



**XX SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
XXX.YY
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

ANÁLISE DE EXPANSÃO ESTRUTURAL DA REDE ELÉTRICA DA ÁREA LESTE DA REGIAO NORDESTE

Jurandir de Almeida Cavalcanti *

Valdson Simões de Jesus

CHESF

RESUMO

Este artigo apresenta a análise de planejamento da expansão do sistema de transmissão para atendimento ao mercado da área leste da região Nordeste do Brasil no horizonte 2022. Uma demanda de energia elétrica da ordem de 6000 MW será a maior carga que poderia ser atendida pelo programa de obras recomendado. No estudo realizado ficou demonstrado que a região em análise apresentava instabilidade de tensão para o mercado previsto, em todos os barramentos de rede elétrica, independente do nível de tensão.

PALAVRAS-CHAVE

Estabilidade de Tensão, Regulação de Tensão, Planejamento de Redes Elétricas.

1.0 - INTRODUÇÃO

O mercado de energia elétrica da área leste da região Nordeste é atendido, basicamente, a partir das usinas hidrelétricas do Complexo de Paulo Afonso, Luiz Gonzaga e Xingó, de onde parte um sistema de 500 kV para alimentar as subestações 500/230 kV de Messias (AL), Angelim II (PE) e Recife II (PE). Nessas subestações, através do rebaixamento para o nível de tensão de 230 kV, é realizado o atendimento do mercado de energia elétrica de grande parte dos estados de Alagoas, Pernambuco, Paraíba e Rio Grande do Norte.

No estado de Pernambuco, o suprimento à área metropolitana de Recife é feito a partir da subestação de Recife II através de circuitos em 230 kV que alimentam as subestações 230/69 kV de Pirapama II, Mirueira, Bongí, Joairam e Pau Ferro. Além disso, a subestação Recife II em breve terá sua capacidade de transformação 500/230kV na sua capacidade nominal e as subestações Pirapama II 230/69kV e Angelim 500/230/69kV apresentam restrições físicas para expansão dos seus barramentos. Acrescenta-se a estas restrições a perspectiva de um substancial acréscimo na demanda prevista para a área do Complexo Industrial e Portuário de Suape, em função dos empreendimentos eletro-intensivos que estão em construção na região, com previsão de entrada em operação até 2011, com destaque para a implantação de uma refinaria de petróleo e do estaleiro Atlântico Sul.

Neste contexto, o planejamento da expansão do sistema de suprimento ao complexo Portuário de Suape, contemplou o seccionamento do circuito em 500 kV Messias – Recife II, com a implantação da subestação Suape II, 500/230 kV, com bancos de autotransformadores de 600 MVA, formado por unidades monofásicas de 200 MVA, e da subestação Suape III 230/69 kV. A Figura 1.1 apresenta um diagrama da rede básica da área de interesse do estudo.

(*) Rua Delmiro Gouveia, 333 - Bongí - CEP 50761-901 - Recife - PE - BRASIL
Tel.: (081) 3229-2454 - Fax: (081) 3229-2471 - Email: jresende@chesf.gov.br

