



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição Considerando Fatores de Riscos em Análise Econômica

Frederico Jacob Candian	Antônio Padilha Feltrin
Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	UNESP – Ilha Solteira
frederico.candian@elektro.com.br	padilha@dee.feis.unesp.br

PALAVRAS-CHAVE

Mercado elétrico,
Planejamento da expansão,
Sistemas de distribuição,
Análise econômica.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo desenvolver uma metodologia para encontrar a melhor opção de expansão do sistema elétrico de distribuição utilizando análise econômica e crescimento de mercado de longo prazo. Serão analisadas alternativas de expansão considerando, além das informações de mercado, a sensibilidade relativa à evolução dos sistemas elétricos para atendimento às novas demandas, bem como os riscos associados a cada alternativa utilizando análise econômica com fatores de probabilidade e custo de perdas técnicas obtidas através de simulações. O trabalho será desenvolvido de acordo com as etapas resumidas abaixo: Aquisição de dados e simulação de sistema elétrico escolhido; Avaliação das alternativas propostas através de simulações técnicas; Análise econômica das alternativas; e, Análise de risco das alternativas através de variação da sensibilidade de mercado.

1. INTRODUÇÃO

O planejamento da expansão de uma rede elétrica de distribuição tem por objetivo principal realizar o diagnóstico do desempenho sob os critérios básicos (queda de tensão, carregamentos de equipamentos e redes de distribuição, perdas elétricas nos elementos da rede, etc). Isto é necessário para assegurar boas condições técnico-econômicas das instalações e a qualidade do serviço de energia elétrica através de investimentos adequados, atendendo aos critérios e padrões estabelecidos pelo órgão regulador.

Para estudos de expansão de rede de distribuição, a maioria das concessionárias de energia elétrica utiliza análises de curto prazo envolvendo empreendimentos com menor custo, porém este tipo de análise pode direcionar o investidor a, nem sempre, escolher a melhor alternativa econômica.

Será mostrado neste trabalho que, quando as análises são realizadas em médio/longo prazo considerando diversas alternativas tecnicamente viáveis e as variáveis necessárias para análise econômica, o empreendimento escolhido poderá ser o que tiver o maior custo inicial. O horizonte de planejamento pode ser avaliado considerando densidade de carga, custo da energia e considerações econômicas¹.

Este trabalho será embasado a partir das referidas técnicas de engenharia econômica, as quais

auxiliarão no processo de análise e tomada de decisão entre alternativas de investimentos², tais como:

- Fluxo de Caixa (representa as entradas e saídas de recursos que ocorrem ao longo do desenvolvimento de um projeto),
- Valor Presente Líquido (VPL: valor líquido atual de um investimento utilizando a taxa interna de retorno e uma série de pagamentos e receitas),
- Taxa Interna de Retorno (TIR: taxa de retorno de um investimento na análise do fluxo de caixa),
- PayBack ou Prazo de Retorno do Capital (mede o tempo de retorno de um investimento) e
- Análise de Sensibilidade (avalia os resultados através de variação das entradas do projeto).

2. DESENVOLVIMENTO

2.1. Fundamentação Teórica – Análise Econômica

O trabalho será embasado a partir das referidas técnicas de engenharia econômica², as quais auxiliarão no processo de análise e tomada de decisão entre alternativas de investimentos.

2.1.1. Análise do Projeto e Tomada de Decisão

Para auxiliar no processo de tomada de decisão do ponto de vista econômico e financeiro, conta-se com os métodos de engenharia econômica. A análise de um projeto deve levar em consideração os fatores econômicos e financeiros, tais como a rentabilidade do projeto e a disponibilidade de recursos. Isto é, além dos fatores financeiros e econômicos há também os fatores técnicos de qualidade e operação do sistema elétrico que devem ser considerados satisfatórios em todas alternativas analisadas.

2.1.2. A Análise de Sensibilidade

Quando elabora-se um fluxo de caixa, tem-se expectativa de que este fluxo seja realizado efetivamente. Contudo, como a realização de um projeto leva um determinado tempo para a sua execução, este tempo envolve riscos e conseqüentemente incertezas. Assim, a análise de sensibilidade de um projeto auxilia na tomada de decisão, através de uma projeção, quando de possíveis alterações que possam ocorrer no fluxo de caixa analisado.

