

Planejamento por Parâmetros de Qualidade do Produto, Serviço e Atendimento

M. R. Gouvêa, M. A. Pelegrini e F. S. Hage – Enerq/EPUSP; S. U. Ahn – CPFL - Piratininga

RESUMO

Este trabalho apresenta um modelo de planejamento que estabelece as providências e obras prioritárias, em uma dada área geográfica da empresa, que maximizem a relação benefício/custo, levando em conta critérios de qualidade do produto, de atendimento comercial e de serviço, considerando as características específicas do mercado atendido. A sua motivação foi a necessidade das empresas distribuidoras observarem novos aspectos para alocação e priorização de seus investimentos, como os tipos de mercado e o atendimento a padrões de qualidade técnicos e comerciais, que implicam em penalidades no caso de seu descumprimento. O modelo foi implementado através de uma ferramenta computacional denominada SISQUALI.

PALAVRAS-CHAVE

Atendimento do Mercado, Distribuição, Planejamento da Expansão, Qualidade do Fornecimento.

I. INTRODUÇÃO

As metodologias de planejamento da expansão dos sistemas de distribuição de energia elétrica comumente utilizadas têm seu foco voltado para a priorização de obras que atendam a critérios técnicos como atendimento a níveis mínimos de tensão, minimização de perdas, carregamento de alimentadores e transformadores.

Na nova configuração do setor elétrico, as empresas distribuidoras, por força da nova regulamentação setorial e de objetivos mais claros quanto a retorno de investimento, necessitam observar outros aspectos para alocação e priorização de seus investimentos. Entre estes aspectos, os de atendimento a padrões de qualidade técnicos (de atendimento e produto) e comerciais (atendimento e satisfação do consumidor) são mandatórios, dadas as penalidades existentes no caso de seu descumprimento. A identificação dos tipos de mercado a serem priorizados é outro aspecto que também deve ser levado em consideração.

Partindo dessas premissas, foi desenvolvido, dentro do escopo do projeto de P&D “Planejamento por parâmetros de qualidade do produto, serviço e atendi-

to” um modelo de planejamento para o sistema de distribuição que permitisse, em uma dada região geográfica, alcançar um nível de qualidade desejado, estabelecendo uma relação de providências e obras prioritárias em conjunto com a maximização dos retornos dos investimentos realizados pela distribuidora.

O modelo pretende avaliar o nível de qualidade da empresa a partir da análise de indicadores que expressem a qualidade nos níveis técnicos (de atendimento e produto), comerciais (atendimento e satisfação do consumidor) e de mercado (características dos consumidores atendidos). Através dessa análise, são sugeridas alternativas de melhoria, em cada região de estudo, cujo impacto nos indicadores e cálculo das respectivas relações benefício/custo são apresentados ao planejador, que pode assim desenvolver um programa de ações a serem executadas pela empresa de modo a alcançar o nível de qualidade desejado.

II. DEFINIÇÕES INICIAIS

O primeiro passo realizado foi a definição de uma área geográfica elementar de estudo, escolhida como os municípios (localidades). Esta escolha se justifica pela heterogeneidade existente entre os municípios, e por ser o nível mais desagregado no qual se controla os parâmetros de qualidade da empresa. Na CPFL-Piratininga são 27 localidades.

A segunda definição foi em relação aos indicadores explicativos da qualidade. Estes indicadores foram classificados em 3 categorias: técnicos, comerciais e de mercado.

Em cada categoria, foram propostos potenciais indicadores de qualidade, controlados pelo órgão regulador ou não. Em seguida, foi realizada uma avaliação desses indicadores, escolhendo-se os mais significativos para o modelo de planejamento proposto. Os indicadores selecionados foram:

A. Indicadores Técnicos

- Indicadores de confiabilidade: DEC, FEC, DIC, FIC, END - Energia não-distribuída;
- Indicadores de estado da rede: carregamento de trechos (%TRH), carregamento de transformadores (CTR), transformadores com tensão acima ou abaixo do admissível (NTA,NTB), perdas técnicas (PET).

M. R. Gouvêa (e-mail: gouvea@pea.usp.br), M. A. Pelegrini (e-mail: marcpel@pea.usp.br) e F. S. Hage (e-mail: sismotto@pea.usp.br) trabalham no Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia da Escola Politécnica da USP – Enerq/USP.