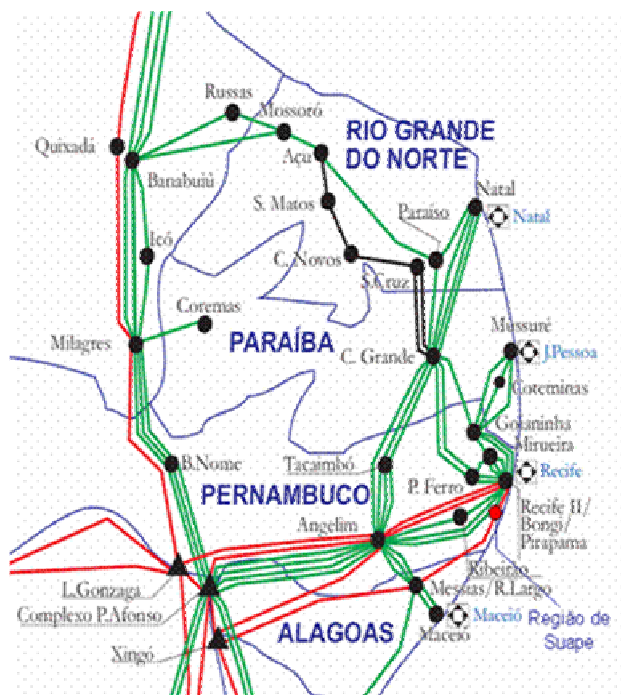


Figura 1.1 - Sistema de transmissão atual na área de interesse

2.0 - OBJETIVO

Este artigo tem como objetivo apresentar uma análise da viabilidade técnica e econômica da ampliação da rede básica da área leste da região Nordeste do Brasil para atendimento ao mercado de energia elétrica, propondo uma expansão estruturante do sistema de transmissão, que elimine o esgotamento na transformação das subestações 500kV Recife II e Angelim e que venha a solucionar os problemas de regulação de tensão dessa área, e proporcionar adequadas condições de atendimento elétrico as cargas da região litorânea dos estados de Pernambuco, Alagoas, Paraíba e Rio Grande do Norte no horizonte 2022.

3.0 - METODOLOGIA

A síntese de rede foi feita para o ano 2022, que corresponde a um mercado previsto de 6000 MW na área leste da região Nordeste do Brasil.

A metodologia adotada na evolução das alternativas foi baseada no conceito de estabilidade de tensão e, basicamente, consiste do cálculo da autonomia de uma configuração de rede pelo traçado da curva Tensão versus Potência Ativa (curva $V \times P$). Esse resultado é ratificado pelo cálculo da curva Potência Reativo versus Tensão (curva $Q \times V$), obtido nas barras críticas da rede elétrica em análise.

A análise de contingências foi efetuada utilizando as potencialidades do programa de fluxo de potência ótimo - FLUPOT do Cepel, que subdivide o problema principal em dois subproblemas: condição normal de operação e contingência simples.

4.0 - DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS ANALISADAS

Na análise para estabelecer uma proposta de expansão do sistema de transmissão para atendimento ao mercado da área leste, da região Nordeste do Brasil, inicialmente foram contempladas várias alternativas de expansão, compostas de linhas de transmissão, em 500 kV, e com instalações de subestações abaixadoras 500/230 kV, vide figura 4.1, a saber:

- I LT 500kV Luis Gonzaga – Garanhuns, 200 km e LT 500kV Garanhuns – Pau Ferro, 200 km;
- II LT 500 kV Luis Gonzaga - Pau Ferro, 400 km;

- III LT 500 kV Luis Gonzaga - Campina Grande, 400 km;
- IV LT 500 kV Milagres - Pau Ferro, 400 km;
- V LT 500 kV Milagres - Campina Grande, 400 km; e
- VI LT 500 kV Milagres - Angelim, 400 km.

Procurando visualizar a robustez das alternativas analisadas, foi considerada a possibilidade de atender a um mercado de energia elétrica acima do considerado até então, expandindo a rede para atender ao crescimento de mercado no Rio Grande do Norte, a partir da alternativa I, que foi a alternativa mais indicada para resolver os problemas de sobrecarga que motivaram o estudo. As duas principais alternativas no horizonte 2022 derivadas da alternativa I e analisadas para atendimento ao mercado da área leste da região Nordeste, estão descritas a seguir:

- Alternativa IA – Evolução via Campina Grande;
- Alternativa IB – Evolução via Santa Rita.

As alternativas foram concebidas no sentido de equacionar dois problemas da área leste da região Nordeste do Brasil: as sérias dificuldades de regulação de tensão e o esgotamento de transformação das subestações Recife II e Angelim.