A análise de sensibilidade de um fluxo de caixa se procede variando as suas entradas de modo a afetar os resultados obtidos em outros métodos, como por exemplo, o do Valor Presente Líquido ou da Taxa Interna de Retorno.

2.1.3. Medidas de Risco

Para a análise de sensibilidade serão utilizadas as medidas de risco: desvio padrão e coeficiente de variação, os quais auxiliarão na comparação de investimentos com diferentes taxas internas de retorno.

2.1.4. Análise Teórica

No que tange a análise de sensibilidade, esta envolve as possíveis variações no consumo de energia (chamado de mercado neste trabalho), onde cada cenário apresenta uma resposta de alteração dos resultados, tal como era de se esperar, em razão do enfoque nesse tipo de análise.

2.2. Fundamentação Teórica – Análise Técnica de Planejamento

O planejamento do sistema elétrico de distribuição consiste em estudos baseados nas projeções do crescimento da demanda de energia elétrica ao longo dos anos, de modo a se obter diagnósticos de curto, médio e longo prazo sobre as condições de disponibilidades e operação dos sistemas elétricos.

A maneira tradicional de apresentar diagnósticos, está baseada geralmente em um horizonte de 5 anos, no sentido de se determinar as necessidades de expansão e melhoria do Sistema Elétrico, abrangendo Subestações, Alimentadores, Ramais Primários, etc. Neste trabalho, será mostrado que, para analisar a melhor alternativa de investimento, deve-se avaliar um horizonte de longo prazo.

O planejamento do sistema elétrico é um dos determinantes nas decisões de investimentos, portanto são necessários métodos organizados para elaborar e dimensionar as propostas de expansão e melhoria do sistema elétrico de distribuição, baseados no diagnóstico das condições de disponibilidades, flexibilidades e operação dos sistemas elétricos.

O estabelecimento de cenários para estudos de transmissão de energia elétrica alcança um horizonte de até 30 anos, onde se estabelecem tendências do contexto sócio-econômico, institucional, político e ambiental.

Para sistemas de distribuição de energia elétrica, normalmente as empresas realizam estudos de curto prazo (até 5 anos) principalmente devido às possíveis variações nos cenários comparado aos altos níveis de investimentos previstos. A possibilidade de se avaliar empreendimentos através de alternativas de altos investimentos com estudos de longo prazo é muito viável considerando os métodos demonstrados neste trabalho.

2.2.1. Etapas Principais do Processo de Planejamento

Os estudos de planejamento de sistemas elétricos, com horizonte de mais de 20 anos, consistem, basicamente, em comparações entre alternativas previamente formuladas. Essas comparações são, fundamentalmente, de duas naturezas:

- Natureza técnica, ou seja, no que tange ao desempenho da alternativa sob o ponto de vista elétrico;
- Natureza econômica, ou seja, no que tange ao custo e benefício da alternativa.

De uma maneira geral os estudos desenvolvem-se em uma sequência bastante encadeada, da qual destacamos as seguintes fases:

- Preparação de dados;
- Formulação de alternativas;
- Estudos elétricos (simulação ou cálculos teóricos);
- Estudos econômicos;
- Avaliação final.

2.2.2. Preparação de Dados

Para a realização de estudos de planejamento, além do conhecimento dos dados básicos do sistema (topologia da rede, transformadores das subestações, equipamentos especiais, etc) é necessário conhecer o mercado de energia elétrica a ser atendido no período considerado.

2.2.3. Formulação de Alternativas

De posse da configuração básica do sistema de distribuição e conhecendo-se as projeções de mercado, podem-se formular alternativas para a expansão do sistema elétrico.

2.2.4. Estudos Elétricos

A partir da definição da configuração, para as diversas alternativas consideradas, pode-se proceder a uma análise técnica e econômica.

A evolução das diversas alternativas de expansão até o ano horizonte é definida pela análise técnica de seu desempenho, por simulação digital³ ou cálculos teóricos⁴, onde o modelo considerado depende do horizonte de estudo analisado (cenários de longo prazo, médio prazo e curto prazo).

