



INSTITUTO FEDERAL

Paraíba

Campus João Pessoa

CURSO SUPERIOR DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CLEISTON SILVA AMARAL

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA: ESTUDO DE CASO DA REGIÃO
METROPOLITANA DE JOÃO PESSOA**

João Pessoa
2023

CLEISTON SILVA AMARAL

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA:
ESTUDO DE CASO DA REGIÃO METROPOLITANA DE JOÃO PESSOA

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso Superior de Bacharelado
em Engenharia Elétrica do Instituto Federal da
Paraíba como parte dos requisitos necessários
para a obtenção do grau de Bacharel em
Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*

Orientador:

Franklin Martins Pereira Pamplona, Dr.

João Pessoa
2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Biblioteca Nilo Peçanha do IFPB, *campus* João Pessoa

A485p Amaral, Cleiston Silva.

Planejamento na expansão do sistema de transmissão de energia elétrica : estudo de caso da Região Metropolitana de João Pessoa / Cleiston Silva Amaral. – 2023.

52 f. : il.

TCC (Graduação – Curso Superior de Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Instituto Federal de Educação da Paraíba / Unidade Acadêmica de Processos Industriais, 2023.

Orientação : Prof^o. D.r Franklin Martins Pereira Pamplona.

1. Transmissão de energia elétrica - expansão. 2. Linha de transmissão. 3. Subestação. 4. Planejamento do sistema elétrico.
I.Título.


CDU 621.3.05(043)

CLEISTON SILVA AMARAL


PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA:
ESTUDO DE CASO DA REGIÃO METROPOLITANA DE JOÃO PESSOA

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso Superior de Bacharelado
em Engenharia Elétrica do Instituto Federal da
Paraíba como parte dos requisitos necessários
para a obtenção do grau de Bacharel em
Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*


Trabalho Aprovado em 14 / 07 / 2023 pela banca examinadora:

Documento assinado digitalmente
 FRANKLIN MARTINS PEREIRA PAMPLONA
Data: 14/07/2023 16:21:53-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Franklin Martins Pereira Pamplona, Dr.
Orientador, IFPB

Documento assinado digitalmente
 ALVARO DE MEDEIROS MACIEL
Data: 14/07/2023 21:08:49-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Álvaro de Medeiros Maciel, Dr.
Examinador, IFPB

Documento assinado digitalmente
 WALMERAN JOSE TRINDADE JUNIOR
Data: 15/07/2023 06:46:42-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Walmeran José Trindade Junior, Dr.
Examinador, IFPB

*Dedico este trabalho à minha família,
minha esposa e meus amigos.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela vida e todas as graças alcançadas dia a dia, desde o acordar ao descansar.

Agradeço a minha esposa por todo incentivo na realização deste trabalho.

Agradeço a meus familiares, em especial minha mãe.

Agradeço a meus amigos, em especial os companheiros de curso que me deram opiniões e trocaram conhecimento, isso foi importante para o curso e realização deste trabalho de conclusão.

Agradeço a todo apoio de meu orientador, que desde o início do ano anterior vem me ajudando no pensar e organizar deste trabalho.

RESUMO

O presente trabalho de conclusão de curso visa enumerar e analisar as etapas do planejamento estabelecidas para a expansão do sistema de transmissão que atende a região metropolitana de João Pessoa, do estado da Paraíba em virtude do aumento de demanda estimado nos próximos anos e do crescimento da potência injetada por usinas eólicas e solares da região circunvizinha. Neste contexto, o presente trabalho visa entender e apresentar resumidamente como foi realizado o planejamento de expansão do sistema de transmissão na região, além de identificar quais foram os problemas encontrados, as melhores práticas adotadas e discutir as formas de análise empregadas no processo de planejamento. Para isso, foram avaliados relatórios da EPE associados à região em estudo em que se apresentam aspectos elétricos, construtivos e ambientais, cronologia documental, informações do planejamento, dentre outros.

Palavras-chave: Expansão da transmissão, Linha de transmissão, Subestação, Planejamento do sistema elétrico.

ABSTRACT

This course completion work aims to enumerate and analyze the planning stages planned for the expansion of the transmission system that serves the metropolitan region of João Pessoa, in the state of Paraíba due to the estimated increase in demand in the coming years and the growth of power injected by wind and solar plants in the surrounding region. In this context, this work aims to understand and briefly present how the transmission system expansion planning in the region was carried out, in addition to identifying the problems encountered, the best practices adopted and discussing the forms of analysis employed in the planning process. For this, EPE reports associated with the region under study were evaluated, in which electrical, constructive and environmental aspects, documentary chronology, planning information, among others, were evaluated.

Keywords: Transmission expansion, Transmission line, Substation, Electrical system planning.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Linha de tempo relacionada a pesquisa bibliográfica inicial.	13
Figura 2. Sistema de transmissão da região metropolitana de João Pessoa no ano de 2016.	15
Figura 3. Fluxograma da elaboração dos relatórios técnicos R1 a R5.	18
Figura 4. Arranjo inicial proposto para o Barramento de 500 kV da SE João Pessoa II.	26
Figura 5. Seccionamento proposto para os circuitos duplos em 230 kV na SE João Pessoa II.....	26
Figura 6. Diagrama unifilar da Alternativa I.	32
Figura 7. Diagrama unifilar da Alternativa II.....	33
Figura 8. Diagrama unifilar da Alternativa III.	33
Figura 9. Diagrama unifilar da Alternativa IV.	34
Figura 10. Diagrama unifilar da Alternativa V.....	35
Figura 11. Torres de transmissão em etapa de construção.	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Carga das subestações de interesse – Patamar Médio [MW].	27
Tabela 2. Níveis de despacho do submercado Nordeste - 2021 [%].	28
Tabela 3. Carregamento dos elementos da região de interesse.	29
Tabela 4. Tensões nas barras da região de interesse.....	30
Tabela 5. Carregamento dos elementos da região de interesse – Alternativa V.	36
Tabela 6. Tensões nas barras da região de interesse – Alternativa V.....	37
Tabela 7. Comparação econômica das alternativas: Investimento + Perdas.	38
Tabela 8. Comparação econômica da seção condutora.	39
Tabela 9. Níveis de curto-circuito em 2021 (cenários sem obras / com obras).....	42

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANAREDE	Programa Computacional para Análise de Redes
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de informações de Geração
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas
LT	Linha de transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
PB	Paraíba
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
UFV	Usina geradora solar fotovoltaica

SUMÁRIO

1	Introdução	11
1.1	Objetivo Geral.....	14
1.2	Objetivos Específicos	14
1.3	Descrição do Sistema de Transmissão em Estudo	14
2	Processo de Planejamento da Expansão	17
2.1	Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro	17
2.2	Etapas de Planejamento da Transmissão	19
2.3	Detalhamento do Relatório R1.....	21
3	Detalhamento do Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa	24
3.1	Considerações Iniciais	24
3.2	Análise do Desempenho Elétrico da Rede.....	28
3.3	Definição de Alternativas	30
3.3.1	Alternativa I.....	31
3.3.2	Alternativa II	32
3.3.3	Alternativa III.....	33
3.3.4	Alternativa IV.....	34
3.3.5	Alternativa V	34
3.4	Análise das Alternativas	35
3.4.1	Comparação Econômica.....	37
3.5	Estudos Complementares.....	38
3.5.1	Avaliação técnico-econômica das linhas de transmissão	39
3.5.2	Análise de sobretensões à frequência fundamental	40
3.5.3	Análise de curto-circuito	41
3.5.4	Análise Socioambiental Preliminar.....	42
3.6	Observações Adicionais.....	42
4	Considerações Finais	45
	Referências Bibliográficas.....	48
	APÊNDICE A	50

1 INTRODUÇÃO

Na região Nordeste as novas instalações de Linhas de Transmissão e também o aumento da capacidade de carga das Linhas de Transmissão existentes, são extremamente necessárias para que a segurança elétrica tanto para o abastecimento de toda região quanto para o suprimento em locais distantes, por meio da Rede Básica, seja garantida. Isso é mais que uma boa ação, é necessário para evitar falhas e faltas de energia, é dever e obrigação.

Na atual diversificação da matriz energética brasileira algumas regiões têm tido destaque no âmbito do planejamento, como é o caso do Nordeste brasileiro que apresenta um crescimento acentuado com energia eólica e solar. Por outro lado, há um crescimento mais acentuado do consumo de energia em regiões específicas. Dessa forma, cria-se a necessidade de exportar a energia de uma região para a outra, e neste contexto, as linhas de transmissão ganham destaque.

Dessa forma, o planejamento para a expansão do sistema de transmissão visando o escoamento da produção de energia tem se tornado cada vez mais fundamental, dado a sua dimensão atual, e a sua projeção de crescimento para os próximos anos.

A justificativa para a criação de novas redes de energia e expansão das atuais busca seguir orientações como àquelas contidas no plano decenal de expansão de energia 2024 (EPE, 2015b):

“A expansão da Rede Básica de transmissão (instalações com tensão igual ou superior a 230 kV) deve ser estabelecida de forma a permitir que os agentes de mercado tenham livre acesso à rede, possibilitando um ambiente propício para a competição na geração e na comercialização de energia elétrica no sistema interligado.

Além do atendimento ao mercado, o sistema de transmissão desempenha o importante papel de interligar os submercados de energia elétrica, permitindo a equalização dos preços da energia por meio da minimização dos estrangulamentos entre os submercados, possibilitando um despacho otimizado do parque gerador.”

Para tanto, órgãos como o EPE e o ONS, trabalham de modo a prever, exigir e viabilizar o aumento da geração e capacidade de transmissão de energia no Brasil.

O interesse neste tema de estudo para desenvolvimento deste Trabalho de Conclusão de Curso foi despertado quando o autor teve a oportunidade de observar a

construção de um trecho de linha de transmissão próximo a cidade de Mogeiro, local de residência do autor. Na época, ano de 2022, chamou atenção uma notícia publicada no site petronotícias, em que foi citada a construção da LT:

“A Sterlite Power Brasil, subsidiária da indiana Sterlite Power, empresa que desenvolve projetos de transmissão de energia, recebeu a Licença de Operação para o Projeto Borborema, localizado na Paraíba. O documento, emitido pela Superintendência de Administração do Meio Ambiente do Governo da Paraíba (Sudema), autoriza a empresa a iniciar as atividades a partir de maio de 2022, aproximadamente dez meses antes do previsto pela companhia. Para lembrar, o Projeto Borborema compreende a construção da linha de transmissão Campina Grande III/João Pessoa II, com 122,56 km de extensão, conexões através do seccionamento das linhas Goianinha/Mussurú II, Goianinha/Santa Rita II, Santa Rita II/Mussurú II, e a construção de uma nova subestação em João Pessoa.”

Em pesquisas posteriores, observou-se que além da construção da LT e da SE pela empresa Sterlite como informado na notícia acima destacada, para a construção de outras etapas houve citação de diversas empresas, como a Siemens (divulgado em 2021) para fornecimento de equipamentos para a subestação João Pessoa II.

Notícia veiculada pelo site canal energia¹ (2023) alertou quanto ao esgotamento do sistema elétrico na região metropolitana de João Pessoa, onde consta:

“A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) identificou um esgotamento da capacidade de transformação da Subestação Mussurú II em razão do crescimento da carga na região, tanto em operação normal como em contingência simples (comprometido do suprimento dessa região durante condição de emergência "N-1") necessitando um estudo para avaliar e indicar a melhor alternativa para a expansão do sistema elétrico da região Metropolitana de João Pessoa.

O Estudo da EPE ("Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa") sugere a implantação de uma linha em 500 kV partindo da futura subestação Campina Grande III até a região metropolitana de João Pessoa, permitindo também o escoamento de potências excedentes de geração no estado do Rio Grande do Norte. O estudo indica, do ponto de vista técnico, econômico e ambiental, o melhor cronograma de obras a ser implantado no horizonte considerado, levando em conta as alternativas de expansão que garantam o atendimento aos consumidores, com padrões de qualidade e

¹ <https://www.canalenergia.com.br/noticias/35187549/epe-alerta-para-esgotamento-da-transmissao-em-joao-pessoa>

continuidade adequados, frente ao crescimento do mercado de energia elétrica previsto para a região.”

