

XIV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

**ANÁLISE ECONÔMICA DE INVESTIMENTOS NA EXPANSÃO DO SISTEMA
ELÉTRICO DA ESCELSA COM ENFOQUE DE CUSTO/BENEFÍCIO**

JACQUES MIRANDA FILHO; JOÃO BOSCO ANÍCIO; LUIZ ANTÔNIO R. ROCHA;
CARLOS ALBERTO M. MONTEIRO; GIOVANNI LOMBARDI
Empresa: ESCELSA – Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.

Palavras-chave: análise de viabilidade econômica; planejamento

Foz do Iguaçu, 19 a 23 de novembro de 2000

I. INTRODUÇÃO

O planejamento da expansão dos sistemas elétricos é uma atividade que antecede a aplicação dos investimentos mais significativos numa empresa de distribuição de energia elétrica. Os investimentos consistem desde a troca pura e simples de um transformador de distribuição por outro de maior capacidade, até a construção de usinas geradoras de energia elétrica, passando por novos alimentadores de distribuição, novas subestações de distribuição e/ou ampliação das capacidades das subestações existentes, recapacitação de linhas de distribuição de AT existentes e/ou construção de linhas novas, assim como medidas menores, como instalação de bancos de capacitores em redes de distribuição e/ou em subestações de distribuição, instalação de bancos de reguladores de tensão, etc.

Todas essas ações visam o atendimento ao sempre crescente mercado consumidor de energia elétrica, atividade inerente à concessão dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica. Além disso, exige-se das empresas que mais e mais atendam ao mercado com mais qualidade, comprovada pelos indicadores nacionais de qualidade, DEC e FEC, entre outros. Acrescente-se a essas obrigações de caráter técnico outra igualmente importante: sobreviver no mercado competitivo e dar lucro para os seus acionistas.

Portanto não basta investir; é necessário investir bem. É preciso conhecer não apenas os custos envolvidos, mas também os benefícios desses decorrentes. Daí a importância da função de planejamento na escolha das alternativas de expansão com base em critérios técnicos e econômicos. Os custos devem ser avaliados de maneira criteriosa, assim como os benefícios, de vez que sustentarão toda decisão relativa aos investimentos mencionados. Os benefícios mencionados na metodologia foram desenvolvidos no setor elétrico através de anos de experiência, e continuam a sê-lo, passíveis que são de aprimoramento.

O trabalho apresenta as metodologias adotadas pela Escelsa na quantificação e valoração dos benefícios decorrentes da realização de obras de expansão de seu sistema elétrico, tais como instalação de bancos de capacitores e de reguladores de tensão em alimentadores e subestações de distribuição, recondutoramentos de alimentadores ou construção de novos, ampliação de capacidade transformadora de subestações de distribuição, construção de novas subestações e de novas linhas de distribuição de média e alta tensão (13,8 até 138 kV).

Os benefícios quantificados e valorados decorrem basicamente de: postergação de investimentos, redução de perdas elétricas, correção de quedas de tensão, aumento de capacidade de atendimento ao mercado e aumento da confiabilidade de atendimento.

Mostraremos nossa própria experiência.

II. ANÁLISE ECONÔMICA DE INVESTIMENTOS

A análise Custo/Benefício existe na Escelsa desde o final da década de 80. Com a privatização ocorrida em 1995, cresceu a importância dessa análise no planejamento da expansão do sistema elétrico, assim como em outras decisões que envolvam investimentos.

A análise Custo/Benefício é feita à partir das valorações dos custos dos investimentos a realizar e dos benefícios a auferir, conforme veremos a seguir.

A. Custos dos Investimentos a realizar

Os investimentos a realizar são quantificados, na fase de planejamento, por seu valor presente referido ao início do primeiro ano com taxa de atratividade definida. Baseiam-se em custos realizados de obras semelhantes, ou no próprio custo da ordem de investimento, decorrente do projeto executivo. Com a estabilização da economia brasileira ficou mais seguro fazer orçamento de planejamento.