Nos estudos de longo prazo, geralmente são utilizadas redes em modelo simplificado, já que a otimização é um aspecto intrínseco ao processo de simulação.

Nos estudos de médio prazo, são utilizados modelos mais elaborados, quanto à representação dos elementos do sistema, sendo mais detalhada a análise elétrica do sistema.

No planejamento de curto prazo, são utilizados os mesmos modelos de análise empregados nos estudos de médio prazo, no entanto são considerados modelos mais representativos de carga e equipamento.

A evolução da expansão do sistema elétrico é determinada pela análise técnica de seu desempenho em regime permanente.

As diversas alternativas em estudo até o ano horizonte são analisadas em regime normal de carga pesada para avaliar as condições de carregamento, queda de tensão e resultado das perdas⁵. Através das perdas simuladas em carga máxima podem-se calcular as perdas em carga média através do fator de perda e fator de carga^{6 e 7}.

Como produto final da análise técnica, é estabelecido um programa de obras para cada alternativa até o ano horizonte definindo os tipos de reforços e suas respectivas datas de implantação.

2.2.5. Estudos Econômicos

Definidas as alternativas de investimento e efetuado os estudos elétricos, as etapas seguintes consistem na elaboração da análise econômica, que em síntese deverá selecionar a alternativa que apresentar o maior valor presente líquido (VPL) e taxa interna de retorno modificada (TIR-M), considerando os riscos na análise de sensibilidade com desvio padrão e coeficiente de variação.

No que tange a análise de sensibilidade, esta envolve as possíveis variações no consumo de energia (chamado de mercado neste trabalho), onde cada cenário apresenta uma resposta de alteração dos resultados, tal como era de se esperar, em razão do enfoque nesse tipo de análise.

2.3. Aplicação

Neste trabalho, será avaliado o sistema elétrico de uma região do interior de São Paulo, considerando o crescimento de mercado previsto para o período de 2008 a 2018, e extrapolado para o ano de 2034.

Na figura 1 é ilustrado um diagrama unifilar da subestação que será analisada. Os equipamentos pontilhados são investimentos futuros.

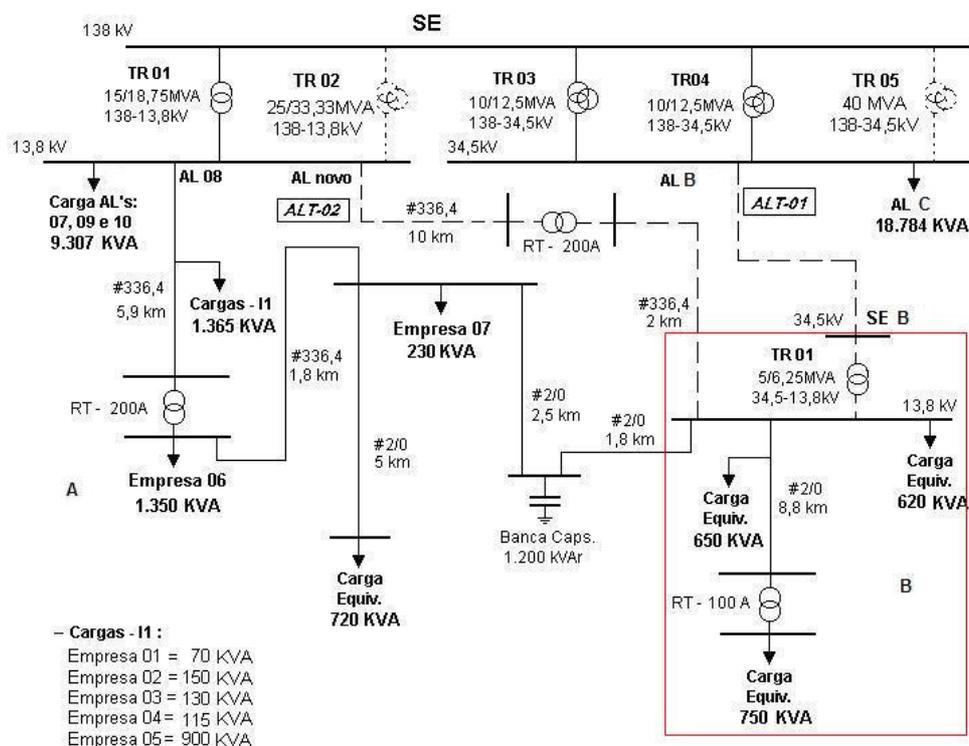


Fig. 1 – Diagrama unifilar da subestação.

