



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Sistema Inteligente de Suporte à Decisão para Melhoria do Desempenho do Sistema Elétrico da CEB

Fernando Monteiro de Figueiredo	Candido Guerrero Salgado Jair Alves Barbosa Lourdes M. Brasil Mário de O. Braga Filho Ricardo L. Campos Wilson Carlos Hartmann	José Henrique de O. Vilela
UnB – Universidade de Brasília	UCB – Universidade Católica de Brasília	CEB Distribuição S.A.
ferfig@pobox.com	candidosalgado@gmail.com jairab@yahoo.com.br lmb@ucb.br braga@ucb.br rluizcampos@yahoo.com.br hartmann@ucb.br	josehenrique@ceb.com.br

Palavras-chave

Indicadores de desempenho elétrico
 Redes neurais artificiais
 Sistemas de potência
 Sistemas de suporte à decisão
 Sistemas especialistas

Resumo

Este trabalho apresenta uma aplicação prática de um Sistema de Suporte à Decisão (SSD), desenvolvido para a CEB Distribuição.

Geralmente as empresas tomam suas decisões baseadas em indicadores isoladamente considerados.

A lógica deste SSD é ser um sistema que processa diversos indicadores por meio da utilização de redes neurais artificiais e sistemas especialistas, para orientar decisões quanto a: **investimentos, estudos de engenharia, manutenção** no sistema elétrico e **logística**. Além disso, a ferramenta desenvolvida apresenta dois outros subprodutos, que não eram disponíveis na empresa: os cálculos de **perdas técnicas e não técnicas** e a **gestão dos transformadores** de distribuição.

O SSD processa dados apurados regularmente pelas concessionárias por força de resoluções da ANEEL (DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, DRP - Duração relativa de tensão precária, DRC - Duração relativa de tensão crítica, TMP - Tempo Médio de Preparação e TMD - Tempo Médio de Deslocamento) e dados disponibilizados em sistemas corporativos da empresa, mas que

não eram trabalhados em conjunto (perdas técnicas e não técnicas, carregamento de transformadores, queima de transformadores e quantidade de serviços realizados nas redes).

As saídas do SSD são telas gráficas (geo-elétricas) indicando por conjunto de consumidores, por subestações e por alimentadores, a situação quanto a cada um dos objetivos (investimento, estudos de engenharia, manutenção e logística) na forma de cores: verde (situação normal - um nível de cor), amarela (situação intermediária - 5 níveis de cores) e vermelha (situação crítica - 5 níveis de cores).

1 INTRODUÇÃO

Na maioria das vezes as concessionárias do setor elétrico tomam suas decisões orientadas por indicadores considerados isoladamente. Por conseguinte, este trabalho apresenta uma aplicação prática de um SSD, desenvolvido para a CEB Distribuição, que utiliza conjuntos de indicadores processados em redes neurais artificiais e sistemas especialistas, com o objetivo de orientar decisões de gestão.

O sistema desenvolvido na forma de uma ferramenta computacional tem seis objetivos: orientar decisões quanto a: **investimentos** no sistema elétrico, direcionar **estudos de engenharia**, orientar ações para a **manutenção** no sistema e apoiar as decisões quanto à **logística** no atendimento. Além disso, o sistema desenvolvido apresenta dois outros subprodutos, que não eram disponíveis na empresa e que eram fundamentais como entrada de dados do SSD, além de serem úteis nas análises elétricas: os cálculos de **perdas técnicas e não técnicas** por alimentadores de Média Tensão (MT) e a **gestão dos transformadores** de distribuição. Para cada um desses objetivos o SSD trabalha um conjunto de indicadores que tem influência em seu desempenho.

Para facilitar a operacionalização, procurou-se desenvolver um sistema que trabalhasse com dados que a empresa já tinha em suas rotinas de apuração, seja por recomendação da ANEEL (DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, FEC - Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, DRP - Duração relativa de tensão precária, DRC - Duração relativa de tensão crítica, TMP - Tempo Médio de Preparação e TMD - Tempo Médio de Deslocamento), seja por meio de sistemas corporativos (perdas técnicas e não técnicas, carregamento de transformadores, queima de transformadores e quantidade de serviços realizados nas redes). No caso dos cálculos de perdas e da gestão de transformadores, como a empresa não dispunha desses dados foram desenvolvidos módulos adicionais.

As saídas do SSD são apresentadas de forma gráfica, isto é, para cada um dos objetivos citados (investimento, estudos de engenharia, manutenção e logística), em três níveis de detalhe: por conjuntos de consumidores, por subestações e por alimentadores. Cada um desses elementos é representado nas cores verde (situação normal), amarela (situação intermediária) e vermelha (situação crítica). A Figura 1 apresenta um diagrama de blocos do sistema.

2 DESENVOLVIMENTO DO SSD

Este tópico apresenta o desenvolvimento do SSD com o detalhamento de cada um dos seus objetivos.

2.1 Sistema elétrico da CEB

Inicialmente, para situar o ambiente onde o sistema foi desenvolvido, apresenta-se a seguir os quantitativos de conjuntos, subestações e alimentadores da CEB.

