

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Dissertação de Mestrado

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

Frederico Jacob Candian

Orientador: Prof. Dr. Antonio Padilha Feltrin

Dissertação apresentada à Faculdade
de Engenharia - UNESP – Campus de
Ilha Solteira, para obtenção do título
de Mestre em Engenharia Elétrica.

Ilha Solteira – SP
Junho / 2008

Frederico Jacob Candian

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

Dissertação de mestrado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia – Campus de Ilha Solteira da UNESP, como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

UNESP - Ilha Solteira

Junho / 2008.

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção Técnica de Aquisição e Tratamento da Informação
Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação da UNESP - Ilha Solteira.

- | | |
|-------|--|
| C217p | <p>Candian, Frederico Jacob.</p> <p>Planejamento da expansão de sistemas elétricos de distribuição considerando fatores de riscos em análise econômica / Frederico Jacob Candian. -- Ilha Solteira : [s.n.], 2008.
74 f.</p> <p>Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2008</p> <p>Orientador: Antonio Padilha Feltrin
Bibliografia: p.57-58</p> <p>1. Energia elétrica – Mercado. 2. Planejamento da expansão. 3. Análise econômica. 4. Energia elétrica – Distribuição. 5. Engenharia econômica.</p> |
|-------|--|



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO
CONSIDERANDO FATORES DE RISCOS EM ANÁLISE ECONÔMICA

AUTOR: FREDERICO JOCOB CANDIAN

ORIENTADOR: Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de MESTRE em ENGENHARIA ELÉTRICA pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. SERGIO AZEVEDO DE OLIVEIRA

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Profa. Dra. WADAED UTURBEY DA COSTA

Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal de Minas Gerais

Data da realização: 30 de junho de 2008.



Presidente da Comissão Examinadora
Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN

Agradecimentos

Primeiramente a Deus, por permitir a realização deste sonho, com saúde e vontade para superar os obstáculos até a conclusão deste trabalho tão importante.

A minha querida esposa Ariane, pelo amor, carinho, paciência e incentivo em todos os momentos que passamos neste período.

Aos meus amados pais, Maury e Lenir, à tia Leila e à minha querida irmã Michelle por serem prova de que tudo que é feito com amor e carinho rendem bons frutos e que não existe distância que separe a união da família.

Ao meu orientador, professor Antonio Padilha Feltrin, pela confiança, auxílio e principalmente paciência para a finalização deste trabalho.

Ao meu colega Marcelo Oliveira que sempre me deu apoio junto a UNESP.

Ao professor Sérgio Azevedo de Oliveira pelos ensinamentos, dicas e apoio recebido durante o trabalho.

Aos meus amigos Vinícius Benichio e Ana Martinelli, da Elektro, que acreditaram em mim e me ensinaram muito desde o início de minha carreira.

A Concessionária Elektro Eletricidade e Serviços pela colaboração e apoio em todo período deste trabalho.

Resumo

Para análises atualizadas de expansão do sistema elétrico de distribuição, as empresas buscam otimizar os investimentos direcionando-os da melhor forma possível para atender os critérios técnicos estabelecidos pelo órgão regulador envolvendo o menor risco e maior retorno financeiro.

Atualmente, muitos estudos ainda são realizados analisando os investimentos em curto prazo, desconsiderando as variações futuras no mercado de energia e escolhendo o empreendimento com menor custo inicial.

Este trabalho tem como objetivo desenvolver um modelo através da aplicação de metodologias técnicas e econômicas para encontrar a melhor opção de expansão do sistema elétrico de distribuição utilizando técnicas de engenharia econômica em longo prazo, considerando análise de sensibilidade e quantificação de risco através de probabilidades.

Serão analisadas alternativas de expansão do sistema elétrico através de simulações técnicas verificando os critérios de disponibilidade, carregamento e queda de tensão no horizonte previsto.

As alternativas viáveis serão analisadas economicamente considerando, além das técnicas de engenharia econômica, a sensibilidade do sistema elétrico para atendimento às novas demandas e variações do crescimento de mercado, bem como os riscos associados a cada alternativa utilizando fatores de probabilidade e custo de perdas técnicas obtidas através de simulações.

Para ilustrar este modelo, foi realizado um estudo de caso em determinada região pertencente a uma concessionária de distribuição de energia do Sudeste do País.

Será mostrado neste trabalho que, quando as análises são realizadas em longo prazo considerando diversas alternativas tecnicamente viáveis e as variáveis necessárias para análise econômica, o empreendimento mais viável a ser realizado poderá ser o que tiver o maior investimento.

Abstract

Current analysis on power distribution system expansion require companies to look after optimized investments by allocating them appropriately in order to meet the technical criteria set by the regulation agency considering the lowest risk and the highest financial result.

Nowadays, many analyses are still performed taking into account short term investments thus not considering the future variances of the energy market, and selecting the lowest initial investment enterprise option.

This work aims to develop a model with technical and economic methodologys to identify the best option for expanding the power distribution system by using long term driven economic engineering considering sensitivity analysis and probability risk assessment.

Alternatives for the power distribution system will be analyzed through technical simulations that verify different criteria such as availability, system load and system tension fall in the comprised horizon.

Feasible alternatives will be economically analyzed taking into consideration economic engineering techniques and furthermore analyzing the sensitivity of the power grid to supply new demands and variances on market growth. Analysis will also present the risks associated to each alternative by using probability factors and technical losses costs obtained through simulations

The application of such a methodology is demonstrated through a case study in a determined region of a power distribution company.

This work will demonstrate that when long term analysis is made considering several feasible technical and economic variables, the most attractive enterprise can be even that one with the largest investment.

Sumário

1. INTRODUÇÃO.....	10
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA – ANÁLISE ECONÔMICA	12
2.1. Princípios para Tomada de Decisão	12
2.2. Fluxo de Caixa.....	13
2.3. Taxa Mínima de Atratividade.....	14
2.4. Método da Taxa Interna de Retorno (TIR).....	15
2.4.1. Vantagens do Método da Taxa Interna de Retorno (TIR).....	17
2.4.2. Desvantagens do Método da Taxa Interna de Retorno (TIR).....	17
2.5. Método da Taxa Interna de Retorno Modificada (TIR-M).....	18
2.5.1. Vantagens do Método da Taxa Interna de Retorno Modificada (TIR-M).....	19
2.5.2. Desvantagens do Método da Taxa Interna de Retorno Modificada (TIR-M)	19
2.6. Método do Valor Presente Líquido (VPL)	19
2.6.1. Vantagens do Método do Valor Presente Líquido (VPL)	21
2.6.2. Desvantagens do Método do Valor Presente Líquido (VPL).....	21
2.7. Método do PayBack	22
2.7.1. Vantagens do Método do PayBack	23
2.7.2. Desvantagens do Método do PayBack	23
2.8. Análise de Sensibilidade.....	23
2.8.1. Medidas de Risco	25
2.9. Premissas para Análise do Projeto.....	26
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA – ANÁLISE TÉCNICA DE PLANEJAMENTO... 27	
3.1. Horizontes de Planejamento	27
3.1.1. Estabelecimento de Cenários	28
3.1.2. Estudos de Longo Prazo	28
3.1.3. Estudos de Curto e Médio Prazo	29
3.2. Etapas Principais do Processo de Planejamento.....	29
3.2.1. Preparação de Dados	29
3.2.2. Formulação de Alternativas	30
3.2.3. Estudos Elétricos	31
3.2.4. Estudos Econômicos	32
3.2.5. Diagrama de Blocos do Estudo	33
4. ESTUDO DE CASO	34
4.1. Características do Sistema	35

4.1.1. Dados dos Transformadores	35
4.1.2. Dados dos Alimentadores.....	36
4.1.3. Sistema em Estudo	37
4.1.4. Dados de Mercado.....	38
4.1.5. Diagrama Unifilar	39
4.2. Alternativas.....	39
4.2.1. Alternativa – 01	41
4.2.2. Alternativa – 02.....	43
4.3. Análise Econômica	46
5. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	51
5.1. Análise dos Resultados.....	54
6. CONCLUSÃO.....	56
7. REFERÊNCIAS	58
8. APÊNDICE A – Terminologia (Diretrizes de Planejamento).....	60
9. APÊNDICE B – Estudo Elétrico e Simulações.....	62

Lista de Figuras

Figura	2.1 – Fluxo de Caixa.	14
Figura	2.2 – Taxa Interna de Retorno.....	17
Figura	2.3 – Perfil do VPL.	21
Figura	2.4 – Comportamento do PayBack.	22
Figura	4.1 – Diagrama Unifilar dos Transformadores da SE BJP.	35
Figura	4.2 – Sistema Elétrico da Região.	37
Figura	4.3 – Crescimento do Mercado da Região.	38
Figura	4.4 – Diagrama Unifilar do Sistema Elétrico.....	39
Figura	4.5 – Carregamento SEs (ALT-01).....	42
Figura	4.6 – Carregamento dos Transformadores (ALT-01).	43
Figura	4.7 – Carregamento dos Transformadores (ALT-02).	44
Figura	4.8 – Carregamento SEs (ALT-02).....	45
Figura	4.9 – Valor Presente Líquido (VPL) das Alternativas.	50
Figura	B.1 – Diagrama Unifilar do Sistema Elétrico.	62
Figura	B.2 – Transformador TR-01 de 15/18,75 MVA – 138-13,8 KV.	63
Figura	B.3 – Transformador TR-02 de 25/33 MVA – 138-13,8 KV.	63
Figura	B.4 – Transformador TR-03 de 12,5 MVA – 138-34,5 KV.	63
Figura	B.5 – Transformador TR-04 de 12,5 MVA – 138-34,5 KV.	64
Figura	B.6 – Transformador TR-05 de 40 MVA – 138-34,5 KV.	64
Figura	B.7 – Transformador TR-06 de 5/6,25 MVA – 34,5-13,8 KV.	64
Figura	B.8 – Condutores Primários.....	65
Figura	B.9 – Regulador de Tensão 200 A – 2 equipamentos e 3 equipamentos.....	65
Figura	B.10 – Banco de Capacitores (1.200 KVar).	66
Figura	B.11 – Simulação: 2008 – sem obra.	67
Figura	B.12 – Simulação: 2014 – sem obra.	68
Figura	B.13 – Simulação: 2014 – com obra - ALT-01.	69
Figura	B.14 – Simulação: 2018 – sem obra - ALT-01.....	70
Figura	B.15 – Simulação: 2018 – com obra - ALT-01.	71
Figura	B.16 – Simulação: 2014 – com obra - ALT-02.	72
Figura	B.17 – Simulação: 2016 – sem obra - ALT-02.....	73
Figura	B.18 – Simulação: 2016 – com obra - ALT-02.	74

Lista de Tabelas

Tabela 4.1 – Dados Técnicos dos Transformadores da SE BJP.....	36
Tabela 4.2 – Dados Técnicos dos Alimentadores da SE BJP.....	36
Tabela 4.3 – Crescimento Anual do Mercado de Consumo de Energia.....	38
Tabela 4.4 – Descrição dos Investimentos (ALT-01).....	41
Tabela 4.5 – Descrição dos Investimentos (ALT-02).....	44
Tabela 4.6 – Fluxo de Caixa.....	49
Tabela 5.1 – Análise de sensibilidade ao mercado (CASO-01).	51
Tabela 5.2 – VPL esperado e análise de risco (CASO-01).....	52
Tabela 5.3 – Análise de sensibilidade ao mercado (CASO-02).	52
Tabela 5.4 – VPL esperado e análise de risco (CASO-02).....	53
Tabela 5.5 – Resultados da Alternativa 01.	54
Tabela 5.6 – Resultados da Alternativa 02.	54

1. INTRODUÇÃO

O planejamento da expansão de uma rede elétrica de distribuição tem por objetivo 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 (GONEN, 2008).

De acordo com o exposto acima, no planejamento é avaliada a necessidade de construção/reforço de redes de distribuição, substituição de transformadores ou instalação de novos transformadores de subestações, construção de novas subestações, instalação de equipamentos especiais, etc. (GONEN, 2008).

Estas análises são realizadas através de softwares específicos para simulação de planejamento da expansão e o desempenho do sistema elétrico é verificado por cálculos de fluxo de potência.

Com as condições técnicas aceitas, há necessidade de uma avaliação econômica dos investimentos a serem realizados através de alternativas viáveis.

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.

Neste trabalho, será demonstrada um modelo para escolha da melhor opção de investimento no planejamento de expansão do sistema elétrico através de utilização de técnicas de engenharia econômica em longo prazo, considerando análise de sensibilidade e quantificação de risco através de probabilidades.

Primeiramente, são realizadas simulações (DIgSILENT, 2000) do sistema elétrico para todo período de análise incluindo alternativas de investimento para adequá-lo aos critérios técnicos necessários para atendimento ao crescimento de mercado previsto.

Esta análise é discutida no capítulo 3 considerando possíveis horizontes de planejamento, e definindo cenários e estabelecendo as principais etapas do processo.

Após a seleção das alternativas com melhor viabilidade técnica nas simulações, faz-se uma análise para determinar qual a melhor alternativa viável economicamente. Esta análise está baseada no capítulo 2 onde se descreve os métodos de engenharia econômica.

Além da avaliação econômica das alternativas, utiliza-se análise de sensibilidade considerando diferentes cenários com variações na previsão de crescimento do mercado de energia. O risco de cada alternativa é avaliado através das probabilidades de ocorrência de cada cenário considerado.

No capítulo 4, apresenta-se o estudo de caso, envolvendo um sistema de distribuição de uma determinada região pertencente a uma concessionária de distribuição de energia do Sudeste do País, no qual será demonstrada a aplicação das fundamentações teóricas de análise econômica e planejamento técnico.

No capítulo 5, apresenta-se a análise de sensibilidade econômica das alternativas em função da variação do mercado de energia nos próximos anos. Esta análise auxiliará o investidor a decidir sobre a melhor alternativa, do ponto de vista técnico-econômico, considerando diferentes cenários simulados.

As conclusões deste estudo são apresentadas no capítulo 6.

No capítulo 7, apresenta-se a bibliografia utilizada para auxiliar neste estudo.

Nos apêndices A e B, são apresentadas algumas terminologias utilizadas no estudo e as características técnicas dos equipamentos com as simulações realizadas, respectivamente.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA – ANÁLISE ECONÔMICA

Este capítulo está baseado na referência (CORREA, 2002) e tem como objetivo fazer uma revisão de literatura com alguns métodos de engenharia econômica, tais como:

- ✓ Fluxo de Caixa (representa as entradas e saídas de recursos que ocorrem ao longo do desenvolvimento de um projeto),
- ✓ Valor Presente Líquido (valor líquido atual de um investimento utilizando a taxa interna de retorno e uma série de pagamentos e receitas),
- ✓ Taxa Interna de Retorno (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).

2.1. Princípios para Tomada de Decisão

A análise prévia dos investimentos permite que se racionalize a utilização dos recursos de capital. Para a solução de um problema de análise de investimentos, dentro da complexidade do mundo atual, é necessário o conhecimento de técnicas especiais estudadas em uma disciplina conhecida por Engenharia Econômica.

Diante de uma oportunidade de investimento, na análise do projeto é observada qual a melhor alternativa ou qual a melhor atitude tomar.

Para auxiliar no processo de tomada de decisão, conta-se com os métodos de engenharia econômica, que conforme (FRANCISCO, 1985), "*Dá-se o nome de*

engenharia econômica ao conjunto de métodos utilizados nas análises de investimentos e das técnicas empregadas na escolha da melhor alternativa".

A análise de um projeto deve levar em consideração fatores econômicos e financeiros, tais como a rentabilidade do projeto e a disponibilidade de recursos; além de fatores técnicos de qualidade e operação do sistema elétrico que devem ser considerados satisfatórios em todas alternativas analisadas.

Para se proceder a análise de um projeto, deve-se ter, de acordo com (FRANCISCO, 1985):

- a) um investimento a ser realizado;
- b) deve haver as alternativas tecnicamente viáveis;
- c) comparação das alternativas;
- d) escolha da melhor alternativa.

A decisão final deverá recair sobre a melhor alternativa técnica/econômica disponível, levando em consideração os critérios acima mencionados.

Neste estudo serão avaliados os critérios do ponto de vista econômico para tomada de decisão, pois as alternativas já foram escolhidas considerando os critérios técnicos, bem como a capitalização das perdas de energia (CIPOLI, 1993).

2.2. Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa é a representação gráfica do conjunto de entradas (receitas) e saídas (despesas) relativo a um certo intervalo de tempo definido, algumas vezes ligado a um projeto específico. Destaca-se dois aspectos importantes dentro do conceito da engenharia econômica:

- ✓ O tempo, que se refere à longevidade do projeto e é um item importante no processo de análise e tomada de decisão; e,
- ✓ O valor do dinheiro, ou seja, os juros, que neste estudo de caso será chamado de Taxa Mínima de Atratividade (TMA), mas que também é conhecida por taxa de desconto.

O fluxo de caixa pode ser representado através de um diagrama conforme a Figura 2.1, onde no eixo horizontal são marcados os períodos de tempo e as setas verticais, as saídas e entradas de recursos. As setas para baixo representam as saídas de recursos e as setas para cima, as entradas de recursos.

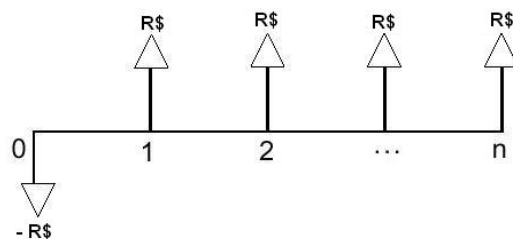


Figura 2.1 – Fluxo de Caixa.

O fluxo de caixa é uma ótima ferramenta para auxiliar nas tomadas de decisões. É através dele que os custos fixos e variáveis ficam evidentes, permitindo-se desta forma um controle efetivo sobre determinadas questões empresariais.

O valor presente líquido, a taxa interna de retorno, a taxa interna de retorno modificada e o payback são obtidos através das informações do fluxo de caixa com base na taxa mínima de atratividade.

2.3. Taxa Mínima de Atratividade

Para avaliação das alternativas de investimento, esta taxa apresenta como principal característica o reconhecimento da variação do valor do dinheiro no tempo (que está associado ao fluxo de caixa). Este fato evidência a necessidade de se utilizar uma taxa de juros quando a análise for efetuada através de um deles. A questão é definir qual será a taxa a ser empregada.

Neste trabalho, considera-se a taxa empregada como base nos estudos das empresas de energia elétrica.

A taxa mínima de atratividade é a taxa que faz o investidor optar ou não por um projeto, assumindo um certo grau de risco e por um tempo geralmente determinado. Entretanto, um investidor pode optar por um rendimento ou taxa de retorno menor, assumindo conseqüentemente um grau de risco também menor.

Para se avaliar um determinado investimento, são aplicados três tipos de taxas de juros com significados diferentes, a saber (LAPPONI, 1999):

- a) Taxa mínima requerida, que é a taxa de juros que o investidor exige para aceitar um investimento:

- b) Taxa esperada é a taxa de juros que surge do fluxo de caixa do investimento. Refere-se a uma medida de rentabilidade do investimento.
- c) Taxa realizada é a taxa de juros obtida depois da conclusão do investimento, isto é, refere-se a uma medida exata da rentabilidade do investimento.

De fato, um projeto provavelmente terá taxas diferentes como resultado final, do que aquelas inicialmente estimadas. Essas taxas podem ser maiores ou menores, dependendo das variações ocorridas no fluxo de caixa ao longo da realização do projeto, tanto no lado das receitas, como no lado das despesas.

Portanto, ao se falar de taxa mínima de atratividade, deve-se ter sempre bem claro a seguinte definição: uma unidade monetária no presente vale mais do que uma unidade monetária no futuro.

2.4. Método da Taxa Interna de Retorno (TIR)

Por definição, a Taxa Interna de Retorno é a taxa de juros que torna nulo o valor presente líquido do projeto, isto é, uma taxa de juros onde as receitas e despesas se igualam.

Apesar de ser amplamente utilizada como ferramenta de apoio às decisões de investimento, a TIR, ao contrário do VPL, é um pouco mais complicada de se obter. É um método exato e também se enquadra no princípio de equivalência.