5.0 - ANÁLISE NO HORIZONTE 2017

Este item tem como objetivo descrever o desempenho do sistema de transmissão da alternativa selecionada.

Com os reforços implantados nos anos 2011 e 2013, no ano 2017 na condição de carga pesada em contingência simples, o sistema terá uma pequena margem de estabilidade de tensão na subestação de Sta. Rita, vide figura 5.1. A autonomia dessa configuração na contingência do circuito em 500 kV Angelim - P. Ferro corresponde a um acréscimo de apenas 100 MW no mercado da área leste, conforme pode ser visualizado na figura 5.2. Portanto, o próximo reforço será necessário em meados do ano 2018.

O próximo reforço considerado será a LT 500kV P. Ferro - Sta. Rita, contemplando um autotransformador 500/230kV na SE Sta. Rita, por representar a situação mais crítica observada anteriormente. A autonomia associada a esse reforço será de 5350 MW para o mercado da área leste na contingência da LT 500 kV Garanhuns - P. Ferro, que corresponde a um crescimento percentual de 8%, ilustrado nas figuras 5.3 e 5.4. Esse mercado corresponde ao previsto para meados do ano 2019, considerando um crescimento anual da ordem de 5%.

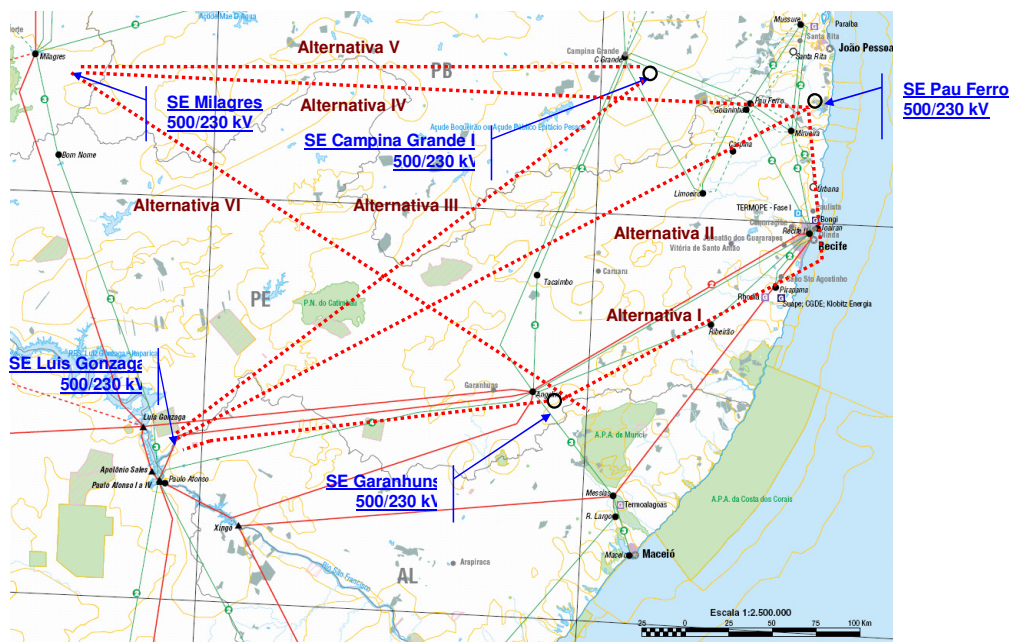


Figura 4.1 – Alternativas de expansão analisadas no horizonte 2013

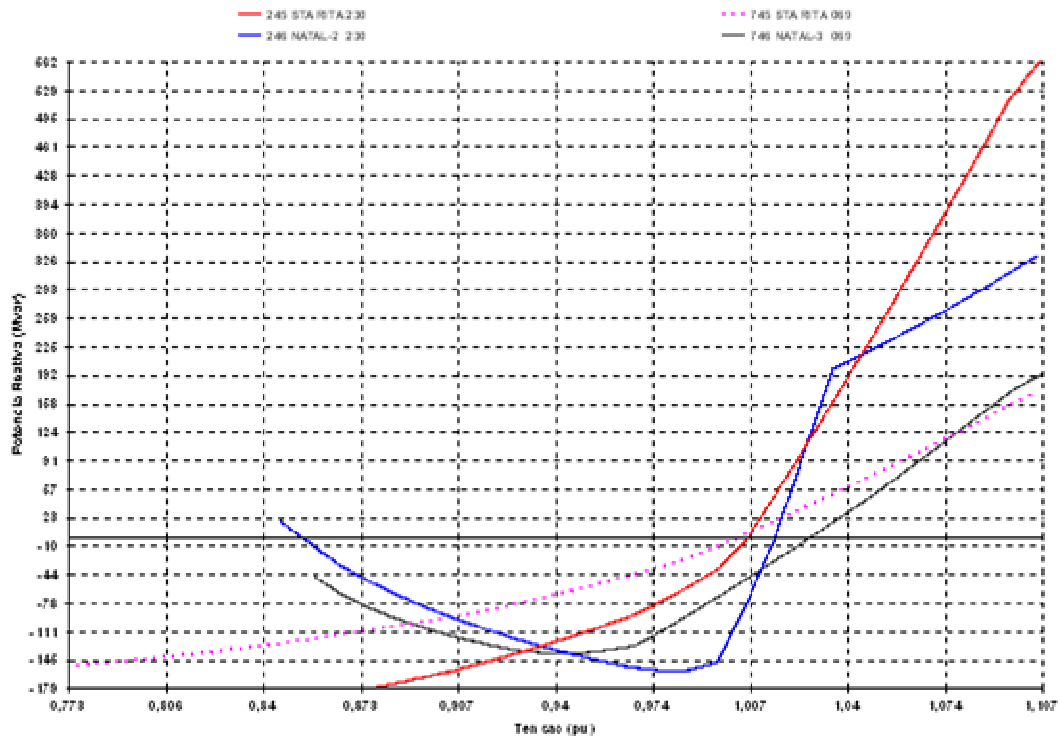


Figura 5.1 - Margem de estabilidade de tensão na SE Sta. Rita, ano 2017, carga pesada, contingência da LT 500 kV Angelim - P. Ferro