- 24 conjuntos de consumidores, de acordo com a Resolução ANEEL nº 024/2000.
- 358 alimentadores de 13,8 kV.
- 30 subestações de AT/MT nas tensões de 138 kV, 69 kV e 34,5 kV para 13,8 kV.

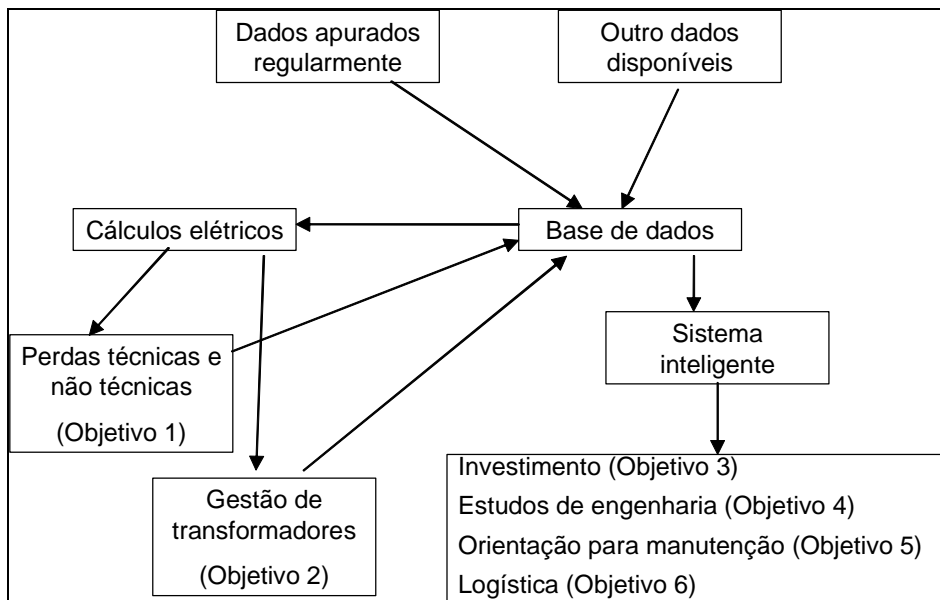


Figura 1 - Diagrama de blocos do SSD

2.2 Indicadores utilizados no SSD

Os indicadores com os quais o sistema trabalha são apresentados a seguir.

- **Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC)**
Intervalo de tempo em que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora, ocorreu descontinuidade na distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2000).
- **Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC)**
Número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora (ANEEL, 2000).
- **Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP)**
Duração relativa das leituras de tensão, nas faixas de tensão precárias, no período de observação definido, expresso em percentual (ANEEL, 2001).
- **Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC)**
Duração relativa das leituras de tensão, nas faixas de tensão críticas, no período de observação definido, expresso em percentual (ANEEL, 2001).
- **Tempo Médio de Preparação (TMP)**
Valor médio correspondente aos tempos de preparação (TP) das equipes de emergência, para o atendimento às ocorrências emergenciais verificadas no período de apuração considerado (ANEEL, 2002).
- **Tempo Médio de Deslocamento (TMD)**
Valor médio correspondente aos tempos de deslocamento (TD) das equipes de emergência, para o atendimento às ocorrências emergenciais verificadas no período de apuração considerado (ANEEL, 2002).
- **Perdas Técnicas (PT)**
Perdas de energia, em percentual, nos segmentos do sistema de distribuição (MT, transformadores e BT).

- **Carregamento de Transformadores (CTF)**
Quantidade de transformadores que tenham pelo menos um intervalo de 15 minutos ao longo do dia com carregamento acima do nominal.
- **Queima de Transformadores (QTF)**
Quantidade de transformadores queimados no período considerado.
- **Nota de reclamação de serviço (NRS)**
Quantidade de serviços realizados no período considerado.

2.3 Limites dos indicadores utilizados no SSD

Conforme já explanado, o SSD apresenta os resultados em três dimensões (conjuntos de consumidores, subestações e alimentadores). Assim, para cada um dos indicadores foram estabelecidos limites para determinar seu posicionamento quanto à classificação inicial (verde, amarela ou vermelha).

Destaca-se que tanto os limites adotados no sistema quanto os parâmetros para determinação da classificação são entradas no sistema que o usuário pode alterar. Além disso, foram adotados valores mensais nos processamentos.

Quanto ao DEC e ao FEC

Para os conjuntos de consumidores foram utilizados os limites determinados com base na Resolução ANEEL nº 024/2000. A partir desses limites por conjuntos foram calculados, considerando os números de consumidores, os correspondentes por subestações e alimentadores.

Foram adotados, como critérios para classificação nos três níveis (conjunto, subestação e alimentador), os seguintes parâmetros:

- DEC menor do que 90% do limite → Verde
- DEC maior ou igual a 105% do limite → Vermelho
- DEC entre os limites de 90% e 105% → Amarelo

Considerando a sazonalidade encontrada no DEC e no FEC, decidiu-se trabalhar na apuração com valores médios dos últimos doze meses.

Quanto ao DRP

Adotou-se inicialmente como balizador o limite da Resolução ANEEL nº 505/2001, ou seja, 3%.

