

# Priorização de Investimentos em Melhoramentos de Sistemas de Distribuição

A. Valente, UNIFACS. A. Almeida, COELBA. J. Ramalho, UNIFACS. M. Strauch, UNIFACS. R. Araujo, UNIFACS. R. Pinho, UNIFACS

## RESUMO

A otimização dos investimentos é fundamental para o equilíbrio econômico das concessões, principalmente devido às novas normas de qualidade de fornecimento cada vez mais exigentes e demandantes de investimentos. Para adequar seus sistemas às exigências regulatórias, as concessionárias vêm investindo quantias consideráveis nos seus sistemas. O objetivo deste trabalho é apresentar o resultado da pesquisa desenvolvida pela UNIFACS em parceria com a COELBA, no programa de P&D, ciclos 2000–2001 e 2001–2002, aprovado pela ANEEL, que desenvolveu uma metodologia de priorização, baseada em requisitos de qualidade do atendimento, visando adequar as redes da concessionária aos critérios de qualidade já regulados pela ANEEL e desenvolveu o software *Apriori* para o cálculo elétrico das redes secundárias antes e depois da intervenção planejada, permitindo, deste modo, priorizar os investimentos com base nas melhores soluções encontradas, utilizando modernas técnicas de computação evolutiva.

## PALAVRAS-CHAVE

Priorização, Qualidade da Energia, Distribuição.

## I. INTRODUÇÃO

Com a privatização do Setor Elétrico, reforçou-se a posição do Estado como “agente regulador” das atividades relativas ao fornecimento de energia elétrica. Neste novo contexto, um dos problemas mais difíceis dentro do sistema de prestação de serviço de energia elétrica sob o regime de concessão, refere-se à garantia da qualidade. Estudos teóricos e empíricos sob o regime tarifário do *Price-cap*, demonstram que este regime favorece ao subinvestimento (Girardhi, 2001). Este viés é conhecido pelos reguladores brasileiros que incorporaram índices de qualidade vinculados aos reajustes ordinários de tarifa.

Dentro desta perspectiva, novas regulamentações de controle de qualidade da energia vêm sendo desenvolvidas, com destaque para as Resoluções da ANEEL 024/2000- Continuidade do Fornecimento e 505/2001 – Níveis de Tensão, ambas tendo caráter substitutivo de portarias anteriores do DNAEE, antigo órgão regulamentador. Avanços significativos foram realizados nestas novas resoluções,

principalmente quanto a penalização da concessionária pela prestação de serviços inadequados.

Considerando o atual déficit de investimentos no setor, principalmente no sistema elétrico de distribuição, e a limitação orçamentária da Empresa, devido à necessidade de manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro, torna-se imprescindível buscar uma metodologia que dê um grau de prioridade aos investimentos necessários a esta parte do sistema, área potencialmente mais carente e de reflexo direto ao consumidor, em sua grande maioria.

A abordagem tradicional das empresas concessionárias de energia elétrica tem sido a definição de índices de justificativa, sendo que os critérios de definição desses índices são escolhidos de forma arbitrária, a partir da experiência e sensibilidade dos profissionais de planejamento.

O objetivo deste trabalho é apresentar o resultado da pesquisa desenvolvida pela UNIFACS em parceria com a COELBA, no programa de P&D, ciclos 2000–2001 e 2001–2002, aprovado pela ANEEL, que desenvolveu uma metodologia de priorização, baseada em requisitos de qualidade do atendimento, visando adequar as redes da concessionária aos critérios de qualidade já regulados pela ANEEL e desenvolveu software para o cálculo elétrico das redes secundárias antes e depois da intervenção planejada, permitindo, deste modo, priorizar os investimentos com base nas melhores soluções encontradas, utilizando modernas técnicas de computação evolutiva.