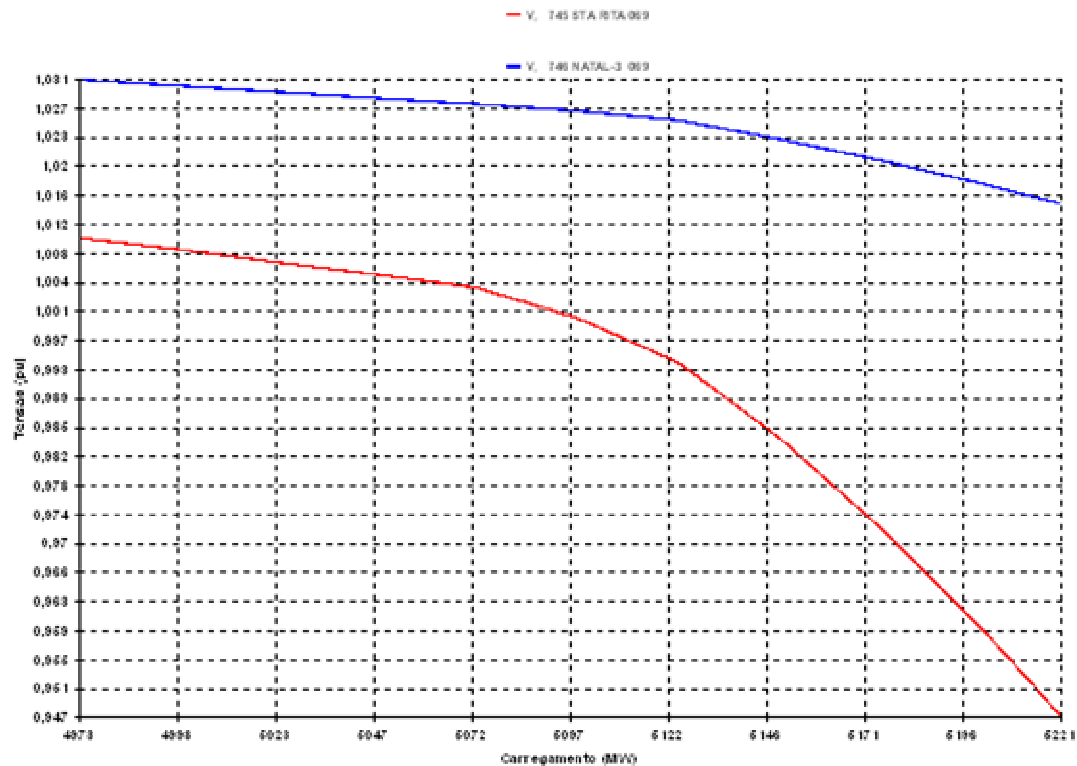


Figura 5.2 - Autonomia da alternativa, ano 2017, contingência da LT 500 kV Angelim - P. Ferro

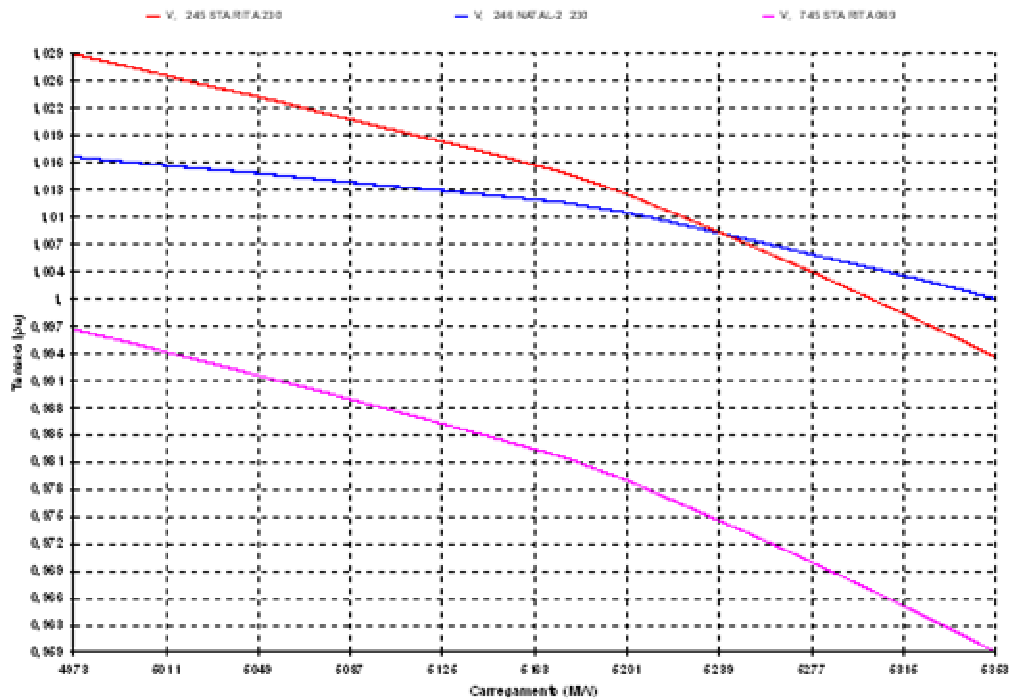


Figura 5.3 - Autonomia do reforço em 500 kV P. Ferro - Sta Rita, ano 2017, contingência da LT 500 kV Garanhuns -P. Ferro – **Curva VxP**