Os valores adotados para o DRP foram:

- DRP menor do que 1,5% → Verde
- DRP maior ou igual a 3% → Vermelho
- DRP entre os limites de 1,5% e 3% → Amarelo

Quanto ao DRC

Adotou-se inicialmente como balizador o limite da Resolução ANEEL nº 505/2001, ou seja, 0,5%.

Os valores adotados para o DRC foram:

- DRC menor do que 0,25% → Verde
- DRC maior ou igual a 0,5% → Vermelho
- DRC entre os limites de 0,25% e 0,5% → Amarelo

Quanto ao TMP, TMD, e NRS

Como esses indicadores não possuem limites regulamentares, adotou-se o critério de calcular para cada nível (conjuntos, subestações e alimentadores) a média e o desvio padrão do valor verificado no mês. Assim, foram utilizados como limites para estes indicadores os seguintes parâmetros:

- TMP menor do que média menos um desvio padrão → Verde
- TMP maior ou igual a média mais um desvio padrão → Vermelho
- TMP entre os limites anteriores → Amarelo

Para o TMD e as NRS's foram adotados critérios similares.

Quanto às Perdas Técnicas (PT)

Recomenda-se que para esse indicador a empresa deve utilizar como limites os valores reconhecidos pela ANEEL na tarifa. Foram adotados, inicialmente, os seguintes valores:

- PT menor do que 3% → Verde
- PT maior ou igual a 7% → Vermelho
- PT entre 3,5% e 7% → Amarelo

Quanto ao CTF

Foram utilizados os seguintes valores como parâmetros iniciais:

- CTF igual a zero → Verde
- CTF maior ou igual a 3 → Vermelho
- CTF entre zero e 3 → Amarelo

Quanto ao QTF

Foram utilizados os seguintes valores como parâmetros iniciais:

- QTF igual a zero → Verde
- QTF maior do que 1 → Vermelho
- QTF igual a 1 → Amarelo

2.4 Objetivos do projeto

Conforme já explicitado, são seis os objetivos do projeto, sendo que os dois primeiros são entradas para o SSD. São eles:

- Objetivo 1 – Perdas técnicas e não técnicas
- Objetivo 2 – Gestão de transformadores
- Objetivo 3 – Orientação para investimentos
- Objetivo 4 – Estudos de engenharia
- Objetivo 5 – Orientação para manutenção
- Objetivo 6 – Apoio à logística

A seguir são detalhados estes objetivos.

2.4.1 Objetivo 1 – Perdas técnicas e não técnicas

Parte-se inicialmente da topologia da rede disponível no sistema de operação do sistema da CEB.

A obtenção das demandas das instalações é obtida pelo processo de transformação da energia em demanda utilizando Curvas de Carga Típicas.

Cada Unidade Consumidora (UC) tem uma curva de carga típica, em *pu* da demanda média, em função do Grupo e Subgrupo tarifário (A2, A3a, A4 azul, verde ou convencional, AS, B), da classe (residencial, comercial, etc.) e da faixa de consumo (0 a 30 kWh/mês, 31 a 100 kWh/mês, etc).

Para cada UC, tem-se um conjunto de seis curvas típicas: curva média e de desvio padrão, para dias úteis, sábados e domingos, em intervalos de 15 minutos (96 pontos por dia).

A partir do consumo mensal e das características das unidades consumidoras, obtidos do sistema comercial da empresa, calcula-se a demanda média (kW), dividindo-se o consumo (kWh) pelo número de horas do mês.

Calculada a demanda média da UC, obtêm-se a demanda ativa e o desvio padrão para determinado dia e horário, para cada unidade consumidora (UC), multiplicando-se cada valor da curva em *pu* pela demanda média.

A curva de carga dos transformadores é obtida pela agregação das curvas de carga (média e de desvio) de cada UC ligada naquele transformador. Para cada instalação transformadora é ainda acrescentada a sua perda na transformação.

Obtida a curva de carga do transformador, esses valores são utilizados nos aplicativos elétricos do sistema de operação da CEB e são então calculados os fluxos de carga para cada um dos horários (15 em 15 minutos) do dia (útil, sábado ou domingo).

Desse processo, chega-se à curva de carga na saída de cada alimentador de 13,8 kV.

Utilizando-se medições das saídas dos alimentadores são obtidas também curvas de carga média e de desvio nesses pontos.

A diferença entre as áreas das curvas para cada alimentador obtidas pelos dois métodos (agregação das curvas de carga dos transformadores e calculadas por medições) fornece um indicativo das perdas não técnicas do circuito.

A comparação da demanda e do desvio padrão calculados com a demanda e desvio padrão medidos para o alimentador fornece um fator ajuste da corrente ativa e do fator de ajuste do desvio padrão da corrente ativa par o alimentador;

Para cada trecho do alimentador, calcula-se a demanda (corrente) ativa e desvio padrão ajustados, multiplicando-se os valores anteriormente obtidos pelos fatores de ajuste.

Com esses valores ajustados são calculadas as perdas técnicas totais e por trecho de cada alimentador (MOREIRA, 2004).

Essas informações são utilizadas como entrada do SSD.

2.4.2 Objetivo 2 – Gestão de transformadores

O processo de obtenção das curvas de carga de cada transformador foi descrito no tópico anterior.