Em trecho do plano decenal de expansão de energia 2024 (EPE, 2015b) é citado o que foi planejado para o estado da Paraíba:

“Para o atendimento a Região Metropolitana de João Pessoa, recomendou-se a implantação da nova SE 500/230/69 kV João Pessoa II, que se conectará ao SIN através da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II e dos seccionamentos das LT 230 kV Goianinha – Mussuré, Goianinha – Santa Rita II e Santa Rita II – Mussuré II, licitadas em 2018.”

Assim, a partir de uma pesquisa bibliográfica inicial sobre a construção dessa LT e das alterações de rede nas subestações de Campina Grande e João Pessoa, foi traçada uma linha de tempo, tentando observar os fatos relacionados, ao longo dos anos, como ilustrado na Figura 1.

Figura 1. Linha de tempo relacionada a pesquisa bibliográfica inicial.



Fonte: autoria própria.

Nessa primeira etapa de revisão, ficou evidente a necessidade de se realizar uma análise mais abrangente e detalhada de como este processo de planejamento é efetivado, quais os impactos das análises e decisões de planejamento para identificar soluções de expansão dos sistemas de transmissão para o futuro. Todavia, mantendo o escopo na expansão do sistema relacionado ao atendimento da região metropolitana de João Pessoa.

Dessa forma, foram definidos os objetivos do trabalho, a seguir detalhados.

1.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo deste Trabalho de Conclusão de Curso é detalhar a realização de um estudo de caso do processo de planejamento e expansão do sistema de transmissão que atende a região metropolitana de João Pessoa, do estado da Paraíba em virtude do aumento de demanda estimado nos próximos anos e do crescimento das usinas eólicas e solares da região circunvizinha.

Dessa forma, serão enumeradas e apresentadas as etapas do processo de planejamento conduzido pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE e Operador Nacional do Sistema – ONS, sob a supervisão do Ministério de Minas e Energia – MME. Tal planejamento envolve estudos de diagnóstico do sistema, elaboração de alternativas, identificação da alternativa de referência e sinergias entre planejamento e operação.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Identificar e analisar como o processo de planejamento do sistema elétrico vem sendo realizado no Brasil, com aplicação ao estudo de caso elencado;
- Enumerar as causas identificadoras da necessidade da obra prevista nos estudos de planejamento da expansão do sistema de transmissão em estudo;
- Verificar e ilustrar a ordem sequencial e a coerência técnica dos estudos que compõem a etapa de planejamento da nova obra de transmissão, realizados pela EPE, ONS e MME, considerando os horizontes de curto, médio e longo prazo para o sistema em estudo;

1.3 DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM ESTUDO

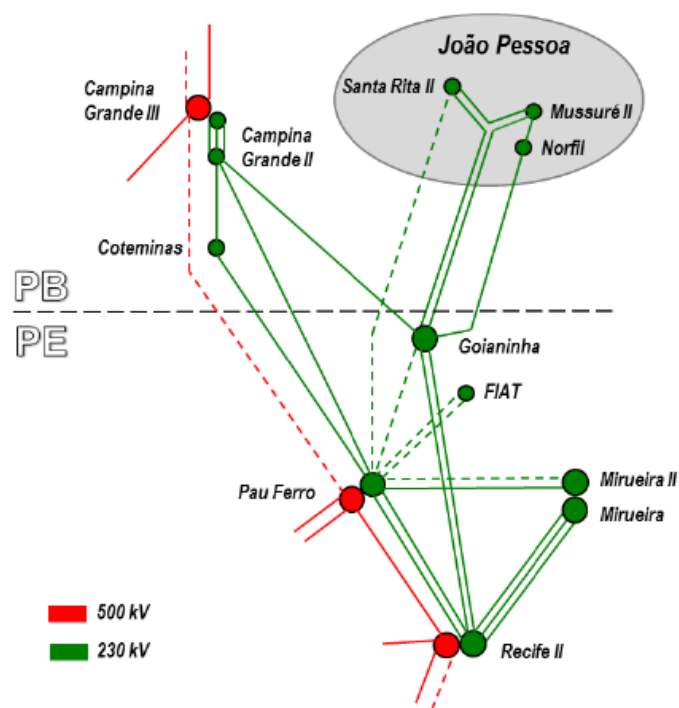
Para a elaboração do trabalho elegeu-se o subsistema de transmissão que atende a região metropolitana de João Pessoa, composta por 12 municípios do estado da Paraíba.

Como citado pela EPE (2016b), o atendimento aos consumidores conectados ao sistema de distribuição dessa região está sob concessão da Energisa-PB, cujo sistema elétrico de distribuição é suprido pelas subestações (SEs) de rede básica de fronteira Santa

Rita II 230/69 kV – 3x150 MVA e Mussuré II 230/69 kV – 4x100 MVA. Além dessas, a SE Norfil 230 kV alimenta indústrias do ramo têxtil e cimenteiro instaladas na região.

A Figura 2 ilustra como essas SEs estavam interligadas com a rede básica no ano de 2016, incluindo a LT de 230 kV que interliga as SEs Pau Ferro e Santa Rita II - empreendimentos planejados com entrada em operação para novembro de 2017.

Figura 2. Sistema de transmissão da região metropolitana de João Pessoa no ano de 2016.



Fonte: EPE (2016).

No relatório “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste” (EPE, 2015a), consta que com o crescimento da carga da região, considerando-se a base de dados correspondente ao Plano Decenal de Energia (PDE) 2024 (EPE, 2015b), e com as atualizações pertinentes de topologia da rede, plano de geração e mercado, verificou-se o esgotamento da capacidade de transformação da SE Mussuré II, tanto em operação normal como em contingência simples. Também foi verificado que o suprimento dessa região, através das LTs de rede básica, fica comprometido durante condição de emergência “N-1”.

Em outro estudo realizado pela EPE (2015a), para escoamento de potenciais excedentes de geração no estado do Rio Grande do Norte, foi indicada referencialmente para o ano 2022 uma LT 500 kV partindo da SE Campina Grande III até a região metropolitana de João Pessoa.

Dentre os municípios interceptados pela LT Campina Grande – João Pessoa encontram-se: Caldas Brandão, Campina Grande, Cruz do Espírito Santo, Gurinhém, Ingá, João Pessoa, Mogeiro, Queimadas, Riachão do Bacamarte, Santa Rita, São José dos Ramos, São Miguel de Taipú e Sobrado.

A construção de uma nova LT, tratada neste trabalho, atende as premissas apresentadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), para permitir a criação de usinas, facilitar o crescimento do setor elétrico de diversas maneiras no estado e também em estados vizinhos, como Rio Grande do Norte que apresenta várias usinas eólicas planejadas para os próximos anos.

A construção, planejamento, licitação, licenciamento ambiental de várias outras LTs de mesma tensão, quando em operação, trarão melhor qualidade de energia e maior segurança do setor elétrico nacional, permitindo operações de grande porte como abastecimento de outras regiões do país. O Sistema Interligado Nacional obtém ganhos em segurança energética com as LTs e SEs planejadas no Nordeste do País, visto o grande potencial Eólico, Solar e Maremotriz nessa região que é explorado mais a cada ano.

Estes problemas aqui exemplificados, que envolvem a região metropolitana de João Pessoa, já foram tratados, à medida que se materializaram os estudos de expansão da transmissão.

Porém, é necessário ter uma boa compreensão, de como foram realizados tais estudos, quais suas formulações/alterações durante o processo de definição da melhor solução, quais critérios, procedimentos e metodologias de análise de sistemas elétricos são uma realidade para o Brasil.

Dessa forma, as próximas seções/capítulos deste TCC apresentam, por meio do estudo de caso elencado, como se tem realizado o planejamento do sistema elétrico referente ao sistema de transmissão durante os últimos anos no Brasil e o envolvimento dos seus atores naturais, quais sejam: a EPE, o ONS e o MME.

2 PROCESSO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

Para cumprir os objetivos deste trabalho, faz-se necessário o entendimento das etapas de planejamento do setor elétrico brasileiro, envolvendo seus atores diretos e indiretos, como o MME, EPE, ONS, ANEEL e os agentes de transmissão.

Neste contexto, neste capítulo busca-se desenvolver um resumo do processo de planejamento realizado no Brasil, contendo os principais pontos do planejamento, focado no problema da expansão dos sistemas de transmissão e contextualizar para o caso de estudo deste trabalho.

2.1 PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O processo de planejamento para o Setor Elétrico Brasileiro envolve três atores diretamente: o MME, o ONS e a EPE, e alguns indiretamente, como é o caso da ANEEL e dos agentes de transmissão do sistema, os quais participam da etapa de materialização dos planos (EPE, 2020).

De acordo com a regulamentação do setor elétrico, todas as novas instalações de transmissão a serem integradas à Rede Básica devem ser recomendadas por estudos de planejamento de expansão realizados no âmbito dos Grupos de Estudo de Transmissão (GET) coordenados pela EPE.

O processo se inicia com a elaboração dos estudos de planejamento, como aqueles documentados por meio dos relatórios R1, onde a EPE indica os empreendimentos ou ampliações que compõem a melhor alternativa para equacionar uma necessidade do sistema, com base em análises técnico-econômicas e socioambientais.

Na sequência, os empreendimentos vislumbrados são organizados no documento gerencial Programa de Expansão da Transmissão (PET) que contempla as obras determinativas, definidas para os primeiros seis anos à frente do ano em curso; ou Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP), que apresenta as obras indicativas, compreendendo o período a partir do sétimo ano à frente.

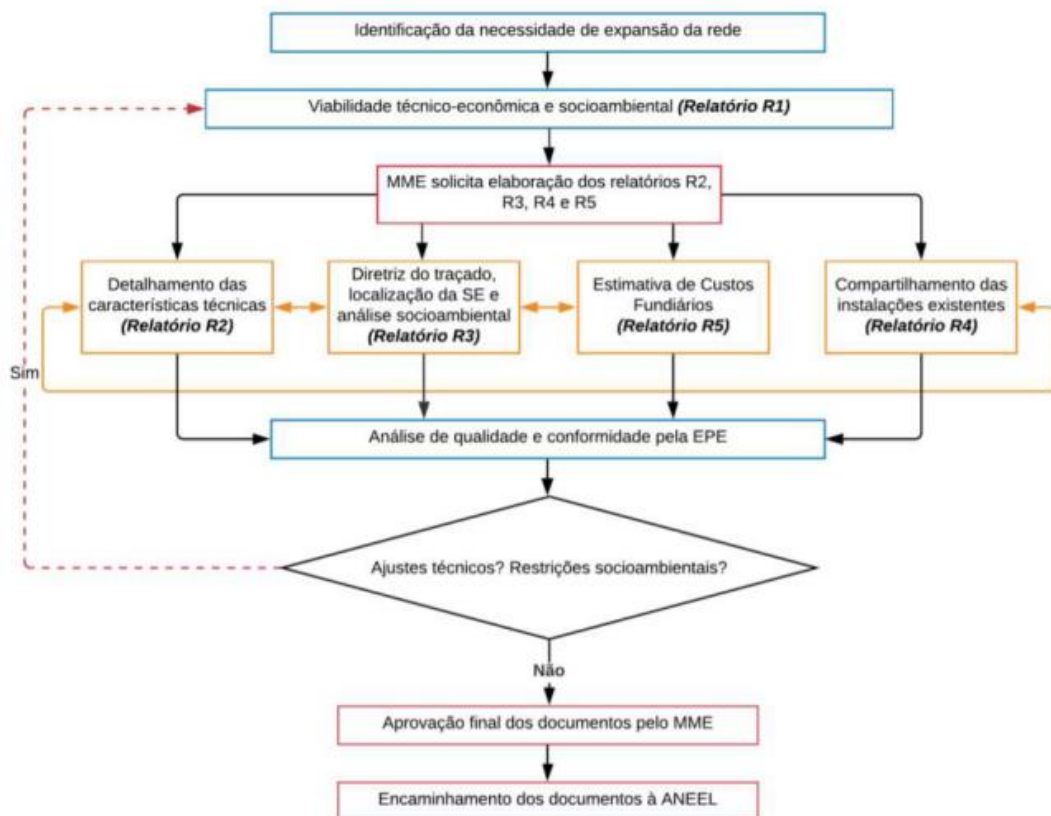
Em se tratando de licitações, o processo de planejamento requer ainda, em complemento ao relatório R1, a elaboração de quatro documentos de detalhamento, denominados de R2 a R5, para uma melhor caracterização de cada empreendimento com vistas à instrução do processo licitatório realizado pela ANEEL.