Atualmente a Escelsa possui seu próprio sistema de orçamentação de obras, com boa qualidade.

B. Redução das Perdas Elétricas (kW ou kW.ano)

Reduzir as perdas elétricas é uma das prioridades da Escelsa; um conjunto de ações é atualmente desenvolvido pelas áreas técnicas e comerciais visando atingir as metas. Como benefício é o que tem valoração mais imediata. Através dos estudos de fluxo de potência de transmissão e distribuição, determinamos as reduções das perdas elétricas relativamente à configuração básica ou atual, quantificadas em kW ou kW.ano.

Esses valores são normalmente crescentes com o tempo, pois acompanham, a maior, o crescimento do mercado. Pelo custo do kW.ano temos então os benefícios em Reais ou Dólares por ano.

No final da década de 80 usávamos o custo de 170 (US\$/kW.ano) oriundo de um trabalho da CESP [1]. A seguir passamos a quantificar, para cada estudo, pela expressão contida no trabalho do CODI [2]:

$$\text{Custo/kW.ano} = 12xTD + TE x fcp x 8760$$

(1)

onde:

TD - Tarifa de Demanda de Furnas e Itaipu combinadas (ver observação abaixo)

TE - Tarifa de Energia de Furnas

fc_p - Fator de cargas da curva de perdas, obtido pela expressão:

$$fc_p = 0.15x FC + 0.85 x FC^2$$

(2)

8760 é o número de horas do ano

FC – é o fator de cargas da curva do segmento analisado.

Obs: Sendo a ESCELSA uma empresa de Distribuição, compramos energia (e demanda) de Furnas e Itaipu. Para cálculo da tarifa de demanda (TD) até 1996 nós usamos a expressão:

$$TD = (DI \times TDI + DF \times TDF) / (DI + DF)$$

(3)

onde:

DI e DF - demandas contratadas a Itaipu e Furnas, respectivamente;

TDI e TDF - tarifas de demanda de Itaipu e Furnas, respectivamente;

A tarifa de transporte de Itaipu era adicionada à TDI.

À partir de 1996, após uma reflexão, passamos a valorar o kW.ano de perdas pela tarifa de Furnas apenas, uma vez que a contratação a Itaipu sendo compulsória não poderia ser reduzida, o que invalidaria o fundamento anterior.

O treinamento ministrado na ESCELSA em 1997 pelo CODI sobre o Documento Técnico CODI-3.2.19.34.0 - “Metodologia para Determinação, Análise e Otimização das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição” [3], segundo o qual as perdas são quantificadas pelos Custos Marginais de Expansão dos segmentos imediatamente anteriores, levou-nos a refletir o momento de transitar da metodologia da ESCELSA (cálculo pela tarifa de Furnas) para a metodologia do CODI, resultante dos custos marginais mencionados.

Para se ter uma idéia dos resultados decorrentes dos dois métodos apresentamos abaixo os custos para um fator de carga de 0,60. Os valores obtidos são:

Pela tarifa de Furnas- 164,42 (R\$/kW.ano)

Pelo custo marginal - 260,71 (R\$/kW.ano)

A reflexão que fazemos no momento é que, sendo o resultado da análise pela tarifa de Furnas economicamente viável, tanto mais o será se for valorado pelo Custo Marginal.

C. Incremento de Faturamento por Melhoria de Tensão (MWh)

O Incremento de Faturamento por melhoria de tensão (MWh) é obtido através da metodologia desenvolvida pela ESCELSA [4], segundo a qual a melhoria da tensão de suprimento ao consumidor (V) promove o aumento do consumo de energia e do faturamento da empresa (MWh).

Nós iniciamos esta metodologia em 1993, e a confirmamos após verificar com técnicos da EDF [5] nesse mesmo ano que eles tencionavam iniciar a valoração deste benefício.