## II. ASPECTOS REGULATÓRIOS

No século XX, foram criados e consolidados os principais mecanismos de regulação do setor elétrico, aplicados desde então. Pela teoria predominante, o setor elétrico passou a ser considerado um monopólio natural, pois se enquadrava como uma falha de mercado cuja característica fundamental era que o resultado econômico de uma única firma atuando no mercado seria superior à existência de competição, em determinadas situações<sup>1</sup>. Esse contexto desenhou uma indústria que possuía as características de verticalização e uma forte regulamentação pelo Estado, quando não era de propriedade do próprio Estado.

M.Strauch trabalha na Universidade Salvador – UNIFACS (e-mail: [strauch@unifacs.br](mailto:strauch@unifacs.br)).

R.Araujo trabalha na Universidade Salvador – UNIFACS (e-mail: [raraujo@unifacs.br](mailto:raraujo@unifacs.br)).

O principal instrumento utilizado para disciplinar as concessões era a regulação tarifária através da tarifação pelo custo de serviço. Este instrumento propõe que os investimentos realizados pelo concessionário sejam remunerados por uma taxa de retorno considerada justa, é também chamado de tarifação pela taxa de retorno, era o modelo tradicionalmente utilizado na regulação das concessionárias dos serviços de energia elétrica no mundo, a partir da experiência americana. Uma das críticas ao método da taxa de retorno é que as firmas não são incentivadas a reduzir seus custos, pois os seus lucros são proporcionais ao capital investido e, pelo mesmo motivo, o sobreinvestimento é incentivado, diminuindo a eficiência econômica no conceito da eficiência alocativa (Pires, 1999).

Com a reestruturação setorial, nas áreas reguladas, tratadas como monopólio natural, a transmissão e distribuição, diversos novos mecanismos de incentivos foram criados: *Price-cap*, intervalos regulatórios, competição por comparação. No *Price-cap*, os concessionários são incentivados a diminuir seus custos ao longo do tempo, sendo que, uma parte deste ganho é repassada para a sociedade. O objetivo foi criar um ambiente regulatório que torne natural a busca de eficiência alocativa e produtiva pelas concessionárias.

Neste contexto, a otimização dos investimentos é fundamental para o equilíbrio econômico das concessões, principalmente devido às novas normas de qualidade de fornecimento cada vez mais exigentes e demandantes de investimentos. É sabido que o sistema elétrico de distribuição no Brasil apresenta em vários pontos de atendimento, níveis de qualidade inferiores àqueles exigidos pelas novas regulamentações. Isso se deve, principalmente, à herança do período anterior à privatização, onde houve uma forte retração dos investimentos no Setor Elétrico do país.

Adequar o serviço de distribuição oferecido aos consumidores aos níveis de qualidade exigidos pelo órgão regulamentador, além de evitar penalizações, agrega valor ao produto e pode contribuir para um ganho adicional de mercado para a concessionária, ou para fidelização de seu mercado atual, face ao novo modelo de livre competição na comercialização de energia, com a presença de consumidores livres, conforme lei 9074/1995. Para adequar seus sistemas às exigências regulatórias, as concessionárias vêm investindo nos seus sistemas.

### III. O PROBLEMA

No setor elétrico brasileiro, grande parte dos consumidores é atendida em baixa tensão. Isto significa que a concessionária de distribuição realiza os investimentos necessários para que a energia elétrica que chega a casa do consumidor já possa ser utilizada sem necessidade de nenhum equipamento adicional, entre a tomada e o eletrodoméstico ou carga do consumidor.

Estes consumidores são portanto conectados as re-

des de distribuição através de circuitos elementares de baixa tensão, que possuem como referência um equipamento transformador de tensão, que possibilita a redução dos níveis de tensão.

Ao longo dos anos, devido a ligação de novos consumidores, crescimento dos requisitos dos consumidores já atendidos, envelhecimento da rede de distribuição associado a uma redução nos investimentos necessários, a qualidade do fornecimento foise reduzindo-se, conectando-se mais consumidores do que permitia o bom desempenho do sistema.