Obtidas as curvas de carga de cada transformador são destacados aqueles transformadores que tenham algum registro horário de carregamento acima de um percentual da potência nominal, especificado pelo usuário, a duração dessa sobrecarga e a perda de vida correspondente ao carregamento (SILVA, 2004).

Essas informações disponibilizadas em planilhas são bastante úteis para estudos das áreas de engenharia. Além disso, também serão utilizadas como entrada de dados para o SSD.

2.4.3 Objetivo 3 – Orientação para investimentos

Este objetivo representa um instrumento útil para a tomada de decisão da empresa quanto à necessidade de investimento no sistema elétrico. Assim, foram utilizados aqueles indicadores que têm relação direta com o desempenho das redes.

Foram escolhidos dois grupos de indicadores:

Grupo principal (que tem limites regulamentares): FEC e Perdas técnicas (PT)

Grupo auxiliar: Carregamento de Transformadores (CTF), Queima de Transformadores (QTF) e Serviços nas Redes (NRS).

Inicialmente, cada indicador é classificado (verde, amarelo ou vermelho) conforme seu valor com relação aos parâmetros de classificação já definidos.

Os indicadores auxiliares (CTF, QTF e NRS) são processados numa Rede Neural Artificial – RNA (HAYKIN, 2001).

A saída da RNA apresenta como resultado sete possibilidades: verde, 3 níveis de amarelo, e 3 níveis de vermelho.

A saída da RNA é utilizada como entrada num sistema especialista (SE) em conjunto com os valores originais do FEC e de PT (RUSSEL, 2004).

Como resultado final do processo, tem-se 11 possibilidades: verde, 5 níveis de amarelo e 5 níveis de vermelho. A Figura 2 mostra o esquema descrito.

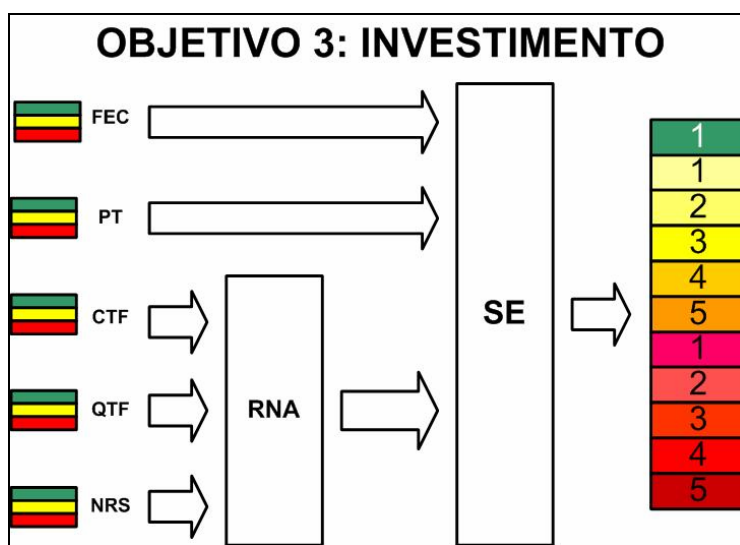


Figura 2 - Esquema do objetivo 3 - Investimento

2.4.4 Objetivo 4 – Estudos de engenharia

Este objetivo orienta quanto à necessidade de se realizar estudos de engenharia para conjuntos, subestações ou alimentadores.

Neste objetivo foram utilizados, além dos indicadores do objetivo anterior, as informações relativas aos níveis de tensão (DRP e DRC).

Os índices DRP e DRC não foram utilizados no objetivo 3, pois não estão disponíveis as informações se os eventuais valores de tensão que ficaram nos intervalos precários e críticos são referentes a tensões altas ou baixas.

Para o objetivo 3 (investimento), seriam interessantes as informações apenas de tensão baixa, enquanto que, para disparar estudos de engenharia os dois casos são relevantes.

Neste objetivo são novamente processados, por uma RNA, os indicadores CTF, QTF e NRS.

Os indicadores FEC, PT, DRP e DRC são processados num Sistema Especialista (SE).

O resultado da RNA compõe com o resultado do SE formando a entrada de outro SE que apresenta como saída uma as opções: verde, 5 níveis de amarelo ou 5 níveis de vermelho.

Existe outra diferença entre o objetivo 3 e o objetivo 4. No anterior analisava-se uma situação estática (um mês). A lógica do objetivo 4 é capturar uma tendência do conjunto de indicadores analisados. Assim, o algoritmo de processamento descrito para o objetivo 4 é repetido para os doze meses anteriores, obtendo-se como resultado uma série de doze saídas (valores referentes às cores resultantes do SE). É feita, então, uma análise de tendência (regressão) para o próximo ano. Ou seja, o resultado pode estar verde no mês atual, mas recorrendo-se a tendência, quando considerados os meses anteriores, o resultado pode ser, por exemplo, amarelo ou vermelho. A Figura 3 ilustra a lógica do objetivo 4.