A partir de um determinado fluxo de caixa é estabelecida uma taxa de juros, que pode ser a taxa mínima de atratividade. A TIR de um projeto é calculada por tentativa e erro (ou iterações) segundo a expressão abaixo:

$$\text{TIR} = \sum_{j=0}^n F_j \cdot (1+i)^{-j} = 0 \quad \dots (2.1)$$

Onde:

F_j = Fluxo de caixa;
 i = Taxa de juros;
 n = número de períodos.

Normalmente, a TIR não pode ser resolvida analiticamente, e sim apenas através de iterações, ou seja, através de interpolações com diversas taxas de juros até chegar àquela que apresente um VPL igual a zero.

Um defeito crítico do método de cálculo da TIR é que múltiplos valores podem ser encontrados se o fluxo anual de caixa mudar de sinal mais de uma vez (ir de negativo para positivo e para negativo novamente, ou vice-versa) durante o período de análise. *"Poderão aí ocorrer algumas situações de difícil solução, como é o caso dos fluxos de caixa que não admitem TIR no campo real ou que admitem TIRs múltiplas"* (CASAROTTO; KOPITKE, 1998).

Ao se proceder uma análise de investimento, a melhor alternativa do ponto de vista deste método, é a que tiver a maior taxa de retorno, sendo que esta taxa de retorno, deverá ser sempre maior que a taxa mínima de atratividade. Assim, para se tomar uma decisão com base no método da TIR, deve-se levar em consideração os seguintes critérios:

- **TIR > TMA** => as entradas são maiores que as saídas, então, o projeto é economicamente **atrativo**;
- **TIR = TMA** => as entradas são iguais as saídas, então, deve-se **avaliar** se os riscos envolvidos no projeto são **compensatórios**;
- **TIR < TMA** => as entradas são menores do que as saídas, então, o projeto **não** é economicamente **atrativo**;

A Figura 2.2 mostra a **Taxa Interna de Retorno**, e conforme descrito, esta taxa evidencia em que ponto o **Valor Presente Líquido** do investimento será **igual a zero**.

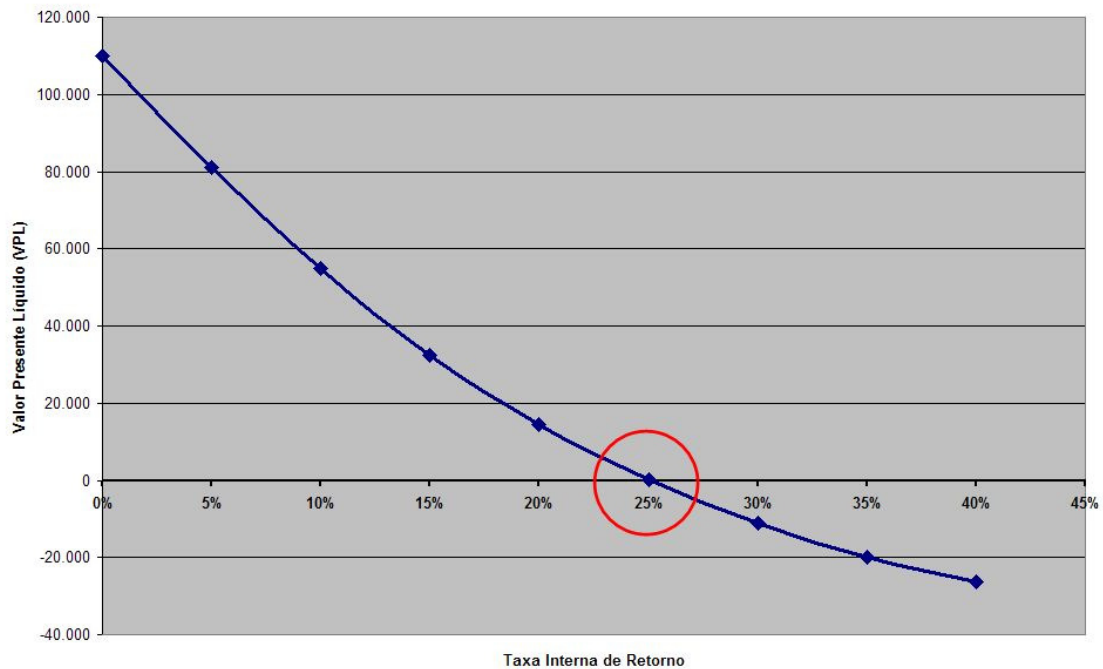


Figura 2.2 – Taxa Interna de Retorno.

Tem-se que ter atenção quanto aos aspectos abaixo:

- Uma TIR de **X%** para um projeto não significa que esse projeto vai dar retorno de **X%**. Significa apenas que esse fluxo de caixa terá VPL positivo enquanto a taxa de desconto utilizada for menor que **X%**.
- A TIR e o VPL são indicadores complementares e devem ser analisados em conjunto dado que cada um fornece uma informação diferente sobre a viabilidade de um projeto.

2.4.1. Vantagens do Método da Taxa Interna de Retorno (TIR)

- Fácil sua visualização de resultado por ser expresso em percentuais.
- Leva em consideração o valor do dinheiro no tempo.

2.4.2. Desvantagens do Método da Taxa Interna de Retorno (TIR)

- O resultado não é consistente em análises quando ocorrem diversas trocas de sinal com o fluxo de caixa.
- O resultado é consistente apenas em análises onde o primeiro desembolso seja negativo, indicando saídas.

2.5. Método da Taxa Interna de Retorno Modificada (TIR-M)

A TIR-M é uma nova versão da TIR convencional e procura corrigir seus problemas estruturais relacionados às questões das raízes múltiplas ou inexistentes e das taxas de financiamento e de reinvestimentos dos lucros; bem como os fluxos de caixas incomuns.

Neste método, o fluxo de caixa é modificado, trazendo os fluxos negativos para valor presente e levando os fluxos positivos para valor futuro no último período do fluxo, considerando a TMA. Com os valores concentrados no instante zero e no período final, o cálculo da taxa interna de retorno se torna fácil e direto conforme expressão abaixo:

$$\text{TIR-M} = \left(\left(\frac{\text{VFentr}}{\text{VPinv}} \right)^{\frac{1}{(\text{Ano_fim} - \text{Ano_ini})}} \right) - 1 \quad \dots(2.2)$$

Onde:

TIR-M = Taxa Interna de Retorno Modificada:

VFentr = é o valor futuro, ou um saldo de caixa, que se deseja obter no final do período de análise.

VPinv = valor presente de um investimento

Ano_fim = ano final da análise

Ano_ini = ano inicial da análise

Através deste método, chega-se a uma taxa interna de retorno, na qual os lucros são remunerados a uma taxa condizente com a realidade da empresa e os investimentos são financiados a taxas compatíveis com às do mercado; consequentemente, uma taxa de retorno mais realista.

Recomenda-se, para verificar a possibilidade de utilização da TIRM, que se responda a duas perguntas:

- 1 - Existe raiz real?

2 - Se existe, é possível reaplicar à mesma taxa?

Se as duas respostas forem sim, ter-se-á uma TIR adequada, porém com qualquer outra resposta não se terá solução para o problema se o cálculo for baseado na TIR convencional.

E é neste ponto que a TIR-M pode ajudar. Em primeiro lugar contornando o problema das raízes não reais e, em segundo lugar, possibilitando um amplo espectro de análise em função de variadas formas de reaplicação.

2.5.1. Vantagens do Método da Taxa Interna de Retorno Modificada (TIR-M)

- Cálculo fácil e direto.
- Corrige os problemas de troca de sinais no fluxo de caixa, raízes múltiplas e refinanciamento para o cálculo da TIR.

2.5.2. Desvantagens do Método da Taxa Interna de Retorno Modificada (TIR-M)

- Embora os resultados sejam mais reais, eles dificultam o entendimento dos resultados por parte dos gestores, não sendo assim tão utilizados como a TIR convencional.

2.6. Método do Valor Presente Líquido (VPL)

O método do valor presente líquido é considerado um método exato e que se encaixa no conceito de equivalência, onde para se fazer uma comparação os valores devem estar numa mesma data no tempo.

Caracteriza-se pela transferência para o instante presente de todas as variações de caixa esperadas, descontadas à taxa mínima de atratividade. Em outras palavras, é o transporte para a data zero de um diagrama de fluxos de caixa, de todos os recebimentos e desembolsos esperados, descontados à taxa de juros considerada.

O método do valor presente líquido, leva em consideração o valor temporal dos recursos financeiros. Este método mede o saldo atual, após se descontar o investimento e o juro que o projeto retornará ao investidor após a sua realização, tal método pode ser visto como “*o montante pelo qual aumenta o valor da firma depois de ser realizada a alternativa - de investimento - que se estuda. Portanto, o valor presente líquido permite estabelecer mecanismos que aumentem ou maximizem o valor da firma.*” (PAREJA, 1999).

O valor presente líquido pode ser calculado conforme expressão a seguir:

$$\text{VPL} = \sum_{j=0}^n F_j \cdot (1+i)^{-j} \quad \dots (2.3)$$

Onde:

F_j = Fluxo de caixa;
 i = Taxa de juros = TMA;
 n = número de períodos.

Assim, segundo a expressão (2.3), é mostrada a relação inversa entre a taxa mínima de atratividade e o valor presente líquido, ou seja, à medida que a taxa mínima de atratividade se eleva o valor presente líquido diminui.

O método do valor presente líquido segue os seguintes critérios para tomada de decisão:

- **VPL > 0** : entradas são maiores que as saídas, portanto, este é um **bom** projeto e que pode ser aceito;
- **VPL = 0** : as entradas são iguais as saídas, portanto, deve-se **analisar** se os **riscos** envolvidos no projeto compensam;
- **VPL < 0** : as entradas são menores que as saídas, portanto, o projeto **não é bom** e não deve ser aceito.

As alternativas acima expostas se aplicam somente no caso de se aceitar ou não uma proposta, todavia se houverem várias alternativas a escolher, a melhor alternativa será a que apresentar o maior valor presente líquido, considerando que todas as alternativas serão analisadas a partir de uma mesma taxa mínima de atratividade.

A Figura 2.3 mostra o perfil do VPL de acordo com esta descrição. O gráfico evidencia que quanto maior a taxa de juros para um mesmo projeto, menor será o Valor Presente Líquido.

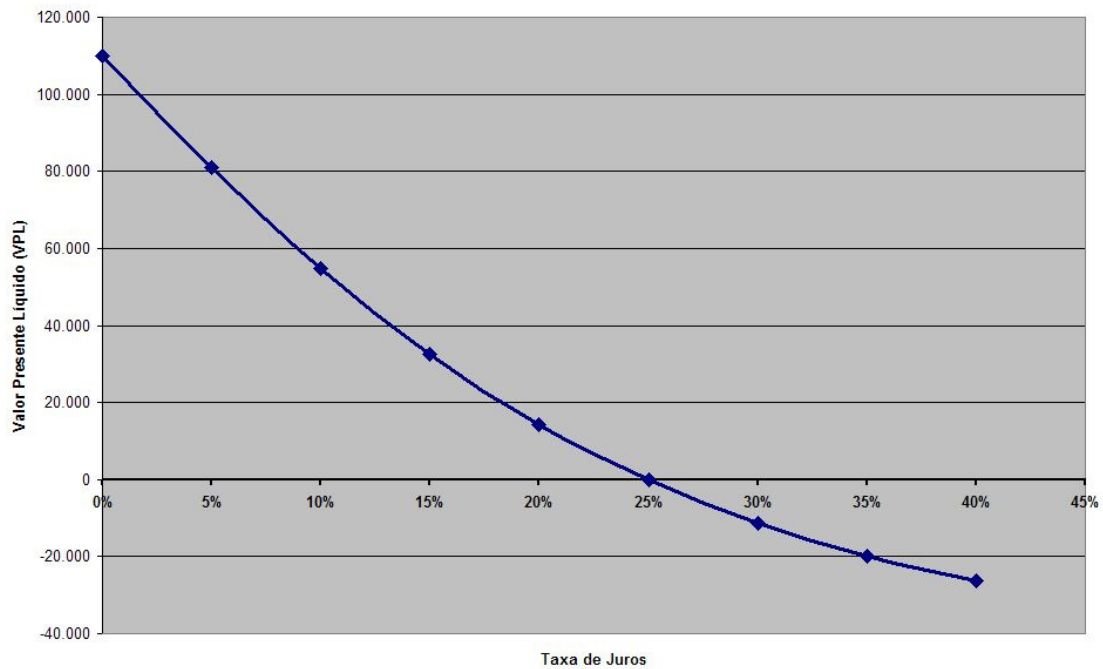


Figura 2.3 – Perfil do VPL.

2.6.1. Vantagens do Método do Valor Presente Líquido (VPL)

- pode ser aplicado a fluxos de caixa que contenham mais de uma variação de sinal, tanto de entrada, como de saída.
- leva em consideração o valor do dinheiro no tempo, ou seja, uma unidade monetária hoje tem um valor maior do que uma unidade monetária a ser possuída no futuro.
- Considera a depreciação, por utilizar fluxo de caixa (lucros líquidos + depreciação).

2.6.2. Desvantagens do Método do Valor Presente Líquido (VPL)

- Determinação da taxa mínima de atratividade, ou seja, determinar qual taxa de juros o investidor usará como referência para calcular se é vantajoso ou não optar pelo investimento.

- Admitir que as taxas não variam com o tempo, o que não é verdade na maioria dos casos.

2.7. Método do PayBack

O Método do PayBack consiste na identificação do prazo necessário para recuperar o capital investido, ignorando as consequências além do período de recuperação e o valor do dinheiro no tempo. Quando é utilizado o valor presente dos fluxos de caixa, este critério é chamado de Payback Descontado.

A empresa define previamente um prazo máximo para que o projeto reponha o custo dos investimentos necessários, sendo que este prazo é chamado de período de corte. A decisão é tomada comparando-se o Payback do projeto com o período de corte adotado pela empresa.

Ao se usar este método, não são levados em consideração os valores residuais para os investimentos em máquinas e equipamentos após o término do projeto.

A Figura 4 a seguir, mostra o comportamento do PayBack, onde no eixo x, ocorrerá o exato momento em que o capital investido é recuperado (~4 anos).

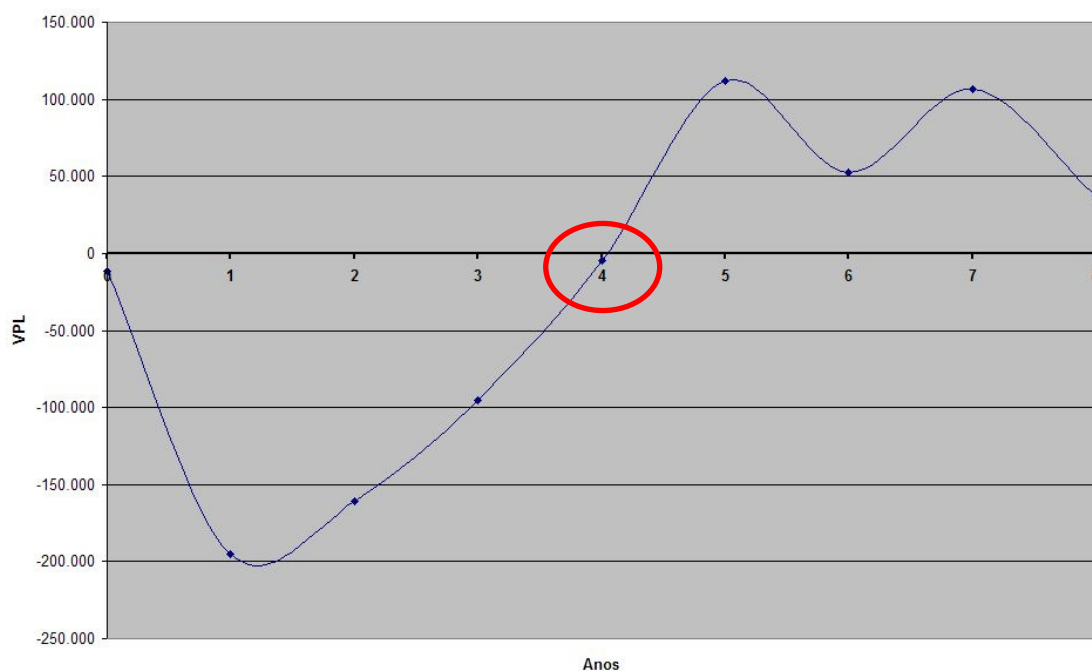


Figura 2.4 – Comportamento do PayBack.

2.7.1. Vantagens do Método do PayBack

- Auxilia na tomada de decisão, quando utilizado em conjunto com outros métodos, tais como o VPL e da TIR
- O projeto pode ser recusado quando não for possível a recuperação do capital investido dentro de sua vida útil;
- É de grande poder de argumentação, quando o investimento for realizado em períodos de incertezas;
- Método simples e fácil de calcular. Além disso, dá uma indicação rudimentar do risco do projeto.

2.7.2. Desvantagens do Método do PayBack

- Não leva em consideração o valor do dinheiro no tempo e tampouco os juros envolvidos no projeto;
- Não leva em consideração a vida do investimento;
- De difícil aplicação, para o caso onde o fluxo de caixa analisado tenha várias inversões de sinal e quando os projetos comparados tiverem investimentos iniciais diferentes.
- Ignora todos os fluxos de caixa posteriores ao período de corte.
- O uso de um mesmo período de corte pode levar uma empresa a aceitar muitos projetos de curto prazo, mas que não maximizam sua riqueza.
- Pode ser um alto grau de investimento no curto prazo e levar a não maximização do valor para o acionista.

2.8. Análise de Sensibilidade

Na elaboração de fluxos de caixas, espera-se que as previsões sejam realizadas efetivamente, pois os mesmos foram elaborados a partir de projeções mais prováveis. Contudo, como a realização de um projeto leva um determinado tempo para a sua execução, este tempo envolve riscos e conseqüentemente incertezas.

Vários são os fatores que levam a incerteza, entre eles:

- **Fatores econômicos:** super ou subdimensionamento de oferta e demanda, alterações de preços de produtos e matérias-primas, investimentos imprevistos, etc.
- **Fatores financeiros:** falta de capacidade de pagamento, insuficiência de capital, etc.
- **Fatores técnicos:** inadequabilidade de processo, material, tecnologia empregada, etc
- **Outros:** fatores políticos e institucionais adversos, regulatórios, clima, problemas de gerenciamento de projetos, etc.

Assim, a análise de sensibilidade de um projeto auxilia na tomada de decisão, através de uma projeção de cenários, quando de possíveis alterações que possam ocorrer no fluxo de caixa analisado.

A análise de sensibilidade de um fluxo de caixa nos dá uma indicação da importância de cada uma das variáveis do projeto na determinação do VPL e da TIR, e quanto os mesmos se alteram em resposta a uma mudança no valor de cada variável.

"... A análise de sensibilidade procura responder a perguntas do tipo: o que aconteceria na alternativa se variássemos um determinado parâmetro no fluxo de caixa?" (HIRSCHFELD, 1998). Esta análise pode ser feita, através da projeção de cenários, de acordo com as seguintes questões:

- Qual a variação mínima e máxima do mercado de energia elétrica para viabilizar o projeto?
- Projeção de cenários do tipo: "pessimista", "referência" e "otimista".
- Qual é o custo máximo para se aceitar o projeto?

A análise de sensibilidade auxilia no processo de tomada de decisão, quando as pequenas alterações dos parâmetros afetam os valores obtidos de forma significativa. *"Quando uma pequena variação num parâmetro altera drasticamente a rentabilidade de um projeto, diz-se que o projeto é muito sensível a este parâmetro e poderá ser interessante concentrar esforços para obter dados menos incertos"* (CASAROTTO; KOPITTKKE, 1998).

2.8.1. Medidas de Risco

Demonstra-se abaixo uma forma de mensurar os riscos e as incertezas em finanças:

- **Desvio Padrão**

$$DP = \sqrt{\sum_{i=1}^n (VPL_i - VPL)^2 \cdot P_i} \quad \dots(2.4)$$

Onde:

DP = desvio padrão;

i = índice da probabilidade;

n = quantidade de cenários;

VPL_i = valor presente líquido na probabilidade i;

VPL = valor presente líquido esperado;

P_i = probabilidade i em %.