No conjunto da reestruturação do setor, novas normas de qualidade foram sendo implantadas e apresentam textos mais apropriados para incentivar o cumprimento dos níveis de qualidade necessários para a utilização da energia pelo consumidor de forma satisfatória. Penalidades e incentivos foram adotadas pelo órgão regulador, congruente com as tendências regulatórias atualmente hegemônicas.

Diante de um grande passivo na qualidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores as concessionárias de distribuição vem investindo em suas redes de forma a melhorar o seu desempenho perante os consumidores e órgãos reguladores. O grande problema é priorizar o atendimento desses investimentos em ordem decrescente de retorno, isto é deve-se realizar os investimentos que maior retorno ofereça dentro de um valor orçamentário predefinido.

A prática atual da COELBA no que diz respeito ao orçamento e priorização de obras de melhoramentos na distribuição de energia elétrica se dá da seguinte forma.

As obras de melhoramentos em circuitos primários e secundários são parte integrante do plano 8, posição de investimento 8.5 da COELBA que em seu âmbito comporta obras a serem feitas pelos seguintes motivos:

- Queda de tensão superior a 9%;
- Carregamento excessivo de transformadores de distribuição;
- Indicadores de continuidade (DEC e FEC) superiores aos valores regulamentares;
- Fim de vida útil de equipamento;
- Troca de condutores e ramais de serviço por manutenção preventiva e (ou) corretiva.

A grande maioria das obras de melhoramentos tem origem em projetos para resolver problemas de elevada queda de tensão, normalmente em função de reclamações feitas por consumidores.

A priorização destas obras é feita com base em critério e sensibilidades pessoais dos engenheiros do setor, buscando dar mais importância a obras de menor custo e maior retorno, na expectativa de maximizar o uso do recurso disponível. Este procedimento não leva a uma tomada de decisão de forma racional, já que não são levados em consideração os diversos fatores que podem ser conhecidos.

## IV.A METODOLOGIA

A metodologia proposta prevê duas grandes etapas a simulação dos fluxos de potência dos circuitos da rede secundária e a priorização dos diversos melhoramentos nas redes secundária com a liberação das verbas. A seguir serão detalhadas cada uma destas etapas.

A figura 1 apresenta um resumo da metodologia utilizada.

### A. Simulação a operação da rede Secundária

A primeira parte da metodologia visa simular a operação da rede secundária.

Nesta parte da metodologia são analisados os aspectos relacionados com o fluxo de potência da rede secundária.

Utilizando o software será desenhada e detalhada a rede objeto do melhoramento. Neste desenho deverá conter:

- Dados do transformador – Potência nominal; perdas no cobre e no ferro; queda de tensão percentual.
- Dados dos consumidores – Faturamento dos consumidores nos últimos três meses; tipo do consumidor (residencial., industrial., comercial.); Poste e número de fases em que o consumidor esta ligado.
- Dados de trecho – Deve conter: tipo do condutor; distância do trecho.

Para cada rede, será carregada no software a medição do transformador (corrente, tensão e fator de potência) e as características dos consumidores ligados em cada poste.

O programa sorteará uma curva de carga para cada consumidor. Esse sorteio obedecerá ao tipo do consumidor e a probabilidade do consumidor ter o perfil de demanda apresentado na curva, respeitando o mercado da COELBA.

De posse da curva de carga em pu e do consumo médio mensal de cada consumidor, obtém-se a curva de carga inicial de cada consumidor da rede.

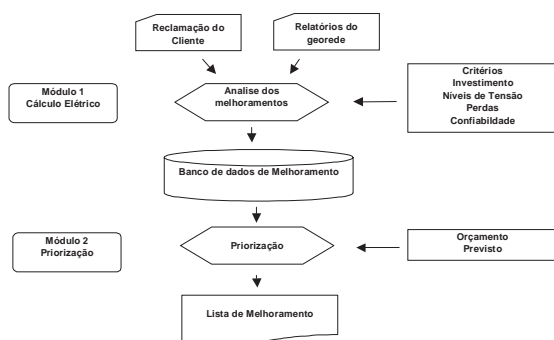


FIGURA 1 – Fluxograma geral do programa priorização

Utilizando a curva inicial de cada consumidor, calcula-se um fluxo de potência da rede e verifica-se se a soma das potências dos consumidores e das perdas na rede correspondem ao valor medido no transformador. Ajustam-se as curvas de carga até que os valores converjam com um erro de 0,1%. As curvas de carga obtidas para os consumidores após a convergência serão consideradas como as curvas de carga dos consumidores.