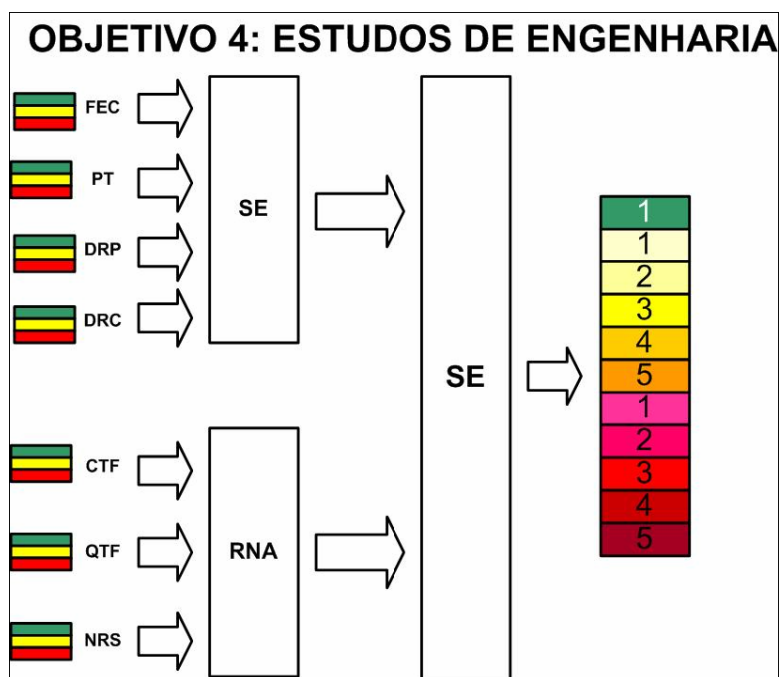


Figura 3 - Esquema do objetivo 4 - Estudos de engenharia

2.4.5 Objetivo 5 – Orientação para a manutenção

A função do objetivo 5 é orientar ações quanto à atuação da manutenção. Assim, pode ocorrer, por exemplo, que um alimentador esteja com seu principal indicador de continuidade (FEC) dentro dos limites, mas esteja ocorrendo uma incidência muito grande de um determinado defeito, necessitando a atuação da manutenção para que o problema não evolua. Portanto, este objetivo trabalha, por tipo de defeito, os quantitativos de NRS (serviços realizados na rede). Porém, diferencia-se a situação quando existe muito defeito por uma mesma causa e o FEC encontra-se ultrapassado, da situação onde, apesar da forte incidência de um defeito, o FEC encontra-se dentro dos limites.

Essa escala de necessidade de atuação é obtida por meio do processamento dos indicadores NRS e FEC, utilizando-se novamente de um SE, produzindo como saídas as opções: verde, 5 níveis de amarelo e 5 níveis de vermelho.

Da mesma forma que nos outros objetivos, as saídas são apresentadas por conjunto de consumidores, subestações e alimentadores.

No projeto é utilizada uma lista de 75 defeitos cadastrados no sistema corporativo de operação da empresa. A Figura 4 ilustra este objetivo.

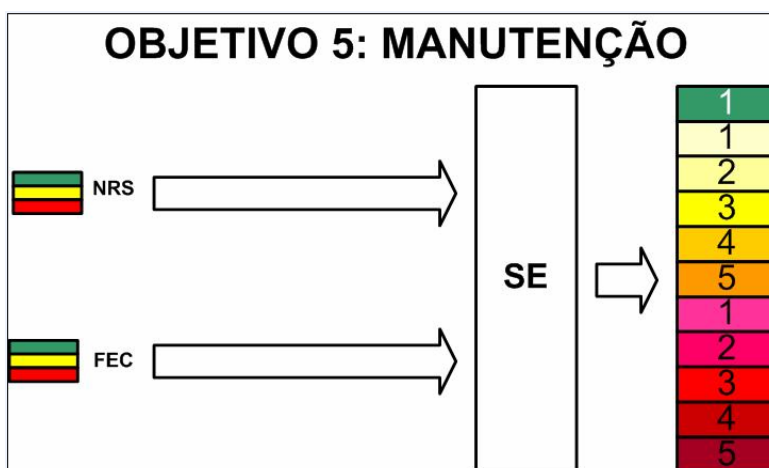


Figura 4 - Esquema do objetivo 5 - Orientação para a manutenção

2.4.6 Objetivo 6 – Apoio à logística

O objetivo 6 trabalha os aspectos relacionados à agilidade nos atendimentos. Para isso, foi dividido em três tipos de processamento, todos eles utilizando-se de sistemas especialistas.

Inicialmente, processam-se as NRS's em conjunto com o TMP para aferir o dimensionamento de equipes. O objetivo é capturar o desempenho quanto à existência ou não de filas nos atendimentos. As saídas diferenciam situações de muitos serviços (NRS alto) com TMP baixo, que indica bom dimensionamento, ou no outro extremo, poucos serviços (NRS baixo) e TMP elevado, que indica mau dimensionamento. Situações intermediárias são classificadas no mesmo esquema de cores dos outros objetivos. O segundo processamento consiste em trabalhar unicamente o indicador TMD, que indica a eficácia na localização das equipes de emergência. Finalmente, são computados simultaneamente os indicadores TMP, TMD e DEC. Com este processamento, obtém-se uma informação da presteza nos atendimentos, considerando o dimensionamento das equipes (TMP), a localização (TMD) e a repercussão dos dois indicadores anteriores no desempenho global do atendimento (DEC).