De forma resumida, temos o escopo de cada um desses relatórios:

- O relatório R1 demonstra a viabilidade técnico-econômica e socioambiental da nova instalação.
- O relatório R2 apresenta o detalhamento técnico da alternativa de referência.
- O relatório R3 apresenta a diretriz de traçado para as LTs e localização das SEs, bem como a análise socioambiental associada.
- O relatório R4 define os requisitos do sistema circunvizinho, de forma a assegurar o adequado compartilhamento entre as instalações existentes e a nova obra.
- O relatório R5 apresenta a estimativa dos custos fundiários referentes à região onde a nova instalação será implantada.

Na Figura 3 ilustra-se como cada um dos relatórios se relacionam.

Figura 3. Fluxograma da elaboração dos relatórios técnicos R1 a R5.



Fonte: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao>

2.2 ETAPAS DE PLANEJAMENTO DA TRANSMISSÃO

O documento que formaliza o processo de elaboração dos relatórios R1 a R5 é denominado “Diretrizes para a Elaboração dos Relatórios Técnicos para a Licitação de Novas Instalações da Rede Básica – Estrutura e Conteúdo dos Relatórios R1, R2, R3, R4 e R5” (EPE, 2020). Esta seção apresenta uma sucinta revisão deste documento.

ETAPA 1: ELABORAÇÃO DO RELATÓRIO R1

O primeiro passo do processo no planejamento de novas instalações de transmissão passa pela emissão do Relatório 1: Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental (R1) por parte da EPE, com aprovação do MME.

Neste relatório são realizados estudos e análises técnico-econômicas e socioambientais de alternativas para a expansão do sistema de transmissão, visando o aumento de confiabilidade do sistema e a garantia de atendimento ao crescimento da carga.

Após comparação das alternativas é eleita a alternativa vencedora, a qual se traduz na alternativa considerada mais adequada levando em consideração aspectos técnicos e econômicos e é denominada de alternativa de referência. Essa definição abre portas para uma gama de estudos mais detalhados, subsequentes, de acordo com as necessidades de cada empreendimento.

Por meio da consolidação e emissão do R1, aprovado pelo MME, com a alternativa de referência definida, a próxima etapa é a solicitação de elaboração dos seguintes estudos complementares, caso necessários, pelo MME, para os agentes do setor elétrico brasileiro. Esses estudos são os específicos e necessários para cada relatório R2, R3, R4 e R5.

A depender a complexidade das instalações planejadas, o relatório R1 pode destacar pontos relevantes a serem observados e analisados com maior detalhe na elaboração dos relatórios R2, R3, R4 e R5 subsequentes ou, ao contrário, até mesmo recomendar a dispensa de elaboração de um ou mais desses relatórios, sendo:

Relatório 2: Detalhamento Técnico da Alternativa de Referência (R2);

Relatório 3: Definição da Diretriz de Traçado e Análise Socioambiental para Linhas de Transmissão e Subestações (R3);

Relatório 4: Caracterização do Sistema de Transmissão (R4); e

Relatório 5: Estimativa de Custos Fundiários (R5).

ETAPA 2: ACOMPANHAMENTO DOS RELATÓRIOS R2, R3, R4 E R5

De forma geral, os relatórios R2, R3, R4 e R5 são coordenados pela EPE, tendo seus estudos, solicitados pelo MME a empresas do setor elétrico, as quais são ressarcidas posteriormente pelos vencedores dos leilões em que tais instalações são licitadas.

Como referência para a elaboração dos relatórios R2, R3 e R4 (o R5 não é contemplado em função das suas especificidades), o relatório R1 apresenta anexos técnicos que contêm tabelas de verificação que auxiliam na avaliação dos resultados obtidos em cada um desses relatórios em relação ao preconizado originalmente.

A EPE deve atuar de forma ativa no acompanhamento da elaboração dos relatórios complementares junto às empresas responsáveis, procurando assegurar a qualidade dos documentos anteriormente ao seu encaminhamento ao MME pelas empresas. Diversas ações são previstas durante esse processo. Nesta etapa, a EPE eventualmente interage com o ONS, visando a definição de condicionantes técnicos e estudos específicos.

Sempre que os resultados das análises efetuadas nos relatórios R2, R3, R4 e R5 impactarem a alternativa de transmissão recomendada, o relatório R1 precisa ser atualizado, em processo a ser conduzido paralelamente ao desenvolvimento dos demais relatórios, evitando-se atrasos na entrega do conjunto dos relatórios à ANEEL pelo MME. Esse procedimento reforça a importância das interações durante o desenvolvimento desses relatórios.

ETAPA 3: AVALIAÇÃO DOS RELATÓRIOS R2, R3, R4 E R5

Após todos os relatórios emitidos, estes deverão passar pela avaliação e posterior aprovação da EPE. Caso não estejam de acordo com as mínimas características técnicas e socioambientais a serem atendidas, necessitarão passar por revisões em seus conteúdos até a aprovação final, e caso sejam aprovados, os relatórios e estudos são liberados e disponibilizados ao MME e ONS para prosseguimento no fluxo do planejamento.

ETAPA 4: ELABORAÇÃO DO PLANO DA OPERAÇÃO ELÉTRICA

Com os estudos da EPE finalizados e aprovados pelo MME, é gerada a necessidade de uma sobreposição de perspectivas (Planejamento e Operação), onde o ONS inicia a elaboração do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo, que é composta por dois documentos, são eles o Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão (PAR) e o Plano de Operação Elétrica Anual (PEL) (ONS, 2021).

Os estudos elétricos elaborados pelo PAR levam em conta uma série de informações e dados, tais como: os estudos elaborados pela EPE, as propostas de novos reforços identificadas por agentes, as solicitações de acesso, as previsões de carga, os atrasos na implantação de instalações de geração e transmissão em construção, assim como as informações oriundas da programação da operação elétrica, energética e da operação em tempo real (ONS, 2017).

ETAPA 5: ELABORAÇÃO DO PLANO DE OUTORGAS E EMISSÃO DO EDITAL DO LEILÃO

Haja vista a diferença de perspectivas dos estudos realizados pela EPE e ONS, sobretudo em horizontes de curto e médio prazo, onde há coincidência de períodos estudados, o MME é responsável pela compatibilização entre os documentos gerados por ambos os atores, os quais permitem ao MME conduzir a consolidação de obras agregando tanto a perspectiva de operação quanto à perspectiva de planejamento.

Após a compatibilização dos documentos, o MME realiza a emissão do Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE), documento onde constam os empreendimentos a serem licitados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), na modalidade leilão.

Por fim, após a emissão do POTEE, a ANEEL é responsável pela emissão do Edital do Leilão, onde devem constar, além das informações regulatórias e jurídicas para assinatura dos contratos de concessão, as características e requisitos técnicos das obras a serem licitadas para a concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica, incluindo construção, operação e manutenção das instalações.

2.3 DETALHAMENTO DO RELATÓRIO R1

Como o objetivo deste trabalho concentra-se em entender a evolução do planejamento, o Relatório R1 será o foco das análises. Justifica-se que é neste documento que se realiza a análise do porquê é necessário um novo conjunto de obras para solucionar um determinado problema e a forma como são apresentadas as principais informações sobre os novos empreendimentos. Além disso, é neste documento que são propostas as obras que serão consolidadas no decorrer do processo de licitação.

O Relatório R1 é dividido em duas partes, a primeira referente às análises técnico-econômicas do estudo de planejamento, ou seja, os estudos elétricos, cujo

objetivo é indicar as características técnicas preliminares das obras propostas, bem como uma estimativa do seu custo de forma a propor a melhor alternativa com base nestes dois critérios. A segunda parte trata das análises socioambientais preliminar de forma a estudar o local em que a alternativa proposta estará inserida e evitar possíveis impedimentos futuros.

A análise técnico-econômica tem seu início com a identificação da região de estudo e preparação dos cenários de carga. Estes cenários serão utilizados como dados de entrada para os estudos de fluxo de potência e curto-circuito previstos no R1. A partir disso, realiza-se o diagnóstico do desempenho do sistema em regime permanente com a topologia atual. Com base nos problemas encontrados neste estudo, são propostas alternativas para solucionar estes casos. Para cada uma das soluções, realiza-se novamente os estudos em regime permanente de forma a verificar o desempenho técnico das alternativas. A partir disso, realiza-se também a análise econômica de forma a definir a alternativa de referência, que será a de mínimo custo global.

Com a alternativa de referência definida, devem ser realizados estudos específicos, a destacar (EPE, 2020):

- i. Avaliação técnico-econômica das linhas de transmissão: avaliar a otimização do condutor econômico sobre a alternativa vencedora;
- ii. Análise de desempenho dinâmico – estabilidade eletromecânica: avaliar o desempenho do sistema em regime transitório à frequência fundamental;
- iii. Análise de sobretensões à frequência fundamental: avaliar a necessidade de reatores de linha de forma a corrigir eventuais valores de níveis de tensão no sistema;
- iv. Análise de superação de barramentos e equipamentos: avaliar a suportabilidade dos barramentos e equipamentos nas subestações existentes da região de interesse. Este estudo pode não ser necessário a depender da análise EPE;
- v. Análise de curto-circuito: avaliar a adequabilidade dos disjuntores da região de interesse quanto à sua capacidade de interrupção de corrente de curto-circuito;
- vi. Análises complementares: aplicado para casos particulares, mas, em geral, podem ser estudos de estabilidade de tensão, confiabilidade, decisão sob incerteza, ressonância e extinção de arco secundário, dentre outros.

Estes estudos devem ser realizados apenas para a alternativa vencedora, ou para todas as alternativas a depender do que a EPE julgar necessário. Ao final do estudo técnico-econômico, são apresentadas as fichas do Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Programa de Expansão de Longo prazo (PELP) para o R1 específico que serão consolidadas de acordo com a seção seguinte.

No desenvolvimento deste trabalho nos deparamos com 2 relatórios distintos que abordam sobre ampliações relativas ao sistema de transmissão para a região metropolitana de João Pessoa.

No primeiro estudo, denominado “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste” (EPE, 2015a) foram relacionadas e recomendadas um conjunto de novas instalações com o objetivo primordial de promover o adequado dimensionamento da Rede Básica dessa região a fim de atender o crescimento do aproveitamento do potencial eólico do leste do nordeste, considerando as usinas já licitadas como também o provimento de folga ao sistema elétrico de transmissão para conexão de novos empreendimentos.

Nesse relatório (EPE, 2015a), como resultado da análise de mínimo custo global, foi recomendada a implantação de uma LT 500 kV Campina Grande III – Santa Rita II, para o ano 2022, de forma a possibilitar o escoamento de futuros potenciais eólicos. Porém, foi ressaltada a necessidade de reavaliação, levando-se em consideração a evolução da contratação de energia na região Nordeste, assim como aspectos relativos ao atendimento a Região Metropolitana de João Pessoa, cujo estudo de suprimento estava previsto para ser realizado em 2015 e deveria apontar a localização mais adequada para uma nova subestação 500/230 kV, assim como sua interligação ao sistema existente.

De fato, no ano de 2016 foi publicado o relatório “Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa” (EPE, 2016b), que é a principal fonte deste trabalho. Este relatório apresenta de forma detalhada o estudo de expansão do sistema de transmissão para suprimento à Região Metropolitana de João Pessoa, contemplando as avaliações técnicas e econômicas, incorporando também os aspectos sociambientais associados à alternativa proposta.

Na sequência apresenta-se em mais detalhes do documentos (EPE, 2016b).

3 DETALHAMENTO DO ESTUDO DE ATENDIMENTO À REGIÃO METROPOLITANA DE JOÃO PESSOA

Neste capítulo descreve-se de forma mais pormenorizada as características, estudos realizados, objetivos e abordagens utilizadas no estudo da EPE, com o objetivo de enumerar e analisar as etapas de planejamento, desde o início do planejamento de novas obras até sua efetiva licitação.