Utilizando estas curvas é gerado um fluxo de potência por fase da rede secundária analisada. Neste momento determina-se:

- A queda de tensão em cada fase e cada trecho da rede; estes valores são subtraídos da tensão medida no secundário do transformador, de maneira que temos o nível de tensão por fase e por trecho em cada poste da rede para cada intervalo da medição.
- As perdas técnicas em cada trecho entre dois postes da rede, por fase para cada intervalo da medição.
- As perdas técnicas nos outros elementos da rede secundária (transformador, ramais de ligação e medidores).
- O carregamento em cada fase de cada trecho da rede, para cada intervalo da medição.

Estes dados são utilizados para mensurar o custo estimado de manter esta rede operando sem o melhoramento, ao longo do ano. Este custo é determinado por:

Custo da energia não distribuída + custo de perdas técnicas + custo do desvio de tensão + custo de perda de vida útil.

Além disso, são apresentadas uma série de sugestões para realização do melhoramento da rede de distribuição, em função dos resultados encontrados na simulação elétrica do sistema. Por exemplo, se o fluxo de potência indica que o carregamento dos condutores foi extrapolado em algum trecho da rede, o software sugere a troca de condutores.

A rede original é então copiada para uma tela de alterações. A nova rede mantém, em cada poste, os consumidores com as curvas de carga obtidas após a convergência. Na área de alterações é possível alterar a rede original dividindo-a em outras redes, relocando ou mudando o transformador, reconduzindo a rede toda ou parte da rede. Enfim é possível simular as várias sugestões para o melhoramento, além de outras que o projetista julgue pertinentes.

Depois de definidas as novas configurações da(s) rede(s), o programa roda novo fluxo de carga para calcular perdas, níveis de tensão e carregamento dos condutores na(s) nova(s) rede(s).

Deste(s) novos cálculos sairão os resultados do novo custos de perdas, desvios de tensão, energia não distribuída, perda de vida útil de equipamentos, etc. A rede original e suas redes derivadas são então um projeto de melhoramento. Os custos das redes derivadas serão subtraídos dos custos da rede original e este valor significará o custo evitado com a realização do melhoramento.

### B. Cálculo dos Custos Envolvidos

A segunda parte da metodologia desenvolvida tem a finalidade de priorizar um conjunto de obras de melhoramentos de redes secundárias solicitadas, a partir de reclamações ou medições realizadas pelas áreas operacionais da empresa. Para colocar em prática esta priorização, ou seja, escolher para cada problema individual, qual a melhor solução entre as diversas alternativas possíveis, o Setor Elétrico

tem utilizado a função Custo Global do Serviço - CGS, que inclui todos os custos envolvidos, expressos em unidades monetárias:

- CGS = Custo da Concessionária + Custo do Consumidor
- $CGS = [CINV + CPER + COM] + [CEND + CDT + CQE]$ , sendo:
  - Custo da Concessionária:
  - CINV - custo do investimento
  - CPER - custo das perdas
  - COM - custo de operação e manutenção
- Custo do Consumidor (imperfeições de serviço):
  - CEND - custo da energia não distribuída (interrupções)
  - CDT - custo do desvio de tensão
  - CQE - custo da qualidade de energia (outras imperfeições do serviço, como flicker, harmônicas, afundamentos súbitos de tensão, etc).