A idéia consiste em que as cargas resistivas têm a potência diretamente proporcional ao quadrado da tensão aplicada, assim como o faturamento (MWh) decorrente. Da mesma forma ocorre com os motores de indução, nos quais o conjugado é proporcional ao quadrado da tensão aplicada. Portanto verificamos que nas faixas de tensão nas quais normalmente trabalhamos, de 90% a 105% da tensão nominal, cada 1% de aumento da tensão aplicada resulta em aumento de 2% na potência e no faturamento no período. Na verdade, o valor numérico é um pouco maior.

De modo conservador, resolvemos limitar o benefício ao período de 5 (cinco) horas de ponta do sistema, admitindo que nos períodos fora desse a regulação de tensão seria provida de modo suficiente pelos LTC's dos transformadores das subestações, e/ou pelos reguladores de tensão e capacitores existentes.

A análise das curvas de carga de diversas subestações de distribuição nos mostrou que cerca de 1/3 da energia era consumida nesse período, no qual se aplicaria o benefício. Chegamos, portanto, à seguinte fórmula:

$$DFAT = (2/3) \times DV \times FAT$$

(4)

onde:

DFAT- Incremento de Faturamento por tensão (MWh)

DV - Elevação média de tensão no segmento analisado, alimentador ou subestação (%)

FAT- Faturamento previsto pela área de mercado antes das ações do planejamento (MWh)

Esse faturamento incremental (DFAT) pode ser valorado pela expressão:

$$(5) \quad BDFAT = TMV - TMC \times (1+IP)$$

Onde:

BDFAT– Benefício econômico do incremento de faturamento - (R\$)

TMV – Tarifa média anual de venda de energia da Escelsa - (R\$/MWH)

TMC – Tarifa média de compra de energia nos pontos de interligação, 138 kV - (R\$/MWH)

IP – Índice de perdas anual da empresa em %/100

Assim obtém-se os decorrentes benefícios anuais (R\$) e seu valor presente referido ao primeiro ano. Esta forma fornece um resultado direto sem levar em conta o segmento objeto do estudo, todavia considerando os valores globais por empresa. É um resultado conservador e estável; é estável pois trabalha com valores verificados de tarifas médias de compra e venda de energia e do índice de perdas anual. É conservador na medida em que, sendo na Escelsa o mercado industrial A2 predominante e sua margem de comercialização menor, o mesmo puxa a média para baixo, relativamente aos demais segmentos onde é feita uma parte expressiva dos investimentos em redes de distribuição MT e novas subestações distribuidoras, por exemplo. Além disso, como a expectativa é de que o custo da energia futura seja superior à atual, ao trabalharmos com valores atuais desprezamos eventuais ganhos decorrentes do esperado aumento de custo.

Outra maneira é a valoração pela tarifa média de energia do segmento ou região objeto do estudo descontada da soma dos custos marginais de expansão dos segmentos adjacentes. Dessa forma o benefício econômico desse incremento de faturamento é calculado à partir da seguinte expressão:

$$(6) \quad BDFAT = DFAT \times (VTM - VCM)$$

Onde:

BDFAT– Benefício econômico do incremento de faturamento - (R\$)

DFAT- Incremento de Faturamento por tensão - (MWh)

VTM – Valor da tarifa média de faturamento sem ICMS dos consumidores atendidos na região onde se realizarão os investimentos - (R\$/MWH)

VCM – Valor da soma dos Custos Marginais dos segmentos imediatamente anteriores - (R\$/MWH)

A evolução da estrutura dos custos marginais motivou a reavaliação desta segunda forma de cálculo, o que estamos fazendo presentemente.

Ainda que simples, os exemplos a seguir ajudam a ilustrar a realidade do benefício descrito

Conhecemos o significado de demanda reprimida por tensão. Já fizemos a experiência de reduzir a demanda de uma subestação de distribuição em um período de obras de ampliação de capacidade transformadora no qual o transformador existente não comportava atender, durante o período de ponta, à demanda da carga (SD Vila Velha, 34,5-13,8 kV, 2x18/24 MVA).