Conforme exposto anteriormente, o R1 consiste em um documento contendo os resultados de estudos da etapa de planejamento para apoiar e aprofundar as necessidades de novas obras para a expansão do sistema de transmissão do setor elétrico brasileiro.

Em geral, é elaborada uma análise técnico-econômica de alternativas de obras para aumento da confiabilidade do sistema, a qual objetiva apoiar os processos para licitação de concessões de exploração do serviço público vinculado a expansão dos sistemas de transmissão no Brasil.

O objetivo do estudo deste trabalho tem foco no “*Estudo De Atendimento À Região Metropolitana de João Pessoa*” (EPE, 2016b), justifica e define a execução de obras estruturais capazes de solucionar os problemas de subtensão e carregamento na região metropolitana de João Pessoa, visando também manter as condições de qualidade e confiabilidade do SIN.

As alternativas indicadas no documento são submetidas a análises de desempenho em regime permanente, tanto em condição normal de operação, quanto em condições de contingências.

Após a definição da alternativa vencedora, por meio da análise econômica, foram realizados os seguintes estudos complementares à esta alternativa: estudo de curto-circuito, de sobretensões à frequência nominal, de desempenho dinâmico e socioambientais preliminares. Dessa forma, são apresentadas as características dos subsistemas envolvidos e as premissas utilizadas para os estudos, conforme seguem.

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A configuração do sistema elétrico teve como base a região metropolitana de João Pessoa, conforme exposto no item 1.3 e ilustrado na Figura 2. O estudo em questão teve como principais fatos motivadores:

- Necessidade de se propor uma solução para atender as cargas da região, respeitando o critério de confiabilidade tanto na rede básica como na rede básica de fronteira;
- Necessidade de se realizar uma análise mais aprofundada de como se dará a integração da LT 500 kV proveniente da SE Campina Grande III com o sistema local;
- Avaliação da necessidade e viabilidade da antecipação da instalação dessa LT

O objetivo primordial do estudo é definir a melhor alternativa para atendimento às cargas da região metropolitana de João Pessoa, propondo a melhor localização e capacidade de transformação da SE que realizará a integração da LT 500 kV, proveniente da subestação Campina Grande III, com o sistema elétrico da região de interesse.

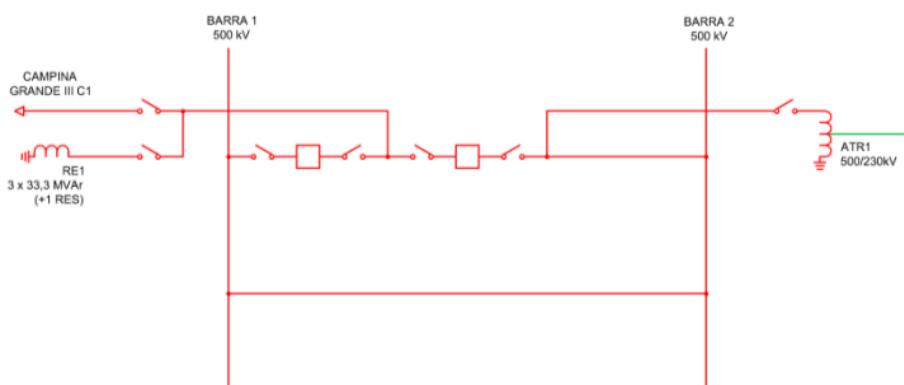
Para tanto, o estudo deve indicar também, dos pontos de vista técnico, econômico e ambiental, o melhor cronograma de obras a ser implantado no horizonte considerado, levando em conta as alternativas de expansão que garantam o atendimento aos consumidores, com padrões de qualidade e continuidade adequados, frente ao crescimento do mercado de energia elétrica previsto para a região.

Para a realização dos estudos são efetuadas análises de fluxo de potência em regime permanente (condições normal e de emergência) para todas as alternativas vislumbradas. As análises de curto-circuito, energização, rejeição, condutor econômico e socioambientais foram realizadas apenas para a alternativa vencedora, conhecida mediante a análise econômica.

ARRANJO INICIAL DO BARRAMENTO 500 kV DA SE JOÃO PESSOA II

Tendo em vista que dentro do horizonte deste estudo só foi prevista a utilização de um vão no setor de 500 kV da SE João Pessoa II, recomendou-se que o arranjo do barramento seja inicialmente implementado em anel, como ilustrado na Figura 4, por ser a configuração mais simples que garante os níveis de confiabilidade solicitados pelo ONS. Todavia, o pátio de 500 kV da SE João Pessoa II foi concebido para que possa evoluir para a configuração final Barra Dupla com Disjuntor e Meio.

Figura 4. Arranjo inicial proposto para o Barramento de 500 kV da SE João Pessoa II.



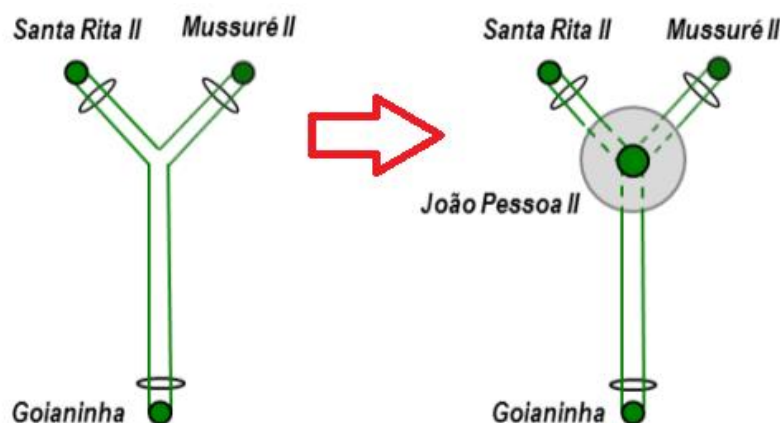
Fonte: (EPE, 2016b)

SECCIONAMENTOS DOS CIRCUITOS EM 230 kV

Para localização ideal da Subestação João Pessoa II foi levado em conta o fato de que os circuitos em 230 kV Goianinha – Mussuré II, Goianinha – Santa Rita II e Santa Rita II – Mussuré II estavam lançados em estruturas de circuito duplo. Ao tempo em que um conjunto de estruturas proveniente da SE Goianinha sofre uma bifurcação nas proximidades da capital João Pessoa dividindo-se em dois segmentos, sendo um em direção à SE Santa Rita II e outro à SE Mussuré II.

Dessa forma, os circuitos elétricos compartilham diferentes estruturas em diferentes trechos. Nesse sentido, visando uma solução que envolva a mínima quantidade de novas estruturas e buscando uma solução com o menor impacto ambiental, recomendou-se a possibilidade da configuração final ser composta por três circuitos duplos partindo da SE João Pessoa II para as SEs Santa Rita II, Mussuré II e Goianinha, como ilustrado nos diagramas unifilares da Figura 5.

Figura 5. Seccionamento proposto para os circuitos duplos em 230 kV na SE João Pessoa II.



Fonte: Adaptado de (EPE, 2016b).

ELABORAÇÃO DOS CASOS DE TRABALHO

Tendo em vista que este estudo tem como característica principal o atendimento à carga, considerou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal de Energia (PDE) 2024 (EPE, 2015b), com as atualizações pertinentes de topologia da rede, plano de geração e mercado.

Considerando, por exemplo, o Patamar de Carga Média, apresenta-se na Tabela 1 as cargas totais equivalentes nas SEs de interesse, por ano e patamar (salientamos, contudo que o estudo deve contemplar os patamares de carga leve, média e pesada). As projeções de mercado para os barramentos de fronteira das SEs Santa Rita II e Mussuré II foram fornecidas pela Energisa-PB. As informações de mercado das SEs Goianinha e FIAT foram obtidas em (EPE, 2015c). Por fim, a carga equivalente da SE Norfil foi atualizada através de informação obtida no Plano de Ampliações e Reforços (PAR) 2016-2018 do ONS. Esta carga está agregada no barramento de 230 kV da SE Norfil.

Considerou-se que as SEs da região de interesse estão suprindo cargas com fator de potência fixo em 0,95 (indutivo) durante todo o horizonte do estudo.

Tabela 1. Carga das subestações de interesse – Patamar Médio [MW].

Carga Média	Santa Rita II	Mussuré II	Norfil	Goianinha	FIAT
2021	215,3	299,1	61	199,2	122,0
2022	221,7	308,1	61	204,2	122,2
2023	228,4	317,3	61	208,4	122,4
2024	235,2	326,8	61	212,8	122,6
2025	242,3	336,6	61	217,4	122,8
2026	249,6	346,7	61	222,6	123,2
2027	257,0	357,1	61	227,4	123,4
2028	264,8	367,8	61	232,2	123,8
2029	272,7	378,9	61	237,4	124,0
2030	280,9	390,3	61	242,7	124,3

Fonte: (EPE, 2016b).

Para definir os limites operativos a serem respeitados pelas alternativas vislumbradas utilizam-se os critérios técnicos apresentados em (ONS, 2011a) e (ONS, 2011b).

ESTUDOS DE CENÁRIOS

Foram aplicados 6 cenários de fluxo de potência do PDE 2024 (EPE, 2015b). Isto é, norte úmido (cargas leve, média e pesada) e norte seco (cargas leve, média e pesada).

Para fins de valoração das perdas elétricas, considerou-se que os cenários norte seco e norte úmido possuem tempos de permanência iguais durante um ano, isto é, 50% cada. Já para os patamares de carga, considerou-se os tempos de permanência de 37,5%, 50% e 12,5% para carga leve, média e pesada, respectivamente.

Uma informação importante para os estudos de simulação é quanto a definição dos níveis de geração, para os cenários mais próximos à realidade. Nesse estudo, os casos do PDE 2024 foram redespachados, prevendo-se os respectivos percentuais da capacidade total instalada por tipo de fonte das usinas do submercado Nordeste para o ano inicial do estudo, conforme indicado na Tabela 2. Para os demais anos do estudo os níveis de geração hidráulica do SIN foram aumentados para manter o equilíbrio entre carga e geração.

Pode-se observar que se manteve a coerência com os níveis de geração do Nordeste, destacando-se: (i) elevada e baixa geração hidráulica nos períodos úmido e seco, respectivamente; (ii) baixa e elevada geração térmica nos períodos úmido e seco, respectivamente (seguindo o despacho por ordem de mérito em todo o SIN já contempladas as inflexibilidades) (EPE, 2016b).

Tabela 2. Níveis de despacho do submercado Nordeste - 2021 [%].

Fonte	Leve Seco	Média Seco	Pesada Seco	Leve Úmido	Média Úmido	Pesada Úmido
Eólica	80	80	80	50	50	50
Fotovoltaica	0	100	0	0	100	0
Biomassa	100	100	100	0	0	0
UHE	37	43	43	43	80	56
PCH	27	41	41	41	80	55
Térmica	72	72	72	37	39	39
TOTAL	59	68	61	41	60	47

Fonte: (EPE, 2016b).

Com o objetivo de obter uma solução robusta do ponto de vista de atendimento às cargas, nos estudos de fluxo de potência a geração térmica e eólica instalada na região de João Pessoa foi considerada nula em todos os cenários analisados.

3.2 ANÁLISE DO DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE

Após definidos os cenários de estudo, além das considerações topológicas e de carga supracitadas, devem ser realizados os estudos de desempenho elétrico da rede no estado atual.

Esses estudos têm como base simulações de fluxo de potência, no intuito de verificar quais os cenários mais críticos de operação para a rede de interesse. No caso de estudo específico, os cenários mais críticos de operação correspondem aos de carga média. Também foi verificado que a contingência mais crítica na primeira vizinhança das barras de interesse corresponde à contingência da LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II.

O estudo (EPE, 2016b) resumiu os resultados do cenário de maior impacto com ilustrado na Tabela 3, onde se apresentam os carregamentos %, tanto em condição normal de operação como de emergência, para o ano 2021, dos transformadores de fronteira das SEs Santa Rita II e Mussuré II, e da LT Pau Ferro - Goianinha. Nesta tabela é possível verificar o esgotamento da transformação da SE Mussuré II (98,3% em condição de emergência). Verifica-se também que na contingência da LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II a capacidade de emergência da LT 230 kV Pau Ferro – Goianinha é superada em aproximadamente 3,5 % (103,5 % na referida condição de contingência).