O custo do investimento, corresponde das reformas previstas no projeto de rede secundária realizado por técnico da Coelba ou por ela terceirizado. As simulações realizadas no software são fundamentais, pois indicam a necessidade de troca e/ou adição de condutores, troca e/ou adição de transformadores, etc. No entanto, a parte física da rede como troca de postes ou levantamento dos custos de construção devem ser realizados conforme rotina já estabelecida na COELBA.

Quanto ao custo das perdas, a metodologia desenvolvida fundamenta-se no cálculo das perdas em redes secundárias típicas, compostas de transformador de distribuição. Nos transformadores, as perdas podem ser separadas em perdas no ferro e perdas no cobre. As perdas no ferro dependem da tensão aplicada sobre as bobinas e do projeto das mesmas. São consideradas constantes para cada tipo de transformador, onde tipo deve ser entendido como a caracterização do transformador por potência e tensão nominais, circuitos de baixa tensão, ramais de entrada e medidores de energia.

A parcela relativa ao custo de operação e manutenção do sistema elementar de distribuição, para efeito da priorização dos projetos de investimento em obras de melhoria proposta nesta metodologia será reduzida a um valor que busca refletir a perda de vida útil do transformador de distribuição devido ao seu carregamento. Os demais itens componentes desses custos foram considerados similares, antes e depois da execução da obra, por força da padronização de procedimentos impostas e adotadas pela Concessionária.

Quanto ao custo da energia não distribuída (interrupções), A Aneel através da resolução 024/2000, ampliou e consolidou as disposições à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras encontradas na portaria 046/78 do DNAEE. O nível de confiabilidade do sistema de distribuição será medido pelos seguintes ín-

dices: o DEC; o FEC; o DIC; o FIC; e o DMIC que é duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora.

A partir de janeiro de 2003 as metas de DIC, FIC e DMIC deverão obedecer aos valores estabelecidos nas tabelas abaixo, de acordo com as metas anuais definidas entre a ANEEL e as concessionárias para cada conjunto de unidades consumidoras. Quando transgredidos os padrões estabelecidos para os indicadores, serão aplicadas penalidades, que no caso de violação de um único consumidor deve ser calculada levando-se em consideração a variação entre o valor ocorrido e o valor especificado em norma do índice de confiabilidade multiplicado pelo valor médio das últimas três contas.

O custo do desvio de tensão está previsto na resolução 505/2001, que estabeleceu e consolidou as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente. Segundo esta resolução, a tensão de atendimento ao consumidor conectado nos níveis de tensão secundária da COELBA, deve ser classificada segundo a tabela a seguir:

**TABELA 1**  
**Limites dos Níveis de Tensão**

Classificação de tensão de Atendimento	Faixa de variação da relação Tensão lida / Tensão contratada
Adequada	$0,95 TC < TL < 1,05 TC$
Precária	$0,93 TC < TL < 0,95 TC$
Crítica	$TL < 0,93 TC$ ou $TL > 1,05 TC$

A fim de apurar a qualidade da energia elétrica fornecida foi estabelecido indicadores: duração relativa da transgressão da tensão precária – DRP; duração relativa da transgressão da tensão crítica – DRC. A Resolução 505/2001 define os valores a serem pagos pelo não atendimento aos indicadores de qualidade de tensão como segue:

Na ausência de instrumento regulatório que estabeleça, neste momento, penalidade a ser aplicada à concessionária e revertida em benefício consumidor, como compensação pelo não cumprimento dos indicadores de qualidade, o custo da qualidade de energia não é calculado.

### C. Priorização um conjunto de obras de melhoramentos de redes secundárias

O método proposto ordena um conjunto de obras cujos projetos encontram-se em ponto de ser encaminhados à execução, considerando-se que as etapas do planejamento relativas ao diagnóstico do sistema de distribuição. Nesta etapa, as obras com indicativo para execução foram analisadas, incluindo-se medição de tensão e carregamento no transformador e nos pontos críticos do sistema secundário de distribuição.