Da mesma forma que nos objetivos anteriores, a forma de apresentação é sempre por conjunto de consumidores, subestações e alimentadores representados por cores: verde, 5 níveis de amarelo ou 5 níveis de vermelho. A Figura 5 mostra o esquema de processamento deste objetivo.

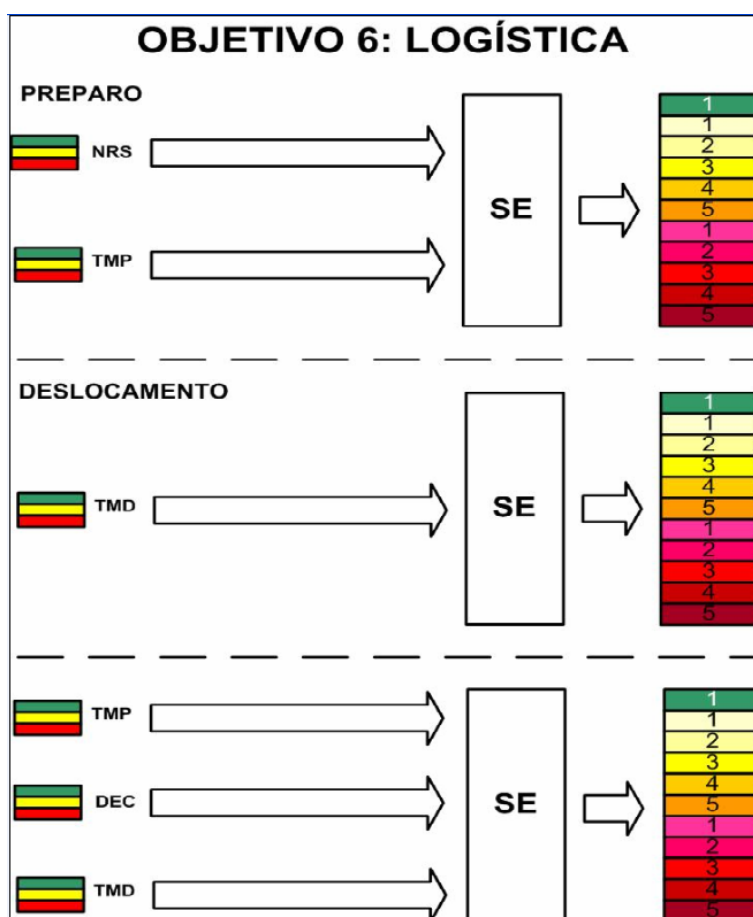


Figura 5 - Esquema do objetivo 6 - Apoio à logística

2.5 Telas do SSD

Apresentam-se, a seguir, a título de ilustração, algumas telas de saída do SSD. A Figura 6 contém uma tela com algumas subestações e suas respectivas colorações para o objetivo 3 (investimento).

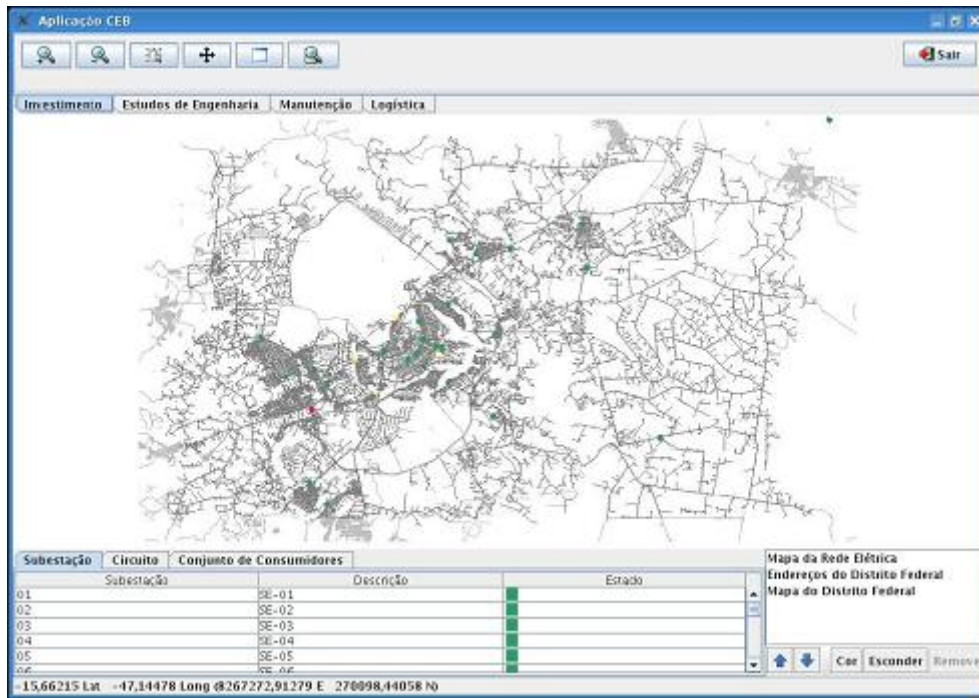


Figura 6 - Tela com a coloração de algumas subestações

A Figura 7 ilustra uma subestação selecionada e seus alimentadores. Alguns alimentadores estão verdes, outros amarelos e outros vermelhos, inclusive em tonalidades de vermelho diferentes.