Esta subestação atende a demanda do mercado de três cidades, que neste trabalho serão denominados de A, B e C. Os mercados A e B são atendidos diretamente por alimentadores em 13,8 KV conectados a partir da barra do TR01. A carga C é atendida por uma subestação de 34,5/13,8 KV alimentada por

uma rede de 13 km em 34,5 KV, suprida pelos transformadores TR03 e TR04. A carga do mercado B soma aproximadamente 5 MVA e é atendida por um alimentador de 12 km em 13,8 KV (cabo #336,4), que parte da barra do TR01.

O alimentador que atende o mercado B possui um regulador de tensão (RT) de 200 A e um banco de capacitores de 1.200 KVAR, e é um dos alimentadores mais carregados deste sistema. Por isto este será o foco principal da análise a ser feita.

2.3.1. Dados de Mercado

Na tabela 1 é mostrada a previsão de crescimento do mercado de consumo de energia elétrica nas 3 regiões compreendidas no estudo, os quais foram realizados considerando as características de crescimento da demanda na região. No período entre os anos de 2019 e 2034, considerou-se o crescimento permanecendo constante e igual ao valor do ano de 2018.

TABELA 1
PREVISÃO DE CRESCIMENTO ANUAL DO MERCADO EM PORCENTAGEM.

Ano	Mercado A	Mercado B	Mercado C
2008	0,50	1,80	0,60
2009	4,59	5,04	3,80
2010	4,40	4,87	3,62
2011	4,21	4,64	3,49
2012	4,03	4,61	3,38
2013	3,98	4,59	3,27
2014	3,92	4,43	3,17
2015	3,77	4,41	3,08
2016	3,64	4,39	2,99
2017	3,51	4,37	2,91
2018	3,40	4,36	2,83

É importante ressaltar que o estudo de mercado sinaliza uma expectativa de um menor crescimento previsto para os mercados A e C.

2.3.2. Alternativas

Devido ao crescimento do mercado previsto para a região B, mostra-se necessário um novo empreendimento para suprir esta demanda.

Dentre as possíveis alternativas para o atendimento ao crescimento do mercado do sistema em estudo pode-se citar:

- Alternativa 01: construção de 12 km de rede compacta em 34,5KV derivando-se de um novo cubículo da SE 138-34,5KV e a construção de uma nova fonte de 34,5-13,8KV com 1xTR-5/6,25MVA e 2 cubículos em B;
 - Vantagens: alívio do sistema 13,8KV, postergando investimentos nas transformações 138-13,8KV; redução das perdas técnicas;
 - Desvantagens: alto investimento inicial, considerando o risco de redução do mercado em relação ao previsto.

- Alternativa 02: construção de 12 km de rede compacta em 13,8KV isolada para 34,5KV derivando-se de um novo cubículo da SE 138-13,8KV considerando a troca do TR-01 de 15/18,75MVA para 25/33,33MVA e a inclusão de um banco de regulador de tensão, postergando a construção de uma nova fonte de 34,5-13,8KV em B.

- Vantagens: menor investimento inicial, considerando o risco de redução do mercado em relação ao previsto; possibilidade de migrar para alternativa 01 caso haja aumento do mercado em relação ao previsto;
 - Desvantagens: risco de aumento do mercado em pouco tempo na região de A gerando necessidade de investimento em uma nova fonte ficando os transformadores de B com pouca carga.
- Alternativa 03: inserir novo regulador de tensão de 300 A na rede deslocando o de 200 A existente adiante, postergando a construção do novo alimentador.
- Vantagens: menor investimento inicial, considerando o risco de redução do mercado em relação ao previsto;
 - Desvantagens: postergação da construção de um novo alimentador por pouco tempo; equipamentos adicionais em série possibilitando aumento das taxas de falhas; e não haverá ganho com redução de perdas técnicas.