Tabela 3. Carregamento dos elementos da região de interesse.

INSTALAÇÃO	CONDIÇÃO DE ANÁLISE	CARREGAMENTO 2021
		[%]
SE Santa Rita II 230/69 kV 3 x 150/150 MVA	Normal	46,6
	Emergência	69,8
SE Mussuré II 230/69 kV 4 x 100/100 MVA	Normal	73,7
	Emergência	98,3
LT 230kV Pau Ferro - Goianinha 1 x 251/317 MVA	Normal	83,8
	Emergência ⁽¹⁾	103,5

⁽¹⁾ Contingência da LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II

Fonte: (EPE, 2016b).

Com relação aos níveis de tensão, apresenta-se na Tabela 4 os valores por unidade das tensões nas barras da região de interesse. Importante destacar que esses valores já consideram todos os recursos de controle que dependem de ação humana (chaveamento de bancos de capacitores e ajuste de comutadores de transformadores). Observa-se que logo no primeiro ano deste estudo, em condição de emergência, poderão ocorrer subtensões proibitivas para a operação. Já no ano 2026, mesmo em condição normal de operação, subtensões poderão ser verificadas nas SEs Mussuré II e Norfil, fato que indica o esgotamento da capacidade de controle de tensão na região de interesse.

Tabela 4. Tensões nas barras da região de interesse.

INSTALAÇÃO	CONDIÇÃO DE ANÁLISE	Tensão 2021	Tensão 2026
		230/69 kV [pu]	230/69 kV [pu]
SE Santa Rita II 230/69 kV	Normal	0,978/1,035	0,958/1,035
	Emergência ⁽¹⁾	0,916/1,007	0,865/0,943
SE Mussuré II 230/69 kV	Normal	0,968/1,035	0,945/1,022
	Emergência ⁽¹⁾	0,917/0,995	0,867/0,928
SE Norfil 230kV	Normal	0,968/-----	0,945/-----
	Emergência ⁽¹⁾	0,918/-----	0,869/-----
SE Goianinha 230/69 kV	Normal	0,996/1,035	0,981/1,035
	Emergência ⁽¹⁾	0,966/1,035	0,937/1,022

⁽¹⁾ Contingência da LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II

Fonte: (EPE, 2016b).

3.3 DEFINIÇÃO DE ALTERNATIVAS

Para definir e elencar as alternativas possíveis é fundamental conhecer as restrições existentes na prática. No nosso caso de estudo, foram observadas as seguintes restrições, cujas informações foram corroboradas por formulários de consulta respondidos pelas transmissoras sobre a viabilidade de expansão das subestações envolvidas nas alternativas vislumbradas neste estudo (EPE, 2016b):

- A SE Mussuré II já opera com quatro transformadores e, portanto, espera-se grandes dificuldades técnicas para a expansão da sua capacidade de transformação. Além disso, expandir as entradas de linha em 230 kV nessa subestação pode ser relativamente complexo pelo fato da SE estar localizada em meio à zona urbana.
- A SE Norfil atualmente só possui o setor 230 kV e a sua expansão irá requerer a aquisição de terreno em área urbana. Ademais, o acesso à esta SE também pode ser relativamente complexo devido à sua proximidade com a zona urbana.
- A SE Santa Rita II entrou em operação no ano 2012. Tendo em vista que atualmente ela opera com três transformadores e que a mesma se localiza em uma região relativamente afastada da zona urbana, não se espera problemas em sua expansão.
- Por fim, a SE Campina Grande III entrou em operação em 2015 e está previsto espaço para a entrada de linha referente à LT 500 kV tratada neste estudo.

A formulação das alternativas vislumbradas para o atendimento à região metropolitana de João Pessoa foi dividida em duas fases.

Na primeira fase, foram avaliados quais seriam os reforços necessários no sistema de distribuição para manter o atendimento às cargas com os padrões de qualidade e confiabilidade adequados dentro do horizonte deste estudo. Em conjunto com a equipe técnica da ENERGISA-PB foram elaboradas 8 alternativas de distribuição dentre as quais 3 alternativas foram descartadas pela dificuldade de implementação de linhas de distribuição em locais específicos no interior da zona urbana.

As 5 alternativas restantes foram comparadas economicamente (valor presente de investimento + perdas elétricas) e 3 delas foram escolhidas para compor as alternativas completas. Basicamente, a primeira dessas se refere ao alívio da transformação da SE Mussuré II através da transferência de cargas exclusivamente para a SE Santa Rita II. A segunda, por sua vez, também realiza transferência de cargas para a SE Santa Rita II, porém também considera um novo ponto de suprimento na SE Norfil. Por fim, a terceira alternativa transfere cargas para a SE Santa Rita II e para um novo ponto de suprimento na nova SE João Pessoa II - a ser definida neste estudo.

A partir desses resultados, partiu-se para a segunda fase, onde foram definidas as alternativas de rede básica e rede básica de fronteira, as quais podem ser divididas em dois grupos: O primeiro deles realiza o seccionamento dos circuitos existentes em 230 kV, enquanto o segundo propõe a construção de novos circuitos neste nível de tensão.

Ressalta-se que a escolha da localização da SE João Pessoa II foi definida a priori de modo a aloca-la o mais próximo possível do importante centro de carga do Distrito Industrial de João Pessoa e de possibilidade de seccionamento como discutido na seção 3.1.

Por fim, as alternativas de distribuição e transmissão foram combinadas objetivando formar 5 alternativas completas para a comparação econômica, as quais estão apresentadas em maiores detalhes nas seções seguintes.

Ressalta-se que a LT 500 kV 4 x CAA 954 MCM CS, o reator de linha de 100 MVar e o autotransformador 500/230 kV 450 MVA da SE João Pessoa II são obras comuns para todas as alternativas e cuja necessidade é verificada no ano de 2021.

3.3.1 ALTERNATIVA I

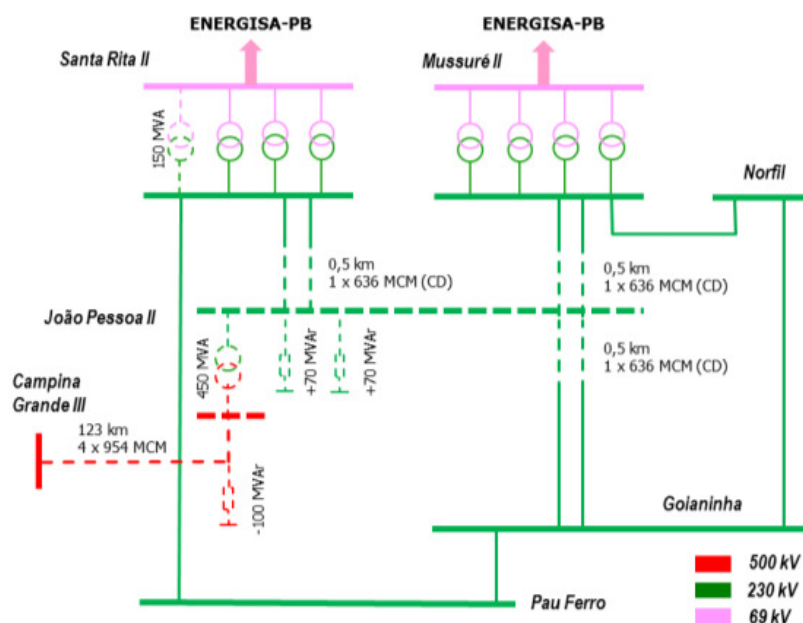
Nesta alternativa a transformação da SE Mussuré II é aliviada através da transferência de cargas das SEs de distribuição João Pessoa e Cruz do Peixe para a SE

Santa Rita, como ilustrado no digrama unifilar da Figura 6 (linhas tracejadas correspondem aos novos circuitos e equipamentos propostos).

No estudo (EPE, 2016b) constam Tabelas em que são discriminadas as obras no sistema de distribuição (tanto em subestações, quanto em linhas de distribuição) necessárias para esta transferência de cargas (vide exemplo no Anexo A).

Destaca-se que nesta alternativa perde-se confiabilidade no atendimento da SE de distribuição João Pessoa, que passaria a ser alimentada radialmente. Para atender essas cargas seria necessário instalar em 2021 o quarto transformador de 150 MVA na SE Santa Rita II. Adicionalmente, os circuitos em 230 kV Goianinha – Santa Rita II, Goianinha – Mussuré II e Santa Rita II – Mussuré II seriam seccionados na SE João Pessoa II em 2021. Por fim, dois bancos de capacitores 230 kV 70 MVar seriam instalados nos anos 2024 e 2027 nesta SE.

Figura 6. Diagrama unifilar da Alternativa I.

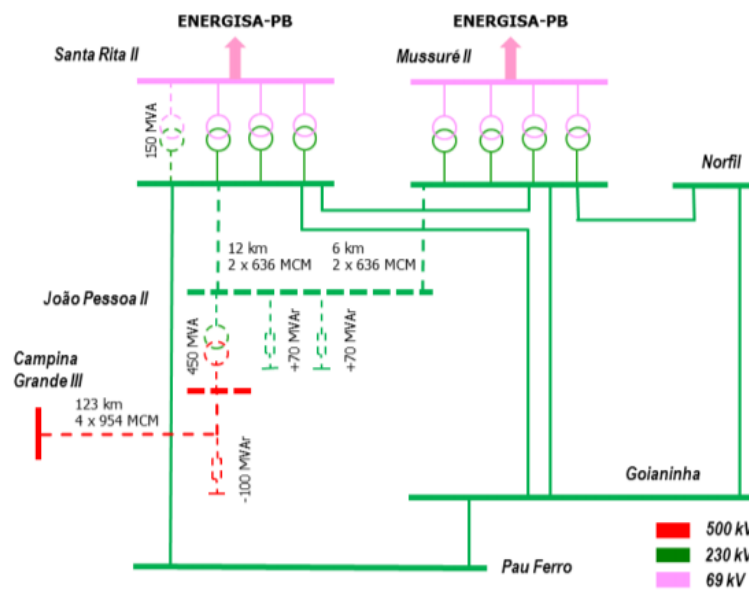


Fonte: Adaptado de (EPE, 2016b).

3.3.2 ALTERNATIVA II

Esta alternativa é bastante similar à anterior. A diferença é que neste caso seriam construídos dois novos circuitos em 230 kV em 2021 interligando a SE João Pessoa II às SEs Mussuré II e Santa Rita II ao invés de se realizar seccionamentos, como ilustrado no digrama unifilar da Figura 7.

Figura 7. Diagrama unifilar da Alternativa II.



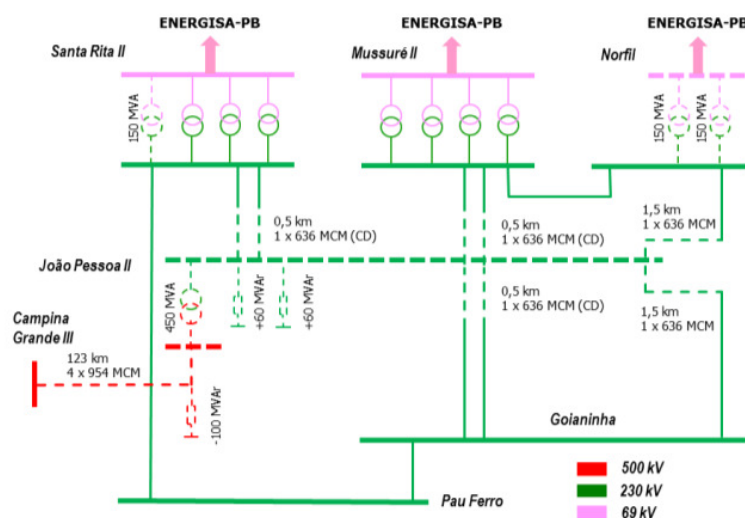
Fonte: Adaptado de (EPE, 2016b).

3.3.3 ALTERNATIVA III

Nesta alternativa a transformação da SE Mussuré II é aliviada através da transferência de cargas da SE de distribuição Cruz do Peixe para a SE Santa Rita. Além disso, o barramento de 69 kV da SE de distribuição Mussuré passaria a ser alimentado exclusivamente pela SE Norfil, como ilustrado no digrama unifilar da Figura 8.