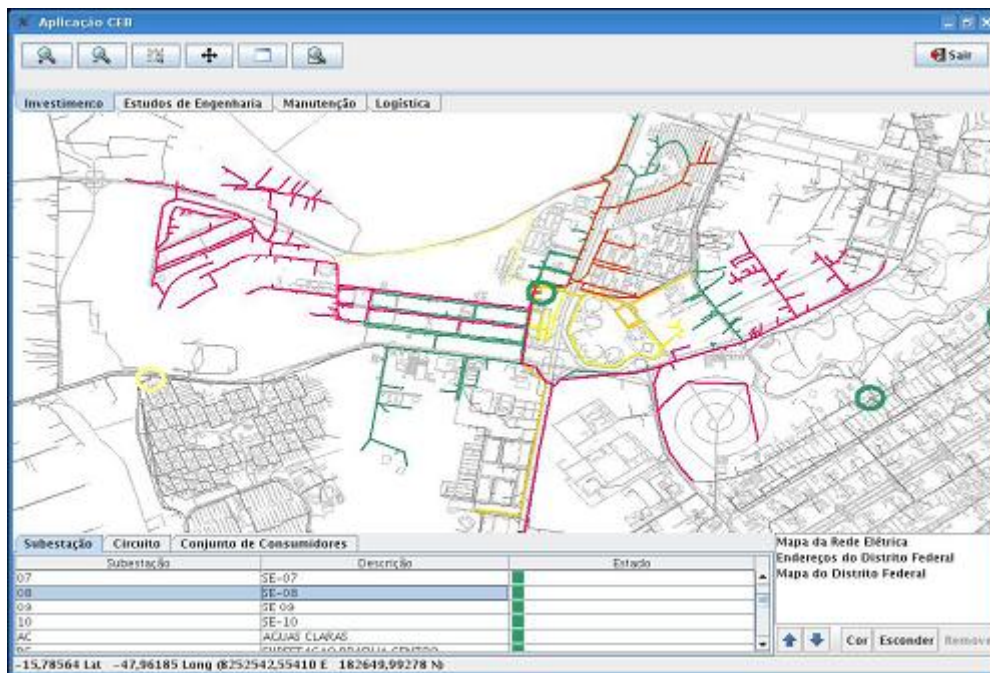


Figura 7 - Tela com alimentadores coloridos de uma subestação selecionada para o objetivo investimento

A Figura 8 mostra, por exemplo, somente um alimentador selecionado, no caso verde, enquanto que a Figura 9 apresenta um alimentador classificado como vermelho.