S. U. Ahn trabalha na Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL (e-mail: seun@piratininga.net).

B. Indicadores Comerciais

- TML = tempo médio de ligação
- TMR = tempo médio de religação
- TME = tempo médio de elaboração de estudos
- TMS = tempo médio de execução de serviços na rede

C. Indicadores de Mercado

- Número de consumidores total (NCT) e por classe (NCTi);
- Faturamento total (FTU) e por classe (FTUi)
- Energia total vendida (ENG)
- Renda obtida por unidade de energia fornecida: total (R\$/MWh) e por classe (R\$/MWhi)
- Renda total obtida por consumidor: R\$/cons.
- Energia fornecida por consumidor: total (MWh/cons) e por classe (MWh/consi)

III. ESTRUTURA DO MODELO

O modelo proposto é composto de uma base de dados e de 6 etapas de cálculo e procedimentos de planejamento.

A base de dados abriga elementos técnicos que caracterizam a rede elétrica, dados relativos ao atendimento comercial e ao mercado, e ainda parâmetros de referência para a avaliação da qualidade e resultados finais e intermediários do processo.

As etapas de cálculo são:

- Etapa 1 – Carga da Base de Dados da Rede Elétrica e definição de parâmetros do Atendimento Técnico-comercial e de Mercado;
- Etapa 2 – Seleção da Região de Estudo e Cálculo dos Indicadores Descritivos da Qualidade;
- Etapa 3 – Comparação de Indicadores atuais com os de Referência
- Etapa 4 – Seleção das Alternativas de Melhoria;
- Etapa 5 – Análise das Alternativas de Melhoria;
- Etapa 6 – Relatórios de Resultados

Na execução das diversas etapas apresentadas nota-se, além do desenvolvimento de rotinas próprias, a presença de conceitos, estruturas e facilidades do software SISPLAN – Sistema de Planejamento da Distribuição [1,2], que consiste em um ambiente de simulação e análise do desempenho do sistema de distribuição, voltado para estudos de operação e planejamento. A utilização do referido software se prende ao fato de que a CPFL-Piratininga vem satisfatoriamente utilizando essa ferramenta em estudos, de forma que a integração desses recursos evita a multiplicidade de metodologias para solução de questões e racionaliza os esforços de treinamento, manutenção e, sobretudo, de atualização da base de dados.

A Figura 1 apresenta a estrutura do modelo através de um diagrama que ilustra o fluxo de atividades, a articulação dos dados e as etapas de cálculo.

IV. CÁLCULO DOS INDICADORES

Os indicadores propostos devem ser calculados para cada localidade em função de um modelo de simulação, que permita depois inferir o ganho ou perda em determinado índice caso seja proposta uma alternativa de melhoria para aquela localidade. Estes modelos variam segundo a característica de cada indicador e o grupo a que ele pertence. A metodologia utilizada para o cálculo, em cada grupo, é apresentada a seguir