- **Coefficiente de Variação**

É a medida de risco para se comparar investimentos com diferentes taxas de retorno e diferentes riscos (desvios-padrão).

$$CV = \frac{DP}{VPL} \quad \dots(2.5)$$

Onde:

CV = coeficiente de variação;

DP = desvio padrão;

VPL = valor presente líquido esperado.

O coeficiente de variação mostra o risco por unidade de retorno e oferece uma melhor base para a comparação de quando os retornos esperados das duas variáveis não são iguais. Quanto maior o CV, maior será o risco.

2.9. Premissas para Análise do Projeto

Neste trabalho analisam-se alternativas de investimentos considerando empreendimentos de subestações e redes elétricas de distribuição em determinada região pertencente a uma concessionária de distribuição de energia do Sudeste do País devido ao crescimento de mercado.

O horizonte para análise das alternativas considerado é o ano de 2034. Será escolhida como alternativa vencedora, aquela que apresentar melhor VPL e TIR-M, considerando a análise de sensibilidade com a quantificação dos riscos.

No que tange a análise de sensibilidade, esta envolve variações plausíveis no consumo de energia (chamado de mercado neste trabalho), onde, para cada cenário são obtidos valores diferentes dos índices considerados.

3. 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 cinco anos para redes de distribuição e dez anos para subestações, no sentido de se determinar as necessidades de expansão e melhoria do sistema elétrico. 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 de distribuição procura determinar os fatores fundamentais a serem levados em conta nas decisões sobre investimentos, portanto são necessários métodos organizados para elaborar propostas de expansão e melhoria do sistema elétrico que sejam baseados no diagnóstico das condições técnicas de disponibilidade e qualidade de fornecimento (FLETCHER; STRUNZ, 2007); e posteriormente compará-las economicamente.

3.1. Horizontes de Planejamento

O horizonte de planejamento deve compatibilizar-se com o tipo de estudo a ser realizado, de forma que, a alternativa escolhida não seja afetada por investimentos além deste horizonte. Este horizonte deve ser tal, para que a previsão de mercado seja razoavelmente confiável (ELETROBRÁS, 1982). Esta confiabilidade pode ser melhorada através de análises de sensibilidade e medidas de risco mostradas no capítulo anterior.

Este horizonte de planejamento deve caracterizar as necessidades do consumidor e fornecer hipóteses de concepção e orientação geral para as decisões (FLETCHER; STRUNZ, 2007).

De maneira geral, pode-se distinguir os horizontes de planejamento conforme descrito a seguir:

3.1.1. Estabelecimento de Cenários

O estabelecimento de cenários para estudos de transmissão de energia elétrica alcança um horizonte de até trinta 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 para redes (até cinco anos) e médio prazo para subestações (até dez anos) principalmente devido às possíveis variações nos cenários comparado aos altos níveis de investimentos previstos. As obras previstas no plano de investimento são revistas anualmente atualizando o horizonte.

A possibilidade de se avaliar empreendimentos através de alternativas de altos investimentos com estudos de longo prazo é viável considerando os métodos demonstrados neste trabalho.

3.1.2. Estudos de Longo Prazo

Com horizonte de até trinta anos se procuram analisar as estratégias de desenvolvimento do sistema elétrico, os principais troncos, estabelecendo-se um programa de desenvolvimento tecnológico e industrial; são definidas as diretrizes para os estudos de médio e curto prazos e determinados os custos marginais de expansão a longo prazo.

Os componentes condicionantes para estes estudos são a evolução do mercado, a disponibilidade de fontes energéticas, as tendências de evolução tecnológicas e os impactos ambientais dos projetos.

3.1.3. Estudos de Curto e Médio Prazo

Com horizonte de 5 anos para curto prazo e de 5 a 10 anos para médio prazo, são apresentadas as decisões relativas à expansão do sistema elétrico, definido os empreendimentos e sua alocação temporal, sendo realizadas as análises das condições de atendimento ao mercado. É definido o plano de investimento, em metas físicas e financeiras.

3.2. Etapas Principais do Processo de Planejamento

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

- Técnica: desempenho da alternativa sob o ponto de vista elétrico;
- Econômica: custo e benefício da alternativa.

De uma maneira geral os estudos desenvolvem-se em uma sequência da qual se destacam as seguintes fases:

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

3.2.1. Preparação de Dados

Para a realização de estudos de planejamento, são coletados os seguintes dados (ELETROBRÁS, 1982):

- Topologia da rede:
 - Comprimento dos condutores por bitola entre os principais blocos de carga e equipamentos especiais;
 - Conexão dos alimentadores nos barramentos das subestações.
- Condutores primários:

- Bitola e características técnicas do cabo (ex.: resistência, reatância, limite operativo de corrente);
 - Tensão média de operação;
 - Corrente máxima e média realizada no último ano;
- Transformadores das subestações:
 - Tensão nominal e relação de tap existente;
 - Potência nominal;
 - Impedância entre enrolamentos;
 - Perdas no cobre e no ferro;
 - Defasagem angular;
 - Potência máxima e média realizada no último ano;
- Equipamentos especiais (regulador de tensão, banco de capacitor, etc);
 - Potência e tensão nominal;
 - Relação de taps;
 - Defasagem angular.
- Potência (MW e MVar) dos blocos de carga e principais clientes existentes no sistema em estudo;
- Crescimento do mercado de energia para cada região no período considerado.

3.2.2. 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 e melhoria do sistema elétrico.

As alternativas de investimentos (obras) serão analisadas através de estudos de simulação e deverão atender a qualidade de fornecimento adequada, nível de tensão, carregamento de condutores e equipamentos através do crescimento de mercado no horizonte previsto.

3.2.3. Estudos Elétricos

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

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

Nos estudos de longo prazo, geralmente são utilizadas redes em modelo simplificado onde pode-se concentrar as cargas contidas nos ramais de distribuição de um alimentador, sendo este 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.

Esta análise consiste no cálculo da queda de tensão, das perdas e do carregamento dos condutores e equipamentos, através de simulação digital ou cálculos teóricos. Os resultados são comparados com os limites pré-estabelecidos pela empresa ou pela legislação vigente. Quando esses valores não atendem aos limites, são previstas propostas de melhorias/expansão do sistema elétrico, como instalação de bancos de reguladores de tensão e bancos de capacitores, substituição de cabos, construção de novos alimentadores ou subestações, substituição de transformadores de subestações, etc. (ELETROBRÁS, 1982).

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 perdas. Através das perdas simuladas em carga máxima podem-se calcular as perdas em carga média através do fator de perda e fator de carga (OLIVEIRA; FELTRIN; DE OLIVEIRA; CAMARGO; CANDIAN; PEREIRA, 2006, CODI, 1996).

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.

Após a análise técnica, faz-se uma análise econômica para determinar qual melhor alternativa técnico-econômica.

3.2.4. Estudos Econômicos

Definidas as alternativas de investimento e efetuado os estudos elétricos, as etapas seguintes consistem na elaboração da análise econômica conforme metodologia apresentada no capítulo 2.

Em síntese, é realizado o levantamento de todos os custos e investimentos associados às alternativas ao longo do horizonte analisado, e a determinação do seu valor total. Como estes investimentos e custos ocorrem em datas diferentes, utilizam-se técnicas de Engenharia Econômica, objetivando-se referenciá-los a uma mesma data. Depois, são computados de forma a se obter o valor final de cada alternativa (ELETROBRÁS, 1982).

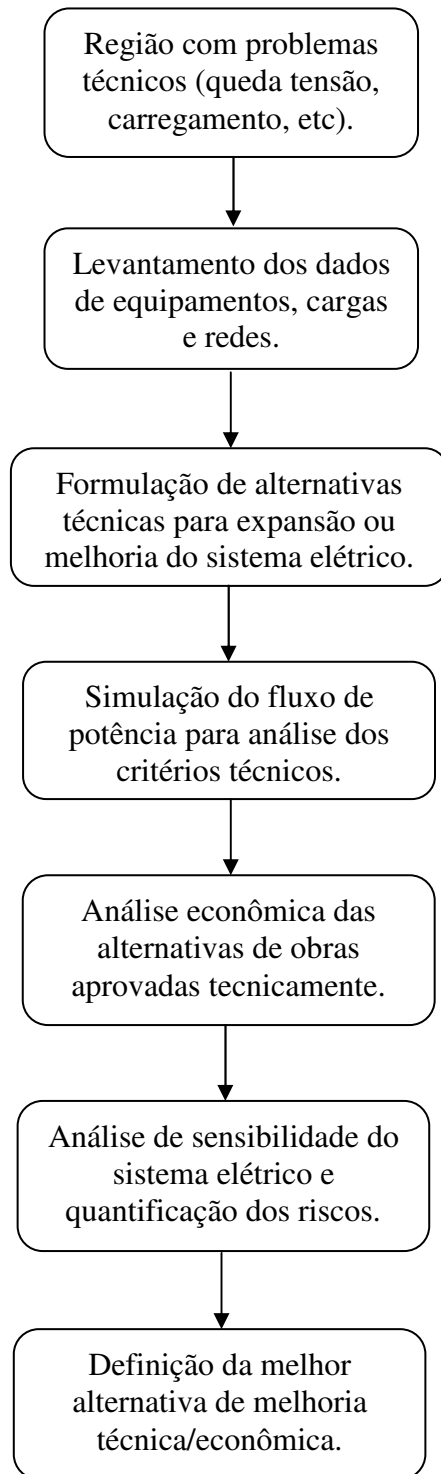
Para análise econômica, utilizam-se como base de cálculo os seguintes dados:

- Tarifas de compra e venda de energia;
- Crescimento de mercado previsto;
- Custo das perdas de energia;
- PIS/COFINS;
- Depreciação dos ativos;
- Taxas de operação e manutenção;
- Recuperação de ICMS;
- RGR (Reserva Global de Reversão): quota anual recolhida pelas concessionárias de energia elétrica com base em 2,5% dos investimentos;
- Imposto de renda;
- Taxa de fiscalização.

Como resultado, deverá ser selecionado para compor o plano de investimento aquela alternativa que apresentar o maior valor presente líquido (VPL) e TIR-Modificada, considerando os riscos na análise de sensibilidade.

3.2.5. Diagrama de Blocos do Estudo

Abaixo é apresentado um diagrama de blocos contendo um resumo do processo de análise realizado neste estudo.



4. ESTUDO DE CASO

O caso analisado corresponde a uma região de concessão de uma distribuidora do Estado de São Paulo, englobando três cidades que serão consideradas como três mercados, e serão denominadas nesta dissertação como: BJP, NAZ e PIR.

Neste capítulo, é avaliado o sistema elétrico da região de BJP considerando o crescimento de mercado previsto para o período de 2008 a 2018, extrapolado para o ano de 2034.

O foco principal deste estudo foi o município de NAZ, que devido ao crescimento do mercado, já estava previsto no plano de investimento da empresa uma nova fonte de 34,5-13,8 KV. Investimento este previsto através de estudos anteriores, porém o mesmo está sendo revisto em função das condições verificadas pelo estudo de mercado atual.

Percebe-se um crescimento maior próximo ao município de BJP, onde se localiza a subestação de BJP (SE BJP), cujas características elétricas são apresentadas a seguir. Destaca-se também o mercado do município de PIR que é atendido através da transformação 138-34,5 KV da SE BJP.

Em relação à seleção das alternativas de atendimento foi considerada além das informações de mercado, a sensibilidade relativa à evolução dos sistemas elétricos da concessionária para atendimento às novas demandas nos outros alimentadores que impactam o carregamento dos transformadores das subestações existentes.

Foram avaliados também os riscos associados a cada alternativa, verificando que na pior das hipóteses a alternativa que não contempla uma nova fonte de imediato em NAZ, atenderá de forma satisfatória o crescimento do mercado previsto para essa localidade.

Assim é importante ressaltar ainda que as demandas se encontram distribuídas entre a SE BJP e a localidade de NAZ, sendo as maiores cargas próximas a SE BJP; e entre as referências citadas, o sistema possui clientes predominantemente rurais.

Outro ponto de atenção é a possibilidade de entrada de blocos de cargas de características industriais nas proximidades de BJP, em função das condições logísticas favoráveis da região. Neste caso, um crescimento marginal (cargas industriais) expressivo alteraria as lógicas de planejamento previstas para o sistema em análise, com rentabilidades diferenciadas em relação ao planejado. Para situações como esta, análises específicas devem ser realizadas no ano da ocorrência, o que não está contemplado neste estudo.

Para avaliação da melhor alternativa de investimento, será realizado estudo de longo prazo, com isso será utilizado um modelo simplificado do sistema elétrico onde serão consideradas as subestações com seus transformadores de potência, as redes primárias de distribuição e equipamentos especiais de rede. Excluem-se deste estudo os transformadores de distribuição, as redes secundárias e os ramais de ligação; os quais são avaliados diariamente através das necessidades individuais de cada setor.

4.1. Características do Sistema

4.1.1. Dados dos Transformadores

Na Tabela 4.1, são apresentados os dados técnicos dos transformadores da SE BJP utilizados na simulação e na Figura 4.1, o diagrama unifilar correspondente.

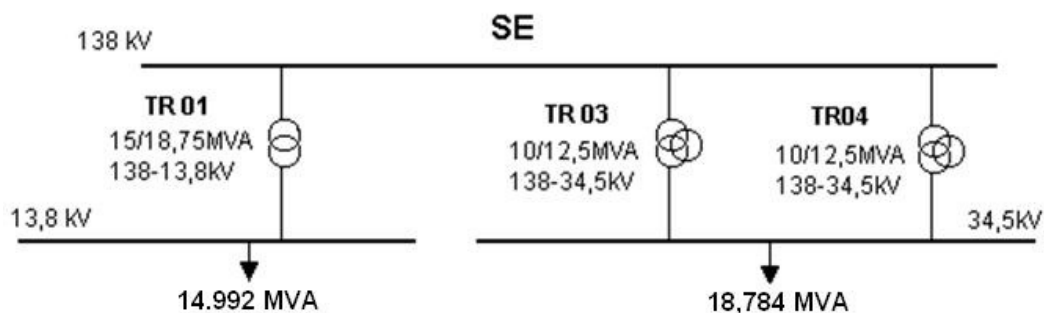


Figura 4.1 – Diagrama Unifilar dos Transformadores da SE BJP.

Tabela 4.1 – Dados Técnicos dos Transformadores da SE BJP.

TRAFOS			
	TR 01	TR 03	TR 04
Tensão nominal	Vp = 138KV +4x1,25% -12X1,25%	Vp = 138KV +4x1,25% -12X1,25%	Vp = 138KV +4x1,25% -12X1,25%
	Vs = 13,8 KV	Vs = 34,5 KV	Vs = 34,5 KV
Capacidade Nominal	15/18,75 MVA	10/12,5 MVA	10/12,5 MVA
Ligação	Dyn	Ynynd1	Ynynd1
Z (%)	9,87%	7,35%	7,40%
Demanda Média (MVA)	10,2	10,8	
	21,0		
Demanda Máxima (MVA)	14,6	18,8	
	33,4		
Total AL's	4	1	
Carregamento - SE	76,8%	75,1%	
Disponibilidade - SE	23,2%	24,9%	

4.1.2. Dados dos Alimentadores

Na Tabela 4.2, é apresentado os dados técnicos dos alimentadores da SE BJP utilizados na simulação.

Tabela 4.2 – Dados Técnicos dos Alimentadores da SE BJP.

ALIMENTADORES					
	AL07	AL08-NAZ	AL09	AL10	PIR
Cabo - Tronco inicial	#336,4	#336,4	#4/0	#336,4	#336,4
Corrente Máxima (A)	64,94	208,94	208,94	153,88	314,35
Corrente Média (A)	37,97	110,90	135,03	87,46	174,38
Limite Operativo (A)	514	514	380	514	514
Carregamento (%)	12,63%	40,65%	54,98%	29,94%	61,16%
Tensão Média Op. (KV)	14,00				35,73
Equipamentos Instalados nos AL's		>1 banco caps. 1200 KVAR; >1 banco RT de 200A; >1 banco RT de 100 A.		>1 banco caps. 1200 KVAR.	

Máx.Coincidente da SE	AL07	AL09	AL10	Sub Total	AL08-NAZ	TOTAL	AL08-NAZ	PIR	TOTAL
Corrente Máxima (A)	62,12	206,12	148,24	416,47	186,35	602,82	70,74	314,35	385,09
Tensão TR (KV)	14,00						34,5		
Potencia Máxima (MVA)	1,506	4,998	3,595	10,099	4,519	14,618	4,227	18,784	23,011

4.1.3. Sistema em Estudo

Na Figura 4.2 é mostrado o sistema elétrico em estudo contendo as subestações e alimentadores destacando as SE's BJP, ATI e PIA, e a região de NAZ, que atualmente é atendida pelo AL 08 (13,8 KV) da SE BJP.

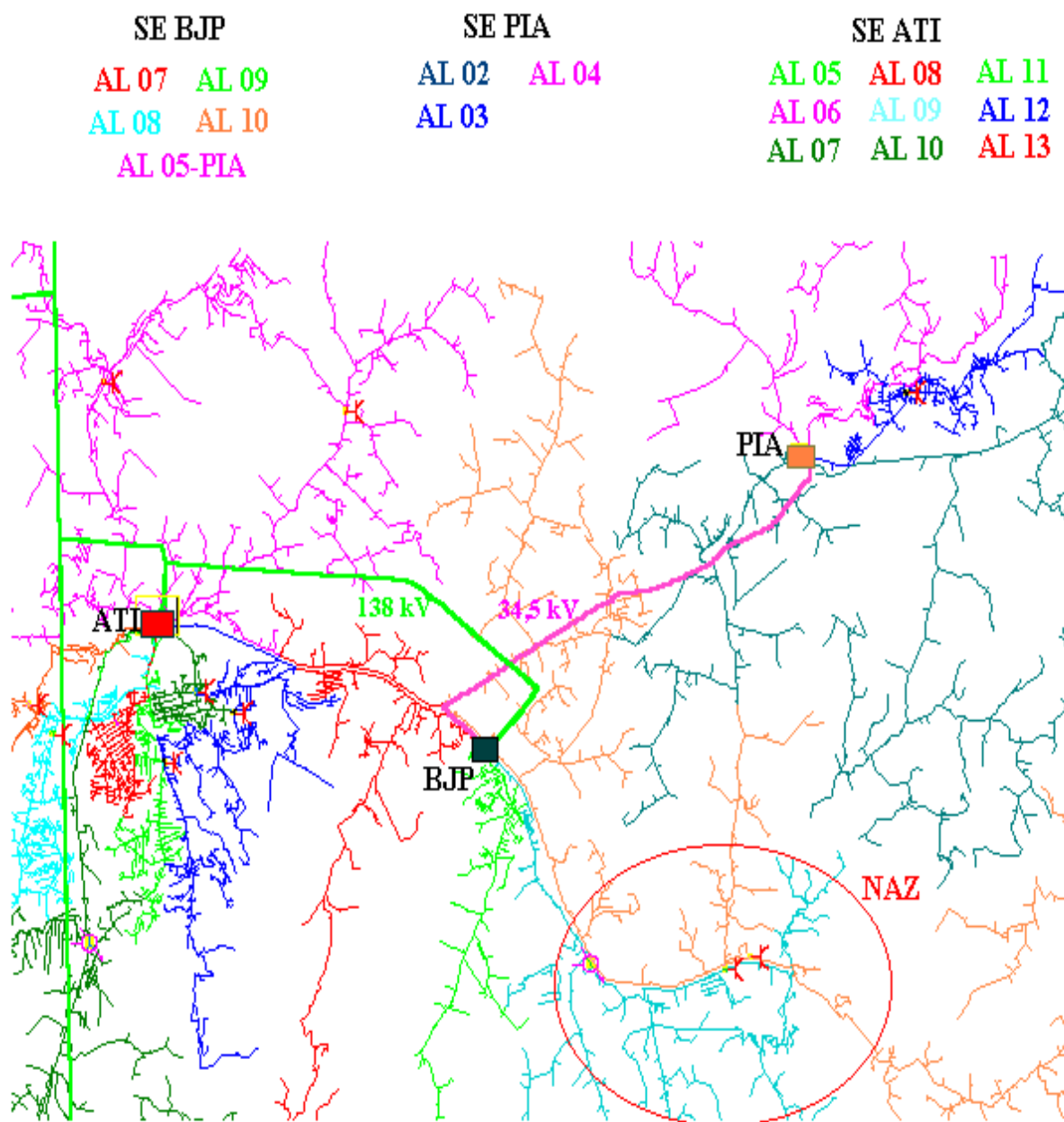


Figura 4.2 – Sistema Elétrico da Região.