No estudo (EPE, 2016b) constam Tabelas em que são discriminadas as obras no sistema de distribuição (tanto em subestações, quanto em linhas de distribuição) necessárias para esta transferência de cargas.

Figura 8. Diagrama unifilar da Alternativa III.

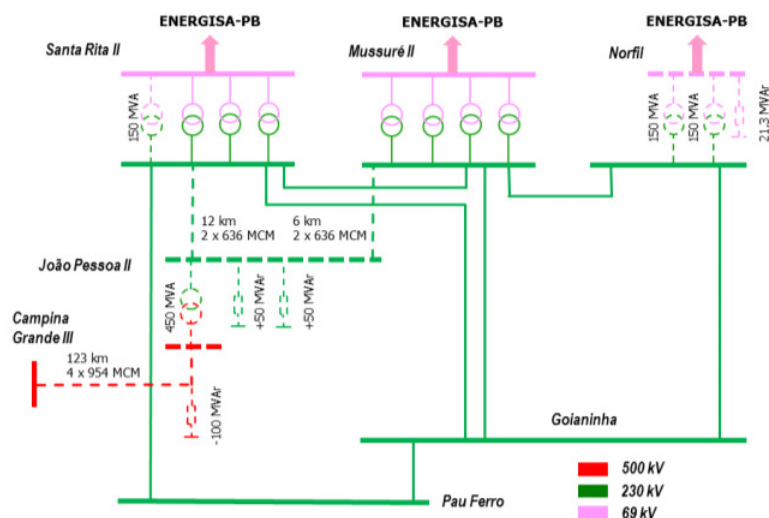


Fonte: Adaptado de (EPE, 2016b).

3.3.4 ALTERNATIVA IV

Esta alternativa é bastante similar à alternativa III. A diferença é que neste caso seriam construídos dois novos circuitos em 230 kV em 2021 interligando a SE João Pessoa II às SEs Mussuré II e Santa Rita II ao invés de se realizar seccionamentos. Adicionalmente, seria instalado um banco de capacitores 69 kV 21,3 MVar em 2026 na SE Norfil. Por fim, a potência dos bancos de capacitores 230 kV da SE João Pessoa seria de 50 MVar, como ilustrado no digrama unifilar da Figura 9.

Figura 9. Diagrama unifilar da Alternativa IV.



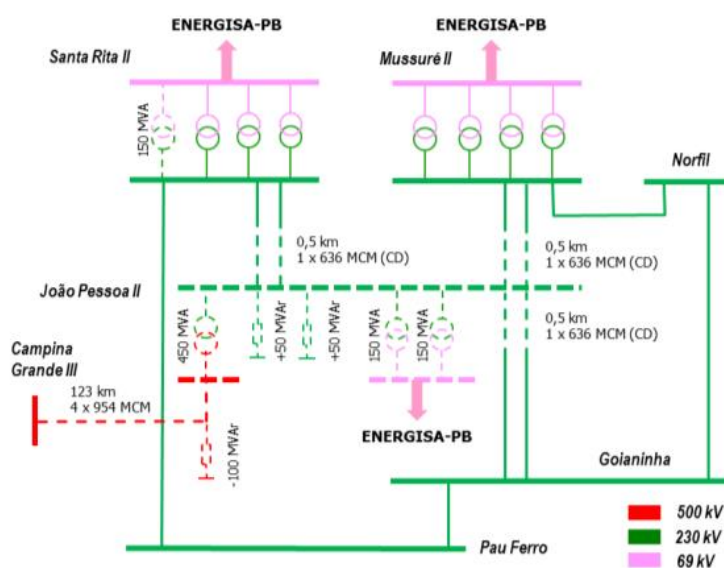
Fonte: Adaptado de (EPE, 2016b).

3.3.5 ALTERNATIVA V

Nesta alternativa a transformação da SE Mussuré II é aliviada mediante transferência de cargas da SE de distribuição Cruz do Peixe para a SE Santa Rita. Além disso, o barramento de 69 kV da SE de distribuição Mussuré passaria a ser alimentado exclusivamente pela SE João Pessoa II, como ilustrado no digrama unifilar da Figura 10.

No estudo (EPE, 2016b) constam Tabelas em que são discriminadas as obras no sistema de distribuição (tanto em subestações, quanto em linhas de distribuição) necessárias para esta transferência de cargas.

Figura 10. Diagrama unifilar da Alternativa V.



Fonte: Adaptado de (EPE, 2016b).

Nesta alternativa a SE João Pessoa II passaria a ter um novo ponto de suprimento em 69 kV. Para atender essas cargas seria necessário instalar 2 transformadores 230/69 kV 150 MVA na SE João Pessoa II em 2021 e o quarto transformador de 150 MVA na SE Santa Rita II em 2025.

Adicionalmente, em 2021, os circuitos em 230 kV Goianinha – Santa Rita II, Goianinha – Mussuré II seriam seccionados na SE João Pessoa II a 46,2 km da SE Goianinha, e Santa Rita II – Mussuré II seriam seccionados na SE João Pessoa a 4,8 km da SE Mussuré II. Por fim, dois bancos de capacitores 230 kV 50 MVAR seriam instalados nos anos 2024 e 2028 nesta SE.

3.4 ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS

O desempenho de cada alternativa elencada deve ser avaliado considerando-se os 6 cenários utilizados neste estudo (vide Seção 4.5).

Para tanto, são realizadas simulações de contingências simples dos elementos da rede básica e rede básica de fronteira para as 5 alternativas.

Nesse estudo (EPE, 2016b), a partir dos resultados de simulação de fluxo de potência verificou-se que o cenário mais crítico de operação para a rede de interesse corresponde ao de carga média, norte úmido. Também foi verificado que a contingência mais crítica para o sistema de 230 kV corresponde à contingência da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II.

Por outro lado, a contingência que acarreta o maior carregamento nesta LT 500 kV e conseqüentemente na transformação 500/230 kV da SE João Pessoa II, corresponde à saída da LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II.

A seguir apresenta-se o desempenho em regime permanente da alternativa V (recomendada neste estudo) para o cenário carga média, norte úmido. Esses resultados podem ser comparados aos do cenário inicial (Tabelas 3 e 4), podendo-se verificar os impactos positivos no desempenho da rede.

Na Tabela 5 estão dispostos os carregamentos percentuais relativos à alternativa V, tanto em condição normal de operação como em contingência, para o ano 2030, dos transformadores das SEs Santa Rita II, Mussuré II, João Pessoa II e da LT 230 kV Pau Ferro - Goianinha. Nesta tabela é possível verificar que todas essas instalações têm seus limites respeitados dentro do horizonte deste estudo.

Tabela 5. Carregamento dos elementos da região de interesse – Alternativa V.

INSTALAÇÃO	CONDIÇÃO DE ANÁLISE	CARREGAMENTO 2030
		[%]
SE Santa Rita II 230/69 kV 4x 150/150 MVA	Normal	53,9
	Emergência	71,9
SE Mussuré II 230/69 kV 4 x 100/100 MVA	Normal	53,5
	Emergência	71,4
SE João Pessoa II 230/69 kV 2 x 150/180 MVA	Normal	41,7
	Emergência	69,5
SE João Pessoa II 500/230kV 1x 450/540 MVA	Normal	84,3
	Emergência ⁽¹⁾	83,4
LT 230kV Pau Ferro - Goianinha 1 x 251/317 MVA	Normal	60,2
	Emergência ⁽²⁾	80,3

⁽¹⁾ Contingência na LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II

⁽²⁾ Contingência na LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II

Fonte: (EPE, 2016b).

Na Tabela 6 estão apresentados os valores por unidade das tensões nas barras da região de interesse relativos à alternativa V. Esses valores já consideram todos os recursos de controle que dependem de ação humana (chaveamento de bancos de capacitores e ajuste de comutadores de transformadores). Nota-se que com os recursos disponíveis é possível manter os níveis de tensão em valores adequados para operação dentro de todo o horizonte do estudo.

Tabela 6. Tensões nas barras da região de interesse – Alternativa V.

INSTALAÇÃO	CONDIÇÃO DE ANÁLISE	Tensão 2021	Tensão 2030
		230/69 [pu]	230/69 [pu]
SE Santa Rita II 230/69 kV	Normal	0,998/1,035	0,995/1,035
	Emergência ⁽¹⁾	0,978/1,035	0,968/1,035
SE Mussuré II 230/69 kV	Normal	0,999/1,035	0,998/1,035
	Emergência ⁽¹⁾	0,978/1,035	0,969/1,035
SE João Pessoa II 500/230/69 kV	Normal	1,000/1,035	1,000/1,035
	Emergência ⁽¹⁾	0,978/1,035	0,971/1,035
SE Norfil 230kV	Normal	0,999/-----	0,998/-----
	Emergência ⁽¹⁾	0,978/-----	0,969/-----
SE Goianinha 230/69 kV	Normal	1,011/1,035	1,007/1,035
	Emergência ⁽¹⁾	0,998/1,035	0,990/1,035

⁽¹⁾ Contingência na LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II

Fonte: (EPE, 2016b).

3.4.1 COMPARAÇÃO ECONÔMICA

Para realizar a comparação econômica das alternativas deve-se realizar os detalhamentos de plano de obras e investimentos de cada alternativa. Nos anexos do estudo (EPE, 2016b) apresentam-se tabelas com os valores utilizados para comparação de alternativas. É importante destacar que os valores levantados não servem como base para orçamentos.

Na comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizada a base de referência de preços da ANEEL (2015) e não foram computados os valores das obras comuns. Para a valoração das perdas elétricas, utilizou-se o custo de 193,00 R\$/MWh, calculado com base no custo marginal de expansão da geração adotado pela EPE (EPE, 2016c).

Adicionalmente, para comparação econômica de alternativas, considerou-se uma taxa de desconto de 8% a.a com ano de referência 2016, horizonte 2030 e tempo de vida útil de 30 anos para as instalações.

Por fim, utilizou-se o percentual de 5% para configurar o empate econômico entre alternativas.

Um resumo dos investimentos e perdas é apresentado na Tabela 11. Muito embora a alternativa V tenha apresentado o mínimo custo global, pode-se notar que ela está empatada economicamente com as alternativas I, II e IV. Note também que as alternativas III, IV e V, que propõem a construção de um novo ponto de suprimento, possuem montantes de investimento significativamente superiores às alternativas I e II. No entanto,

as perdas (principalmente no sistema de distribuição) fazem com que a construção desse novo ponto de suprimento seja atrativa do ponto de vista econômico.

Tabela 7. Comparação econômica das alternativas: Investimento + Perdas.

Alternativa	Rendimentos Necessários			Perdas			Rendimentos Necessários + Perdas		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alternativa I	35.706,05	101,0%	2ª	788.449,98	16.346,06	5ª	52.052,12	103,5%	4ª
Alternativa II	35.349,79	100,0%	1ª	788.124,41	16.020,50	4ª	51.370,29	102,1%	3ª
Alternativa III	53.234,59	150,6%	5ª	772.103,92	0,00	1ª	53.234,59	105,8%	5ª
Alternativa IV	47.969,50	135,7%	3ª	774.735,83	2.631,91	3ª	50.601,41	100,6%	2ª
Alternativa V	48.261,58	136,5%	4ª	774.139,39	2.035,48	2ª	50.297,06	100,0%	1ª

Fonte: (EPE, 2016b).

Em suma, recomenda-se a implantação da alternativa V quando comparada com as demais, por apresentar as seguintes vantagens:

- i. Apresentar o menor custo global (perdas elétricas e investimento);
- ii. Requerer a construção de uma pequena quantidade de estruturas de transmissão em 230 kV;
- iii. Criar um novo ponto de suprimento próximo ao centro de carga, antecipando possíveis problemas fundiários e ambientais para sua instalação no futuro.

3.5 ESTUDOS COMPLEMENTARES

Com a alternativa de referência definida, devem ser realizados estudos complementares específicos.