Independente da alternativa escolhida haverá necessidade de expansão para um novo alimentador devido à capacidade dos cubículos. Assim a alternativa 03 perde a vantagem do menor custo inicial e não será avaliada economicamente.

Dentre as possíveis alternativas para o atendimento ao crescimento do mercado do sistema em estudo, selecionou-se para avaliação econômica as alternativas que apresentaram melhor viabilidade técnica nas simulações realizadas.

2.3.3. Análise Econômica

Destacam-se abaixo as considerações realizadas para análise econômica das alternativas:

Os investimentos anuais representam a somatória dos desembolsos, corrigidos pelo IGP-M, mostrados nas tabelas 2 e 3. Foi considerado, neste primeiro momento, que o mercado se comportará conforme previsto inicialmente (sensibilidade de mercado = 100%). A taxa interna de retorno utilizada foi de 15% e o custeio das perdas foi de R\$ 75,00 por MWh.

Nas projeções de resultados foram considerados todos os custos/despesas fixas e outras variáveis envolvidas como: tarifas de compra e venda de energia; custo das perdas de energia; PIS/COFINS; depreciação dos ativos; taxas de operação e manutenção; dentre outras.

Não foram considerados os investimentos em baixa tensão.

TABELA 2
INVESTIMENTOS NECESSÁRIOS NA ALTERNATIVA 01 (x 1.000).

Ano	Equipamento/obra	R\$ corr.	R\$ atual
2013	Terreno	37,7	30,0
2014	Cubículo	237,1	180,0
2014	Rede compacta – 12 km em 34,5 KV	987,9	750,0
2018	SE com TR 5/6,25 MVA e 1 Cubículo	1.580,7	1.200,0
2018	Troca TR-01 para 33,3 MVA	2.057,8	1.300,0
2014	Troca dos TR3 e TR4 por 40MVA	2.502,8	1.900,0
2020	Cubículo	312,3	180,0
2025	Nova rede para C – 13 km	2030,3	930,0
2030	Instalar o TR 12,5 MVA (trocado)	123,6	45,0
2032	Instalar o TR 18,75 MVA (trocado)	135,5	45,0
2031	Cubículo	517,6	180,0

TABELA 3
INVESTIMENTOS NECESSÁRIOS NA ALTERNATIVA 02 (x 1.000).

Ano	Equipamento/obra	R\$ corr.	R\$ atual
2014	Cubículo	237,1	180,0
2014	Troca TR-01 para 33,3 MVA	1.713,5	1.300,0
2014	Rede compacta – 12 km	987,9	750,0
2014	Banco de RT c/ 2 eqs. de 200 A	256,8	195,0
2016	Troca TR-03 para 40 MVA	2.743,6	1.900,0
2020	Cubículo	312,3	180,0
2022	Mais um RT no banco	104,6	55,0
2025	Nova rede para C – 13 km em 34,5 KV	2030,3	930,0
2028	Terreno	75,8	30,0
2029	SE com TR 5/6,25 MVA e 1 Cubículo	3.148,2	1.200,0
2030	Instalar o TR 12,5 MVA (trocado)	123,6	45,0
2032	Instalar o TR 18,75 MVA (trocado)	135,5	45,0
2031	Cubículo	517,6	180,0

Considerando os investimentos das tabelas 2 e 3 como entradas do fluxo de caixa, o resultado de cada alternativa é mostrado na tabela 4.

TABELA 4
RESULTADO DO FLUXO DE CAIXA (x 1.000).

Ano	Alternativa 01	Alternativa 02
2013	38,8	
2014	5.242,2	-3.155,2
2015	443,7	398,3
2016	893,2	-2.291,8
2017	1.368,5	927,2
2018	1.673,6	1.337,2
2019	928,5	1.879,2
2020	1.199,7	2.072,4
2021	2.141,3	3.011,7
2022	2.756,9	3.586,3
2023	3.487,5	4.419,3
2024	4.265,7	5.186,1
2025	3.103,7	4.021,8
2026	6.046,1	6.963,7
2027	7.031,3	7.942,1
2028	8.090,9	8.922,0
2029	9.178,1	-2.274,9
2030	821,1	823,5
2031	1.758,4	1.813,2
2032	1.012,5	1.059,2
2033	2.692,0	2.646,6
2034	4.356,1	4.310,7
	VPL	VPL
	5.608,0	7.595,7
	TIR-M	TIR-M
	18,57%	19,84%

Comparando as duas alternativas, ao final do horizonte de planejamento em 2034, verifica-se que, para esse mercado, a alternativa 02 é a que possui maior VPL e TIR modificada sendo a que apresenta o melhor resultado.