4.1.4. Dados de Mercado

Na Tabela 4.3 e na Figura 4.3 é mostrada a previsão de crescimento do mercado de consumo de energia elétrica nas três regiões compreendidas no estudo, os quais foram realizados pela distribuidora. No período entre os anos de 2.019 e 2.034, considerou-se o crescimento permanecendo constante e igual ao valor do ano de 2.018.

Tabela 4.3 – Crescimento Anual do Mercado de Consumo de Energia.

Ano	Mercado		
	NAZ	BJP	PIA
2008	0,5%	1,8%	0,6%
2009	4,6%	5,0%	3,8%
2010	4,4%	4,9%	3,6%
2011	4,2%	4,6%	3,5%
2012	4,0%	4,6%	3,4%
2013	4,0%	4,6%	3,3%
2014	3,9%	4,4%	3,2%
2015	3,8%	4,4%	3,1%
2016	3,6%	4,4%	3,0%
2017	3,5%	4,4%	2,9%
2018	3,4%	4,4%	2,8%

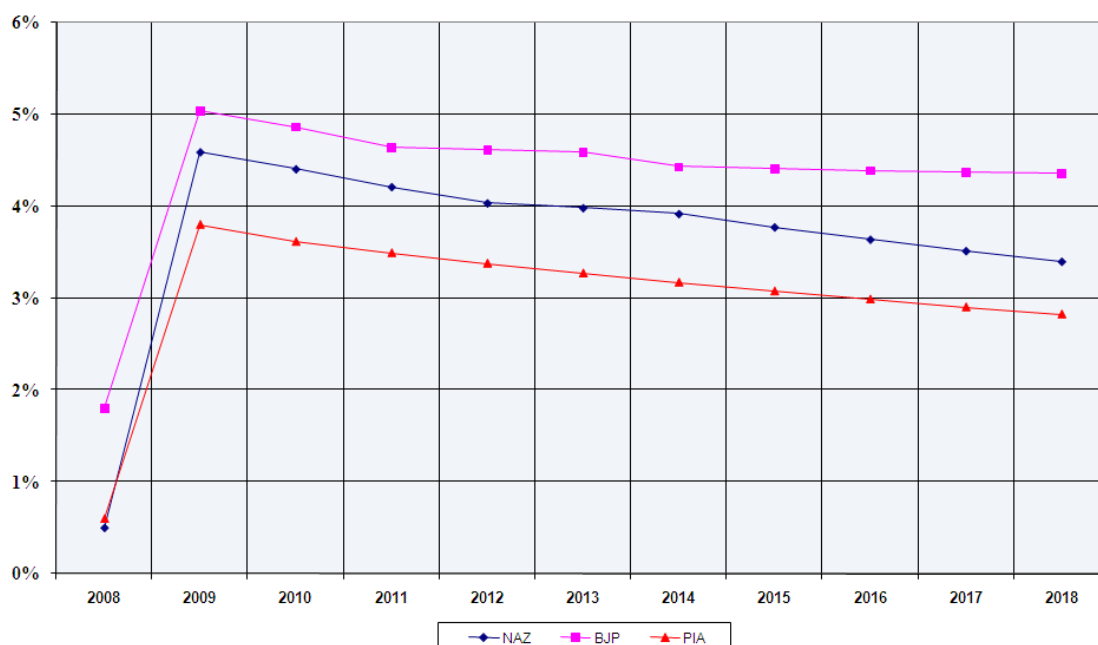


Figura 4.3 – Crescimento do Mercado da Região.

É importante ressaltar que o estudo de mercado sinaliza uma expectativa de maior redução no crescimento previsto para os sistemas de NAZ e PIR do que para BJP.

4.1.5. Diagrama Unifilar

Na Figura 4.4 é apresentado o diagrama unifilar atual do sistema de BJP utilizado para análise técnica através do software de simulação (DIgSILENT, 2000), destacando o objeto principal de análise que é o alimentador 08 que atende NAZ (alimentador em 13,8 KV que estará trabalhando acima do limite operativo no horizonte próximo devido ao crescimento do mercado), bem como as duas alternativas de empreendimento que serão detalhadas a seguir.

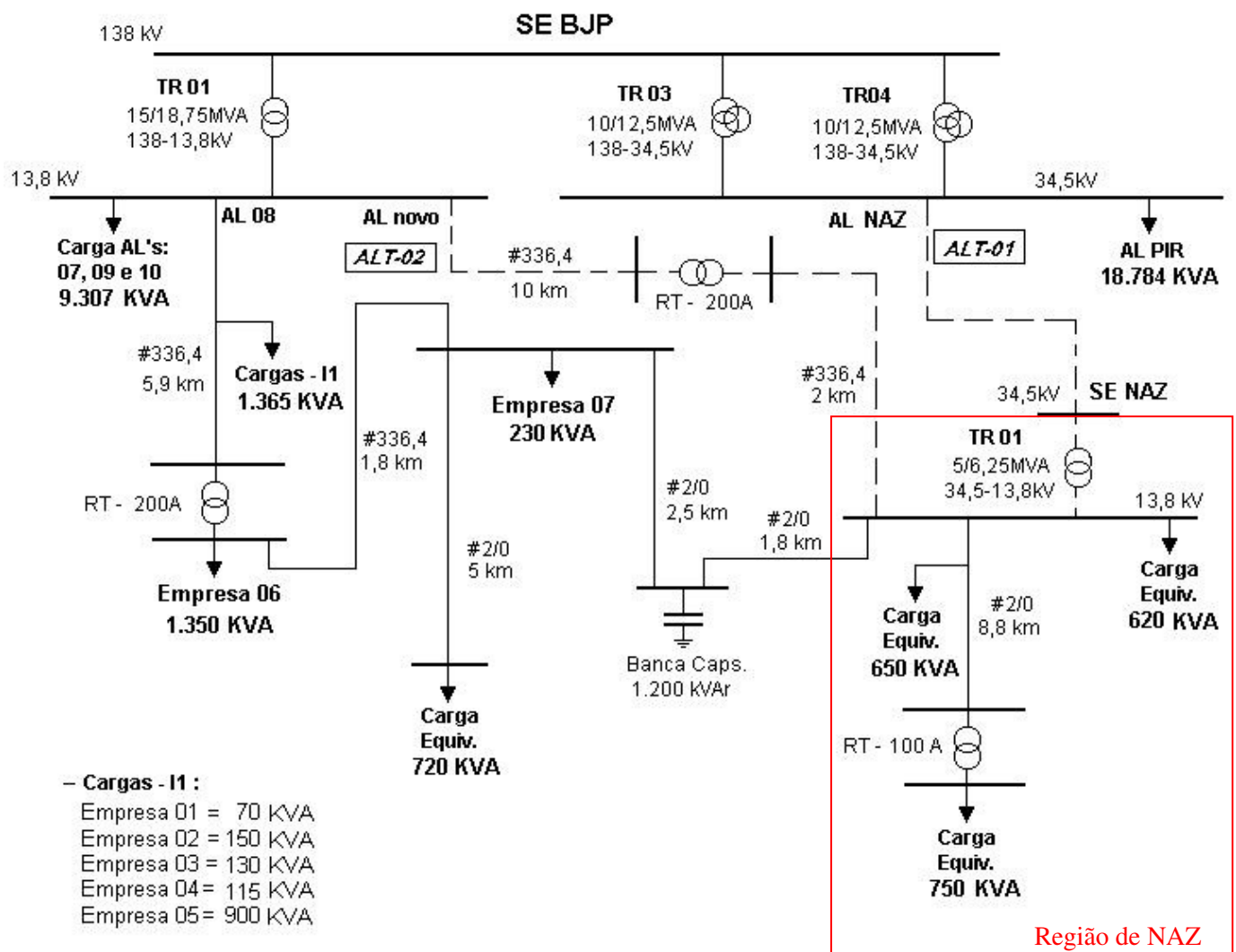


Figura 4.4 – Diagrama Unifilar do Sistema Elétrico.

4.2. Alternativas

Devido ao crescimento do mercado previsto para a região de NAZ, mostrou-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 34,5 KV derivando-se de um novo cubículo da SE BJP 138-34,5 KV e a construção de uma nova fonte de 34,5-13,8 KV com um transformador de 5/6,25 MVA e dois cubículos em NAZ;
 - vantagens:
 - alívio do sistema 13,8 KV, postergando investimentos nas transformações 138-13,8 KV;
 - 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 13,8 KV isolada para 34,5 KV derivando-se de um novo cubículo da SE BJP138-13,8 KV considerando a troca do TR-01 de 15/18,75 MVA para 25/33,33 MVA e a inclusão de um banco de regulador de tensão, postergando a construção de uma nova fonte de 34,5-13,8 KV em NAZ.
 - 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 NAZ gerando necessidade de investimento em uma nova fonte ficando os transformadores de BJP 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 em pouco tempo;
 - equipamentos adicionais em série possibilitando aumento das taxas de falhas;
 - não haverá ganho com as perdas técnicas.

Independente da alternativa escolhida haverá necessidade de expansão para um novo alimentador devido à capacidade dos cubículos.

Devido principalmente as desvantagens técnicas, a alternativa 03 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.

No apêndice B são mostrados os estudos técnicos realizados bem como as simulações das alternativas.

4.2.1. Alternativa – 01

Essa alternativa refere-se à construção de 12 Km de rede compacta em 34,5 KV derivando-se de um novo cubículo da SE BJP 138-34,5 KV e a construção de uma nova fonte de 34,5-13,8 KV com transformador de 5/6,25 MVA e dois cubículos em NAZ.

Na Tabela 4.4 a seguir é discriminada a sequência de investimentos (corrigidos pelo IGPM para o ano previsto) para essa alternativa conforme violação dos parâmetros de carregamento dos elementos/equipamentos envolvidos.

Tabela 4.4 – Descrição dos Investimentos (ALT-01).

Ano	Equipamento/obra	R\$ corr. x 1.000
2013	Terreno NAZ	37,74
2014	Cubículo 34,5 KV - SE BJP	237,11
2014	Rede compacta – 12 km em 34,5 KV	987,96
2014	SE NAZ c/ TR 5/6,25 MVA e 1 Cubículo	1.580,74
2014	Troca dos TR3 e TR4 por 40MVA	2.502,84
2018	Troca TR-01 para 33,3 MVA	2.057,83
2020	Cubículo 13,8 KV - SE BJP	312,34
2025	Novo AL para PIA 34,5 KV – 13 km	2.030,38
2030	Instalar o TR 12,5 MVA (34,5 KV)	123,61
2032	Instalar o TR 18,75 MVA (13.8 KV)	135,50
2031	Cubículo 13,8 KV - SE BJP	517,66
TOTAL		10.523,73

O gráfico da Figura 4.5 representa o carregamento dos transformadores TR-01, TR-03 e TR-04 da SE BJP e do TR-01 da nova SE NAZ ao longo do período de estudo, mostrando que a primeira obra seria necessária apenas em 2014.

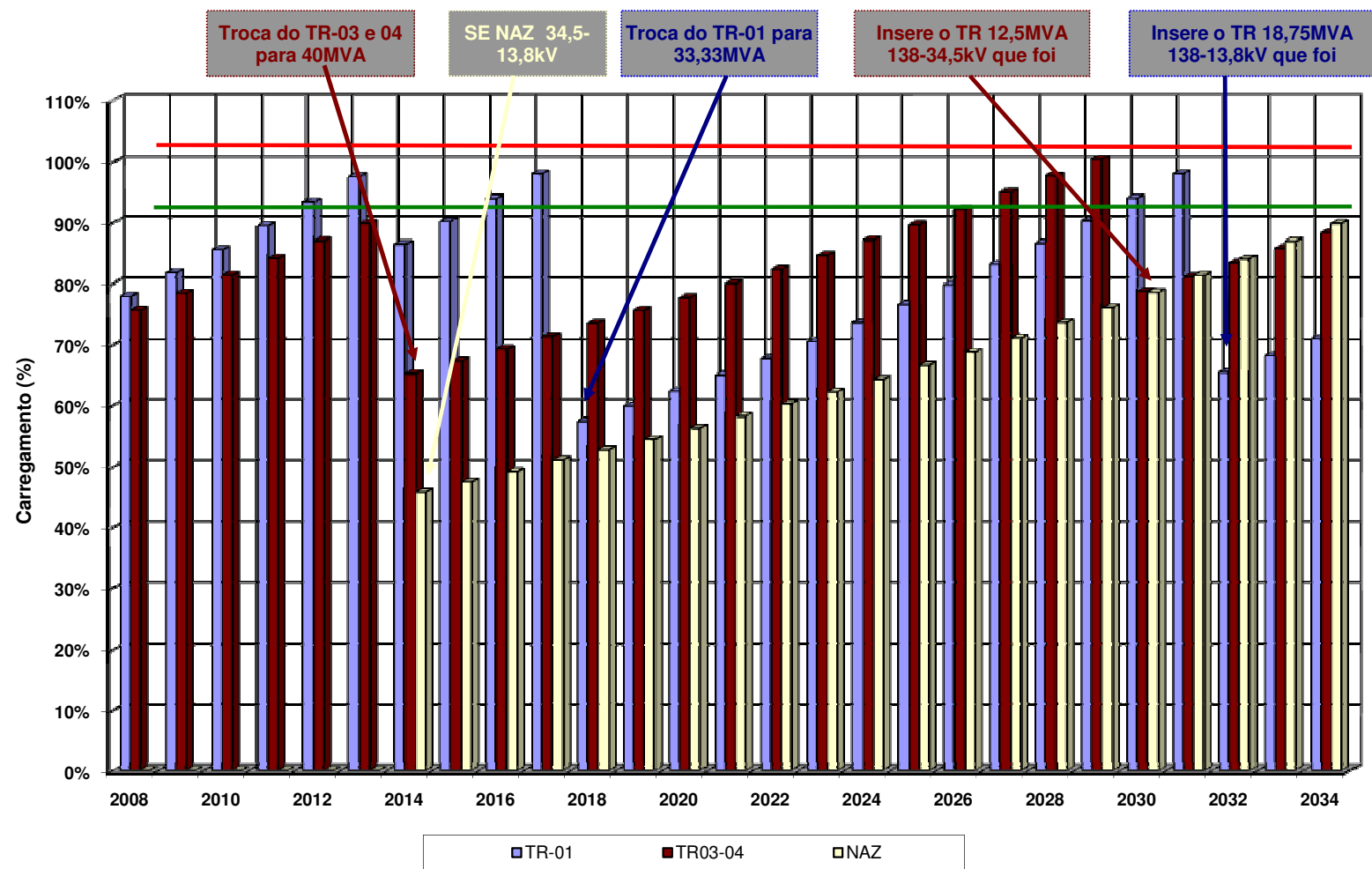


Figura 4.5 – Carregamento SEs (ALT-01).

Na Figura 4.6 é mostrado o gráfico da evolução do carregamento dos transformadores em MVA durante o período de estudo:

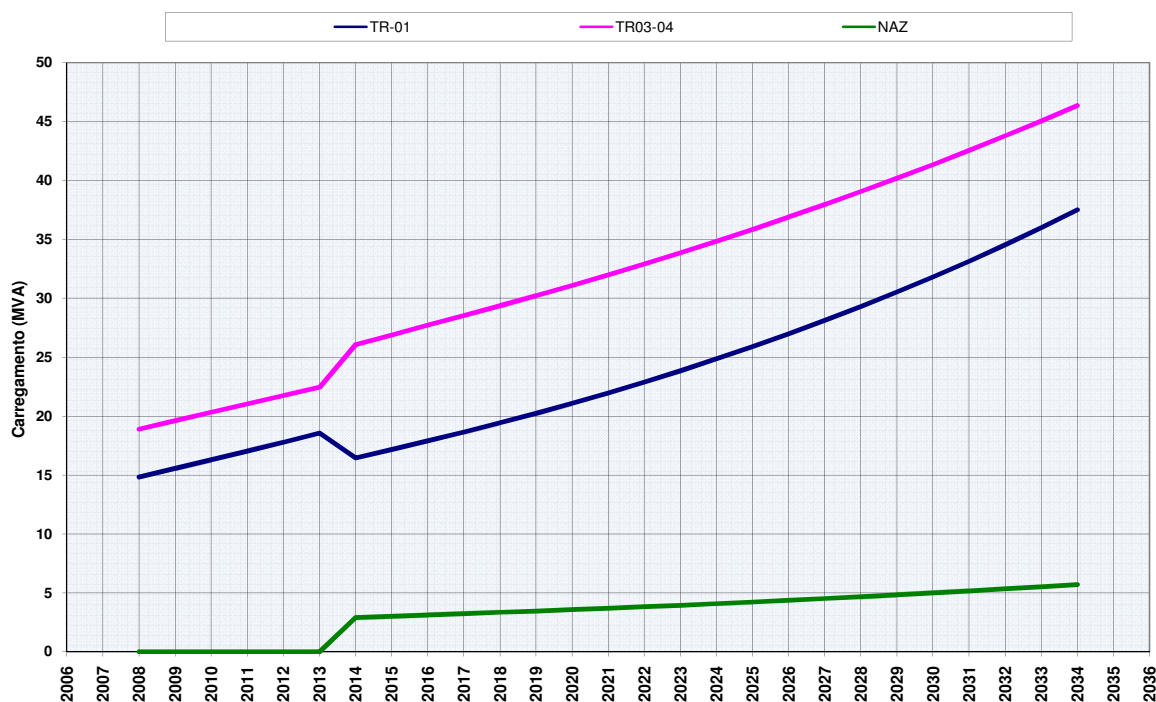


Figura 4.6 – Carregamento dos Transformadores (ALT-01).

4.2.2. Alternativa – 02

Essa alternativa refere-se à construção de 12 Km de rede compacta em 13,8 KV isolada para 34,5 KV derivando-se de um novo cubículo da SE BJP138-13,8 KV considerando a troca do TR-01 de 15/18,75 MVA para 25/33,33 MVA e a inclusão de um banco de RT de 200 A com dois equipamentos.

Na Tabela 4.5 a seguir é discriminada a sequência de investimentos (corrigidos pelo IGPM para o ano previsto) para essa alternativa conforme violação dos parâmetros de carregamento dos elementos/equipamentos envolvidos.

Tabela 4.5 – Descrição dos Investimentos (ALT-02).