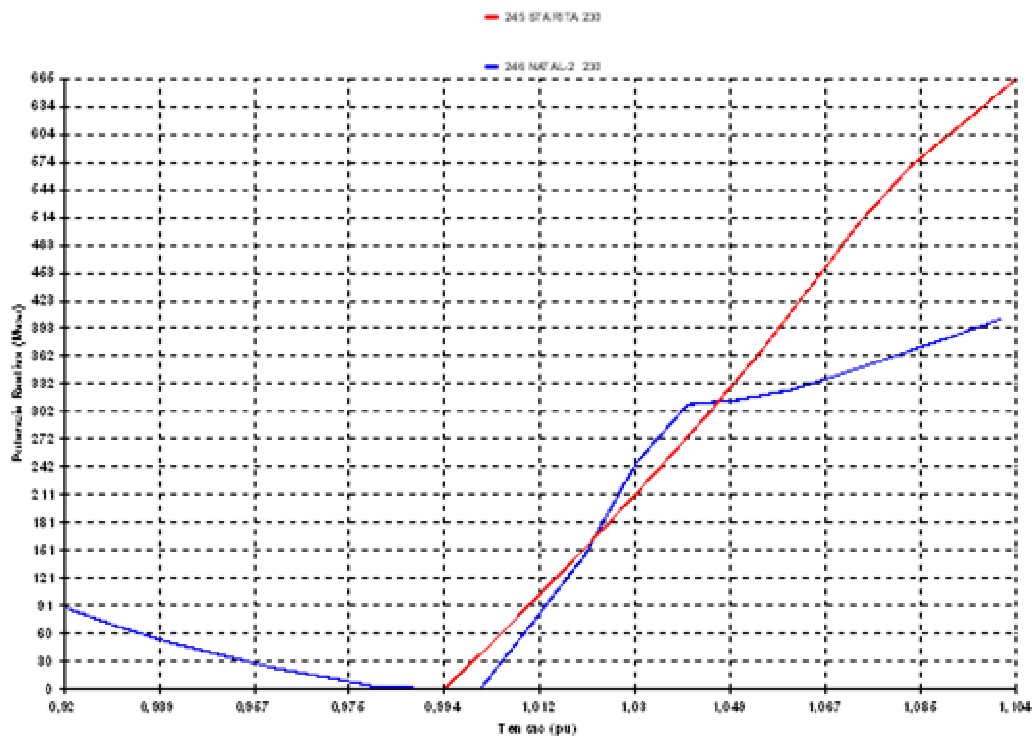


Figura 5.4 - A autonomia do reforço em 500 kV P. Ferro - Sta Rita, ano 2017, contingência da LT 500 kV Garanhuns - P. Ferro – **Curva QxV**

6.0 - CONCLUSÕES

6.1 Horizonte 2013

Conforme descrito no item 4, com exceção da alternativa I, todas as outras envolvem a implantação de linha de transmissão com extensão da ordem ou superior a 400 km. Essas alternativas, II a VI, atendem a um mercado da ordem de 4.780 MW, previsto para o ano 2016, que representa um incremento da ordem de 12%, em relação ao ano de 2011. Nestas alternativas, a contingência mais severa é a perda do próprio reforço, em 500 kV.

As alternativas com extensas linhas de transmissão, referenciadas no parágrafo anterior, que contemplam reforço expresso, na tensão de 500 kV, não são capazes de atender ao mercado previsto para o final do horizonte decenal, ano 2017. Para aumentar a autonomia dessas alternativas verificou-se que seria necessário seccioná-las, proporcionando inserção de subestações abaixadoras, 500/230 kV, para mitigar o impacto da contingência destas linhas de transmissão longas, da ordem de 400 km.

As alternativas associadas à SE Milagres – ver figura 4.1, foram descartadas devido à inviabilidade de inserção de subestações seccionadoras abaixadoras 500/230 kV, já que atravessam área sem existência de malha em 230 kV. A alternativa III também tem esta característica.