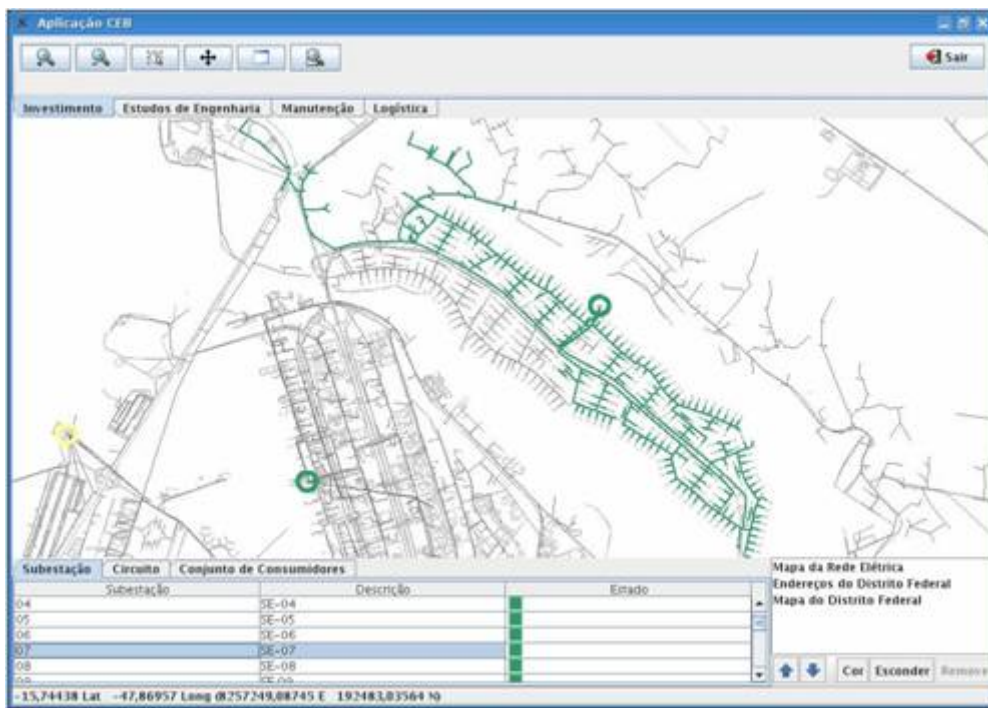


Figura 8 - Tela mostrando um alimentador (verde) selecionado

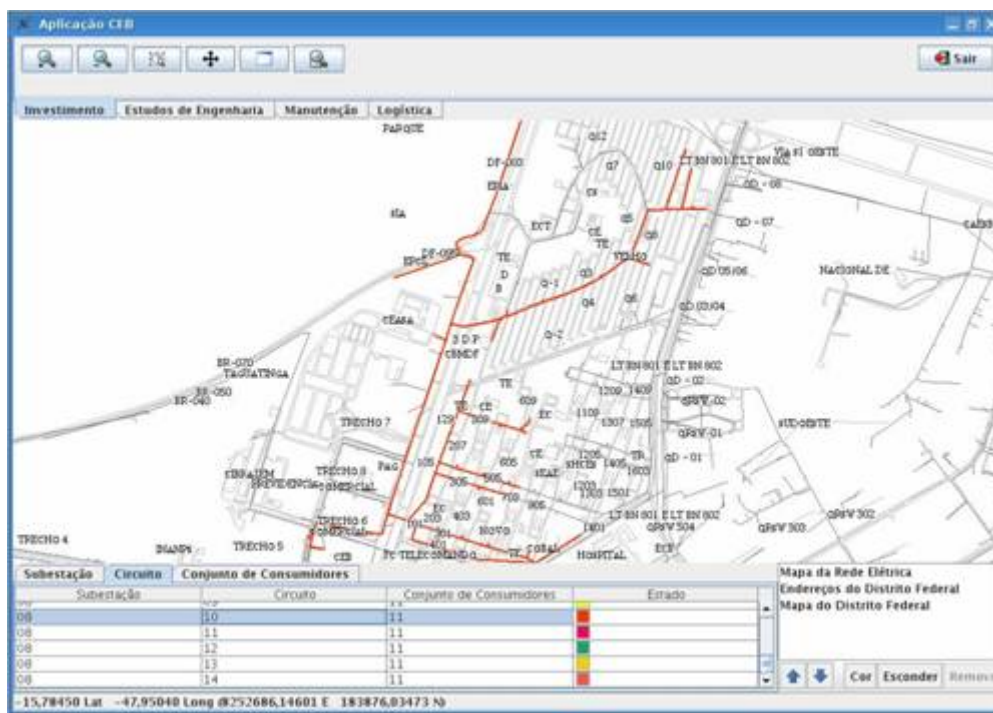


Figura 9 - Tela mostrando um alimentador (vermelho) selecionado

3 CONCLUSÕES

Este trabalho apresenta um Sistema de Suporte à Decisão (SSD) desenvolvido para a CEB Distribuição. Sua finalidade é orientar ações relacionadas a investimentos nas redes de distribuição, determinar a necessidade de realizar estudos de engenharia, direcionar a atuação das equipes de manutenção, dimensionar equipes para atendimento de emergências com suas localizações de bases otimizadas, além de calcular as perdas técnicas e não técnicas e produzir instrumento para a gestão dos transformadores de distribuição.

Em função dos objetivos do projeto sua utilização se dá em diversos níveis de gestão da empresa, envolvendo desde a decisão quanto aos investimentos até o direcionamento de atuação das equipes de manutenção.

No desenvolvimento do sistema procurou-se trabalhar com dados já disponíveis na empresa tornando o sistema independente da atuação de terceiros para sua utilização.

São manipulados dados comumente trabalhados por engenheiros em distribuidoras (DEC, FEC, DRP, DRC, TMP, TMD, perdas técnicas, carregamento de transformadores, queima de transformadores e quantidade de serviços realizados nas redes), relacionados conforme cada um dos objetivos do projeto e processados por meio da utilização de Redes Neurais Artificiais (RNA) e Sistemas Especialistas (SE).

As saídas do SSD, para cada um dos objetivos, são representações, por conjunto de consumidores, por subestações e por alimentadores, de telas com informações geo-elétricas, indicando na forma de cores o resultado para aquele objetivo.

Para o sistema de cores adotou-se: verde (situação normal - um nível de cor), amarela (situação intermediária - 5 níveis de cores) e vermelha (situação crítica - 5 níveis de cores).

4 AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem aos alunos da Fábrica de Soluções de *Software* da Universidade Católica de Brasília, a seguir relacionados, que colaboraram no desenvolvimento dos aplicativos do projeto: Antonio Rizério Amorim Júnior, Breno Silva Beda de Assunção, Felipe Santos Coelho Barbosa e Zoran Davi Braz de Miranda.

5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL, Resolução ANEEL nº 024, de 27 de janeiro de 2000, Estabelece as disposições relativas à Continuidade da Distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras.

ANEEL, Resolução ANEEL nº 505, de 26 de novembro de 2001, Estabelece de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente.

ANNEEL, Resolução ANEEL nº 520, 17 de setembro de 2002, Estabelece os procedimentos de registro e apuração dos indicadores relativos às ocorrências emergenciais.

MOREIRA, L.C.; FIGUEIREDO, F.M., Perdas em sistemas elétricos de distribuição incorporando cálculos de incertezas, XVI SENDI, Brasília, 2004.

SILVA, M.L.C.F; FIGUEIREDO, F.M., Estudo da utilização ótima de transformadores de distribuição incorporando técnicas de tratamento de incertezas, XVI SENDI, Brasília, 2004.

HAYKIN, S. Redes Neurais - Princípios e prática. 2 ed. Porto Alegre: Bookman, 2001.

RUSSEL, Stuart; NORVIG, Peter. Inteligência Artificial. 2a ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2004.