Ano	Equipamento/obra	R\$ corr. x 1.000
2014	Cubículo 13,8 KV - SE BJP	237,11
2014	Troca TR-01 para 33,3 MVA	1.712,47
2014	Rede compacta 13,8 kV- 12 km	987,96
2014	Banco de RT c/ 2 eqs. de 200 A	256,87
2016	Troca dos TR3 e TR4 por 40MVA	2.743,64
2020	Cubículo 13,8 KV - SE BJP	312,34
2022	Mais um RT no banco	104,62
2025	Novo AL para PIA 34,5 KV – 13 km	2.030,38
2028	Terreno NAZ	75,17
2029	SE NAZ c/ TR 5/6,25 MVA e 1 Cubículo	3.148,19
2030	Instalar o TR 12,5 MVA (34,5 KV)	123,61
2032	Instalar o TR 18,75 MVA (13.8 KV)	135,50
2031	Cubículo 13,8 KV - SE BJP	517,66
TOTAL		12.385,53

Na Figura 4.7 é mostrado o gráfico da evolução do carregamento dos transformadores em MVA durante o período de estudo:

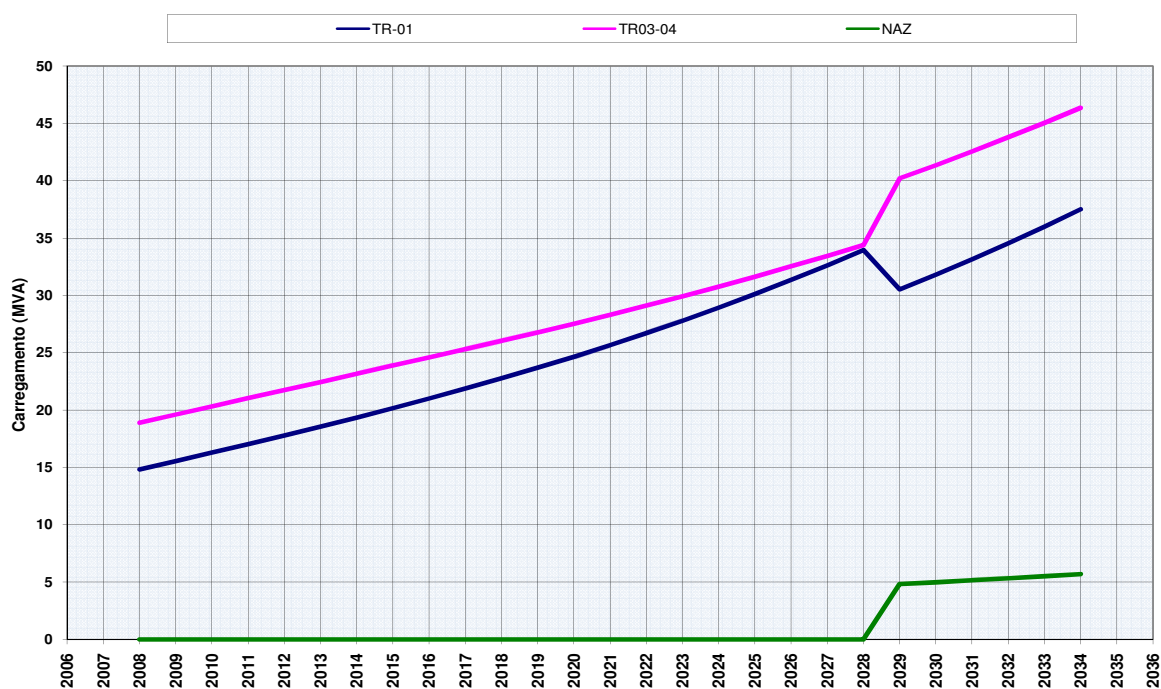


Figura 4.7 – Carregamento dos Transformadores (ALT-02).

Na Figura 4.8 é apresentado o gráfico que representa o carregamento dos transformadores TR-01, TR-03 e TR-04 da SE BJP e do TR-01 da nova SE NAZ ao longo do período de estudo, mostrando também que a primeira obra seria necessária apenas em 2014.

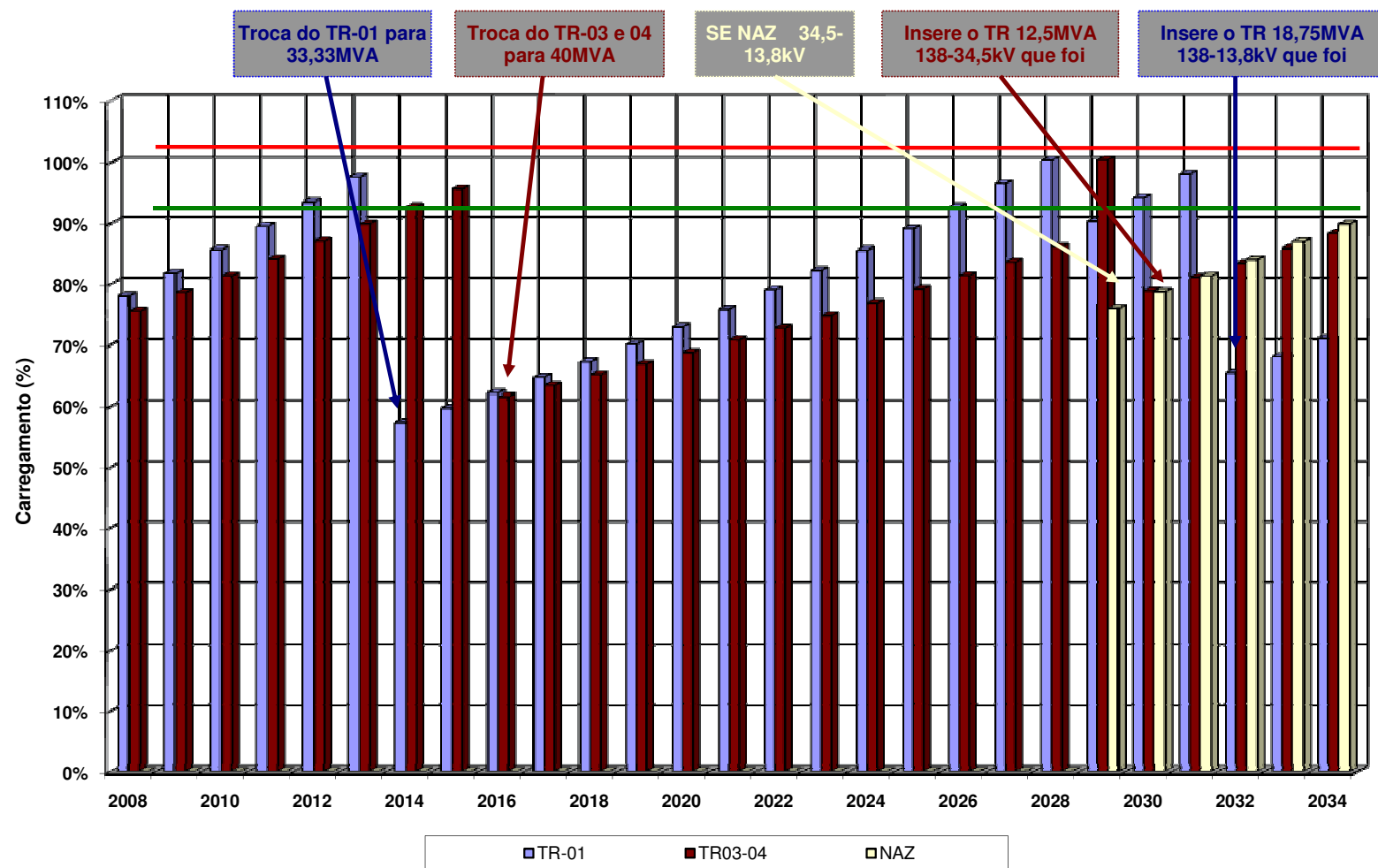


Figura 4.8 – Carregamento SEs (ALT-02).

4.3. 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 4.4 e 4.5.

Foi considerado, neste primeiro momento, que o mercado se comportará conforme previsto inicialmente (sensibilidade de mercado = 100%, ou seja, sem variação).

Foi considerada a taxa mínima de atratividade de 15% e o custeio das perdas em R\$ 75,00 por MWh (preço médio referencial de compra da energia).

Nas projeções de resultados foram considerados todos os custos/despesas fixas e outras variáveis envolvidas conforme demonstrado no item 3.2.4.

Não foram considerados os investimentos em baixa tensão, pois os mesmos ocorrem naturalmente através da entrada de novos clientes e, independente da alternativa, serão os mesmos. Com isso não impactam na análise da escolha da melhor alternativa de investimento.

Abaixo são mostradas as formulações utilizadas para o cálculo do fluxo de caixa, VPL e TIR-M:

✓ Receita bruta:

$$Rb = Cm * 8.640 * 0,92 * Tv \quad \dots(3.1)$$

Onde:

Rb = receita bruta (R\$);

Cm = crescimento de mercado (MVA);

8.640 = quantidade de horas em um ano (horas);

0,92 = fator de potência;

Tv = tarifa de venda de energia no ano (R\$).

✓ Custo da energia:

$$C_e = C_m * 8.640 * 0,92 * T_c \quad \dots (3.2)$$

Onde:

C_e = custo da energia (R\$);

T_c = tarifa de compra da energia no ano (R\$).

✓ PIS/COFINS:

$$P_C = 3,65\% * R_b \quad \dots (3.3)$$

✓ Receita líquida:

$$R_l = R_b - C_e - P_C \quad \dots (3.4)$$

✓ Custo das perdas:

$$C_p = P_{MW} * 8.640 * P_{R\$/MWh} \quad \dots (3.5)$$

Onde:

C_p = custo das perdas (R\$);

P_{MW} = perdas médias (MW);

$P_{R\$/MWh}$ = custo das perdas por MWh (R\$/MWh).

✓ Margem de contribuição:

$$M_c = R_l - C_p \quad \dots (3.6)$$

✓ Depreciação:

$$D_{R\$} = Inv * D_{\%} \quad \dots (3.7)$$

Onde:

$D_{R\$}$ = depreciação dos investimentos no ano (R\$);

Inv = total de investimentos no ano corrigidos pelo IGPM (R\$);

$D_{\%}$ = taxa de depreciação anual do bem (%).

✓ Operação e Manutenção:

$$OP_{R\$} = Inv * OP_{\%} \quad \dots (3.8)$$

Onde:

$OP_{R\$}$ = custo de operação e manutenção dos investimentos no ano (R\$);

$OP_{\%}$ = taxa de operação e manutenção anual do bem (2%).

- ✓ RGR (Reserva Global de Reversão):

$$\mathbf{RG_TF_{R\$} = Inv * RG_TF_{\%}} \quad \dots(3.9)$$

Onde:

$RG_TF_{R\$}$ = quota de RGR recolhida sobre os investimentos no ano (R\$);

$RG_TF_{\%}$ = taxa da RGR (2,5%).

- ✓ Lucro operacional:

$$\mathbf{Lop = Mc - D_{R\$} - OP_{R\$} - RG_TF_{R\$}} \quad \dots(3.10)$$

- ✓ Imposto de renda:

$$\mathbf{IR_{R\$} = Lop * IR_{\%}} \quad \dots(3.11)$$

Onde:

$IR_{R\$}$ = valor de imposto de renda a ser descontado (R\$);

$IR_{\%}$ = taxa de imposto de renda de pessoa jurídica (%).

- ✓ Lucro líquido:

$$\mathbf{Ll = Lop - IR_{R\$}} \quad \dots(3.12)$$

- ✓ Fluxo de Caixa:

$$\mathbf{FC = Ll - Inv - D_{R\$} - REC_{ICMS}} \quad \dots(3.13)$$

Onde:

FC = fluxo de caixa anual (R\$);

REC_{ICMS} = recuperação de 60% a 65% ao ano de $\frac{1}{4}$ do ICMS referente ao investimento (R\$).

- ✓ Valor presente líquido e TIR-Modificada:

Calculados conforme equações: 2.1 e 2.3.

Na Tabela 4.6 são apresentados os investimentos e o fluxo de caixa resultante para cada alternativa considerando as projeções de resultados com base nas receitas e investimentos esperados de acordo com as formulações descritas acima.

Tabela 4.6 – Fluxo de Caixa.

ANO	Investimentos (R\$ x 1.000)		Fluxo de Caixa (R\$ x 1.000)		
	ALT 1	ALT 2	ALT 1	ALT 2	
2013	37,74	0,00	-38,87	0,00	
2014	5.308,66	3.194,42	-5.242,20	-3.155,21	
2015	0,00	0,00	443,75	398,29	
2016	0,00	2.743,64	893,15	-2.291,76	
2017	0,00	0,00	1.368,48	927,21	
2018	2.057,83	0,00	-1.673,57	1.337,24	
2019	0,00	0,00	928,48	1.879,19	
2020	312,34	312,34	1.199,67	2.072,40	
2021	0,00	0,00	2.141,27	3.011,73	
2022	0,00	104,62	2.756,87	3.586,31	
2023	0,00	0,00	3.487,53	4.419,32	
2024	0,00	0,00	4.265,74	5.186,15	
2025	2.030,38	2.030,38	3.103,67	4.021,80	
2026	0,00	0,00	6.046,07	6.963,65	
2027	0,00	0,00	7.031,36	7.942,12	
2028	0,00	75,17	8.090,89	8.921,97	
2029	0,00	3.148,19	9.178,10	-2.274,92	
2030	123,61	123,61	821,11	823,55	
2031	517,66	517,66	1.758,42	1.813,20	
2032	135,50	135,50	1.012,51	1.059,20	
2033	0,00	0,00	2.691,97	2.646,57	
2034	0,00	0,00	4.356,11	4.310,72	
Entradas		Saídas	VPL	VPL	
			5.607,98	7.595,74	
			TIR-M (%)	TIR-M (%)	
			18,57%	19,84%	
			NAZ	BJP	PIA
Sens. de Mercado:			100%	100%	100%
Taxa:			15%		
Perdas (R\$/MWh):			R\$ 75,00		

Comparando as duas alternativas 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 4.9 é mostrada a variação do VPL obtido para cada alternativa em diferentes horizontes de análise.

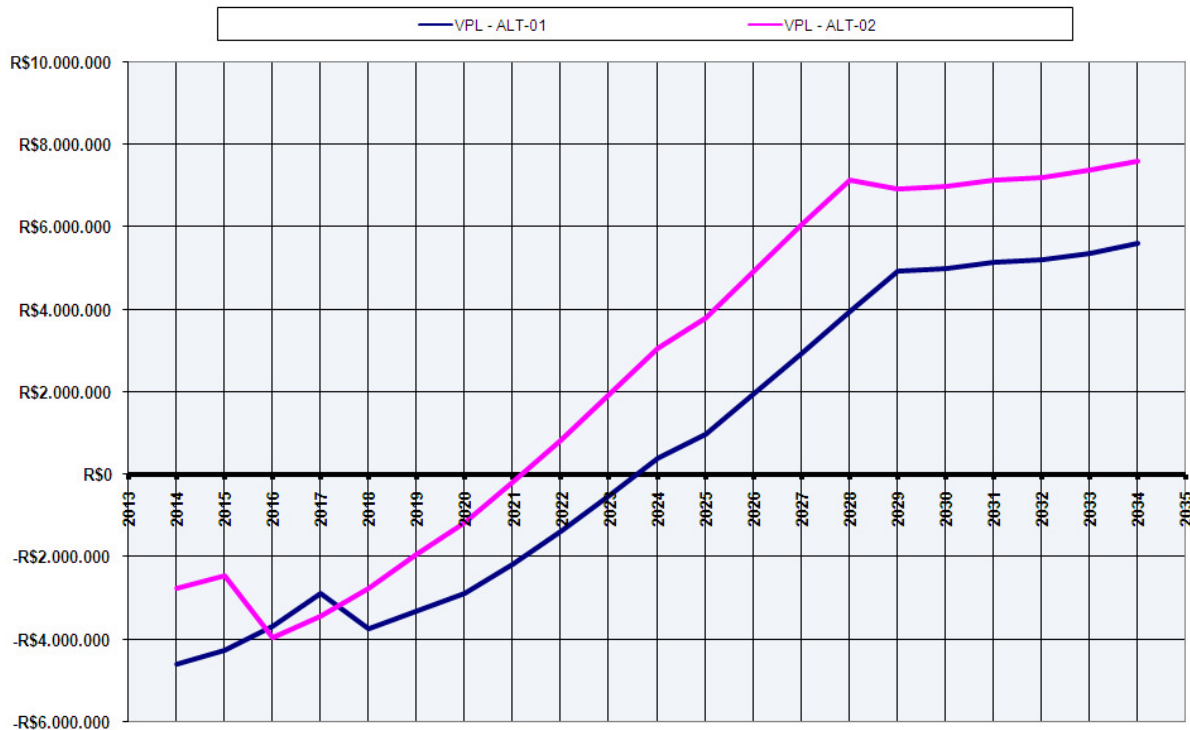


Figura 4.9 – Valor Presente Líquido (VPL) das Alternativas.

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.

5. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Complementando a análise básica, efetuou-se uma análise da sensibilidade do sistema elétrico em relação ao crescimento do mercado de energia para as três regiões.

Para cálculo dos resultados, esta variação é aplicada sobre os valores mostrados na Tabela 4.3 (ex.: para um crescimento de mercado previsto de 4,5% : 100% significa que não houve variação e 110% significa que o valor altera-se para 4,95%).

Para quantificação dos riscos, utiliza-se probabilidade de ocorrência para cada cálculo de sensibilidade, determinadas pelo investidor através da avaliação do cenário atual e premissas adotadas pela empresa considerando o horizonte do estudo.

- **Caso – 01:**

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

Na Tabela 5.1 é mostrado o resultado do VPL e TIR-M para as duas alternativas, obtido através da análise econômica considerando as variações no mercado de cada localidade.

Tabela 5.1 – Análise de sensibilidade ao mercado (CASO-01).

Mercado			Alternativa	VPL (R\$ x 1.000)	TIR-M (%)
NAZ	BJP	PIA			
100%	100%	100%	ALT 1	5.607,98	18,57%
			ALT 2	7.595,74	19,84%
110%	110%	110%	ALT 1	6.834,46	19,03%
			ALT 2	7.714,87	19,79%
120%	120%	120%	ALT 1	5.867,05	18,57%
			ALT 2	7.452,81	19,54%
90%	90%	90%	ALT 1	5.080,94	18,38%
			ALT 2	7.159,32	19,78%
85%	85%	85%	ALT 1	4.256,89	17,99%
			ALT 2	5.867,73	19,28%
80%	80%	80%	ALT 1	4.860,61	18,35%
			ALT 2	5.389,04	19,12%

Na Tabela 5.2 é mostrada a análise de risco considerando o VPL esperado para cada alternativa de acordo a probabilidade de cada caso ocorrer, destacando seus respectivos desvios padrões e coeficientes de variação, definidos nas equações 2.4 e 2.5.

Tabela 5.2 – VPL esperado e análise de risco (CASO-01).

Alternativa	Merc-NAZ	Merc-BJP	Merc-PIA	Probabilidade	VPL (R\$x1.000)	VPL esperado (R\$x1.000)	DPvpl (R\$x1.000)	CVvpl
ALT 1	100%	100%	100%	45%	5.607,98	2.523,59	745	13,5%
	110%	110%	110%	15%	6.834,46	1.025,17		
	120%	120%	120%	10%	5.867,05	586,71		
	90%	90%	90%	10%	5.080,94	508,09		
	85%	85%	85%	15%	4.256,89	638,53		
	80%	80%	80%	5%	4.860,61	243,03		
				100%	5.417,99	5.525,12		
ALT 2	100%	100%	100%	45%	7.595,74	3.418,08	739	10,3%
	110%	110%	110%	15%	7.714,87	1.157,23		
	120%	120%	120%	10%	7.452,81	745,28		
	90%	90%	90%	10%	7.159,32	715,93		
	85%	85%	85%	15%	5.867,73	880,16		
	80%	80%	80%	5%	5.389,04	269,45		
				100%	6.863,25	7.186,14		

- **Caso – 02:**

Neste caso, foi considerada variação de crescimento do mercado diferente para as três localidades desde 2008 até 2034.

Na Tabela 5.3 é mostrado o resultado do VPL e TIR-M para as duas alternativas, obtido através da análise econômica considerando as variações no mercado de cada localidade.

Tabela 5.3 – Análise de sensibilidade ao mercado (CASO-02).

Mercado			Alternativa	VPL (R\$ x 1.000)	TIR-M (%)
NAZ	BJP	PIA			
100%	100%	100%	ALT 1	5.607,98	18,57%
			ALT 2	7.595,74	19,84%
110%	110%	110%	ALT 1	6.834,46	19,03%
			ALT 2	7.714,87	19,79%
90%	90%	90%	ALT 1	5.080,94	18,38%
			ALT 2	7.159,32	19,78%
110%	120%	100%	ALT 1	7.427,40	19,30%
			ALT 2	7.214,26	19,58%
105%	120%	110%	ALT 1	8.032,46	19,51%
			ALT 2	7.799,00	19,78%
120%	105%	100%	ALT 1	6.243,40	18,78%
			ALT 2	6.189,71	19,11%

Na Tabela 5.4 é mostrada a análise de risco considerando o VPL esperado para cada alternativa de acordo a probabilidade de cada caso ocorrer, destacando seus respectivos desvios padrões e coeficientes de variação, definidos nas equações 2.4 e 2.5.

Tabela 5.4 – VPL esperado e análise de risco (CASO-02).