As alternativas I e II se enquadram no contexto de implementação de linhas de transmissão que permitam inserção de subestações abaixadoras de 500/230 kV atrelada a rede existente de 230 kV. Verifica-se que a Alternativa I pode ser considerada um desdobramento da Alternativa II, que permite a inserção de um rebaixamento para o nível de 230kV.

6.2 Horizonte 2022

As análises identificaram duas variantes da Alternativa I com o objetivo de suprir um maior montante do mercado para o horizonte do estudo, resultando nas variantes já descritas no item 4.

Contudo, ressalta-se que o estabelecimento de uma proposta de expansão para o atendimento a Natal é necessário no final do horizonte do estudo. Entretanto esta evolução seguinte pode ser assumida como uma solução de referência, necessitando em outro momento, ser reavaliada frente a outras variáveis, como por exemplo, o aproveitamento dos possíveis montantes elevados de energia eólica nesta região.

Neste contexto, a Alternativa IA, composta pelos trechos de linhas em 500 kV, Pau Ferro - Campina Grande II – Natal, apresenta um investimento global (investimento mais perdas) 6% menor do que a Alternativa IB, composta pelos trechos de linhas de transmissão, em 500 kV, P. Ferro - Santa Rita II - Natal III. As duas alternativas estudadas para a expansão do sistema de transmissão da área leste apresentam um desempenho elétrico semelhante com relação aos aspectos de regulação de tensão e capacidade de atendimento. O maior mercado da área que pode ser atendido pela ampliação proposta é cerca de 6000 MW. O desempenho elétrico da Alternativa IB é ligeiramente superior ao da alternativa I a partir do ano 2019, refletido por uma melhor regulação de tensão na área de interesse, apesar de apresentar maiores perdas elétricas.

Esta proposta de ampliação soluciona o esgotamento dos bancos de autotransformadores 500/230 kV - 600MVA, de Recife II e Angelim no horizonte desta análise, ano 2022.

Os reforços que compõem esta proposta de expansão são apresentados cronologicamente, a seguir, conforme ilustrado na figura 7.1.

Ano 2011: A instalação da nova subestação de Garanhuns, 500/230 kV, conectando-se a rede básica por meio do seccionamento da LT 500 kV Luis Gonzaga – Angelim, contendo, inicialmente, um banco de autotransformadores 500/230-13,8 kV, 600 MVA, e do seccionamento de duas LT 230 kV Paulo Afonso – Angelim.

Ano 2013: A implantação das linhas de transmissão, em 500 kV, Luis Gonzaga – Garanhuns e Garanhuns - Pau Ferro e o seccionamento de uma das LT 500 kV Angelim - Recife II, complementado com trechos de linhas de transmissão, transformando-a nas duas linhas de transmissão, Angelim - Pau Ferro e Pau Ferro – Recife II. Também a instalação da nova subestação Pau Ferro, 500/230 kV, inicialmente, com três bancos de autotransformadores 500/230-13.8 kV, 600 MVA.

Ano 2017: Complementando a expansão desta área da rede básica é proposta a nova subestação 500/230kV Santa Rita conectando-se a rede básica por meio da LT 500 kV Pau Ferro – Santa Rita, contendo, inicialmente, um banco de autotransformadores 500/230-13,8 kV, 600 MVA.

Ano 2019: Finalmente, esta alternativa de expansão deste sistema de transmissão aponta para o final do horizonte, do estudo, as implantações das linhas de transmissão, em 500 kV, Pau Ferro - Campina Grande II e Campina Grande II - Natal III, e as subestações abaixadoras, 500/230 kV, Campina Grande II e Natal III.

7.0 - RECOMENDAÇÃO

Recomenda-se implementar a configuração ilustrada na figura 7.1, necessária para o atendimento ao mercado da área leste da região Nordeste do Brasil. Essas obras constituem uma proposta de expansão estruturante para o sistema de transmissão e representam a alternativa mais atrativa do ponto de vista técnico e econômico. A análise ambiental será feita na sequência, identificando o melhor ponto de seccionamento das linhas existentes.

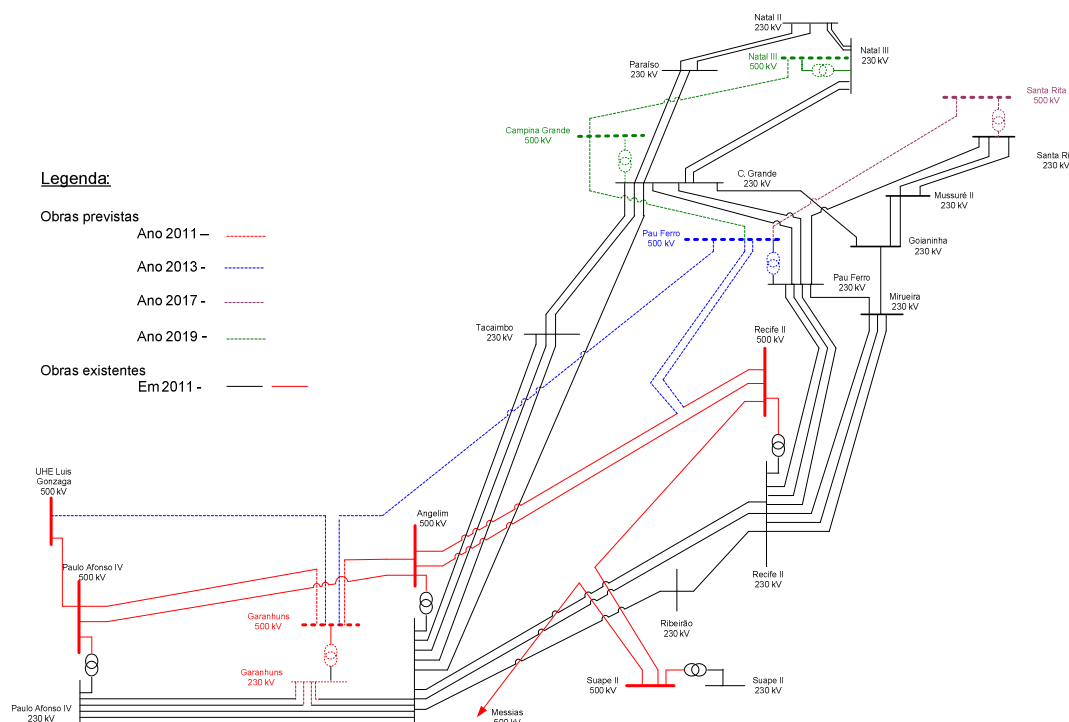


Figura 7.1 – Diagrama unifilar do sistema de transmissão da Rede Básica, ilustrando as obras previstas na alternativa de expansão recomendada

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Jurandir Cavalcanti, "Planejamento da Área Leste da Região Nordeste do Brasil, Utilizando Algoritmos de Otimização", CHESF, 2007, Recife, Brasil.
 [2] Jurandir Cavalcanti, "Curso de Análise de Sistema de Potência, Utilizando Algoritmos de Otimização Disponíveis no Programa FLUPOT", CHESF, 2007, Recife, Brasil.

9.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



JURANDIR CAVALCANTI

Nasceu em Garanhuns, PE, em 1954. Graduação (1978) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco - UFPE. Pós-Graduação em Sistema de Controle de Redes Elétricas (1985) na Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, MBA em Finanças Empresarias (2004) pela Fundação Getúlio Vargas - FGV, Curso de Especialização de Engenharia e Segurança do Trabalho CEEST (2005) na Universidade de Pernambuco - UPE, Trabalha na Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF, desde 1978, no Planejamento da Expansão da Transmissão.