Como já descrito anteriormente podemos citar: Avaliação técnico-econômica das linhas de transmissão; Análise de sobretensões à frequência fundamental; Análise de curto-circuito; Análise de desempenho dinâmico – estabilidade eletromecânica; Análise de superação de barramentos e equipamento; Análise Socioambiental Preliminar; e Análises complementares, aplicado para casos particulares, mas, em geral, podem ser estudos de estabilidade de tensão, confiabilidade, decisão sob incerteza, ressonância e extinção de arco secundário, dentre outros.

Nesse estudo não foi necessário realizar, segundo EPE, as análises de desempenho dinâmico – estabilidade eletromecânica, e de superação de barramentos e equipamentos.

3.5.1 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

Este estudo deve ser realizado com o objetivo avaliar a otimização do condutor econômico sobre a alternativa vencedora. Neste caso em estudo, o objetivo é respaldar a escolha do condutor da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II.

Nesse intuito, foi efetuada a avaliação de condutor econômico por meio da ferramenta “Elektra”, que elenca os cabos condutores em função do valor presente do custo global (investimento + perdas).

As expectativas de carregamento nessa LT são comparadas para diferentes bitolas de condutores para uma mesma silhueta (disposição horizontal) com um feixe convencional de 4 subcondutores (457 mm) e SIL da ordem de 1000 MW.

Para realizar a comparação econômica os investimentos somados aos valores das perdas elétricas, num período de 30 anos, trazidos a valor presente. Além disso, todo esse período foi dividido em 5 intervalos consecutivos, em que se utilizam o valor de fluxo de referência e também o fator de perdas com base nos 6 cenários de fluxo de potência utilizados no relatório (EPE, 2016b).

Na Tabela 8 apresenta-se o resultado da análise efetuada considerando as premissas acima, em que se verifica que o condutor TERN é o mais econômico dentre a família de cabos analisada. No entanto, os condutores RUDDY e RAIL apresentam custo global inferior a 3% em relação ao TERN.

Tabela 8. Comparação econômica da seção condutora.

Condutor	Bitola	Instalação	Perdas	Custo Total	Percentual
GROSBEAK	636	909.29	410.62	1319.91	104
GANNET	666.6	966.55	387.85	1354.41	106
STARLING	715.5	997.45	355.99	1353.45	106
DRAKE	795	1021.03	312.82	1333.85	105
TERN	795	944.23	330.6	1274.83	100
RUDDY	900	1011.86	283.99	1295.85	102
RAIL	954	1052.03	264.5	1316.53	103
ORTOLAN	1033.5	1115.74	240.14	1355.88	106
BLUEJAY	1113	1174.23	219.73	1393.96	109

Fonte: Adaptado de (EPE, 2016b).

Para obter um possível ganho de escala, considerou-se o condutor RAIL neste estudo, uma vez que este condutor é amplamente utilizado nas LTs de 500 kV da região (EPE, 2016b). Adicionalmente, supondo-se uma tendência de aumento no custo marginal

de expansão da geração, o valor das perdas tende a aumentar e, portanto, existe uma tendência do cabo RAIL tornar-se ainda mais atrativo do ponto de vista econômico.

3.5.2 ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUÊNCIA FUNDAMENTAL

Esse estudo visa avaliar, fundamentalmente, a necessidade de reatores de linha de forma a corrigir eventuais valores de níveis de tensão no sistema, ou seja, dimensionar os equipamentos de compensação reativa de modo a evitar a ocorrência de valores proibitivos de tensões temporárias ou sustentadas em consequência das manobras programadas e/ou intempestivas dos circuitos/equipamentos da região de interesse.

Neste caso, verificou-se que o cenário de carga pesada, norte seco, apresenta as maiores sobretensões durante as manobras. Basicamente, isso se deve ao fato dos bancos de capacitores de 69 kV da região estarem energizados nesse cenário, diferentemente do que se espera para os cenários de carga leve.

Adicionalmente, o cenário de carga pesada tem um perfil de tensão mais elevado quando comparado com os cenários de carga média.

Foram analisadas 3 situações críticas, a seguir elencadas.

ENERGIZAÇÃO DA LT 500 kV CAMPINA GRANDE III – JOÃO PESSOA II

No estudo (EPE, 2016b) foram realizadas diversas simulações de energização pelos dois terminais da LT.

Quando se energiza a LT pelo terminal João Pessoa II, verifica-se leve sobretensão nas barras de 69 kV da região. No entanto, entende-se que essas violações não são restritivas para a realização da manobra. Ademais, após a atuação dos controles essas violações de tensão são suprimidas.

De um modo geral, a energização pelo terminal Campina Grande III provoca menos impacto para o sistema.

REJEIÇÃO DE CARGA NA LT 500 kV CAMPINA GRANDE III – JOÃO PESSOA II

No estudo (EPE, 2016b) foram realizadas diversas simulações de situações que antecedem e sucedem (em regime permanente e antes da atuação de controles que dependem de ação humana) a rejeição de carga com a abertura exclusiva do terminal Campina Grande III para o ano 2021.

Verificou-se variação de tensão superior a 0,05 pu na barra de 500 kV da SE João Pessoa II e sobretensões nas barras de 69 kV da região de interesse. Esse fato evidencia

a necessidade de empregar um reator de linha fixo, uma vez que sem o reator poderiam ser obtidas situações ainda mais críticas para a tensão dessas barras.

ENERGIZAÇÃO DOS BANCOS DE CAPACITORES 230 kV

No estudo (EPE, 2016b) foram realizadas diversas simulações de energização dos bancos de capacitores de 50 Mvar em 230 kV da SE João Pessoa II – somente para os anos previstos para entrada em operação desses equipamentos.

A partir dos resultados obtidos foi possível verificar que não são obtidas sobretensões nem variações superiores a 0,05 pu decorrente da manobra dos bancos.

3.5.3 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

Esse estudo tem como objetivo avaliar a adequabilidade dos disjuntores da região de interesse quanto à sua capacidade de interrupção de corrente de curto-circuito.

Dessa forma, os cálculos dos níveis de curto-circuito foram efetuados para o sistema em sua configuração prevista (2021) sem obras e em sua configuração após a implementação da alternativa V (ano 2021 e 2030). Foram aplicadas as condições que levariam ao nível máximo de curto-circuito.

Para realizar as simulações os valores de resistência elétrica dos transformadores da região foram estimados com base nos requisitos mínimos para esses equipamentos, devendo, no entanto, ser realizado um estudo mais específico a posteriori segundo as necessidades da ENERGISA-PB.

Os valores referentes às correntes de curto-circuito franco (trifásico e monofásico) para as principais subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira da região de interesse são apresentadas na Tabela 9, na qual pode-se verificar um aumento considerável nos níveis de curto-circuito nas barras das SEs Santa Rita II, Mussuré II e Norfil.

Tabela 9. Níveis de curto-circuito em 2021 (cenários sem obras / com obras).

Níveis de curto-circuito		curto-circuito em 2021 – Sem obras				curto-circuito em 2021 – Com obras			
Barra		Trifásico		Monofásico		Trifásico		Monofásico	
Nome	Tensão [kV]	Corrente [kA]	X/R	Corrente [kA]	X/R	Corrente [kA]	X/R	Corrente [kA]	X/R
Santa Rita II	230	10,72	8,01	11,82	8,32	13,55	9,11	14,35	8,85
Santa Rita II	69	16,59	14,17	9,86	20,20	18,17	16,75	10,21	22,38
Mussuré II	230	12,08	9,32	13,74	9,62	16,00	10,97	17,94	10,60
Mussuré II	69	15,79	16,73	7,22	21,97	17,44	20,11	7,44	23,67
Norfil	230	11,47	8,75	12,04	7,87	14,74	9,75	14,96	7,98
Goianinha	230	16,46	7,64	16,15	7,40	17,81	7,80	16,94	7,52
Goianinha	69	18,39	17,79	2,25	23,49	18,82	18,66	2,26	23,62
Pau Ferro	500	17,01	15,75	14,89	11,80	17,04	15,84	14,98	11,88
Pau Ferro	230	31,54	14,54	33,38	12,84	31,78	14,38	33,60	12,77
Pau Ferro	69	16,71	26,62	6,31	28,69	16,73	26,56	6,31	28,67
Campina Grande III	500	16,39	15,60	13,21	9,75	17,24	16,24	14,24	9,86
Campina Grande III	230	27,12	12,05	25,08	9,69	27,43	12,35	25,75	9,95
João Pessoa II	500					6,99	18,47	5,76	12,45
João Pessoa II	230					16,86	11,25	18,85	10,35
João Pessoa II	69					13,69	23,04	7,55	27,00

Fonte: Adaptado de (EPE, 2016b).

3.5.4 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL PRELIMINAR

As avaliações socioambientais preliminares referentes às novas instalações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira recomendadas neste estudo foram objeto da Nota Técnica DEA 33/16 “Análise socioambiental do estudo para atendimento à região metropolitana de João Pessoa - Relatório R1”, (DEA, 2016) a qual está integralmente incorporado ao final do relatório (EPE, 2016b).

3.6 OBSERVAÇÕES ADICIONAIS

A partir de observações de campo na região de Mogeiro, visto que a construção da LT objeto deste estudo já se encontrava em etapa de construção na época de elaboração deste trabalho, foi possível observar, *in loco*, as estruturas efetivamente empregadas.

Em campo constatou-se que a empresa SAE Towers era a responsável pela construção da LT, e acompanhar algumas das etapas de execução, tais como: carregamento de ferragens diversas, montagem, içamento, soldagem, etapa de inserção dos fios, inserção de separadores de fios, dentre outros.

Os tipos de torres de transmissão observadas em campo foram as estruturas de ancoragem e de suspensão. Em dados de pesquisa, cita-se que, em geral, as estruturas de

ancoragem são utilizadas a cada trecho que pode ter de 5 a 10 km a depender da geografia e projeto.

Na figura 11, ilustra-se dois registros de tipos de torres, ambas de suspensão, mas que diferem entre si no modo de apoio ao solo, a primeira tem 4 bases de sustentação – denominada autoportante, e a segunda, com 1 base e 4 tirantes – denominada estaiada.

Figura 11. Torres de transmissão em etapa de construção.



(a) estrutura autoportante



(b) estrutura estaiada

A partir do trabalho de Machado et al (2007), observou-se que a estrutura ora empregada é designada como SEQ1 (também vulgarmente conhecida como “cara de gato”). No trabalho são descritas as características da solução escolhida para uso da estrutura na LT 500 KV interligação Norte / Sul III – trecho 2, notadamente em relação à torre estaiada monomastro tipo SEQ1, que apresenta uma solução otimizada em relação a outras estruturas clássicas utilizadas na década de 1980 e 1990.

Na mídia local, a notícia mais recente sobre o projeto em estudo foi publicada em maio de 2019 no site do governo da Paraíba, em que destacamos:

“Robson Barbosa (Secretário de energia do estado da Paraíba) relatou que ‘se encontram em andamento 584 km de obras para o suprimento de energia elétrica do Estado da Paraíba, com um investimento na ordem de R\$ 1 bilhão, com destaque para ... a LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II e Subestação João Pessoa II, que expande o sistema do sistema de transmissão

para suprimento à região metropolitana de João Pessoa, com 123 km de extensão e previsão de conclusão para 2023”, revelou o secretário.”

Até o momento de finalização deste trabalho o autor não obteve informação quanto a conclusão da LT em estudo.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ao longo deste trabalho foram apresentadas as etapas do planejamento do setor elétrico brasileiro, as funções e relacionamentos entre os órgãos envolvidos neste processo e o detalhamento dos estudos realizados, a fim de consolidar este processo e viabilizar o cumprimento dos objetivos traçados.

O planejamento do estudo de atendimento à região metropolitana de João Pessoa, surgiu através da identificação de problemas decorrentes do aumento de demanda estimado nos próximos anos e do crescimento da potência injetada por usinas eólicas e solares da região circunvizinha, que culminariam, segundo os estudos realizados, em carregamentos excessivos nos transformadores de fronteira das SEs Santa Rita II e Mussuré II e da LT Pau Ferro – Goianinha, esgotamento da transformação da SE Mussuré II e superação da capacidade de emergência da LT 230 kV Pau Ferro – Goianinha para o cenário previsto em 2021. Problemas que só seriam mitigados apenas com a devida expansão no sistema de transmissão da região.