Considera-se que o projeto foi feito com levantamen-



to de campo incluindo a análise de alternativas adequadas e viáveis para solução dos problemas detectados. Dispõe-se do valor do investimento, custos dos indicadores de continuidade de fornecimento e de padrões de tensão, custo da operação e manutenção além dos valores de perdas referente ao projeto.

Calcula-se, então os valores de rentabilidade do projeto de melhoramento através do valor atual:

$$RETORNO = (C_{OP} + C_{PM} + C_{OM} + C_{MD} + C_{ST})_{ANUAL} \times \frac{(1+j)^N - 1}{(1+j)^N + j} \quad (1)$$

A partir do investimento e retorno de cada projeto inicia-se a priorização dos empreendimentos.

#### D. Algoritmo Branch-and-Bound

O problema de priorização de investimentos é na verdade um problema de otimização. A idéia é maximizar a função de retorno dos investimentos conforme notação abaixo:

$$R_1 * x_1 + R_2 * x_2 + \dots + R_n * x_n \text{ ou ainda,}$$

$$\sum_{j=1}^n R_j * x_j \quad (2)$$

sujeito as seguintes restrições:

$$x_j = 1 \text{ ou } 0$$

para cada j (sim ou não para um projeto)

$$\sum C_{INV(j)} \leq \text{Orçamento}$$

(capital reservado para melhoramentos)  
onde

$$R_j$$

Retorno do investimento realizado na rede secundária

$$x_j$$

Representa a participação ou não na priorização

$$C_{inv(j)}$$

Representa o investimento necessário na rede secundária

#### Orçamento

Valor destinado aos melhoramentos em rede secundária

Este problema de otimização pode ser solucionado através do algoritmo de Branch-and-Bound que pode ser descrito como um problema de programação inteira binária. Por exemplo, supondo os projetos A, B, C e D. Cada qual com seu custo de investimento e retorno estabelecidos na tabela a seguir:

TABELA 2

EXEMPLO DE APLICAÇÃO DO BRANCH-AND-BOUND

	A	B	C	D
Investimento	15	13	20	12
Retorno	17	8	12	6

A figura 2 a seguir demonstra todas as possibilidades de investimentos possíveis, levando-se em consideração um orçamento máximo de \$40.

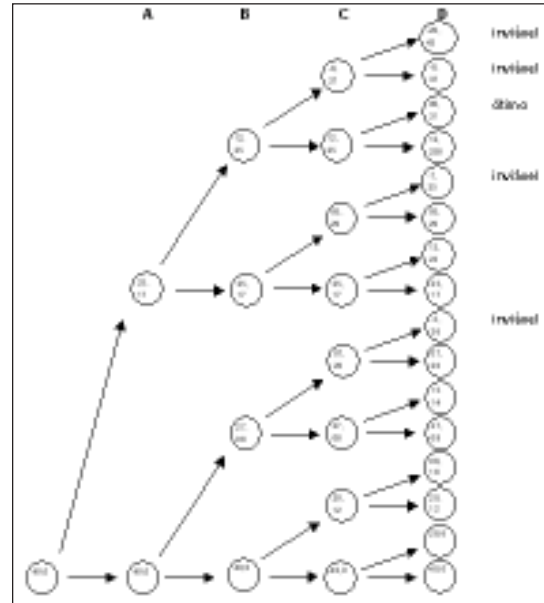


FIGURA 2 – Possíveis soluções - Método Branch-and-Bound

Pode-se observar na árvore construída a partir dos investimentos possíveis, que alguns de seus ramos são intuitivamente de baixo retorno ou ultrapassarão o recurso disponível para investimentos. O objetivo da técnica Branch-and-Bound é reduzir a análise aos ramos possíveis de alcançar o máximo da função objetivo analisada.

A principal restrição ao uso da técnica de Branch-and-Bound é o grande tempo de computação requerido. Quando se acrescenta mais um projeto, o tempo de processamento teoricamente dobra. Assim, a medida que o número de projetos cresce, o tempo necessário ao processamento aumenta, conforme figura 3.

