31,58	17,05	48,63	20	8	124	26
Illicinea	Sul	10,89	37,35	48,25	16	182	16	27
Tupaciguara 2	Triangulo	16,52	31,59	48,12	19	61	27	28
Perdizes	Triangulo	16,79	30,75	47,55	15	57	28	29
Coronel Fabriciano	Leste	20,17	26,16	46,33	15	30	47	30

Para melhor compreensão dos resultados, a figura 4.2 apresenta a legenda das figuras 4.3 a 4.8, as quais mostram o IVSis das regiões Norte, Sul, Leste, Oeste, Mantiqueira e triângulo do Estado de Minas Gerais, respectivamente. Estão representadas as 20 áreas priorizadas. Ressalta-se que o raio de abrangência em torno da região considerada crítica deve ser definido pelo planejador. Recomenda-se que, no mínimo, deve abranger a área atendida pelo sistema de média tensão oriundo da SE de referência.

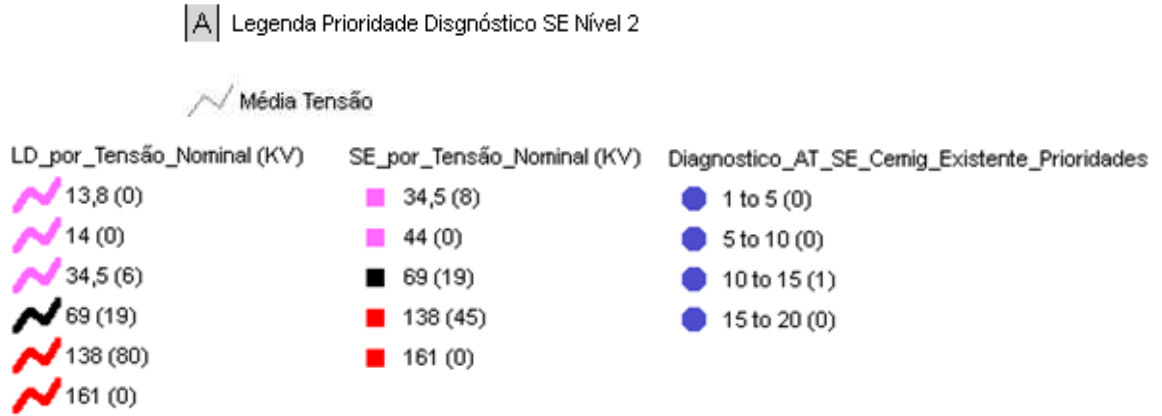


Figura 4.2 – Legenda das Figuras 4.3 a 4.8.