Com este ponto de partida identificado, foram analisados os demais documentos emitidos na fase de planejamento para implantação de uma LT Campina Grande III – João Pessoa II e reforços na SE João Pessoa II. O trabalho aprofundou as análises relativas ao relatório R1, que contém os estudos técnico-econômicos realizados pela EPE, passando pelas interações junto aos agentes de transmissão para elaboração dos estudos adicionais à alternativa de referência indicada pela EPE, citando também a integração com a distribuidora local, ENERGISA-PB e ONS, para definição da alternativa de referência, até ser possível chegar à etapa de compatibilização e consolidação de todos estes estudos para efetivação do leilão de transmissão.

As análises de curto-circuito, contingências, regime permanente e energização e rejeição de carga indicaram que os benefícios esperados na etapa de planejamento se concretizaram ao considerarmos estes itens, visto que a entrada em operação das obras proporciona maior escoamento de energia proveniente das Usinas eólicas da região e eleva a confiabilidade da Rede Básica, evitando subtensão e sobrecargas em situações de contingência, tanto no sistema de 500 kV como nos sistemas de 230 kV e 69 kV da região.

Através desta análise, foi possível enxergar que o planejamento de atendimento à região metropolitana de João Pessoa (implantação da LT Campina Grande III – João Pessoa II) foi efetuado em consonância com o modelo padrão do planejamento do sistema elétrico brasileiro, consolidando a integração e contribuição dos diferentes estudos,

horizontes e perspectivas de análises, realizados pelos diversos agentes e órgãos envolvidos no processo, para enriquecimento e detalhamento das análises e consequente otimização das soluções apresentadas para o sistema.

Não foram analisadas as etapas de aprovação do Projeto Básico do empreendimento junto ao ONS, elaboração dos projetos executivos, mobilização das equipes de trabalho em campo, início de execução das atividades, primeiras energizações, e cronograma de energização final das obras. Todavia, o autor pôde constatar in loco a realização de algumas etapas de construção da LT Campina Grande III – João Pessoa II.

Também se conclui que, apesar de diversos estudos serem realizados na etapa de planejamento e de ser possível obter um panorama confiável para horizontes futuros de médio a longo prazo, alguns estudos necessitam de análises específicas posteriores em horizontes de curtíssimo prazo para a energização das obras, como, por exemplo, casos em que é preciso a implementação de Sistemas Especiais de Proteção. Isto se deve ao fato de que na definição destas proteções são necessárias análises específicas considerando o caráter sistêmico envolvido na entrada em operação das obras – incluindo as restrições, requerimentos e características do sistema de distribuição agregado.

De acordo com os materiais apresentados pode-se concluir que o SIN está cada vez mais seguro e segue preparando-se para a melhoria contínua. Para isso são realizados esses planejamentos, em que as redes que estão em fase de construção foram pensadas e analisadas diversas vezes antes e de acordo com os mais diversos fatores, como ambientais, financeiros e de novos dados sobre geração e/ou consumo de energia.

As LTs são planejadas para proporcionar melhoramentos, a fim de economizar financeiramente e manter segura e confiável o fornecimento de energia, segundo padrões estabelecidos pelos órgãos fiscalizadores.

O mapa do sistema elétrico nacional, obtido através do trabalho da EPE, mostra de forma quase em tempo real a estrutura atual e tudo o que está sendo planejado no país. E mesmo sem um profundo entendimento das ligações elétricas de cada subestação, possibilita-se ao interessado o entendimento de opções disponíveis, tornando-se uma importante ferramenta aos profissionais da área e a população em geral que busca alguma informação das redes de transmissão.

A imprensa estatal e local, em todas as mídias existentes, divulga informações do setor energético nacional que ajudam no acompanhamento de etapas construídas e entregues das obras, como também informações sobre contratações, aquisição de

materiais de subestações, entre outros dados pertinentes. Isso possibilitou o acréscimo de informações neste documento.

A rede estudada neste trabalho, a LT Campina Grande III – João Pessoa II e a SE João Pessoa II, são obras importantes para a região, em relação a redes básicas de média e baixa tensão. O impacto de erros e ajustes aos projetos, de licenciamento ambiental, ou de execução, podem afetar tanto o prazo de conclusão da obra, quanto a segurança energética dos consumidores da região a ser atendida. Portanto, faz-se necessário grande estudo e compromisso de diversos órgãos e profissionais.

Em face dos acontecimentos desde 2020, a pandemia e o lockdown, o consumo não teve o crescimento que estava previsto pela EPE na época de elaboração dos estudos, assim há mais um tempo para operar a rede em seu estado atual sem atingir as sobrecargas previstas em partes do sistema.

De maneira final, nota-se a importância das ferramentas computacionais para o estudo das redes, softwares como ANAREDE e ANAFAS, possibilitam grande flexibilidade de análise, culminando em informações que podem ser resumidas em tabelas e gráficos como àquelas contidas nos relatórios R1 e rotineiramente publicadas com fins específicos pela EPE.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANEEL (2015) “Base de Referência de Preços ANEEL”, Junho, 2015.
- CCPE (2001), “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”. CCPE/CTET – Janeiro, 2001.
- DEA (2016) “Análise socioambiental do estudo para atendimento à região Metropolitana de João Pessoa (Relatório R1)”. – Nota Técnica DEA 33/16, Novembro, 2016.
- EPE (2008) “Análise do Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa”. EPE/GET-NE R1-001.2006 – Revisão 2, Dezembro, 2008.
- EPE (2013) “Estudo para Dimensionamento das ICGs referentes às Centrais Geradoras Eólicas do A-5 de 2011 e Reforços na Rede Básica nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia” - EPE-DEE-RE-012/2013-rev1, Maio, 2013.
- EPE (2015a) “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste” – EPE-DEE-RE-147/2014-rev3, Setembro, 2015.
- EPE (2015b) “Plano Decenal de Expansão de Energia 2024”. Brasília, 2015.
- EPE (2015c) “Estudo de Suprimento às Cargas da Zona da Mata Norte de Pernambuco e do Litoral Sul Paraibano” – EPE-DEE-RE-064/2015-rev0, Março, 2015.
- EPE (2016a) “Diretrizes para a Elaboração dos Relatórios Técnicos para a Licitação de Novas Obras da Rede Básica - Estrutura e Conteúdo dos Relatórios R1, R2, R3 e R4” - EPE-DEE-DEA-RE-062/2016-rev0, Julho, 2016.
- EPE (2016b) “Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa” - EPE-DEE-RE-099/2016, 2016.
- EPE (2016c) “Custo Marginal de Expansão CME: Metodologia e Cálculo 2016”. – EPE-DEE-RE-010/2016-rev0, Fevereiro, 2016.
- EPE (2020) “Diretrizes para a Elaboração dos Relatórios Técnicos para a Licitação de Novas Instalações da Rede Básica – Estrutura e Conteúdo dos Relatórios R1, R2, R3, R4 e R5” - EPE-DEE-DEA-NT-004/2020, 2020.
- MACHADO et al (2007) “LT 500 KV interligação NORTE/SUL III - trecho 2 solução estrutural com torre estaiada monomastro e feixe expandido”, SNPTEE, 2007.
- ONS (2011a) “Procedimentos de Rede do ONS – Submódulo 2.3 Requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos” – Novembro, 2011.
- ONS (2011b) “Procedimentos de Rede do ONS – Submódulo 23.3 Diretrizes e Critérios Para Estudos Elétricos” – Novembro, 2011.

<https://www.brametal.com.br/wp-content/uploads/2021/12/brametal-transmissao-28p.pdf> acesso em 27/05/2023

<https://petronoticias.com.br/projeto-borborema-da-sterlite-brasil-recebe-licenca-para-iniciar-operacao-a-partir-de-maio/> acesso em 27/05/2023

<https://www.dcta.cefetmg.br/wp-content/uploads/sites/21/2018/09/Gabriela-Silva-de-Oliveira.pdf> acesso em 27/05/2023

<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53176742/siemens-fecha-acordo-para-equipar-lts-na-paraiba-e-minas-gerais> acesso em 27/05/2023

<https://paraiba.pb.gov.br/noticias/governo-participa-de-reuniao-para-discutir-o-suprimento-de-energia-eletrica-do-estado> acesso em 25/03/2023

APÊNDICE A

Obras recomendadas em subestações de rede básica e de fronteira

Ano	Subestação	Tensão [kV]	Descrição	Nº
2021	João Pessoa II	500	Novo pátio de subestação DJM ⁽¹⁾	-
2021	João Pessoa II	500	ATR 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ	1º
2021	João Pessoa II	500	RL Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3MVA 1Φ	-
2021	João Pessoa II	230	Novo pátio de subestação BD4	-
2021	João Pessoa II	230	TR 230/69 kV, 150 MVA 3Φ	1º e 2º
2021	João Pessoa II	69	Novo pátio de subestação BPT	-
2021	João Pessoa II	69	TT 69 kV, 10 Ω - 3Φ ⁽²⁾	1º
2024	João Pessoa II	230	BC 230 kV, 50 MVA 3Φ	1º
2025	Santa Rita II	230	TR 230/69 kV, 150 MVA 3Φ	4º
2028	João Pessoa II	230	BC 230 kV, 50 MVA 3Φ	2º

Obras recomendadas em linhas de rede básica

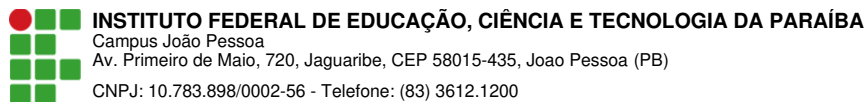
Ano	Linha de Transmissão	Tensão [kV]	Configuração	Extensão [km]
2021	Campina Grande III - João Pessoa II	500	4 x CAA 954 MCM CS	123
2021	Seccionamento do circuito Goianinha – Mussuré II na SE João Pessoa II ⁽¹⁾	230	1 x CAA 636 MCM CD	0,5
2021	Seccionamento do circuito Goianinha – Santa Rita II na SE João Pessoa II ⁽¹⁾	230	1 x CAA 636 MCM CD	0,5
2021	Seccionamento do circuito Santa Rita II – Mussuré II na SE João Pessoa II ⁽¹⁾	230	1 x CAA 636 MCM CD	0,5

Obras recomendadas em subestações de distribuição

Ano	Subestação	Tensão [kV]	Descrição	Nº
2021	Bessa	13,8	BC - 5,46 MVA 3Φ	-
2021	Cabedelo	13,8	BC - 8,22 MVA 3Φ	-
2021	Jacaraú	13,8	BC - 1,92 MVA 3Φ	-
2021	Mataraca	13,8	BC - 2,52 MVA 3Φ	-
2026	Bessa	13,8	BC - 3,02 MVA 3Φ	-
2026	Cabedelo	13,8	BC - 6,78 MVA 3Φ	-
2026	Cabedelo	13,8	BC - 7,96 MVA 3Φ	-
2026	Jacaraú	13,8	BC - 1,45 MVA 3Φ	-
2026	Mataraca	13,8	BC - 1,98 MVA 3Φ	-

Obras recomendadas em linhas de distribuição

Ano	Linha de Distribuição	Tensão [kV]	Configuração	Extensão [km]
2021	João Pessoa II – Mussuré	69	1 x CAA 954 MCM CD	7
2021	Santa Rita II – Santa Rita	69	1 x CAA 1000 MCM CD	8
2023	Mussuré II - Mangabeiras	69	1 x CAA 636 MCM CS	10



Documento Digitalizado Restrito

Trabalho de conclusão de curso

Assunto: Trabalho de conclusão de curso
Assinado por: Cleiston Amaral
Tipo do Documento: Anexo
Situação: Finalizado
Nível de Acesso: Restrito
Hipótese Legal: Direito Autoral (Art. 24, III, da Lei no 9.610/1998)
Tipo do Conferência: Cópia Simples

Documento assinado eletronicamente por:

- Cleiston Silva Amaral, ALUNO (20181610023) DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - JOÃO PESSOA, em 17/08/2023 16:43:08.

Este documento foi armazenado no SUAP em 17/08/2023. Para comprovar sua integridade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifpb.edu.br/verificar-documento-externo/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 913198

Código de Autenticação: 150e6c4a96