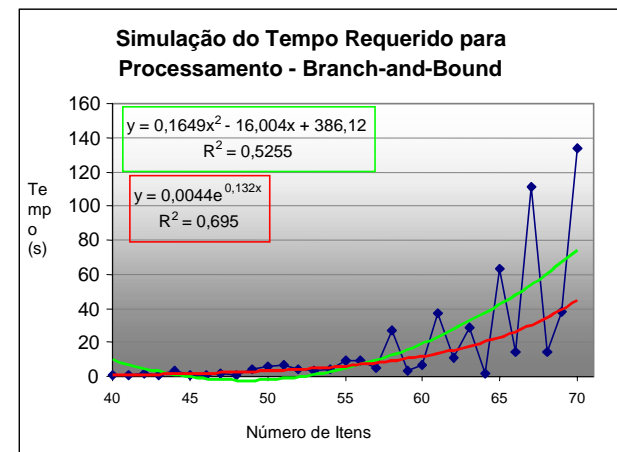


FIGURA 3 – Tempo de processamento requerido

Na utilização do programa na Coelba, a tendência é que o número de melhoramentos exceda aos 1.000 projetos levando a um tempo extremamente elevado de processamento. Assim, surge a necessidade de utilizar outra técnica de otimização. Neste caso foi escolhida a técnica de computação evolutiva de algoritmos genéticos.

### E. Algoritmos Genéticos

Os algoritmos genéticos são métodos de otimização mais conhecidos da computação evolutiva. Esses algoritmos simulam a evolução da população de seres vivos, onde seus genes mais aptos possuem maior probabilidade de aparecer nas gerações posteriores. Pela semelhança com a teoria da seleção natural de Darwin boa parte de sua terminologia é utilizada em algoritmos genéticos.

No caso estudado, a otimização através de algoritmos genéticos pretende achar o ponto máximo da nossa função objetivo, que é achar o conjunto de melhoramentos que possuam o maior retorno para um capital.

Resumidamente, os passos de um algoritmo genético pode ser descrito conforme o fluxograma da figura 4 a seguir:

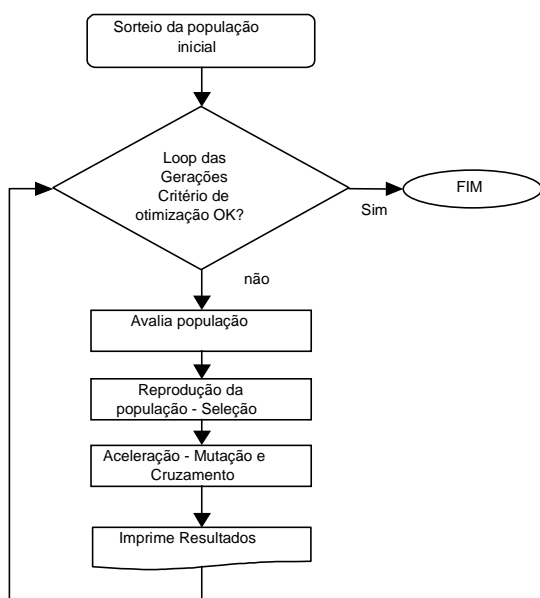


FIGURA 4– Fluxograma de algoritmo genético.

Assim, o primeiro passo de um algoritmo genético é determinar uma população inicial de forma aleatória, de forma que esta represente uma possível solução do problema a ser otimizado. A partir dessa geração inicial, o algoritmo deverá testar diversas combinações de indivíduos dessa população. Estes testes não são aleatórios, mas dirigidos em função do objetivo da função a ser otimizada. Entre as formas de seleção tem-se: ordenamento linear; seleção por torneio; amostragem estocástica. Em geral os indivíduos mais aptos passarão para geração futuras e os menos aptos serão descartados. Alguns operadores, como mutação e cruzamento, são utilizados com duas finalidades: a primeira é de acelerar o resultado diminuindo o tempo necessário a descoberta do ponto ótimo da função; o segundo é de tentar assegurar uma solução mais próxima do ótimo possível.