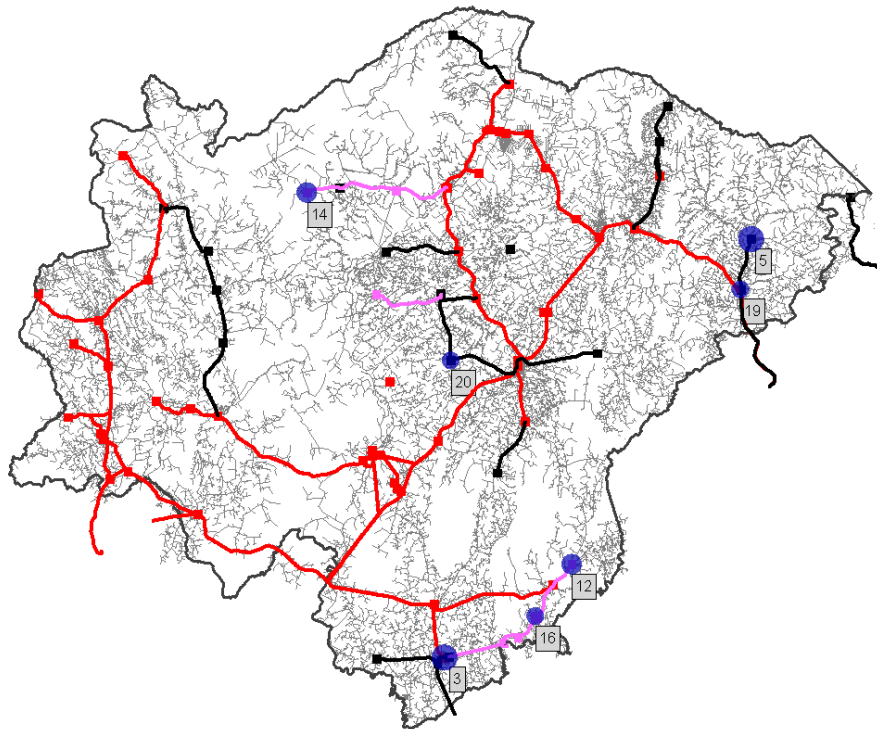


Figura 4.3 – Representação Gráfica do Resultado IVSis na Região Norte.

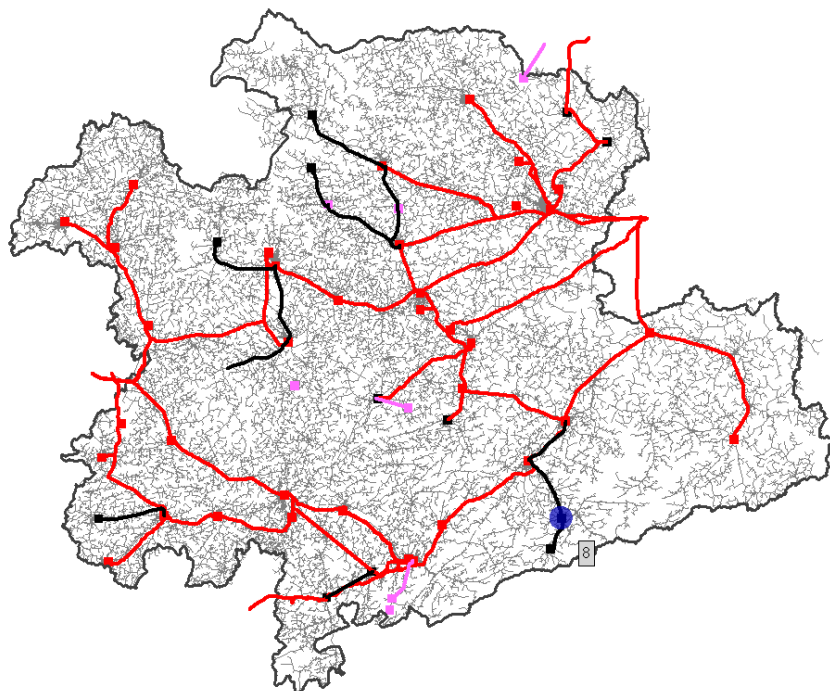


Figura 4.4 – Representação Gráfica do Resultado IVSis na Região Sul.

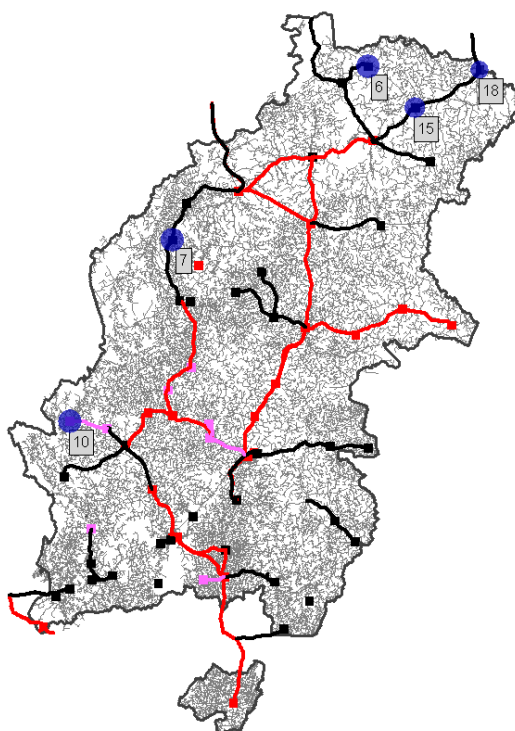


Figura 4.5 – Representação Gráfica do Resultado IVSis na Região Leste.