Na figura 2 é mostrada a variação do VPL ao longo do período de análise para cada alternativa.

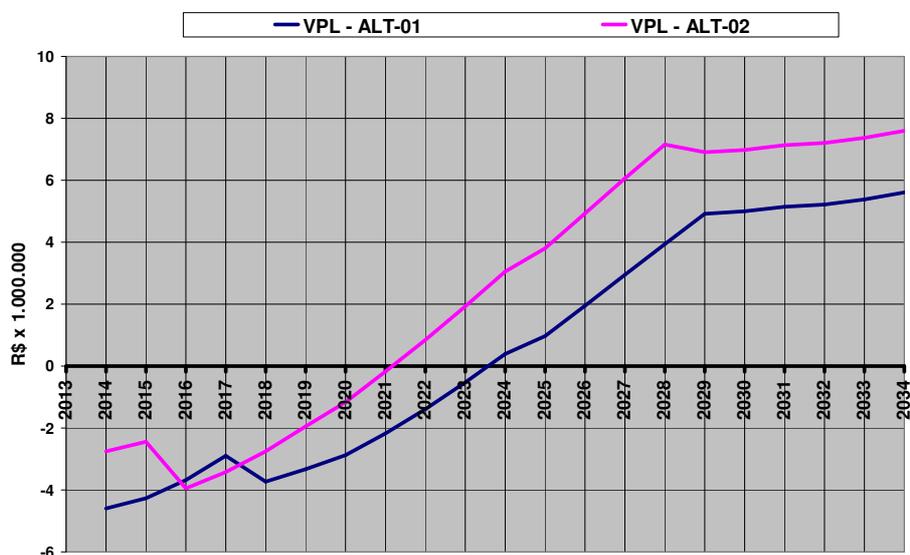


Fig. 2. Valor Presente Líquido (VPL) das Alternativas

Pode-se observar através do comportamento do VPL, que o horizonte de análise é muito importante; pois nota-se variação quanto ao melhor VPL durante o período, pois há cruzamentos entre as curvas. Se a análise for realizada:

- Até 2015, a ALT-02 é melhor,
- Até 2017, a ALT-01 é melhor,
- Após 2018, a ALT-02 é melhor e permanece até 2034.

2.3.4. Análise de sensibilidade

Complementando a análise básica, efetuou-se uma variação da sensibilidade do mercado para as regiões de A, B e C, em dois casos, como segue:

- Caso – 01:

Neste caso, foi considerada a mesma sensibilidade de mercado para as três localidades desde 2008 até 2034.

Nas tabelas 5 e 6 são mostrados os resultados, para as alternativas, do VPL e VPL esperado considerando diferentes valores de probabilidade de cada caso ocorrer.

TABELA 5
VLP COM DIFERENTES SENSIBILIDADES PARA A ALTERNATIVA 01 (EM MILHÕES DE REAIS).

Var. Mer-A	Var. Mer-B	Var. Mer-C	Probabilidade	VLP	VPL esperado
100%	100%	100%	45%	5,61	2,52
110%	110%	110%	15%	6,83	1,02
120%	120%	120%	10%	5,87	0,59
90%	90%	90%	10%	5,08	0,51
85%	85%	85%	15%	4,26	0,63
80%	80%	80%	5%	4,86	0,24
TOTAL				5,42	5,53

TABELA 6**VLP COM DIFERENTES SENSIBILIDADES PARA A ALTERNATIVA 02 (EM MILHÕES DE REAIS).**

Var. Mer-A	Var. Mer-B	Var. Mer-C	Probabilidade.	VLP	VLP esperado
100%	100%	100%	45%	7,59	3,42
110%	110%	110%	15%	6,83	1,02
120%	120%	120%	10%	7,71	0,77
90%	90%	90%	10%	5,88	0,59
85%	85%	85%	15%	7,45	1,12
80%	80%	80%	5%	5,08	0,25
TOTAL				6,76	7,17

O desvio padrão do VLP (DPvlp) e o coeficiente de variação (CVvlp) para a alternativa 01, obtidos a partir da tabela 6, são:

- DPvlp = 745 mil reais;
- CVvlp = 13,5%

Para a alternativa 02, podem ser obtidos a partir da tabela 6, e são:

- DPvlp = 727 mil reais;
- CVvlp = 10,1%
- Caso – 02:

Neste caso, foi considerada uma sensibilidade de mercado diferente para as três localidades desde 2008 até 2034.