Alternativa	Merc-NAZ	Merc-BJP	Merc-PIA	Probabilidade	VPL (R\$x1.000)	VPL esperado (R\$x1.000)	DPvpl (R\$x1.000)	CVvpl
ALT 1	100%	100%	100%	45%	5.607,98	2.523,59	939	15,0%
	110%	110%	110%	10%	6.834,46	683,45		
	90%	90%	90%	10%	5.080,94	508,09		
	110%	120%	100%	15%	7.427,40	1.114,11		
	105%	120%	110%	10%	8.032,46	803,25		
	120%	105%	100%	10%	6.243,40	624,34		
				100%	6.537,77	6.256,83		
ALT 2	100%	100%	100%	45%	7.595,74	3.418,08	448	6,1%
	110%	110%	110%	10%	7.714,87	771,49		
	90%	90%	90%	10%	7.159,32	715,93		
	110%	120%	100%	15%	7.214,26	1.082,14		
	105%	120%	110%	10%	7.799,00	779,90		
	120%	105%	100%	10%	6.189,71	618,97		
				100%	7.278,82	7.386,51		

5.1. Análise dos Resultados

Mostra-se nas Tabelas 5.5 e 5.6, o resumo dos resultados da análise contendo a comparação entre as alternativas para cada caso considerando o valor agregado, o risco e a sensibilidade ao mercado.

Tabela 5.5 – Resultados da Alternativa 01.

Alternativa 01	Caso 01	Caso 02
Valor Agregado (VPL) - R\$x1.000	R\$ 5.525,12	R\$ 6.256,83
Risco (CV_{vpl})	13,48%	15,01%
Sensibilidade à variação de mercado (DV_{vpl}) - R\$x1.000	R\$ 744,99	R\$ 939,11

Tabela 5.6 – Resultados da Alternativa 02.

Alternativa 02	Caso 01	Caso 02
Valor Agregado (VPL) - R\$x1.000	R\$ 7.186,14	R\$ 7.386,51
Risco (CV_{vpl})	10,29%	6,06%
Sensibilidade à variação de mercado (DV_{vpl}) - R\$x1.000	R\$ 739,48	R\$ 447,59

De acordo com os resultados obtidos, observa-se que a alternativa 02 é a de maior valor agregado (Caso 01: R\$ 7.186 mil e Caso 02: R\$ 7.387 mil), sendo a opção de menor risco (Caso 01: CV_{vpl} = 10,3% e Caso 02: CV_{vpl} = 6,1%) e menor sensibilidade à variação de mercado (Caso 01: DV_{vpl} = R\$ 739 mil e Caso 02: DV_{vpl} = R\$ 448 mil).

A alternativa 01, relativa à ampliação inicial da transformação de 138-34,5 KV para atendimento ao município de NAZ através da construção de uma nova fonte 34,5-13,8 KV, possui maior risco nos dois casos (Caso 01: CV_{vpl} = 13,5% e Caso 02: CV_{vpl} = 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 (vide gráfico da Figura 4.9).

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 NAZ) apresentou melhores resultados conforme pode-se observar na Tabela 5.3. Esses casos particulares coincidem com uma maior taxa de aumento dos valores planejados de crescimento do mercado de BJP em relação a NAZ. 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 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 NAZ através da simples expansão do sistema de 13,8 KV (isolado para 34,5 KV) e instalação de equipamentos de correção de tensão (RT's).

O planejamento proposto está aberto a várias opções de otimização, como exemplo pode-se evidenciar outra possibilidade alternativa à ampliação da transformação 138-13,8 KV, TR-01 de 15/18,75 MVA para 25/33,33 MVA, que contempla a instalação do segundo bay de transformação utilizando-se outro transformador de 15/18,75 MVA proveniente de rodízio devido a ampliação de outras SE's. Neste exemplo ter-se-ia 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.

6. CONCLUSÃO

O objetivo deste trabalho foi demonstrar uma metodologia para escolha da melhor opção de investimento para expansão do sistema elétrico através de utilização de técnicas de engenharia econômica em longo prazo.

Além das análises técnicas para verificação dos critérios de disponibilidade, carregamento e queda de tensão realizadas através de simulações (DIGSILENT, 2000), apresentadas no capítulo 3, pode-se verificar a aplicação da engenharia econômica e métodos de análise de sensibilidade com quantificação 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.

Para análise econômica, foi desenvolvida uma planilha em EXCEL (MICROSOFT, 2003) no qual os métodos apresentados no capítulo 2 foram inseridos gerando os resultados apresentados nos capítulos 4 e 5.

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.

Estas análises podem ser atualizadas anualmente mantendo o período previsto, onde as principais variáveis (taxas, preços, previsão de mercado, etc.) podem ser alteradas permitindo que seja realizada nova simulação e avaliação do plano de investimento.

Foram apresentados os resultados parciais deste estudo no Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (CANDIAN; FELTRIN, 2008), em abril de 2008.

Para sequência deste trabalho, pode-se alterar outras variáveis que influenciam a análise econômica e sensibilidade do sistema elétrico, que neste estudo foi utilizado o mercado de energia e inserir variações do crescimento de mercado diferentes ao longo do horizonte previsto.

7. REFERÊNCIAS

- CANDIAN, F. J.; PADILHA-FELTRIN, A. Utilização de análise econômica com fatores de riscos na expansão de sistemas de distribuição. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS. SBSE, 2008, Belo Horizonte, *Anais..* Belo Horizonte: [s.n], 2008.
- CANDIAN, F. J.; PADILHA-FELTRIN, A. Utilização de análise econômica com fatores de riscos na expansão de sistemas de distribuição. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS- SBSE, 2008, Belo Horizonte, *Anais..* Belo Horizonte: [s.n], 2008.
- CASAROTTO, N.; KOPITKE, B. H. *Análise de investimentos: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial*. 8. ed. São Paulo: Atlas, 1998.
- CIPOLI, J. A. *Engenharia de Distribuição*. Rio de Janeiro: Ed. Qualitymark, 1993. 340 p.
- COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO - CODI. *Método para determinação, análise e otimização das perdas técnicas em sistemas de distribuição*. Rio de Janeiro: Eletrobrás. 1996. (Doc. Técnico, CODI-3.2.19.34).
- CORREA, E. L.. *A viabilidade econômica do gás natural*. 2002. 83 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Faculdade de Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2002.
- DE FRANCISCO, W. *Matemática financeira*. 5. ed. São Paulo: Atlas, 1985.
- DIGSILENT: power factory. 13.0. Gomarigen, Germany: Digital Simulation and Electrical Network Calculation Program, 2000. (Software).
- ELETROBRÁS. *Planejamento de sistemas de distribuição*. Rio de Janeiro: Editora Campus ,1982. v.1 Coleção distribuição de energia elétrica.
- FLETCHER, R. H.; STRUNZ, K.. Optimal distribution system horizon planning - part I: Formulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v.22, n.2, p.791-799, 2007.
- FLETCHER, R. H.; STRUNZ, K.. Optimal distribution system horizon planning - part II: Application. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v.22, n.2, p.862-870, 2007.
- GONEN, T. *Electric power distribution system engineering*. 2. ed. Boca Raton FL EUA: CRC Press, 2008.

HIRSCHFELD, H. *Engenharia econômica e análise de custos*. 6. ed. São Paulo: Atlas, 1998.

LAPPONI, J. C. *Projetos de investimento*. São Paulo: Lapponi, 1999.

MICROSOFT Office Excel 2003 (11.8211.8202) SP3. (s.l.): Microsoft Corporation, 2003. (Software).

OLIVEIRA, M. E.; PADILHA-FELTRIN, A.; OLIVEIRA, S. A.; CAMARGO, D. B.; CANDIAN, F. J.; PEREIRA, M. A. Metodologia para calcular indicadores de perdas técnicas na distribuição. In: CIDEL. Buenos Aires: [s.n], 2006.

PAREJA, I. V. *Construction of cashflow a pedagogical*. [s.l.]:[s.n], 1999. p. (note)

8. APÊNDICE A – Terminologia (Diretrizes de Planejamento)

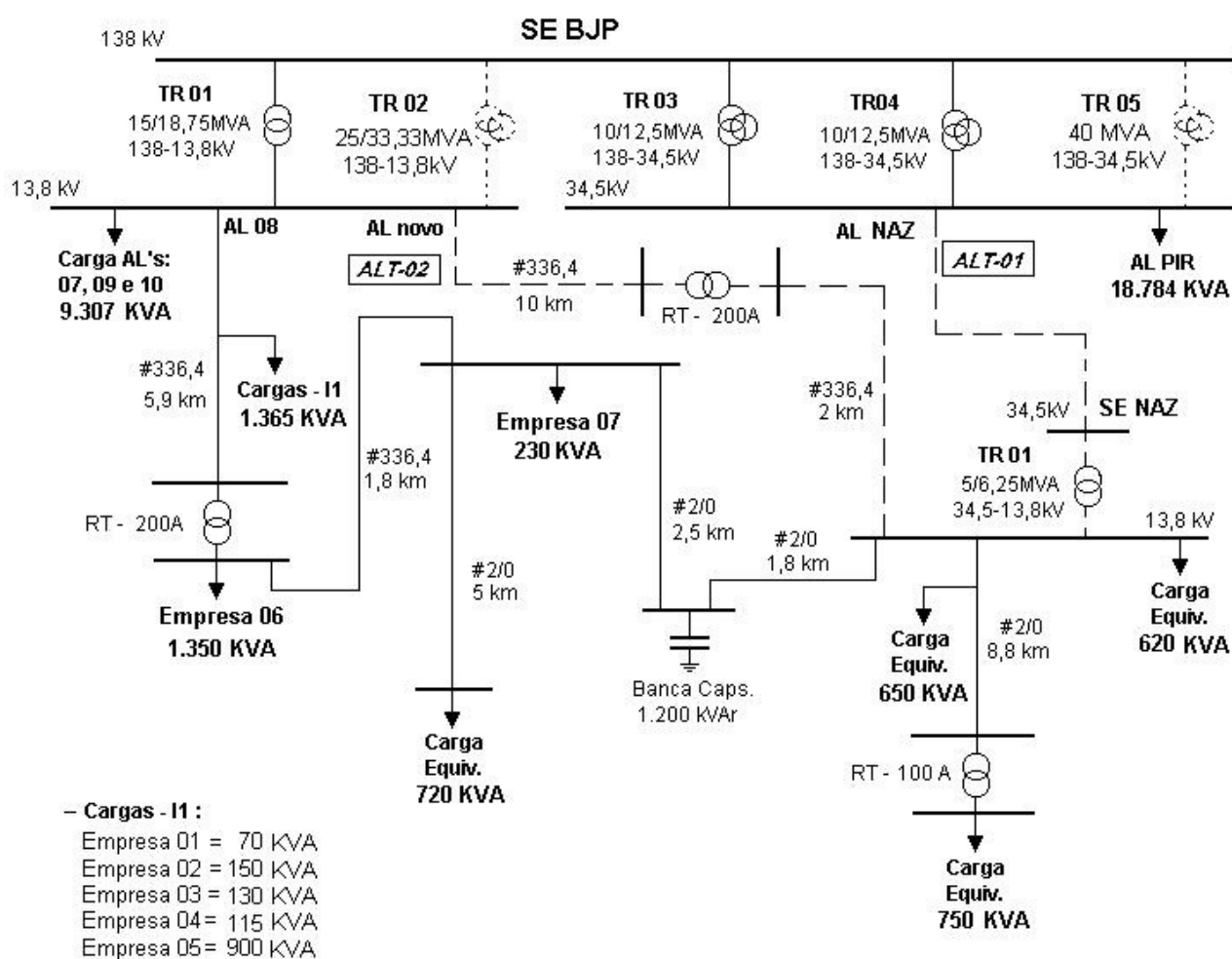
Para clareza de entendimento da diretriz são definidos alguns termos técnicos comumente utilizados:

- SISTEMA ELÉTRICO - circuito elétrico ou conjunto de circuitos elétricos de distribuição interrelacionados que possibilitam o transporte de energia elétrica.
- SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO - parte de um sistema elétrico, dotado de dispositivos de manobras, controle, proteção e transformação, da qual derivam os alimentadores.
- ALIMENTADOR - rede elétrica destinada a levar energia de uma subestação de distribuição, através das redes primárias que suprem os transformadores de distribuição.
- REDE PRIMÁRIA - parte de um alimentador que supre diretamente ou por intermédio de ramais primários os transformadores de distribuição.
- REDE SECUNDÁRIA - rede elétrica destinada a transportar energia dos transformadores de distribuição aos pontos de consumo (clientes).
- TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO - transformador de potência utilizado em sistemas de distribuição para atendimento de clientes em baixa tensão (ex.: TR 13,8 KV – 0,220 KV).
- CARGA INSTALADA - somatória das potências nominais das cargas ligadas ao sistema elétrico.
- CONSUMO - quantidade de energia elétrica absorvida em um dado intervalo de tempo.
- DEMANDA - quantidade de potência da carga utilizada durante um intervalo de tempo definido.
- DEMANDA MÁXIMA - maior demanda verificada durante um intervalo de tempo especificado.
- FATOR DE CARGA - relação entre a demanda média de potência e a demanda máxima ocorrida em um determinado período de tempo.

- FATOR DE DEMANDA - relação entre a demanda máxima de potência e a sua correspondente carga instalada.
- FATOR DE POTÊNCIA - relação entre a potência ativa e a potência aparente.
- QUEDA DE TENSÃO - é a diferença entre as tensões elétricas existentes entre dois pontos de um circuito elétrico, observado num mesmo instante. OBS.: Para efeito desta diretriz em particular, os valores citados nas análises e simulações elétricas dizem respeito a “QUEDA DE TENSÃO BALANCEADA”;
- RAMAL DE LIGAÇÃO - conjunto de condutores e acessórios que liga uma rede secundária de distribuição a uma ou mais unidades de consumo.
- MERCADO DE ENERGIA – demanda consumida pelos clientes (KW).

9. APÊNDICE B – Estudo Elétrico e Simulações

Neste apêndice será apresentada a metodologia utilizada para simulações técnicas das alternativas e as características elétricas dos equipamentos. Foi utilizado o software (DIgSILENT, 2000) para as simulações do fluxo de carga utilizando o diagrama unifilar e componentes elétricos abaixo:



- - - - - => equipamentos e rede novos

Figura B.1 – Diagrama Unifilar do Sistema Elétrico.

Nas Figuras B.2 a B.7 são demonstradas as entradas de dados do software (DiGSILENT, 2000) contendo as características técnicas dos transformadores das subestações.

2-Winding Transformer Type - Library\TR1_18.75MVA_138-13.8kV.TypTr2
RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Reliability | Description
Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Full Short-Circuit | ANSI Short-Circuit
Name: TR1_18.75MVA_138-13.8kV
Rated Power: 18.75 MVA
No. of Phases: 3
Nominal Frequency: 60. Hz
Rated Voltage:
HV-Side: 138. kV
LV-Side: 13.8 kV
Vector Group:
HV-Side: D
LV-Side: YN
Phase Shift: 1 *30deg
Name: Dyn1
Positive Sequence Impedance:
Short-Circuit Voltage uk: 9.87 %
Copper Losses: 70.2 kW

2-Winding Transformer Type - Library\TR1_18.75MVA_138-13.8kV.TypTr2
RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Reliability | Description
Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Full Short-Circuit | ANSI Short-Circuit
Tap Changer:
at Side: HV
Additional Voltage per Tap: 1.25 %
Phase of du: 0. deg
Neutral Position: 0
Minimum Position: -12
Maximum Position: 4
Distribution of Leakage Reactances (p.u.):
x.Pos.Seq. HV-Side: 0.5
x.Pos.Seq. LV-Side: 0.5
Distribution of Leakage Resistances (p.u.):
r.Pos.Seq. HV-Side: 0.5
r.Pos.Seq. LV-Side: 0.5
Magnetizing Impedance:
No Load Current: 0.096 %
No Load Losses: 18. kW

Figura B.2 – Transformador TR-01 de 15/18,75 MVA – 138-13,8 KV.

3-Winding Transformer Type - Library\TR2_33.3MVA_138-13.8kV.TypTr3
ANSI Short-Circuit | RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Reliability | Description
Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Full Short-Circuit
Name: TR2_33.3MVA_138-13.8kV
Rated Power:
HV-Side: 33.3 MVA
MV-Side: 33.3 MVA
LV-Side: 33.3 MVA
Parameter Name: strn3_m
Rated Voltage:
HV-Side: 138. kV
MV-Side: 13.8 kV
LV-Side: 7.97 kV
Vector Group:
HV-Side: YN
MV-Side: YN
LV-Side: D
Phase Shift: 0 *30deg
Phase Shift: 0 *30deg
Phase Shift: 11 *30deg
Name: YN0yn0d11
Pos. Sequence Short Circuit Voltage:
HV-MV: 13.9 %
MV-LV: 8. %
LV-HV: 24.07 %
Copper Losses:
HV-MV: 161.032 kW
MV-LV: 0. kW
LV-HV: 0. kW

3-Winding Transformer Type - Library\TR2_33.3MVA_138-13.8kV.TypTr3
ANSI Short-Circuit | RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Reliability | Description
Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Full Short-Circuit
Tap HV-Side:
Add. Voltage per Tap: 1.25 %
Phase of du: 0. deg
Neutral Position: 0
Min. Position: -12
Max. Position: 4
Magnetizing Reactance:
Position: Star Point
No Load Current: 0.06 %
No Load Losses: 19.905 kW

Figura B.3 – Transformador TR-02 de 25/33 MVA – 138-13,8 KV.

3-Winding Transformer Type - Library\TR3_12.5MVA_138-34.5kV.TypTr3
ANSI Short-Circuit | RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Reliability | Description
Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Full Short-Circuit
Name: TR3_12.5MVA_138-34.5kV
Rated Power:
HV-Side: 12.5 MVA
MV-Side: 12.5 MVA
LV-Side: 12.5 MVA
Rated Voltage:
HV-Side: 138. kV
MV-Side: 34.5 kV
LV-Side: 19.92 kV
Vector Group:
HV-Side: YN
MV-Side: YN
LV-Side: D
Phase Shift: 0 *30deg
Phase Shift: 0 *30deg
Phase Shift: 11 *30deg
Name: YN0yn0d11
Pos. Sequence Short Circuit Voltage:
HV-MV: 7.35 %
MV-LV: 4.23 %
LV-HV: 12.73 %
Copper Losses:
HV-MV: 35.7 kW
MV-LV: 0. kW
LV-HV: 0. kW

3-Winding Transformer Type - Library\TR3_12.5MVA_138-34.5kV.TypTr3
ANSI Short-Circuit | RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Reliability | Description
Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Full Short-Circuit
Tap HV-Side:
Add. Voltage per Tap: 1.25 %
Phase of du: 0. deg
Neutral Position: 0
Min. Position: -12
Max. Position: 4
Magnetizing Reactance:
Position: Star Point
No Load Current: 0. %
No Load Losses: 0. kW

Figura B.4 – Transformador TR-03 de 12,5 MVA – 138-34,5 KV.

3-Winding Transformer Type - Library\TR4_12.5MVA_138-34.5kV.TypTr3

ANSI Short-Circuit	RMS-Simulation	EMT-Simulation	Harmonics	Reliability	Description
Basic Data	Load Flow	VDE/IEC Short-Circuit	Full Short-Circuit		

Name: TR4_12.5MVA_138-34.5kV

Rated Power		Rated Voltage	
HV-Side	12.5 MVA	HV-Side	138. kV
MV-Side	12.5 MVA	MV-Side	34.5 kV
LV-Side	12.5 MVA	LV-Side	19.92 kV

Vector Group

Side	Winding	Phase Shift
HV-Side	YN	0 *30deg
MV-Side	YN	0 *30deg
LV-Side	D	11 *30deg

Name: YN0yn0d11

Pos. Sequence Short Circuit Voltage		Copper Losses	
HV-MV	7.4 %	HV-MV	35.7 kW
MV-LV	4.26 %	MV-LV	0. kW
LV-HV	12.82 %	LV-HV	0. kW

3-Winding Transformer Type - Library\TR4_12.5MVA_138-34.5kV.TypTr3

ANSI Short-Circuit	RMS-Simulation	EMT-Simulation	Harmonics	Reliability	Description
Basic Data	Load Flow	VDE/IEC Short-Circuit	Full Short-Circuit		

Tap HV-Side

Parameter	Value
Add. Voltage per Tap	1.25 %
Phase of du	0. deg
Neutral Position	0
Min. Position	-12
Max. Position	4

Magnetizing Reactance

Parameter	Value
Position	Star Point
No Load Current	0. %
No Load Losses	0. kW

Figura B.5 – Transformador TR-04 de 12,5 MVA – 138-34,5 KV.

3-Winding Transformer Type - Library\TR5_40MVA_138-34.5kV.TypTr3

ANSI Short-Circuit	RMS-Simulation	EMT-Simulation	Harmonics	Reliability	Description
Basic Data	Load Flow	VDE/IEC Short-Circuit	Full Short-Circuit		

Name: TR5_40MVA_138-34.5kV

Rated Power		Rated Voltage	
HV-Side	40. MVA	HV-Side	138. kV
MV-Side	40. MVA	MV-Side	34.5 kV
LV-Side	40. MVA	LV-Side	19.92 kV

Vector Group

Side	Winding	Phase Shift
HV-Side	YN	0 *30deg
MV-Side	YN	0 *30deg
LV-Side	D	11 *30deg

Name: YN0yn0d11

Pos. Sequence Short Circuit Voltage		Copper Losses	
HV-MV	16.1 %	HV-MV	180. kW
MV-LV	9.27 %	MV-LV	0. kW
LV-HV	27.88 %	LV-HV	0. kW

3-Winding Transformer Type - Library\TR5_40MVA_138-34.5kV.TypTr3

ANSI Short-Circuit	RMS-Simulation	EMT-Simulation	Harmonics	Reliability	Description
Basic Data	Load Flow	VDE/IEC Short-Circuit	Full Short-Circuit		

Tap HV-Side

Parameter	Value
Add. Voltage per Tap	1.25 %
Phase of du	0. deg
Neutral Position	0
Min. Position	-12
Max. Position	4

Magnetizing Reactance

Parameter	Value
Position	Star Point
No Load Current	0.063 %
No Load Losses	25. kW

Figura B.6 – Transformador TR-05 de 40 MVA – 138-34,5 KV.

2-Winding Transformer Type - Library\TR1_6.25MVA_34.5-13.8kV.TypTr2

RMS-Simulation	EMT-Simulation	Harmonics	Reliability	Description
Basic Data	Load Flow	VDE/IEC Short-Circuit	Full Short-Circuit	ANSI Short-Circuit

Name: TR1_6.25MVA_34.5-13.8kV

Rated Power		No. of Phases
Rated Power	6.25 MVA	3

Nominal Frequency: 60. Hz

Rated Voltage	
HV-Side	33. kV
LV-Side	13.8 kV

Vector Group

Side	Winding	Phase Shift
HV-Side	D	
LV-Side	YN	

Phase Shift: 1 *30deg

Name: Dyn1

Positive Sequence Impedance	
Short-Circuit Voltage uk	6.98 %
Copper Losses	30.113 kW

2-Winding Transformer Type - Library\TR1_6.25MVA_34.5-13.8kV.TypTr2

RMS-Simulation	EMT-Simulation	Harmonics	Reliability	Description
Basic Data	Load Flow	VDE/IEC Short-Circuit	Full Short-Circuit	ANSI Short-Circuit

Tap Changer

Parameter	Value
at Side	HV
Additional Voltage per Tap	5. %
Phase of du	0. deg
Neutral Position	0
Minimum Position	-2
Maximum Position	1

Distribution of Leakage Reactances (p.u.)

Parameter	Value
x.Pos.Seq. HV-Side	0.5
x.Pos.Seq. LV-Side	0.5

Distribution of Leakage Resistances (p.u.)

Parameter	Value
r.Pos.Seq. HV-Side	0.5
r.Pos.Seq. LV-Side	0.5

Magnetizing Impedance

Parameter	Value
No Load Current	0.1 %
No Load Losses	6. kW

Figura B.7 – Transformador TR-06 de 5/6,25 MVA – 34,5-13,8 KV.

Na Figura B.8 é demonstrada a entrada de dados do software (DIgSILENT, 2000) contendo as características técnicas dos condutores primários.

The figure shows two side-by-side windows from the DIgSILENT software, both titled 'Line Type - Library\#AL 336.TypLne' (left) and 'Line Type - Library\#AL 2/0.TypLne' (right). Each window has tabs for 'ANSI Short-Circuit', 'RMS-Simulation', 'EMT-Simulation', 'Basic Data', 'Load Flow', and 'VDE/IEC Sho'. The 'Basic Data' tab is active in both. The left window is for line type '#AL 336' and the right for '#AL 2/0'. Both have the same basic parameters: Rated Voltage 13.8 kV, Nominal Current 0.5 kA (left) and 0.225 kA (right), Nominal Frequency 60 Hz, Cable / OHL Overhead Line, System Type AC, and Phases 3. The 'Parameters per Length 1,2-Sequence' section shows Resistance R' and Reactance X' for both. For #AL 336, R' is 0.19 Ohm/km and X' is 0.396 Ohm/km. For #AL 2/0, R' is 0.556 Ohm/km and X' is 0.513 Ohm/km.

Figura B.8 – Condutores Primários.

Na Figura B.9 é demonstrada a entrada de dados do software (DIgSILENT, 2000) contendo as características técnicas dos reguladores de tensão.

The figure shows two side-by-side windows from the DIgSILENT software, both titled '2-Winding Transformer Type - Library\RT - 200A - 2eqs.TypTr2' (left) and '2-Winding Transformer Type - Library\RT - 200A - 3eqs.TypTr2' (right). Each window has tabs for 'RMS-Simulation', 'EMT-Simulation', 'Harmonics', 'Reliability', 'Description', 'Basic Data', 'Load Flow', 'VDE/IEC Short-Circuit', 'Full Short-Circuit', and 'ANSI Short-Circuit'. The 'Basic Data' tab is active in both. The left window is for transformer type 'RT - 200A - 2eqs' and the right for 'RT - 200A - 3eqs'. Both have the same basic parameters: Rated Power 4.78 MVA, Nominal Frequency 60 Hz, Rated Voltage HV-Side 13.8 kV and LV-Side 13.8 kV, Vector Group D, Phase Shift 0 *30deg, Short-Circuit Voltage uk 1 %, and Copper Losses 4 kW. The 'Name' field is 'Dd0' in both.

Figura B.9 – Regulador de Tensão 200 A – 2 equipamentos e 3 equipamentos.

Na Figura B.10 é demonstrada a entrada de dados do software (DIgSILENT, 2000) contendo as características técnicas do banco de capacitores.

The screenshot shows the 'Shunt/Filter - Grid\Banca 1200kVar.ElmShnt' window in the DIgSILENT software. The 'Basic Data' tab is selected. The 'Name' field is 'Banca 1200kVar'. The 'Terminal' field is 'JESUS_REV-01\Grid\CC02641\Cub_5'. The 'System Type' is 'AC'. The 'Nominal Voltage' is '13.8 kV'. The 'Vector Group' is 'Y'. The 'Shunt Type' is 'C'. The 'Design Parameter' section shows 'Rated Reactive Power, C' as '1.2 Mvar'. The 'Layout Parameter' section shows 'Susceptance' as '6301.197 uS'. There is also a checkbox for 'Out of Service' which is unchecked.

Figura B.10 – Banco de Capacitores (1.200 KVar).

A Figura B.11 representa a simulação do sistema elétrico atual e a Figura B.12, a simulação para o ano 2014 sinalizando a primeira necessidade de melhoria no sistema elétrico.

Nas Figuras B.13 a B.15 são demonstradas as simulações do sistema elétrico com as principais obras da alternativa 01 para os anos que necessitam de melhorias.

Nas Figuras B.16 a B.18 são demonstradas as simulações do sistema elétrico com as principais obras da alternativa 02 para os anos que necessitam de melhorias.

Na Figura B.11, é mostrado o resultado do fluxo de potência considerando as cargas atuais (ano **2008**). Observa-se que o sistema se comporta sem problemas de queda de tensão e carregamento.

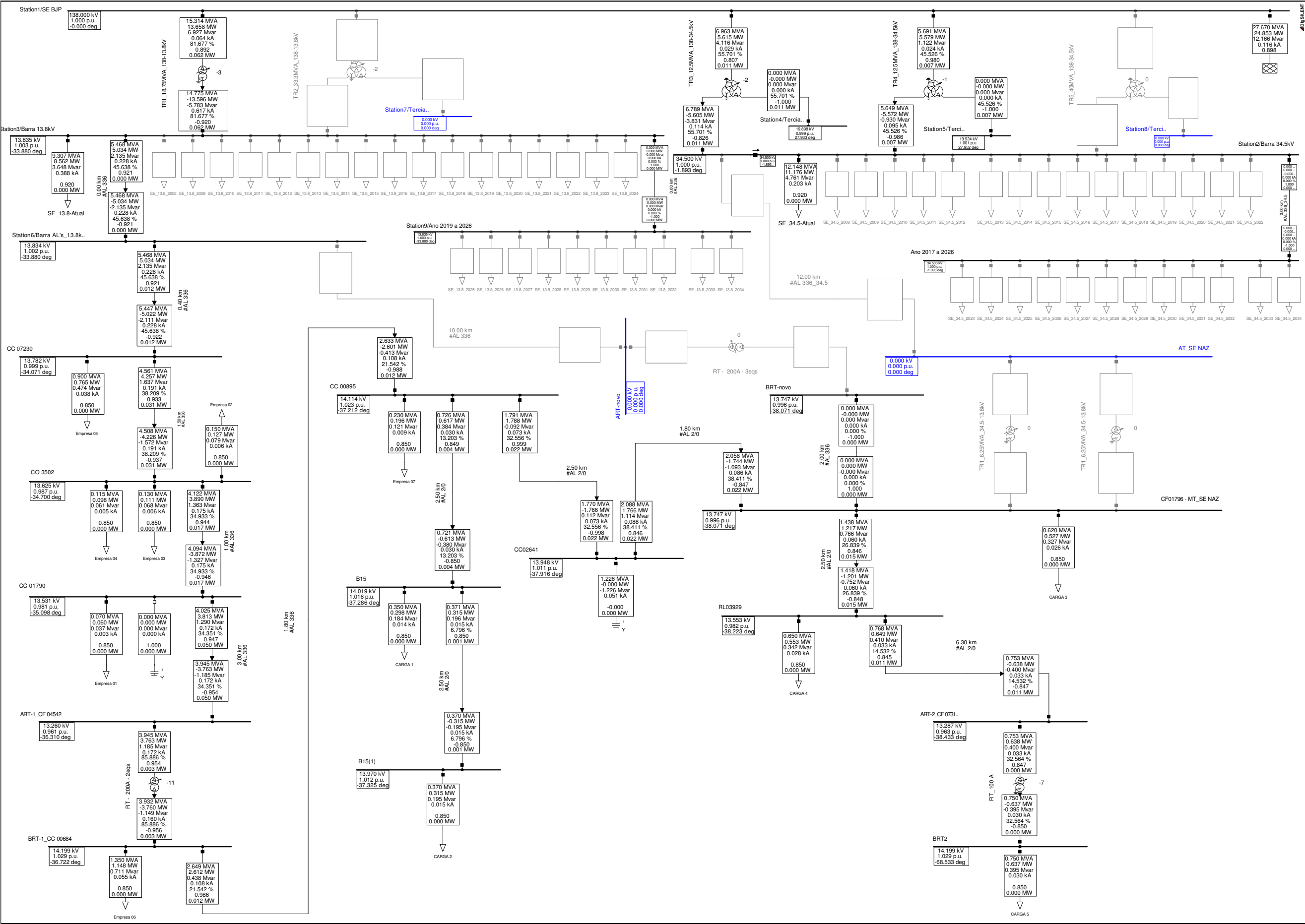


Figura B.11 – Simulação: 2008 – sem obra.

Na Figura B.12 é mostrado o resultado do fluxo de potência considerando o crescimento de mercado até o ano **2014 (sem obra)**. Observa-se sobrecarga nos TRs 01, 03 e 04 e no RT-200 A e queda de tensão nas barras antes dos RTs.

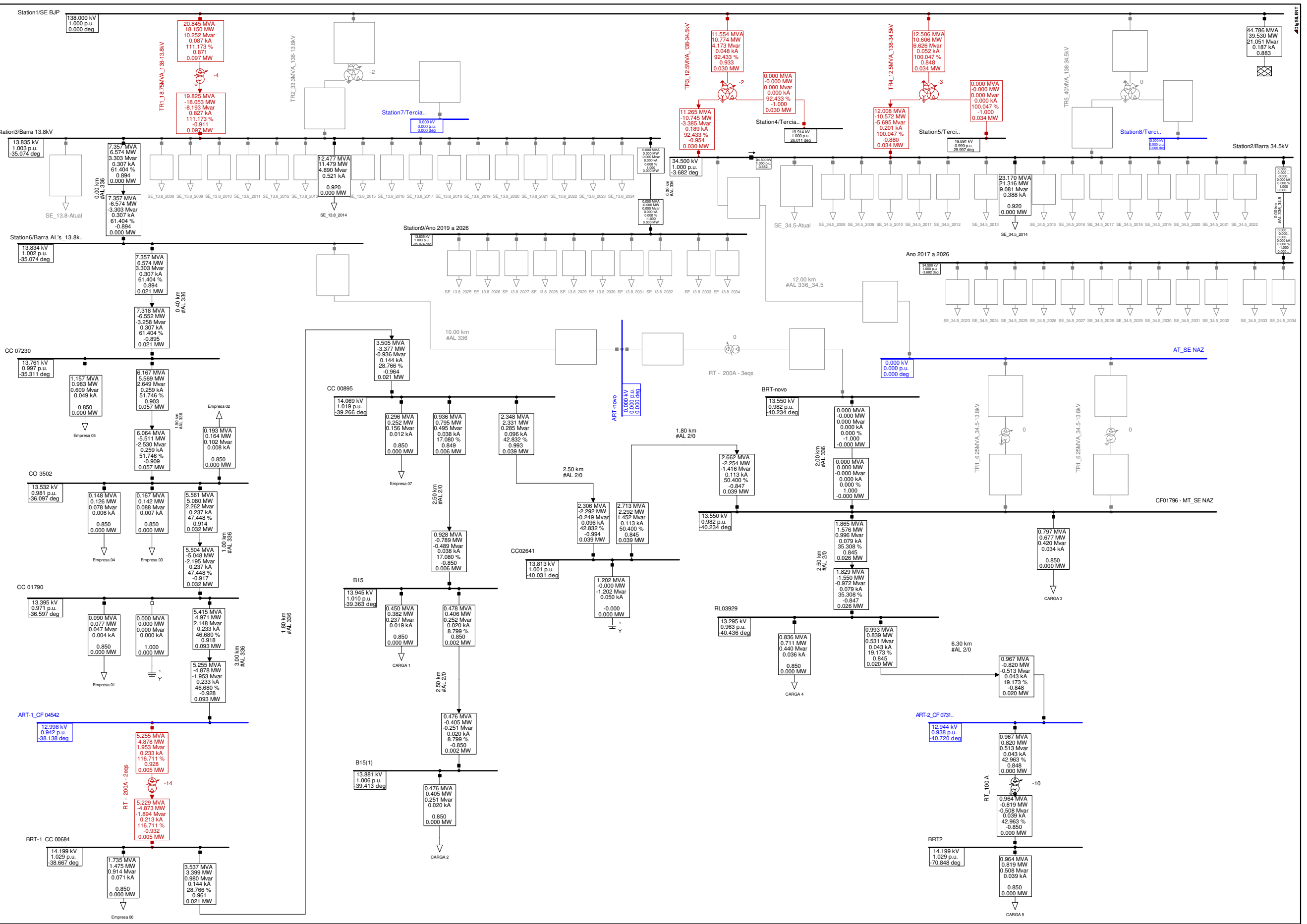


Figura B.12 – Simulação: 2014 – sem obra.

Na Figura B.13 é mostrado o resultado do fluxo de potência considerando o crescimento de mercado até o ano **2014 (com obra - ALT-01: construção de 12 Km de rede compacta em 34,5 KV e nova fonte de 34,5-13,8 KV com um transformador de 5/6,25 MVA conectando-se no final do AL-08 para atender as cargas da região de NAZ. Troca do TR-03 e TR-04 - 138-34,5 KV de 12,5MVA por 40MVA).**

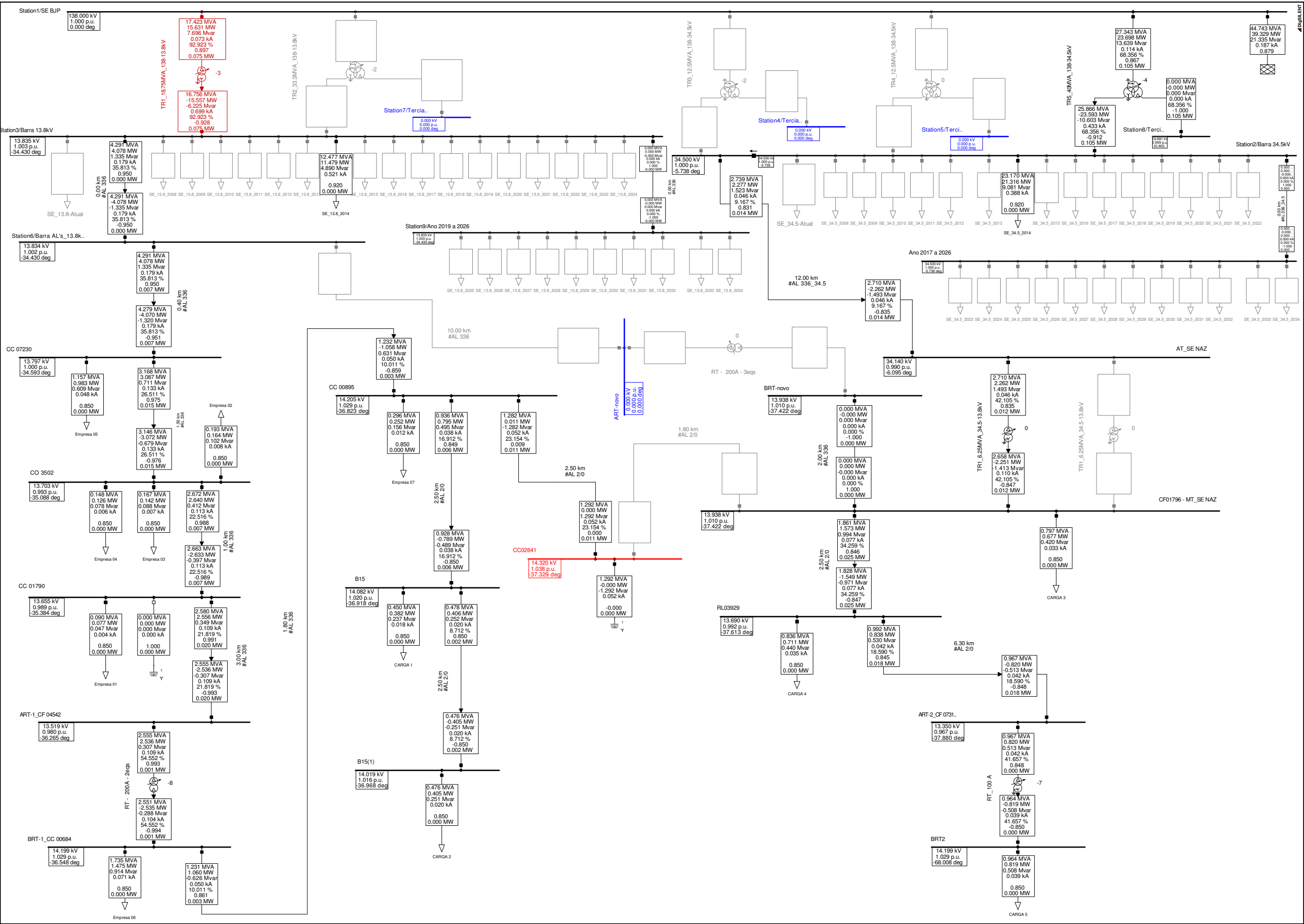


Figura B.13 – Simulação: 2014 – com obra - ALT-01.

Na Figura B.14 é mostrado o resultado do fluxo de potência considerando o crescimento de mercado até o ano **2018 (sem obra)**. Observa-se sobrecarga no TR-01.