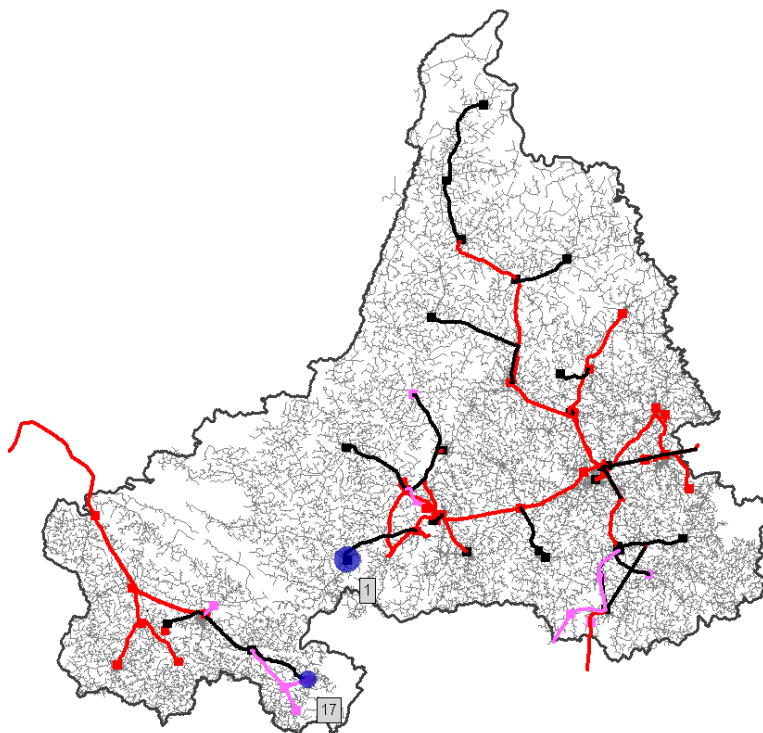


Figura 4.6 – Representação Gráfica do Resultado IVSis na Região Oeste.

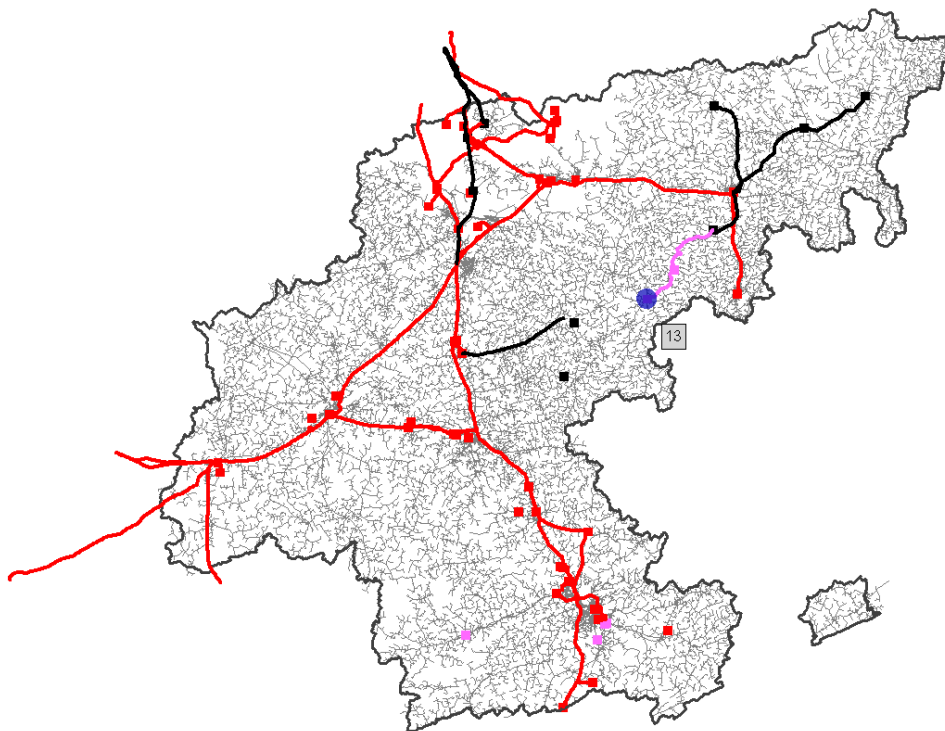


Figura 4.7 – Representação Gráfica do Resultado IVSis na Região Mantiqueira.