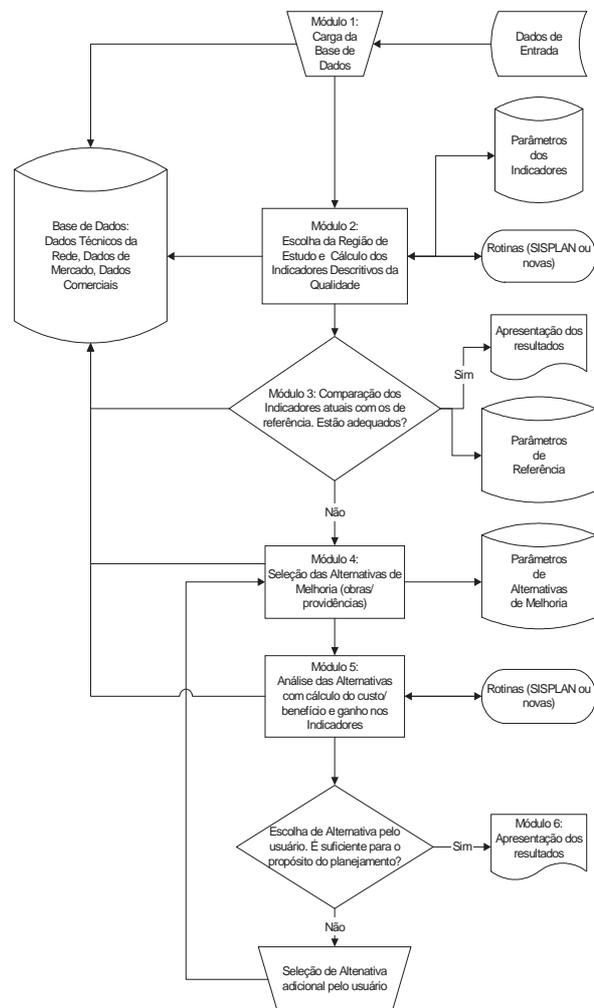


FIGURA 1: Estrutura do Modelo Proposto

A. Indicadores de Confiabilidade

Para o cálculo dos indicadores que envolvem confiabilidade, é proposto um modelo que estabelece, em alimentadores primários de distribuição, os valores anuais estimados da energia não distribuída, END, e dos indicadores de desempenho, globais e referidos às interrupções programadas e não-programadas [3]. Estes indicadores são determinados a partir dos dados referentes a:

- Topologia e características elétricas do alimentador primário;
- Dispositivos de proteção e comando disponíveis no alimentador;
- Taxa de falhas dos trechos da rede, número de defeitos por ano e por quilômetro;

- Taxa de interrupções dos trechos da rede, número de interrupções, por ano e por quilômetro, que ocorrem na rede para o atendimento à manutenção programada;
- Energia mensal absorvida e número de consumidores primários distribuídos pelos trechos da rede;

B. Indicadores Técnicos: estado da rede

O modelo permite a avaliação do estado operativo da rede de distribuição, através de indicadores que representam o carregamento de trechos da rede primária e de transformadores e os níveis de tensão ao longo da rede.

A partir dos dados de consumo dos consumidores de cada classe ligados a um transformador de um alimentador primário, obtém-se a curva de carregamento do transformador pela agregação das curvas de carga típicas de cada classe. Com as curvas de carregamento dos diversos transformadores de um circuito, acrescentadas das curvas de carga dos consumidores em Média Tensão, discretizadas para os 4 patamares do dia, e da sua topologia, obtém-se a curva de carga no início do alimentador.

Conhecendo-se o valor da corrente (ou potência) máxima medida no início do alimentador (medição na subestação), e do horário de ocorrência, calcula-se um fator de correção que é aplicado às curvas de carregamento dos transformadores presentes na rede.

A seguir, são realizados os cálculos elétricos em alimentadores do sistema, determinando-se os níveis de carregamento e de perdas em todos os elementos da rede (alimentadores, trechos de rede, transformadores) bem como os níveis de tensão nas barras da rede, para todos os patamares da curva de carga diária. Para o cálculo das correntes por fase nos trechos de rede, e das tensões nas barras, utiliza-se o método de Gauss, convenientemente estruturado para o tratamento de redes radiais. Para uma rede radial, existe uma correspondência biunívoca entre barras e trechos. Considerando-se o sentido do fluxo de potência, dada uma barra qualquer, existe um único trecho que a precede, e dado um trecho qualquer, existe uma única barra terminal do mesmo. Todas as cargas da rede são modeladas como cargas compostas por porcentagens de corrente, potência e impedância constantes com a tensão, ou seja, os valores de corrente são corrigidos, iteração a iteração, com os novos valores de tensão de fase.

C. Indicadores Comerciais

Os indicadores comerciais procuram refletir de que modo a concessionária está se relacionando com o consumidor nos aspectos de procedimentos comerciais. Os principais indicadores são aqueles constantes nos contratos de concessão das empresas e que são controlados pelo órgão regulador. No projeto foram escolhidos, para refletir este aspecto da qualidade, 4 indicadores (TML, TMR, TME, TMS), referentes a 4 processos distintos (ligação, religação, elaboração de projetos, construção);

Todos os 4 indicadores, apesar de tratarem de processos distintos, possuem a mesma característica: um processamento de pedidos que gera uma fila para atendimento e posterior execução. Assim, pode-se representar os quatro processos a que os indicadores se referem através de um mesmo modelo. Para o projeto, adotou-se os princípios da teoria das filas.

Um sistema de filas (queueing system) consiste de um ou mais servidores que fornecem um tipo de serviço para clientes. Clientes que chegam no sistema e encontram todos os servidores ocupados podem geralmente entrar em uma ou mais filas (ou linhas), daí o nome de sistema de filas.

Para representar o comportamento de um modelo usando a teoria das filas, podemos usar expressões analíticas ou um sistema de simulação que descreva o comportamento do processo. Na prática, expressões analíticas são calculáveis apenas para os casos mais simples, sendo os sistemas mais complexos modelados por simulação discreta orientada a eventos. Este sistema de simulação pode ser implementado computacionalmente, a partir de algumas variáveis de entrada, tais como o intervalo de chegada entre os pedidos, o número de equipes disponível e o tempo médio de realização do processo. No SISQUALI, para determinar os indicadores TML, TMR, TME e TMS, foi escolhido o método de simulação, pela praticidade de implementação e possibilidade de incorporar futuramente restrições e características mais complexas que não seriam tratáveis analiticamente.

No modelo, foram especificados dois tipos de simulação: uma simulação genérica e uma simulação do processo de ligação/religação. A simulação genérica trata dos indicadores decorrentes dos processos de pedidos de elaboração de projetos e de pedidos de construção de obra. A simulação que trata do processo de ligação/religação têm equipes compartilhadas, isto é, apesar de haverem pedidos separados para cada processo (clientes), as equipes existentes podem atender aos dois processos indistintamente.

D. Indicadores de Mercado

Os indicadores de mercado caracterizam, para efeito deste projeto, o mercado consumidor de energia da localidade. Para isso, foram propostos alguns indicadores que representam esse aspecto tanto em termos absolutos (em relação à quantidade fornecida ou faturada) quanto em termos relativos (através de índices de mérito). Os indicadores propostos foram mostrados na seção II.

Os indicadores de mercado podem ser utilizados na etapa de priorização, buscando a alocação dos investimentos de acordo com a rentabilidade do mercado de cada localidade. Nas demais etapas de cálculo, os indicadores permanecem como informação ao usuário.

V. ALTERNATIVAS DE MELHORIA

O modelo prevê a identificação e oferecimento de alternativas de ações tanto para a solução de transgressões como para a melhoria de indicadores. Essas ações podem ser constituídas por: obras realizadas na rede, providências técnicas envolvendo procedimentos operativos e implementação de medidas administrativas, dentre outras, chamadas aqui genericamente de alternativas de melhoria.

Cada alternativa de melhoria tem por objetivo melhorar um ou mais indicadores de qualidade da localidade de estudo considerada, e podem ter natureza:

- Técnica Topológica: quando modificam a topologia da rede de distribuição primária;
- Técnica Operativa: quando atuam nos procedimentos e instrumentos operativos do sistema de distribuição;
- Administrativas: quando consistem de ações aplicadas no âmbito administrativo.

Uma obra ou providência influencia o valor de um ou mais indicadores que expressam a qualidade de uma região. Por exemplo, quando se aumenta o número de turmas que possam realizar intervenções de emergência para o atendimento de ocorrências, há uma melhora da qualidade do atendimento técnico pela diminuição do DEC.

As alternativas de melhoria propostas são:

- Construção de nova SE
- Recondutoramento de trechos
- Desdobramento de alimentador
- Construção de novo alimentador
- Instalação de regulador de tensão
- Instalação de capacitor
- Instalação de chave seccionadora no alimentador
- Instalação de chave religadora-seccionalizadora
- Instalação de chave fusível em ramais
- Poda de árvores
- Campanha de inspeção nas redes e troca de equipamentos
- Disponibilização de equipe de manutenção corretiva
- Instalação de equipe de manutenção preventiva
- Disponibilização de equipe de ligação/religação
- Disponibilização de equipe de projeto
- Disponibilização de equipe de construção

VI. ANÁLISE DE BENEFÍCIOS

A cada alternativa de melhoria devem ser associados um valor de custo correspondente àquela obra/providência, e o benefício que resulta da realização dessa alternativa de melhoria, que irá provocar uma melhoria nos indicadores. Assim, é necessário atribuir um valor econômico a cada um dos indicadores, permitindo que a melhoria seja avaliada. No modelo, foram adotados benefícios decorrentes da variação de três fatores:

- END (Energia Não-Distribuída);
- Perdas Técnicas;
- Multas por descumprimento de padrões

O benefício decorrente de perda de receita devido à interrupções na rede é calculado com base no diferencial da END (Energia Não-Distribuída), multiplicada pelo seu custo. Esse custo da END é fornecido pelo usuário e pode incorporar, além

do lucro cessante, variáveis como prejuízo na imagem da companhia e custo social da interrupção, entre outros.

O benefício decorrente da redução de perdas técnicas é calculado através da sua valoração por um custo de perdas, fornecido pelo usuário, em base anual, que pode ser aproximada pela tarifa média de compra de energia da empresa, em R\$/MWh.

O benefício decorrente da redução de multas por descumprimento de padrões é calculado verificando-se a variação entre o potencial de multas existente antes e depois da realização de cada alternativa de melhoria. Para cada indicador, o cálculo da multa é realizado utilizando-se das expressões constantes no contrato de concessão da empresa.

VII. IMPLANTAÇÃO COMPUTACIONAL

O modelo descrito foi implementado através de um software aplicativo denominado SISQUALI – Sistema de Planejamento da Qualidade. A figura 2 fornece uma visualização da tela principal do programa.

O SISQUALI foi desenvolvido através da linguagem de programação Borland C++ e projetado para ser executado



FIGURA 2 - Tela principal do SISQUALI

em ambiente Windows. Os módulos desenvolvidos (extração de dados, cálculo de indicadores de qualidade, configuração de obras e análise/priorização) contém as etapas do modelo mostrado na Figura 1, realizando as seguintes rotinas operacionais, que podem ser executadas em sequência ou não:

- Formação da base de dados técnica, a partir de extração de dados do Sistema Grade;
- Formação da base de dados gerais e de atendimento comercial e de mercado, a partir de elementos introduzidos pelo usuário;
- Escolha da região de estudo, através de seleção de localidades de interesse, dentre aquelas previamente cadastradas;
- Cálculo e apresentação dos indicadores de qualidade técnica, de atendimento comercial e de mercado;
- Comparação dos indicadores calculados com valores de referência;
- Identificação de Obras e Providências (Alternativas de Melhoria) para incremento da qualidade;
- Escolha de Obras e Providências a serem executadas;
- Cálculo dos custos e dos benefícios das Obras e Providências selecionadas;
- Priorização das Obras e Providências, a partir de escolhas realizadas pelo usuário;
- Apresentação dos resultados.

VIII. RESULTADOS

Para exemplificar a aplicação do modelo, escolheu-se a localidade de Porto Feliz. A aplicação do Módulo Indicadores de Qualidade resultou nos seguintes indicadores:

1. DEC = 7,08 h/ano (meta 16 h/ano)
2. FEC = 6,38 interrupções/ano (meta 14 interrupções/ano)
3. NDIC = 0
4. NFIC = 0
5. %DIC = 0
6. %FIC = 0
7. END = 47.894,86 kwh/ano
8. %TRH = 0,03 % (considerando 80 % de corrente máxima admissível no cabo)
9. CTR = 28,99 % (considerando 120 % de carregamento máximo)
10. NTA = 0 % (considerando 1,05 pu como a tensão máxima admissível)
11. NTB = 1.62 % (considerando 0,95 pu como a tensão mínima admissível)
12. PET = 4.171,76 MWh/ano
13. TML = 0,25 dias
14. TMR = 0,18 dias
15. TME = 2,38 dias
16. TMS = 13,64 dias
17. NCT = 14.452 consumidores
18. FTU = R\$ 26.304,81 mil / ano
19. FTUA4 = R\$ 13.052,90 mil / ano
20. FTUres = R\$ 8.319,55 mil / ano
21. FTUcom = R\$ 2.458,77 mil / ano
22. FTUind = R\$ 467,95 mil / ano
23. FTUurur = R\$ 259,74 mil / ano
24. FTUout = R\$ 452,73 mil / ano
25. NCTA4 = 0,34 %
26. NCTres = 85,39 %
27. NCTcom = 7,47 %
28. NCTind = 0,66 %
29. NCTrur = 5,48 %

30. NCTout = 0,65 %
31. ENG = 13.052,9 MWh
32. R\$/MWh = 197,00 R\$/MWhano
33. R\$/MWhA4 = 432,48 R\$/MWhano
34. R\$/MWhres = 275,65 R\$/MWhano
35. R\$/MWhcom = 287,02 R\$/MWhano
36. R\$/MWhind = 287,02 R\$/MWhano
37. R\$/MWhrur = 171,60 R\$/MWhano
38. R\$/MWhout = 287,02 R\$/MWhano
39. R\$/cons = 266,39 milR\$/ano
40. MWh/cons = 9.239,13MWh/ano
41. MWh/consA4 = 1.679,36 MWh/ano
42. MWh/consres = 2,446 MWh/ano
43. MWh/conscom = 7,935 MWh/ano
44. MWh/consind = 17,093 MWh/ano
45. MWh/consrur = 11,427 MWh/ano
46. MWh/consout = 16,792 MWh/ano

Comparando-se os indicadores com as metas-alvo, o sistema sugeriu as seguintes obras:

- Construção de Subestação
- Recondutoramento de trechos
- Construção de alimentador
- Desdobramento de alimentador
- Instalação de regulador de tensão

A título de exemplo, foram configuradas 5 obras, no Módulo Obras, para posterior análise:

- Poda de Árvores
- Inspeção na Rede
- Recondutoramento de Trechos
- Instalação de Capacitor
- Instalação de Regulador de Tensão

Estas obras foram analisadas no Módulo Análise, resultando na Tabela 1, que mostra as relações benefício/custo de cada obra, os seus custos e o impacto em cada um dos indicadores, em relação à rede original.

TABELA 1

ANÁLISE DE OBRAS

Índices	Rede Original	Instalação de Capacitor	Inspeção da Rede	Poda de Árvores	Recondutoramento de Trechos	Instalação de Regulador de Tensão
Custo	R\$5.000,00	R\$283.240,00	R\$212.540,00	R\$944.120,00		R\$10.000,00
Benefício/Custo		1.6	0.1	0.1		0
DEC	7.55	7.55	6.51	6.35		7.55
VAR_DEC	—	0.04%	-13.83%	-15.86%		0.04%
FEC	6.38	6.38	5.48	5.41		6.38
VAR_FEC	—	0.03%	-14.12%	-15.24%		0.03%
NDIC	0	0	0	0		0
VAR_NDIC	—	0.00%	0.00%	0.00%		0.00%
NFIC	0	0	0	0		0
VAR_NFIC	—	0.00%	0.00%	0.00%		0.00%
END	58254.55	54354.42	48226.53	46779.96		54354.42
VAR_END	—	-6.69%	-17.21%	-19.70%		-6.69%
%TRH	0	0.00%	0.00%	0.00%		0.00%
VAR_%TRH	—	-1.20%	-1.20%	-1.20%		-1.20%
CTR	28.99%	27.69%	28.99%	28.99%		28.99%
VAR_CTR	—	-4.47%	-0.01%	-0.01%		-0.01%
NTB	1.62%	1.62%	1.62%	1.62%		1.62%
VAR_NTB	—	-0.22%	-0.22%	-0.22%		-0.22%
NTA	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%		0.00%
VAR_NTA	—	0.00%	0.00%	0.00%		0.00%
PET	4171.76	4171.63	4171.76	4171.76		4171.76
VAR_PET	—	0.00%	0.00%	0.00%		0.00%

Observando os resultados, vê-se que a obra com melhor relação benefício/custo é a obra de instalação de capacitor. Pode-se observar também a melhoria nos demais indicadores, para cada obra.

IX. CONCLUSÕES

Apresentou-se neste artigo uma metodologia de planejamento de ações a serem realizadas no sistema de distribuição que levam em consideração aspectos de qualidade do atendimento técnico e comercial e os parâmetros físicos da rede, além de aspectos relativos ao mercado a ser atendido. Esta metodologia foi implementada através de um aplicativo computacional que fornece ao planejador indicações sobre o impacto das ações em relação aos aspectos da qualidade descritos.

Os resultados preliminares obtidos demonstram que essa ferramenta pode ser bastante útil no auxílio às equipes de planejamento das concessionárias de distribuição de energia elétrica à tomada de decisão de investimentos.

X. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Kagan, N.; Oliveira, C.C.B.; Gouvêa, M.R.; Tahan, C.M.V.; Arango, H. A quality driven software for expansion planning in an open regulated electricity market. In: *Proceedings of 14th CIRED International Conference on Electricity Distribution*, Nice, France, 1999.
- [2] Kagan, N.; Robba, E.J.; Oliveira, C.C.B. SISPLAN – A computational tool for electrical distribution planning studies. In: *120 National Seminar on Electric Energy Distribution, Recife, Brasil, 1994*. Disq.II, seção D, n.112.
- [3] KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. *Goal Planning and Risk Analysis for Distribution Reliability Indices*. CIRED Conference Papers. Amsterdam - Netherlands, June 18-21, 2001.