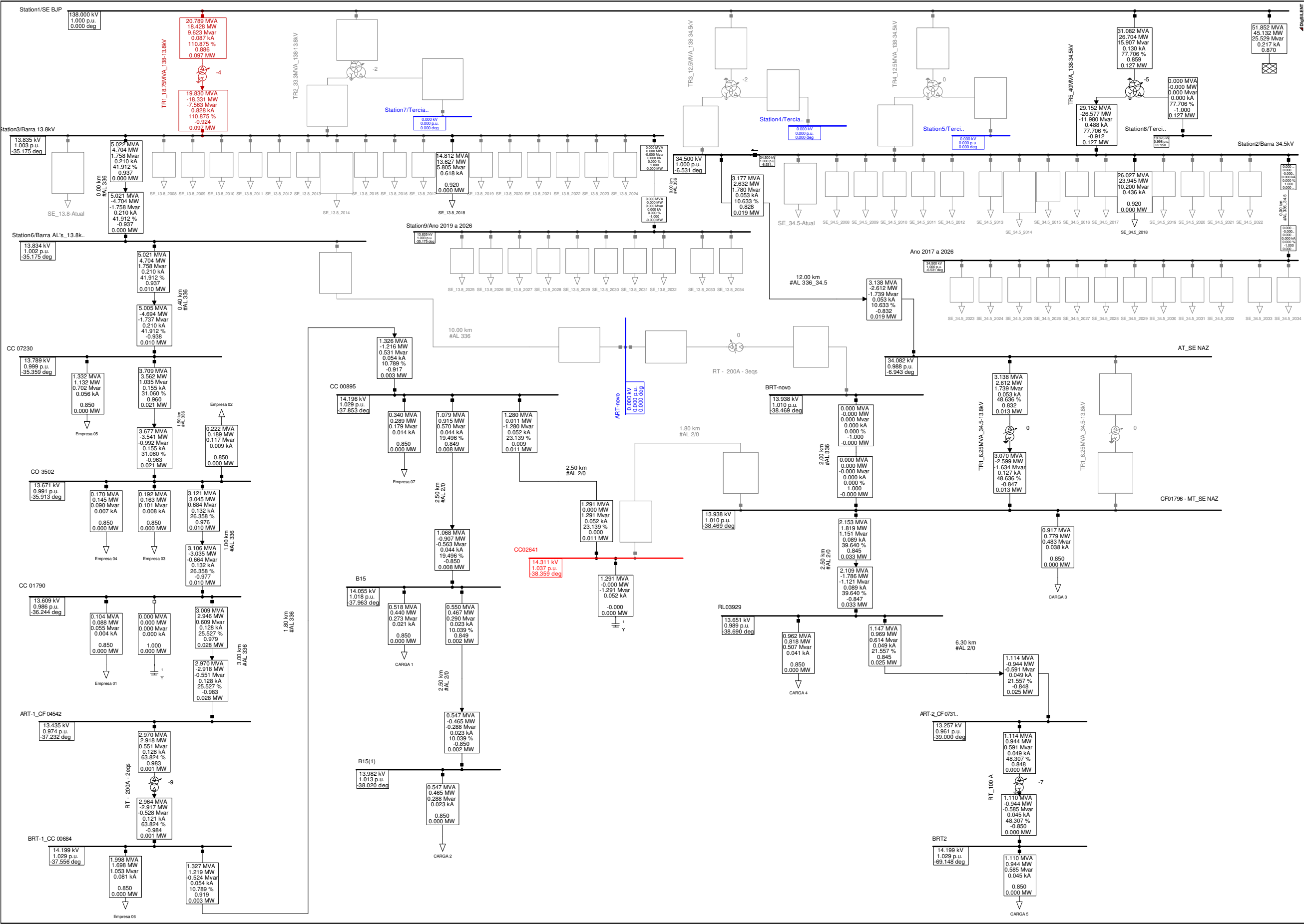


Figura B.14 – Simulação: 2018 – sem obra - ALT-01.

Na Figura B.15 é mostrado o resultado do fluxo de potência considerando o crescimento de mercado até o ano **2018 (com obra - ALT-01)**: troca do TR-01 de BJP de 15/18,75MVA por 25/33,3MVA).

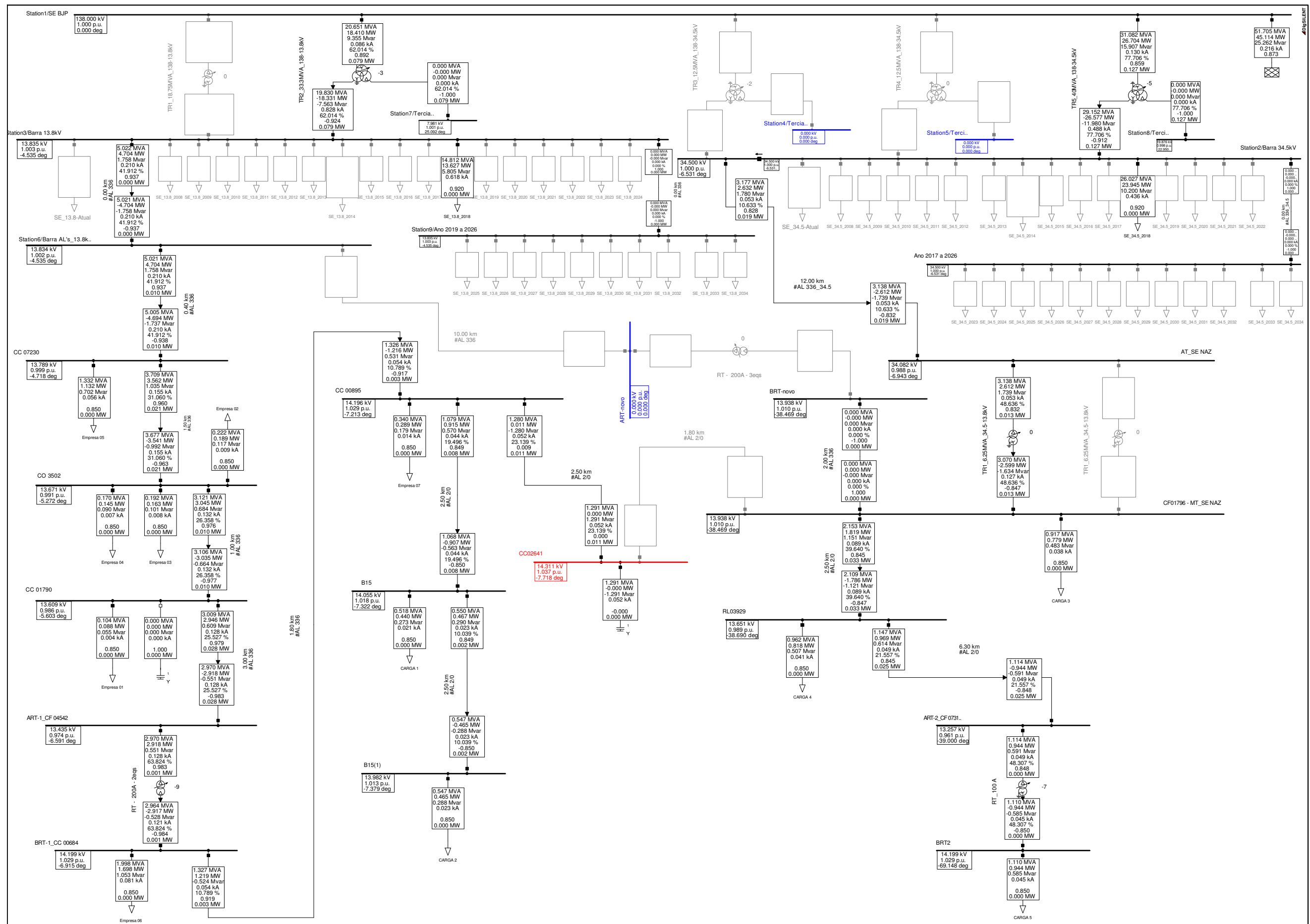


Figura B.15 – Simulação: 2018 – com obra - ALT-01.

Na Figura B.16 é mostrado o resultado do fluxo de potência considerando o crescimento de mercado até o ano **2014 (com obra - ALT-02: construção de 12 Km de rede compacta em 13,8 KV isolada para 34,5 KV com um banco de RT de 200 A com dois equipamentos conectando-se no final do AL-08 para atender as cargas da região de NAZ. Troca do TR-01 de 15/18,75 MVA para 25/33,33 MVA.**

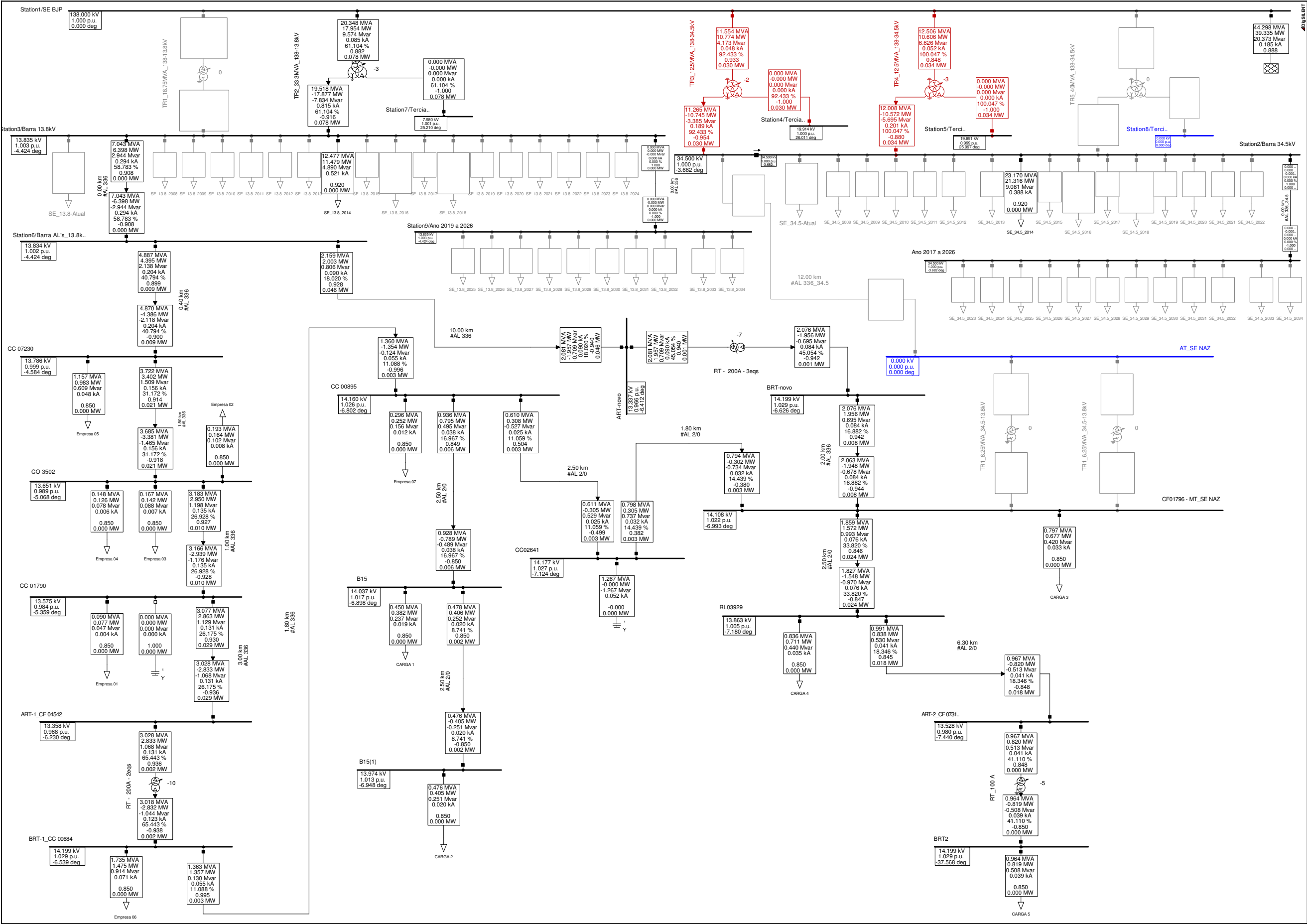


Figura B.16 – Simulação: 2014 – com obra - ALT-02.

Na Figura B.17 é mostrado o resultado do fluxo de potência considerando o crescimento de mercado até o ano **2016 (sem obra)**. Observa-se sobrecarga nos TRs 03 e 04.

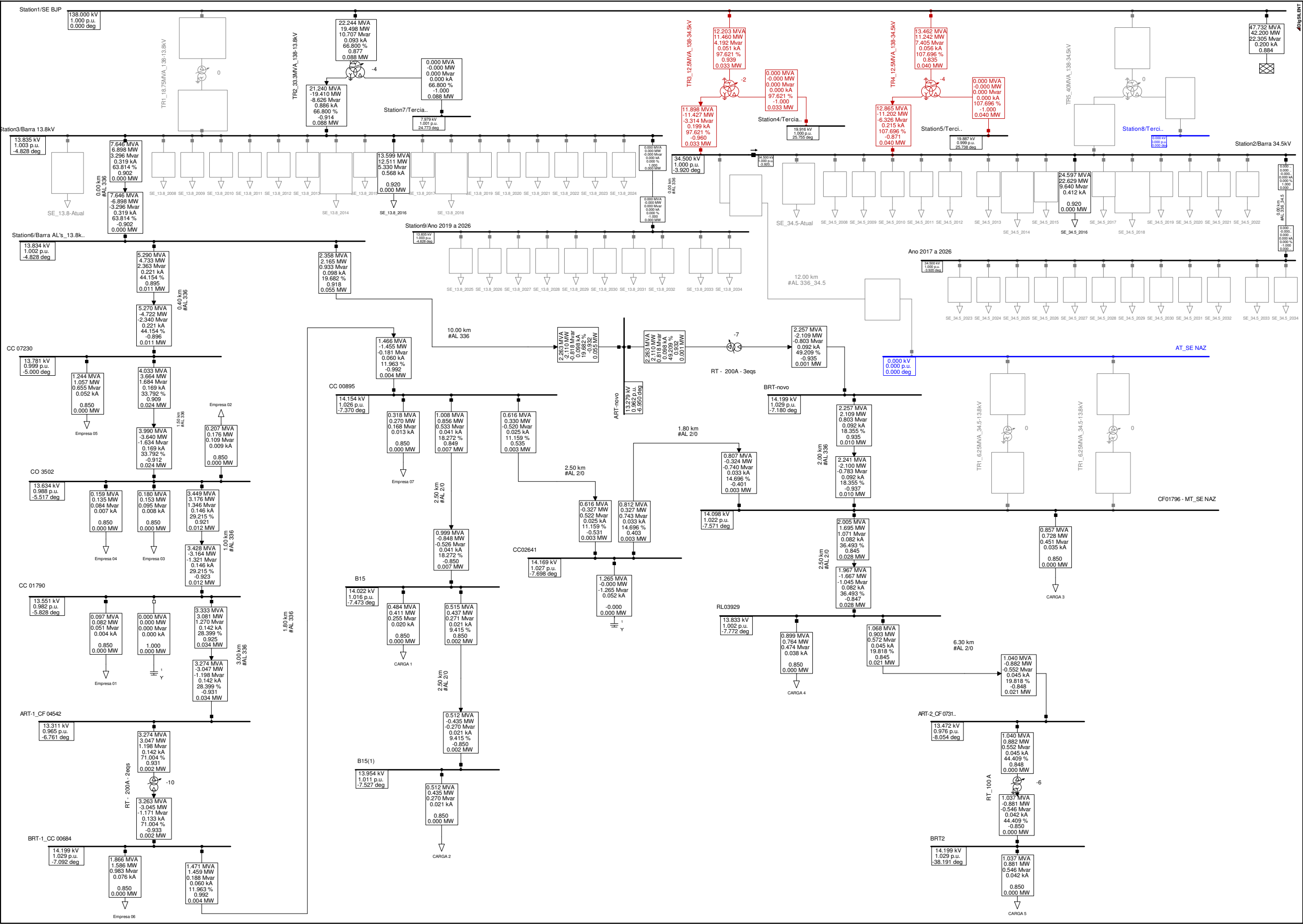


Figura B.17 – Simulação: 2016 – sem obra - ALT-02.

Na Figura B.18 é mostrado o resultado do fluxo de potência considerando o crescimento de mercado até o ano **2016 (com obra - ALT-02: Troca do TR-03 e TR-04 - 138-34,5 KV de 12,5MVA por 40MVA.**

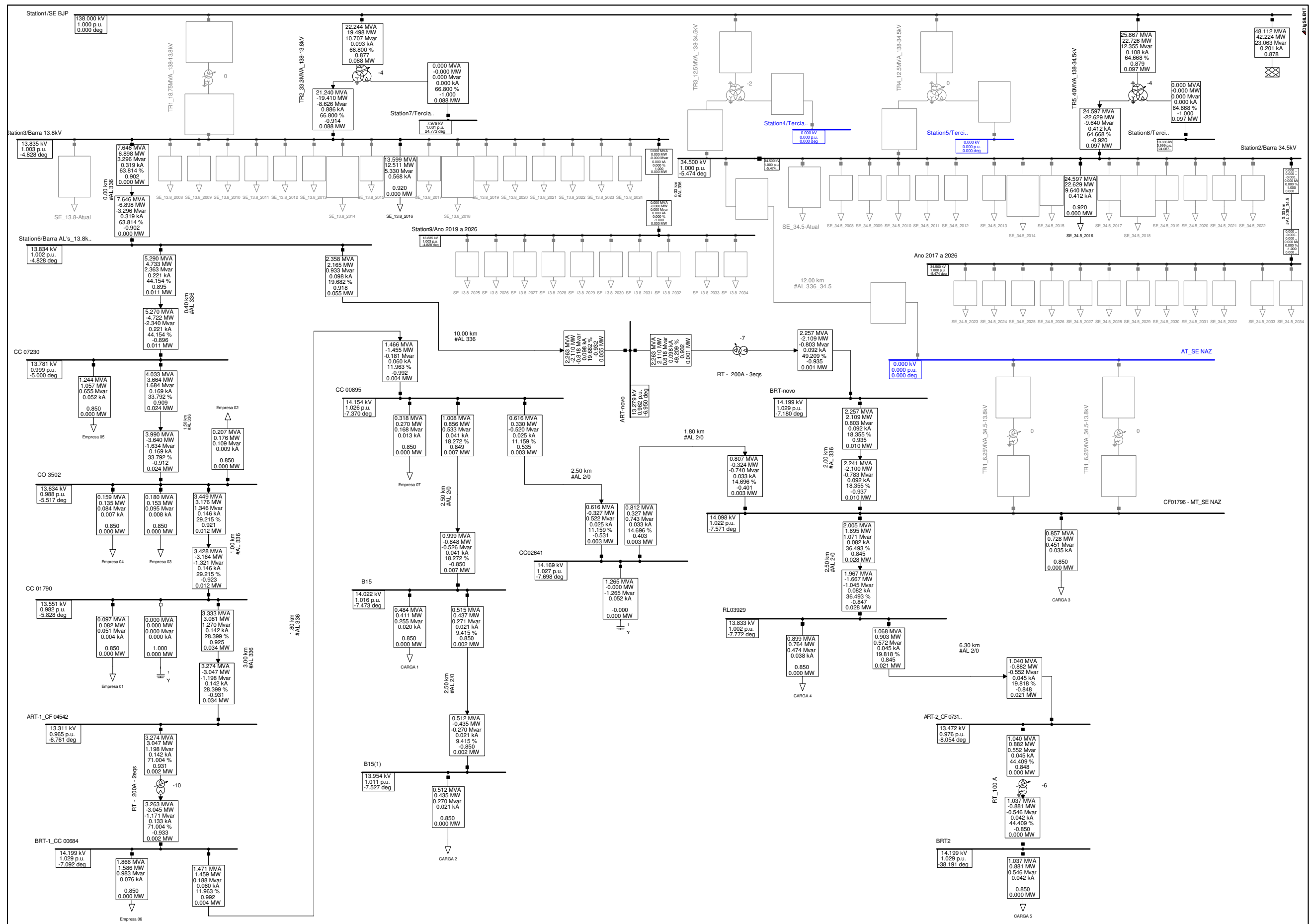


Figura B.18 – Simulação: 2016 – com obra - ALT-02.