Outra experiência ocorreu na localidade de Fundão. Após a instalação de um segundo banco de reguladores de tensão de 13,8 kV, de 1200 kVAr de capacitores, e de recondução de uma parte do alimentador, a tensão foi corrigida no período de ponta de 90% para 102,5 a 104% da tensão nominal. No mês seguinte diversos clientes foram ao escritório da ESCELSA reclamar de aumento de 25 a 30% na conta de energia.

No momento estamos refletindo a evolução da quantificação desse benefício nos horários fora da ponta, de vez que é real, bem como sua correlação com o Aumento de Capacidade de Atendimento, o qual veremos a seguir.

D. Faturamento Adicional por Aumento da Capacidade de Atendimento - FAP

Esse benefício é prescrito no livro Engenharia de Distribuição, do Eng. José Adolfo Cipoli [5].

Esgotada a capacidade de atendimento de determinado segmento do sistema elétrico, seja um alimentador ou uma subestação, realiza-se a obra para sua ampliação. À partir da conclusão da obra, o faturamento do mercado adicional ao ano anterior é quantificado como benefício da obra.

Admitimos o esgotamento de capacidade do segmento analisado quando:

1) Subestação

É esgotada a capacidade em ventilação forçada dos transformadores de força em condições normais de operação;

2) Linhas de Distribuição de Média Tensão (69 e 138 kV)

É esgotado seu limite de regulação de tensão ou a sua ampacidade. Também se inclui os casos de conveniência de ampliação da capacidade de transporte quando da verificação de taxas de falhas inaceitáveis conforme avaliação dos órgãos de manutenção e operação, ou de indicadores de confiabilidade (DEC/FEC) acima dos limites estabelecidos;

3) Alimentadores de Distribuição de Média Tensão (13,8 kV)

Após instalados dois bancos de reguladores de tensão em série e compensados os reativos até 65% da demanda máxima de reativos do alimentador, não são atendidos os seguintes critérios de planejamento:

Tensão: mínima de 95% para cargas trifásicas e 92,5% para monofásicas;

Carregamento: superado o limite de 66% na Grande Vitória e 50% no interior;

Assim como no item anterior, incluem-se os casos de ampliação da capacidade de alimentadores quando da verificação de taxas de falhas inaceitáveis conforme avaliação dos órgãos de manutenção e operação ou de indicadores de confiabilidade (DEC/FEC) acima dos limites estabelecidos.

A identificação do esgotamento do segmento analisado deve ser feita de forma bastante criteriosa, sob pena de se incorrer em acentuada valoração desse benefício. No caso de subestações isto fica bem claro; já no caso de alimentadores e linhas de transmissão e distribuição existe certo grau de elasticidade nos limites, daí a importância da definição dos critérios acima descritos.

As formas de valoração deste benefício são as mesmas do benefício anterior, uma vez que ambos tratam de incremento de venda de energia.

Nas nossas análises, o Faturamento Adicional Previsto por Aumento da Capacidade de Atendimento – FAP, tem-se apresentado como a parcela de maior peso na composição dos benefícios oriundos das obras de expansão, ainda que sejam expressivos os benefícios de redução das perdas elétricas e substanciais os de ganho de tensão. Em princípio essa constatação deveria ser óbvia, visto que o negócio fornecimento de energia elétrica deve ser lucrativo, do contrário investidores privados não se interessariam por essa atividade. Em áreas urbanas com densidades de cargas mais elevadas, como a Grande Vitória, a parcela do FAP tem representado em torno de 90% do total dos benefícios. Nessas áreas, no decorrer dos anos, com o crescimento das cargas, os problemas de carregamento no sistema de distribuição geralmente surgem antes dos problemas de baixa tensão, perdas elétricas elevadas (antieconômicas), e níveis elevados de DEC, porque os alimentadores primários geralmente são curtos, com condutores de bitolas mais largas e com interligações possíveis de serem manobradas, numa topologia bastante flexível em termos operativos, permitindo a transferência de cargas entre alimentadores ou entre subestações, em situações de emergência. No item III pode-se visualizar os resultados obtidos para a SD Cariacica, situada na região metropolitana da Grande Vitória.