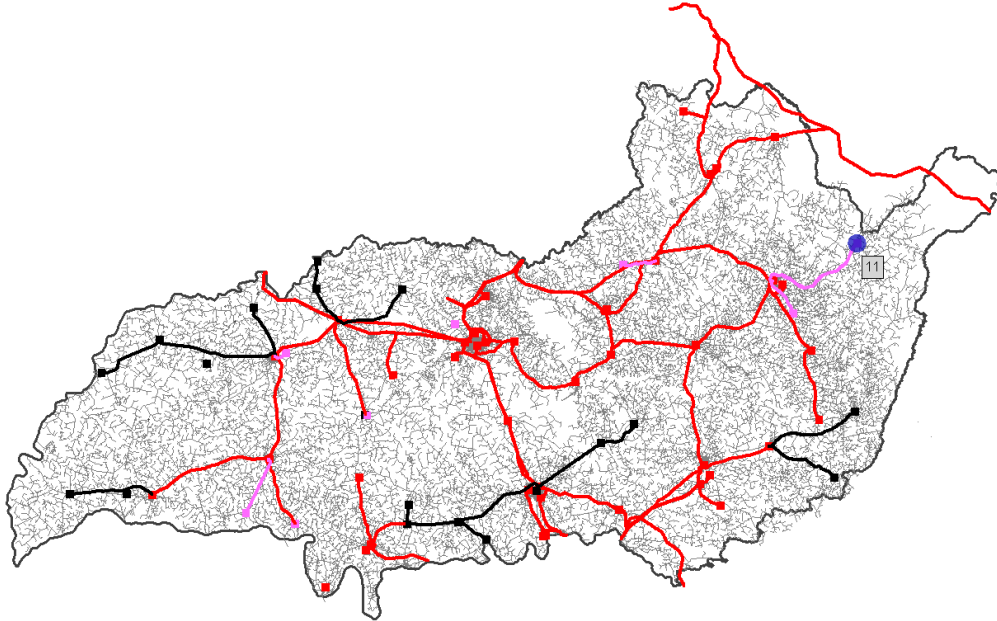


Figura 4.8 – Representação Gráfica do Resultado IVSis na Região Triângulo.

Pode-se verificar que a percepção em relação à ordem efetiva das áreas mais vulneráveis e mais necessitadas de estudos e investimentos pode variar em função do conhecimento e da vivência dos profissionais em relação a determinadas áreas, mas há um consenso em relação às vinte mais críticas, por exemplo. Estas áreas estão representadas na figura 4.9.

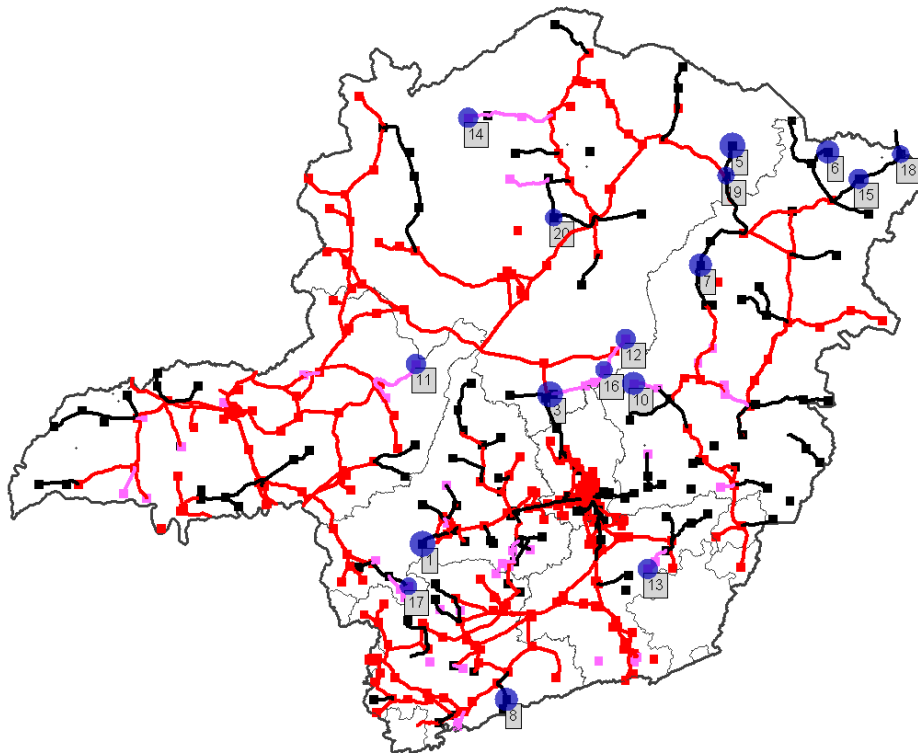


Figura 4.9 – Priorização das Vinte Áreas Mais Críticas de Desempenho Cemig D.

Os resultados mostram que as áreas consideradas mais vulneráveis estão relacionadas a sobrecargas em linhas de distribuição e sobrecarga da capacidade admissível de subestações, o que se justifica, pois são questões que comprometem a segurança de pessoas e equipamentos, aumentando os riscos na operação do sistema elétrico e a exposição financeira da empresa.

Um segundo nível de vulnerabilidade se verifica em áreas atendidas por sistemas que apresentam violação dos limites de tensão de atendimento. Neste caso, o resultado é considerado satisfatório, uma vez que a violação deste critério pode restringir o atendimento de novas cargas, aumentar as despesas com ressarcimentos financeiros, causando aumento das despesas operacionais e conseqüentemente prejuízos ao negócio, afetando os índices de satisfação dos consumidores e a imagem da empresa.

As áreas que se mostraram menos vulneráveis estão associadas à elevada depreciação de ativos. Neste caso também se considera o resultado coerente, uma vez que a depreciação em si, muitas vezes não causa baixo desempenho do sistema e, em muitos casos, não corresponde a elevados custos de manutenção. Sabendo-se que os recursos financeiros são finitos, pode-se dizer que, de fato, somente a depreciação elevada de ativos não justifica a destinação de recursos para uma determinada área.

Após análises dos resultados verifica-se que, devido à formulação matemática utilizada para cálculo do índice IVSis, há possibilidade de alguma região se encontrar em situação realmente crítica com relação a algum critério específico e não ser priorizada, caso não apresente violação de outros fatores de vulnerabilidade. Este fato resulta do efeito de mascaramento decorrente da aplicação de metodologias que aplicam somatória de valores.

Para a solução deste problema, recomenda-se que a análise seja realizada utilizando o IVSis Total e se estabeleça uma priorização das áreas mais vulneráveis. Posteriormente, a análise deve ser realizada utilizando também o IVSis de Média Tensão e o IVSis de Alta Tensão, separadamente, para que se possa comparar as priorizações e avaliar se há alguma área que deve ser tratada, apesar de não estar contemplada na priorização global.

4.4 Considerações Finais

Neste capítulo é apresentada a metodologia de cálculo do Índice de Vulnerabilidade Sistêmico, assim como sua definição e sua aplicação no sistema elétrico da Cemig D.

A aplicação do IVSis no banco de dados georrefenciado da Cemig D possibilita a definição e a localização das áreas de desempenho crítico no estado de Minas Gerais.

Importante salientar que a metodologia par a par utilizada para cálculo do índice considerou o conhecimento de diversos profissionais, de diversas áreas de atuação dentro da empresa, capturando a experiência dos mesmos, incorporando a subjetividade que a avaliação de muitos critérios para a tomada de decisão apresenta.

A apresentação, análise e validação dos resultados da aplicação do Índice de Vulnerabilidade Sistêmico no sistema elétrico da Cemig D corrobora a Metodologia Multicritérios para Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico proposta neste trabalho.

5 Conclusões e Propostas de Continuidade

5.1 Conclusões

Esta monografia apresenta uma proposta de metodologia multicritérios para ser utilizada no planejamento da expansão do sistema elétrico, em especial o da Cemig D.

Nos primeiros estágios de seu desenvolvimento, realizou-se uma análise da principal legislação referente ao tema, a fim de avaliar os requisitos a serem cumpridos no processo de planejamento e identificar aqueles cujo cumprimento depende das atividades de planejamento do setor elétrico. Fez-se uma avaliação do processo de planejamento realizado atualmente e verificou-se o cumprimento dos requisitos da legislação.

Após a etapa de estudos, percebeu-se que o diagnóstico realizado atualmente no planejamento da expansão do sistema elétrico não considera diversos parâmetros de desempenho do negócio distribuição e do sistema elétrico de forma integrada, tais como os índices de qualidade individuais DIC, FIC e DMIC, os custos de operação e manutenção e as taxas de depreciação dos ativos.

Para garantir a avaliação dos principais parâmetros que influenciam o desempenho do sistema de distribuição, não só no que tange ao desempenho técnico, mas também a sustentabilidade do negócio distribuição, é definido o Índice de Vulnerabilidade Sistêmica, o IVSis.

O IVSis é capaz de considerar relevantes parâmetros monitorados atualmente, conforme a importância de seus impactos no desempenho do sistema nas mais diversas vertentes. Ele se baseia em uma matriz de correlação entre os fatores de vulnerabilidade que representam os parâmetros de desempenho do sistema e seus possíveis impactos. A comparação par a par foi utilizada para ponderar a importância da violação dos limites de cada fator em relação a todos os outros. Com isso foram estabelecidos os pesos de cada critério na composição do índice IVSis.

A metodologia proposta nesta monografia foi implementada no sistema georreferenciado da Cemig D. Sua aplicação mostra que o IVSis é capaz de identificar e priorizar as áreas mais vulneráveis do sistema, considerando todos os fatores de vulnerabilidade ponderados.

A análise dos resultados obtidos mostra que a metodologia desenvolvida neste trabalho pode ser utilizada como apoio às equipes de planejamento na tomada de decisão envolvida nos estudos e na aplicação de recursos a fim de garantir o melhor desempenho do sistema elétrico e a sustentabilidade do negócio distribuição.

5.2 Propostas de Continuidade

Visando ao aprimoramento da metodologia apresentada nesta monografia, são indicadas as seguintes propostas para sua continuidade:

- Estudos quantitativos e estatísticos para apuração da matriz de correlação entre fatores de vulnerabilidades do sistema e seus impactos no negócio distribuição.
 - Análise de sensibilidade mais aprofundada dos pesos utilizados para os fatores de vulnerabilidade na composição do índice de vulnerabilidade sistêmica.
 - Estudos utilizando outras metodologias de análises multicritérios para avaliação das alterações na priorização das áreas de desempenho crítico, para fins de comparação com os resultados obtidos.
-

Referências Bibliográficas

- [1] ANEEL, “Atlas de Energia Elétrica do Brasil”, Brasília, 2010.
- [2] ANEEL, (2004). Resolução Normativa Nº 68, [Online]. Disponível: <http://www.aneel.gov.br>.
- [3] ANEEL, (2010). Resolução Normativa Nº 414, [Online]. Disponível: <http://www.aneel.gov.br>.
- [4] ANEEL, (2013). Prodlist – Procedimentos de Distribuição, [Online]. Disponível: <http://www.aneel.gov.br>.
- [5] MANUAL DE DISTRIBUIÇÃO ND-1.13, “Diretrizes Básicas para o Planejamento Elétrico de Distribuição em Alta Tensão”, CEMIG, Dezembro, 2013.
- [6] MANUAL DE DISTRIBUIÇÃO ND-1.1, “Diretrizes Básicas para o Planejamento Elétrico de Distribuição em Média e Baixa Tensão”, CEMIG, Dezembro, 2013.
- [7] ANEEL, (2010). Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, [Online]. Disponível: <http://www.aneel.gov.br>.
- [8] Vilas Boas, C.L., “Método Multicritérios de Análise de Decisão (MMAD) para as Decisões Relacionadas Ao Uso Múltiplo de Reservatórios: Analytic Hierarchy Process (AHP), Artigo, Universidade de Brasília, Brasília, Novembro, 2002.
-