Nas tabelas 7 e 8 são mostrados os resultados, para as alternativas, do VPL e VLP esperado considerando diferentes valores de probabilidade de cada caso ocorrer.

TABELA 7**VLP COM DIFERENTES SENSIBILIDADES PARA A ALTERNATIVA 01 (EM MILHÕES DE REAIS).**

Var. Mer-A	Var. Mer-B	Var. Mer-C	Probabilidade	VLP	VPL esperado
100%	100%	100%	45%	5,61	2,52
110%	110%	110%	10%	6,83	0,68
90%	90%	90%	10%	5,08	5,08
110%	120%	100%	15%	7,43	1,11
105%	120%	110%	10%	8,03	0,80
120%	105%	100%	10%	6,24	0,62
TOTAL				6,54	6,26

TABELA 8**VLP COM DIFERENTES SENSIBILIDADES PARA A ALTERNATIVA 01 (EM MILHÕES DE REAIS).**

Var. Mer-A	Var. Mer-B	Var. Mer-C	Probabilidade	VLP	VPL esperado
100%	100%	100%	45%	7,59	3,42
110%	110%	110%	10%	6,83	0,68
90%	90%	90%	10%	7,71	0,77
110%	120%	100%	15%	5,08	0,76
105%	120%	110%	10%	7,16	0,72
120%	105%	100%	10%	7,43	0,72
TOTAL				6,97	7,09

O desvio padrão do VLP (DPvlp) e o coeficiente de variação (CVvlp) para a alternativa 01, obtidos a partir da tabela 7, são:

- DPvlp = 939 mil reais;
- CVvlp = 15,0%

Para a alternativa 02, podem ser obtidos a partir da tabela 8, e são:

- DPvlp = 882 mil reais;
- CVvlp = 12,4%

2.3.5. Análise dos Resultados

Mostra-se nas Tabelas 9 e 10 abaixo, o resumo dos resultados da análise.

TABELA 9
RESULTADOS DA ALTERNATIVA 01.

Alternativa 01	Caso 01	Caso 02
Valor Agregado (VPL) - R\$ milhões	5,53	6,26
Risco (CVvpl)	13,5%	15,0%
Sensibilidade à variação de mercado (DVvpl) - R\$ milhões	0,745	0,939

TABELA 10
RESULTADOS DA ALTERNATIVA 02.

Alternativa 02	Caso 01	Caso 02
Valor Agregado (VPL) - R\$ milhões	7,17	7,09
Risco (CVvpl)	10,1%	12,4%
Sensibilidade à variação de mercado (DVvpl) - R\$ milhões	0,727	0,882

De acordo com os resultados obtidos, observa-se que a alternativa 02 é a de maior valor agregado (Caso 01: R\$ 7,17 MM e Caso 02: R\$ 7,09 MM), sendo a opção de menor risco (Caso 01: CVvpl = 10,1% e Caso 02: CVvpl = 12,4%) e menor sensibilidade à variação de mercado (Caso 01: DVvpl = R\$ 727 mil e Caso 02: DVvpl = R\$ 882 mil).

A alternativa 01, relativa à ampliação inicial da transformação de 138-34,5 KV para atendimento ao mercado B através da construção de uma nova fonte 34,5-13,8 KV, possui maior risco nos dois casos (Caso 01: CVvpl = 13,5% e Caso 02: CVvpl = 15,0%).

Ressalta-se também a importância do período de análise, onde uma avaliação de curto prazo poderá sinalizar um plano de investimentos de menor valor agregado (Figura 2).

É oportuno destacar que a análise foi desenvolvida considerando-se basicamente o crescimento vegetativo da região. Em caso de crescimentos marginais (grandes indústrias) aos percentuais projetados, faz-se necessário o desenvolvimento de uma nova avaliação. Para situações como esta, análises específicas devem ser realizadas no ano da ocorrência, o que não está contemplado neste estudo.

Constatou-se, que em raras exceções, a alternativa 01 (construção inicial da SE) apresentou melhores resultados conforme pode-se observar pelo observar pelo VPL nas tabelas 7 e 8. Esses casos particulares coincidem com uma maior taxa de aumento dos valores planejados de crescimento do mercado de B em relação a A. Caso algumas dessas situações sejam consolidadas, pode-se, através do cronograma de investimentos propostos, realizar uma correção de direção das obras sem maiores prejuízos.

A alternativa 02 prevê um plano de expansão mais otimizado, pois a mesma possibilita a migração para alternativa 01 com prejuízos minimizados em relação ao projeto de planejamento do sistema elétrico em estudo.

Pelas características elétricas do sistema da região, essa opção nos permite o atendimento da região de B através da simples expansão do sistema de 13,8KV (isolado para 34,5KV) e instalação de equipamentos de correção de tensão (RT's).

Objetivamente, verifica-se que o primeiro investimento se dará em 2013 pela projeção de mercado apresentado; e ainda considerando a avaliação de riscos isolados.

O planejamento proposto está aberto a várias opções de otimização, como exemplo pode-se evidenciar outra possibilidade alternativa à ampliação da transformação 138-13,8KV, TR-01 de 15/18,75MVA para 25/33,33MVA, que contempla a instalação do segundo "bay" de transformação utilizando-se outro transformador de 15/18,75MVA proveniente de rodízio devido a ampliação de outras SE's. Neste exemplo tem-se um maior valor agregado para a alternativa 02 sob os pontos de vistas técnico e econômico.

O estudo considerado não contempla o plano de investimentos no sistema de baixa tensão, logo para efeito de valor financeiro agregado real, os VPLs não podem ser utilizados, uma vez que sua finalidade é a comparação entre valores agregados previstos para as alternativas propostas. A inserção destes investimentos não alteraria a conclusão do estudo.

3. CONCLUSÕES

Neste estudo, pode-se verificar a aplicação da engenharia econômica através dos métodos de análise existentes e avaliação dos riscos para auxiliar nas escolhas de investimentos em empreendimentos de expansão do sistema elétrico de distribuição.

Esta aplicação é muito importante, principalmente nas análises de médio e longo prazo envolvendo diretamente as perdas técnicas de energia das alternativas em estudo.

Com este estudo, pode-se concluir que é necessário avaliar a longo prazo os altos investimentos de determinadas regiões considerando os critérios técnicos aceitáveis e regulados, o retorno do investimento, os riscos associados a cada alternativa utilizando análise econômica com fatores de probabilidade e custo de perdas técnicas obtidas através de simulações.

4. REFERÊNCIAS

- 1 R.H. Fletcher and K. Strunz, "Optmal Distribution System Horizon Planning-Part II: Application," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22 No. 2, pp. 862-870, 2007.
- 2 E. L. Correa, "A viabilidade econômica do gás natural". Dissertação de mestrado. Florianópolis, 2002.
- 3 DIgSILENT Power Factory 12.0 – Digital Simulation and Electrical Network Calculation Program.
- 4 Dimitrovski and R. Ackocski, "Probabilistic Load Flow in Radial Distribution Networks," Transmission and Distribution Conference, IEEE proceedings, pp. 102-107, 1996.
- 5 CIPOLI, J A; BORGES, J A M. Avaliação das Perdas de Energia no Sistema Elétrico, I-SIDEE, Belo Horizonte. Novembro, 1990.
- 6 CODI – Comitê de Distribuição. Método para Determinação, Análise e Otimização das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição, Doc. Técnico CODI- ELETROBRÁS-3.2.19.34, Agosto 1986.
- 7 M. E. Oliveira, A. Padilha-Feltrin, S.A. Oliveira, D. B. Camargo, F. J. Candian, M. A. Pereira, Metodologia para Calcular Indicadores de Perdas Técnicas na Distribuição, In: CIDEL 2006 – Argentina