E. Postergação de Investimentos

Trata-se aqui de casos em que uma obra de maior volume de investimentos é postergada por um tempo definido pela introdução de uma solução alternativa de menor custo. Pode ser a instalação de bancos de capacitores de rede ou barra, ou a instalação de reguladores de tensão prolongando a vida útil de um alimentador ou subestação.

A valoração desse benefício é feita pela subtração dos valores presentes dos investimentos totais da alternativa obtidos antes e depois da postergação.

No Quadro Geral de Investimentos e Benefícios, ou na Planilha Eletrônica, esse valor é abatido no custo do valor presente dos investimentos da alternativa escolhida, e/ou das que provoquem a citada postergação. Por outro lado, a postergação dos investimentos nos leva a postergar os benefícios que deles adviriam, o que também deve ser quantificado e abatido do resultado anterior, apenas dentro do período de postergação.

F. Aumento de Confiabilidade (Energia não distribuída)

Confiabilidade também é uma das prioridades da Escelsa; a redução sistemática dos índices DEC e FEC é uma das metas da empresa. As ações são conjugadas de modo a se atingir essa meta. A introdução de novos alimentadores, novas subestações de distribuição, a ampliação das subestações existentes pela instalação de mais transformadores de força ou de novas linhas de suprimento, assim como a construção de novas linhas de distribuição, elevam a confiabilidade dos segmentos envolvidos em parte e no todo.

A atual forma de quantificação desse benefício, pelo lucro cessante, tem levado a valores muito baixos, não refletindo a realidade do prejuízo, mesmo para a empresa, da interrupção de fornecimento de energia elétrica. Pelo lucro cessante diríamos que não compensa a empresa investir na melhoria de confiabilidade para redução dos conhecidos índices de DEC e FEC, o que não é verdade.

No momento estamos refletindo a oportunidade de valorar a energia não distribuída (END) pelo seu custo social (ponto de vista do consumidor) como o fazem algumas empresas brasileiras e a UNIPEDE, União dos Produtores de Eletricidade da Europa. No mínimo essa valoração serviria como parâmetro para priorização de obras.

G. Custo/Benefício e Tempo de Retorno dos Investimentos

O Tempo de Retorno dos investimentos (ou Pay Back) que é de fácil compreensão, mesmo para leigos, tem sido utilizado para expressar a atratividade dos investimentos.

O tempo de retorno dos investimentos (x anos e y meses) é obtido à partir da relação Custo/Benefício das alternativas analisadas. Os seguintes parâmetros são orientativos, e frutos de nossa experiência:

INSTALAÇÃO	PAY BACK
Bancos de Capacitores	De 1 a 2 anos
Reguladores de Tensão	De 3 a 5 anos
Novos Alimentadores	De 3 a 6 anos
Subestações de Distribuição	De 3 a 8 anos

H. Taxa Interna de Retorno – TIR

A Taxa Interna de Retorno (TIR), mais compreendida por quem lida diretamente com análise econômica de investimentos, foi introduzida à partir de meados do ano de 1997, e tornou-se um importante parâmetro de avaliação dos investimentos realizados, por ser um indicador bastante objetivo para os acionistas, especialmente quanto ao valor econômico agregado ao seu patrimônio e ao da Empresa. É obtido através da Planilha Eletrônica em excel. Observamos que atualmente são incluídos nos cálculos da TIR e do tempo de retorno dos investimentos os impostos e taxas a seguir.

I. Impostos e Taxas

Diversos impostos e taxas existentes na contabilidade da empresa passaram a ser incluídos nos estudos de viabilidade econômica dos investimentos à partir de 1999. Entre esses mencionamos:

- Taxa de Fiscalização à ANEEL
- Custo da RGR-
- Pis Cofins -Imposto de Renda -
- Contribuição Social -
-

III. CONCLUSÕES

As seguintes conclusões sintetizam a discussão do presente trabalho:

1. É fundamental o conhecimento e a aplicação de uma metodologia de análise econômica de investimentos de expansão dos sistemas elétricos na fase de planejamento;
2. É necessário que a metodologia seja conhecida e debatida entre os técnicos envolvidos com o planejamento da expansão dos sistemas elétricos e confirmada pela Gerência;
3. É necessário que a metodologia seja atualizada sempre que novos conhecimentos o justifiquem;
4. A valoração dos benefícios decorrentes de redução das perdas elétricas pela tarifa de Furnas,, dos benefícios relacionados à venda adicional de energia, tensão e capacidade, pela margem de comercialização, e dos benefícios de melhoria de confiabilidade pelo lucro cessante, nos leva a resultados conservadores menores que pelos custos marginais. São formas conservadoras de valoração;
5. A adoção da metodologia conservadora nos permite um certo conforto quando os resultados da análise são bons, pois que sendo as obras economicamente viáveis pelos mesmos, tanto mais o serão com a adoção dos custos marginais e sociais;
6. O uso da Planilha Eletrônica em excel veio a facilitar a simulação de resultados econômicos com alteração de variáveis, de modo rápido e interativo;
7. Os resultados mostrados nos anexos ilustram a evolução da análise econômica na Escelsa, de modo que atualmente a planilha inclui variáveis financeiras, tais como imposto de renda, contribuição social, Pis/Pasep, etc

IV - ANEXOS

As tabelas seguintes ilustram a aplicação da metodologia em estudos específicos de planejamento.

Tabela I – SD Fundão, 69-13,8 kV, 10/12,5 MVA, 3 Alimentadores

Investimentos	805.581 (US\$)
Redução de Perdas em 3 anos	506.227 (US\$)
Ganho de Tensão em 3 anos	201.171 (US\$)
Benefício Total em 3 anos	707.398 (US\$)
Tempo de Retorno	3 anos e 4 meses

Tabela II - SD Aracruz – Obras na rede de distribuição

Investimentos	469.423 (R\$)
Redução de Perdas	34.816 (R\$/ano)
Incremento de Faturamento p/ Tensão	39.929 (R\$/ano)
Incremento de Confiabilidade	1.392 (R\$/ano)
Incremento de Faturamento p/ Capacidade	87.700 (R\$/ano)
Benefício Total	163.837 (R\$/ano)
Tempo de Retorno	2 anos e 11 meses

Tabela III - SD Santa Maria - Obras na rede de distribuição

Investimentos	380.360 (R\$)
Redução de Perdas na Distribuição com tarifas de Furnas ou Marginal	126.187 ou 230.218(R\$)
Ídem na Distribuição + Transmissão	189.281 ou 345.327(R\$)
Incremento de Faturamento por Tensão	16.615 (R\$)
Aumento de Capacidade	227.072 (R\$)
Ganho de Confiabilidade	não valorada
Benefício Total Furnas ou Marginal	432.969 ou 589.014 (R\$)
PAY BACK com tarifa Furnas ou Custo Marginal	4anose4meses 3anose3meses

Tabela IV - SD Itarana 138-69 kV, 40/50 MVA

Investimentos	6.757.000 (R\$)
Redução de Perdas	4.46.650 (R\$)
Aumento de Capacidade	6.807.630 (R\$)
Benefício Total	10.854.300
Tempo de Retorno	6 anos e 10 meses
Taxa Interna de Retorno	23,57 %
Relação Benefício/Custo	1,61

Tabela V – SD Cariacica 138-11,4 kV, 41,5 MVA, 8 Alimentadores

Investimentos	4.029.200 (R\$)
RGR	469.100 (R\$)
O&M	469.010 (R\$)
FAP	14.992.900 (R\$)
Redução de Perdas	1.414.300 (R\$)
Liberação de equipamentos	64.700 (R\$)
Tempo de retorno	9 anos e 11 meses
Taxa Interna de retorno – TIR	18,88%
Valor Presente Líquido	610.100 (R\$)

Tabela VI - SD Pedro Canário 10/12,5 MVA – Elevação de Tensão para 69 kV

	Variáveis	VALORES EM REAIS
Investi- mentos	Nominal	1.601.000
	Ref. A 98	1.462.871
	Custos de O&M - 99 a 2005 (1%)	81.834
	RGR de 99 a 2005 (2,5%)	189.626
	Custo Total de 99 a 2003 ref. 98	1.734.331
	Equipamentos Liberados	170.970
	Investimento Líquido	1.563.361
Redução De Perdas	Furnas	280.900
	Marginal	670.520
	Incremento de Faturamento. por Tensão	234.358
	Aumento de Capacidade	1.551.520
Benefício Total	Furnas	2.066.777
	Marginal	2.456.398
C/ B (Pay Back)	Furnas	0,75 (5,3 anos)
	Marginal	0,63 (4,4 anos)
RESULTADO		Bom

Tabela VII – SD Boa Esperança – 69-13,8 kV, 10/12,5 MVA, 4 alimentadores

Variável	Valor Presente ref. 2000 (R\$)
Investimentos em Subestação	1.081.943
Investimentos em Rede	196.887
Investimento Total	1.278.830
RGR	132.938
O&M	69.143
RGR + O&M	202.081
3% Fat. Adic.	19.613
Invest. Total + 3% Fat. Adic. + O&M	1.367.586
Postergação de Investimentos	485.101
Valor Residual (Subestação e Rede)	161.608
Investimento Líquido	793.729
Redução das Perdas	728.572
Aumento de Capacidade	653.758
Benefício Total	1.382.330
Custo/Benefício	0,57
Tempo de Retorno	5 anos
Valor Presente Líquido	661.990
Taxa Interna de Retorno	24,60%
Classificação	Bom Investimento

V - BIBLIOGRAFIA

- [1] CESP-“*Estudo de Mudança de tensão de distribuição*”, 1989.
- [2] “*Perdas – Análise Custo/Benefício*”– Relatório SCEI 16.01- CODI, 1982.
- [3] “*Metodologia para Determinação, Análise e Otimização das Perdas técnicas em sistemas de distribuição*” – CODI 3.2.19.34.0
- [4] “*Metodologia para Quantificação e Valoração de Benefícios de Melhoria de Tensão na Escelsa*” – Rocha, L. A. ; Lombardi G. ; M.Filho, Jacques.
- [5] “*Planification des Investissements à EDF*”, 1993.
- [6] José Adolfo Cipoli. “*Engenharia de Distribuição*” editora Qualitymark, 1993.
- [7] Escelsa – Estudos de Planejamento diversos da Gerência de Planejamento da Expansão – DTMP
- [8] “*Distribution System Management*”, SWEDPOWER,1994.
- (9) Curso de Engenharia Econômica de Investimentos - FUPAI - 1999

VI – AGRADECIMENTOS

Agradecemos à Direção da Escelsa e à Coordenação da Comissão Técnica do XIV SENDI pela oportunidade de levarmos aos colegas das demais empresas do setor elétrico um pouco de nossa experiência em análise econômica de investimentos de expansão do setor elétrico, com a esperança de que sirva como instrumento de debates e reflexões no contexto do XIV SENDI, quiçás auxiliando às empresas e nos levando a melhorar o que fazemos.