Pelas características de robustez e facilidade de implementação os algoritmos genéticos vem substituindo algumas técnicas de otimização utilizadas até hoje.

Algumas comparações podem ser realizadas entre o Branch-and-Bound e Algoritmos Genéticos. Enquanto o método de Branch-and-bound nos leva diretamente a solução ótima, não existem garantias de achar a solução ótima com a utilização de Algoritmos Genéticos. Para achar o ótimo em Algoritmos genéticos deveria-se teoricamente rodar indefinidamente o programa, assim assume-se que sua solução é aproximada.

Por outro lado, a resolução de problemas com muitas combinações através do Branch-and-bound torna-se impeditiva devido ao tempo de computação necessário. A resolução através de arvores determina que a introdução de mais uma combinação leva, teoricamente, a duplicação do tempo para obtenção dos resultados.

No programa de priorização foram colocados os dois métodos de otimização de forma ao operador poder comparar os resultados e/ou limitar o tempo de processamento.

### V. REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Apresenta Leis Resoluções e outras informações . Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: jan 2002.
- [2] ARANGO, H.; GOUVEA, M.R.; KAGAN, N. e VALENTE, A., Análise de incertezas no planejamento agregado de sistemas elétricos de distribuição.
- [3] ARANGO, H.; GOUVEA, M.R.; e VALENTE, A., Planejamento de investimentos em sistemas de distribuição. CED 005/PLAN 002.
- [4] BITTENCOURT, Guilherme. Computação Evolutiva, acesso via URL em 20 de novembro de 2002. <http://www.gbclcmi.ufsc.br>.
- [5] CODI. Metodologia de Cálculo de Carregamento de Transformadores de Distribuição. Relatório- 3.2.19.24.0, 1995.
- [6] COELHO, V. L. P. A Regulação como Instrumento de Fomento Tecnológico. In: I Congresso Brasileiro de regulação de serviços Públicos Concedidos, 2000, Salvador. Anais... Salvador (CD-ROM)
- [7] JOHNSON, Bruce Baner; SAES, Flávio azevedo Marques; TEIXEIRA Hélio Janney; WRIGHT, James Terence Coulter. Serviços Públicos no Brasil – Mudanças e Perspectivas, Concessão, Regulamentação, Privatização e Melhoria da Gestão Pública. Editora Edgard Blucher Ltda. São Paulo 1996.
- [8] KAGAN, N. Planejamento de Redes de Distribuição Secundária – Uma modelagem por programação dinâmica. 1988. Dissertação de Mestrado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo.
- [9] KAUHANIEMI, K. , 1990, Decision Making Under Uncertainty in the Electricity Distribution System Planning. 1o Encontro Luso-Afro-Brasileiro de Planejamento e Exploração de Redes de Distribuição de Energia.
- [10] GA + Branch and Bound, acesso via URL em 18 de novembro de 2002. [http://www.ceonet.des.napier.ac.uk/resources/flying\\_circus/tutorials](http://www.ceonet.des.napier.ac.uk/resources/flying_circus/tutorials).
- [11] GALVÃO , Carlos de Oliveira e VALENÇA, M.I.S., Sistemas Inteligentes – Aplicação a Recursos Hídricos e Ciências Ambientais. Ed. Universidade, Rio Grande do Sul, 1999.
- [12] GALVÃO, L.C.R.; REIS, L.B. e UDAETA, M.E.M, Introdução a aplicação do planejamento integrado de recursos – PIR (orientado ao desenvolvimento sustentado) numa área rural. GEPEA – POLI – USP, 1997.
- [13] GHIRARDI, A G. A presença da agência reguladora estadual e a qualidade dos serviços de distribuição de energia elétrica. In: I Congresso Brasileiro de regulação de serviços Públicos Concedidos, 2000, Salvador. Anais... Salvador (CD-ROM )
- [14] GOUVEIA, M.R. Bases Conceituais para o Planejamento de Investimentos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 1993. Tese de Doutorado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo.