



NOTA TÉCNICA

**AVALIAÇÃO PROSPECTIVA DAS
CAPACIDADES DA REDE DE
TRANSMISSÃO DA REGIÃO
NORDESTE PARA CONEXÃO DE
CARGAS DE GRANDE PORTE:
PLANTAS DE PRODUÇÃO DE
HIDROGÊNIO**

OUTUBRO DE 2024

■ Colaboradores

NOTA TÉCNICA

EPE-DEE-NT-060/2024-REV0

Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

Coordenação Técnica

Rafael Theodoro Alves e Mello

Equipe Técnica

Igor Chaves

Luiz Felipe Froede Lorentz

Marcelo Willian Henriques Szrajbman

Maria de Fátima de Carvalho Gama

Mateus Gomes da Silva (estagiário)

Rafael de Carvalho Caetano

Vinicius Ferreira Martins

Washington Bergue Muniz da Rocha (estagiário)

Suporte Administrativo

Renata Cardozo Rios



VALOR PÚBLICO

ESTE RELATÓRIO APRESENTA UMA ANÁLISE PROSPECTIVA DAS CAPACIDADES DA REDE DE TRANSMISSÃO DA REGIÃO NORDESTE PARA CONEXÃO DE CARGAS DE GRANDE PORTE E TEM POR OBJETIVO NORTEAR O PLANEJAMENTO DA TRANSMISSÃO E TRAZER UMA SINALIZAÇÃO PARA OS EMPREENDEDORES DE GRANDE PORTE INTERESSADOS EM SE CONECTAR NESSA REGIÃO, EM ESPECIAL AS PLANTAS DE HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO.

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira


Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

<http://www.epe.gov.br>

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p><i>Contrato</i> <i>Data de assinatura</i></p>	
<p><i>Projeto</i></p> <p style="text-align: center;">ESTUDOS DE TRANSMISSÃO</p>		
<p><i>Área de estudo</i></p> <p style="text-align: center;">Cálculo Prospectivo de Margem</p>		
<p><i>Sub-área de estudo</i></p> <p style="text-align: center;">GET Nordeste</p>		
<p><i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i></p> <p style="text-align: center;">Avaliação Prospectiva das Capacidades da Rede de Transmissão da Região Nordeste para Conexão de Cargas de Grande Porte: Plantas de Produção de Hidrogênio</p>		
<p><i>Revisões</i></p>	<p><i>Data</i></p>	<p><i>Descrição sucinta</i></p>
<p>rev0</p>	<p>09/10/2024</p>	<p>Emissão Original</p>

SUMÁRIO

SUMÁRIO	2
1. INTRODUÇÃO	2
2. CONCLUSÕES	3
3. PREMISSAS, CRITÉRIOS, METODOLOGIA E PROCEDIMENTOS	6
3.1. Configuração da Rede de Transmissão	6
3.2. Configuração da Geração	6
3.3. Cenários e Patamares de Carga	6
3.4. Ferramenta de Cálculo e Metodologia Utilizada	6
3.5. Limites de Tensão e Carregamento	8
3.6. Metodologia e Procedimentos.....	9
4. RESULTADOS DO CÁLCULO DA CAPACIDADE REMANESCENTE PARA CONEXÃO DE CARGAS DE GRANDE PORTE	13
4.1. DUPLA PARNAÍBA III – PECÉM III.....	13
4.1.1. Cenário 2 – Nordeste Exportador	13
4.1.2. Cenário 3 – Nordeste Importador.....	14
4.1.3. Resultado – Cenário Nordeste Importador e Nordeste Exportador.....	14
4.2. DUPLA PECÉM III – JOÃO CÂMARA III	15
4.2.1. Cenário 2 – Nordeste Exportador	15
4.2.2. Cenário 3 – Nordeste Importador.....	17
4.2.3. Resultado – Cenário Nordeste Importador e Nordeste Exportador.....	18
4.3. DUPLA JOÃO PESSOA II – SUAPE II	19
4.3.1. Cenário 2 – Nordeste Exportador	19
4.3.2. Cenário 3 – Nordeste Importador.....	20
4.3.3. Resultado – Cenário Nordeste Importador e Nordeste Exportador.....	21
4.4. DUPLA SUAPE II – MESSIAS	21
4.4.1. Cenário 2 – Nordeste Exportador	21
4.4.2. Cenário 3 – Nordeste Importador.....	22
4.4.3. Resultado Final – Cenário Nordeste Importador e Nordeste Exportador	22
4.5. DUPLA PORTO SERGIPE – CAMAÇARI II	23
4.5.1. Cenário 2 – Nordeste Exportador	23
4.5.2. Cenário 3 – Nordeste Importador.....	24
4.5.3. Resultado – Cenário Nordeste Importador e Nordeste Exportador.....	24
5. REFERÊNCIAS	25

■ Lista de Figuras

Figura 2-1 - Margem para conexão de cargas de grande porte (desconsiderando sobrecargas preexistentes)	4
Figura 3-1 – Lógica da análise de Região de Segurança do Software Organon (Fonte: Gomes, 2014 [7]).....	7
Figura 3-2 – Legenda para interpretação dos nomogramas do Software Organon (Fonte: Organon User Guide [8]).....	8
Figura 3-3 – Pares de pontos de conexão considerados nas análises	10
Figura 3-4 – Linhas em 230 kV que apresentaram restrições no caso base.....	11
Figura 3-5 – Metodologia para obtenção das margens (cenário inferior e cenário superior)	12
Figura 4-1 – Dupla Parnaíba III-Pecém III – CEN2 Carga Média	13
Figura 4-2 – Dupla Parnaíba III-Pecém III – CEN2 Carga Média – Desconsiderada a sobrecarga nas LTs 230 kV Açú III – Mossoró II C1 e C2.....	14
Figura 4-3 – Dupla Parnaíba III-Pecém III – CEN3 Carga Pesada.....	14
Figura 4-4 – Dupla Parnaíba III-Pecém III – Sobreposição do CEN2 Carga Média e CEN3 Carga Pesada	15
Figura 4-5 – Dupla Pecém III-João Câmara III – CEN2 Carga Média.....	16
Figura 4-6 – Dupla Pecém III-João Câmara III – CEN2 Carga Média – Desconsiderada a sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2.....	16
Figura 4-7 – Dupla Pecém III-João Câmara III – CEN2 Carga Média – Desconsideradas as sobrecargas nas LTs 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2 e Açú III – Mossoró II C1 e C2.....	17
Figura 4-8 – Dupla Pecém III-João Câmara III – CEN3 Carga Pesada	17
Figura 4-9 – Dupla Pecém III-João Câmara III – Sobreposição do CEN2 Carga Média e CEN3 Carga Pesada	18
Figura 4-10 - Dupla Pecém III-João Câmara III – Sobreposição do CEN2 Carga Média e CEN3 Carga Pesada (restrições 230 kV desconsideradas).....	18
Figura 4-11 – Dupla João Pessoa II-Suape II – CEN2 Carga Média.....	19
Figura 4-12 – Dupla João Pessoa II-Suape II – CEN2 Carga Média – Desconsiderada a sobrecarga nas LTs 230 kV Campina Grande II – Paraíso C1 e C2 e Lagoa Nova II – Paraíso C2	20
Figura 4-13 – Dupla João Pessoa II-Suape II – CEN3 Carga Pesada.....	20
Figura 4-14 – Dupla João Pessoa II-Suape II – Sobreposição CEN2 Carga Média e Cenário 3 Carga Pesada	21
Figura 4-15 – Dupla Suape II-Messias – CEN2 Carga Média	22
Figura 4-16 – Dupla Suape II-Messias – CEN3 Carga Pesada	22
Figura 4-17 – Dupla Suape II-Messias – Sobreposição CEN2 Carga Média e CEN3 Carga Pesada	23
Figura 4-18 – Dupla Porto Sergipe-Camaçari II – CEN2 Carga Média	23
Figura 4-19 – Dupla Porto Sergipe-Camaçari II – CEN2 Carga Média	24
Figura 4-20 – Dupla Porto Sergipe-Camaçari II – Sobreposição CEN2 Carga Média e CEN3 Carga Pesada	24

■ Lista de Tabelas

Tabela 2-1 – Margem para conexão de cargas de grande porte	3
Tabela 3-1 - Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão	8

1. INTRODUÇÃO

A necessidade de acelerar a transição energética em setores de difícil descarbonização está estimulando uma maior utilização de combustíveis fontes de energia de baixo carbono, dentre os quais vem se destacando a cadeia industrial do hidrogênio. Devido ao já elevado nível de renovabilidade da matriz elétrica brasileira e à alta disponibilidade de fontes renováveis para expansão, o Brasil tem sido identificado como um mercado promissor para a produção de hidrogênio, destacando-se a via da eletrólise. A EPE vem acompanhando o grande interesse de empreendedores na instalação de plantas de produção de hidrogênio no Brasil. Segundo dados do Ministério de Minas e Energia, que é o órgão responsável por receber os protocolos de acesso de consumidores livres à Rede Básica, foi registrado o interesse de 11 projetos que totalizam um montante de 45,4 GW de potência instalada¹ até 2038. Uma característica importante dos projetos de produção de hidrogênio via eletrólise é o grande porte dessas instalações, que giram em torno de centenas de MW e a dezenas de GW. Além disso, observa-se uma tendência de concentração locacional em função da disponibilidade de infraestrutura portuária, já que grande parte da produção teria como destino a exportação. Esses dois fatores fazem com que a conexão desses empreendimentos à rede básica se torne um assunto complexo, que pode demandar grandes investimentos no sistema de transmissão.

Com o objetivo de nortear o planejamento da transmissão e trazer uma sinalização para os empreendedores, essa Nota Técnica apresenta uma avaliação prospectiva das margens do sistema de transmissão da região nordeste para conexão de cargas de produção de hidrogênio. Embora o enfoque principal desse estudo tenha sido o mercado de hidrogênio, o estudo é aplicável a qualquer tipo de carga de grande porte, como por exemplo as cargas de *datacenters*, que também têm tido interesse em se conectar na região Nordeste.

¹ Dados obtidos em 01/10/2024.

2. CONCLUSÕES

A margem para conexão de cargas de produção de hidrogênio foi avaliada para 8 pontos de conexão em 500 kV (Parnaíba III, Pecém III, João Câmara III, João Pessoa II, Suape II, Messias, Porto Sergipe e Camaçari II), abrangendo todos os estados da região geoeletrica do Nordeste. Os pontos foram escolhidos com base no histórico dos protocolos de acesso de consumidores livres à Rede Básica registrados no MME e para os estados em que não houve ainda nenhuma solicitação de acesso, o ponto de conexão foi selecionado levando-se em consideração a capacidade da rede e a localização geográfica próxima à região costeira.

Devido às características da ferramenta utilizada para as simulações, a análise foi feita considerando duplas de pontos de conexão em que houvesse chance de haver influência mútua nos valores de margem à medida que a carga nessas subestações fosse variada.

Destaca-se que durante as simulações foram encontrados no caso base problemas de carregamento preexistentes nas LTs 230 kV Açú III – Mossoró II C1 e C2, Lagoa Nova II – Paraíso C2, Campina Grande II – Paraíso C1 e C2. Tais problemas são, em alguns casos, agravados pela inserção de cargas de grande porte, a depender do ponto de conexão dessas cargas, o que resultaria em margem zero para esses pontos. No entanto, como esses problemas serão endereçados no “Estudo de expansão das interligações regionais – Parte III - Expansão da Capacidade de exportação da região Nordeste”, que se encontra em andamento, foram feitas simulações desconsiderando tais sobrecargas.

A Tabela 2-1 e a Figura 2-1 resumem os números obtidos e os detalhes são apresentados na Seção 4. É importante mencionar que alguns desses valores desconsideram as sobrecargas preexistentes anteriormente mencionadas.

Tabela 2-1 – Margem para conexão de cargas de grande porte

Dupla (tensão 500 kV)		Margem individual Ponto 1 (MW)	Margem individual Ponto 2 (MW)	Margem da subárea cenário inferior (MW)	Margem da subárea cenário superior (MW)	Margem da área cenário inferior (MW)	Margem da área cenário superior (MW)
Ponto 1	Ponto 2						
Parnaíba III	Pecém III	3000 ¹	2600 ¹	2600 ¹	4050 ¹	2300 ¹	4050 ¹
Pecém III	João Câmara III	2300 ¹	4500 ¹	2300 ¹	5900 ¹		
João Pessoa II	Suape II	3000 ¹	3000	3000 ¹	5000 ¹	750 ¹	3100 ¹
Suape II	Messias	3000	750	750	3100		
Porto Sergipe	Camaçari II	1200	850	850	1200	850	1200

1) Valores de margem desconsiderando as sobrecargas preexistentes descritas na Seção 3.6, e que serão solucionadas no “Estudo de expansão das interligações regionais – Parte III - Expansão da Capacidade de exportação da região Nordeste”. Caso os problemas preexistentes fossem considerados, as margens seriam nulas para esses pontos de conexão.

Para a margem da subárea – cenário inferior, utilizou-se o menor valor de margem do ponto individual de cada dupla, enquanto para a margem da subárea – cenário superior foi utilizada a combinação mais otimista viável na análise de cada dupla.

Para a margem da área – cenário inferior, utilizou-se o menor valor de margem do cenário inferior das subáreas que compõem a área, enquanto para a margem da área – cenário superior foi utilizado o menor valor de margem do cenário superior das subáreas que compõem a área.

De forma resumida, o estudo estimou uma margem total agregada na região Nordeste de 3,9 GW no cenário inferior e de 8,35 GW no cenário superior.

Maiores detalhes podem ser verificados no item 3.6.

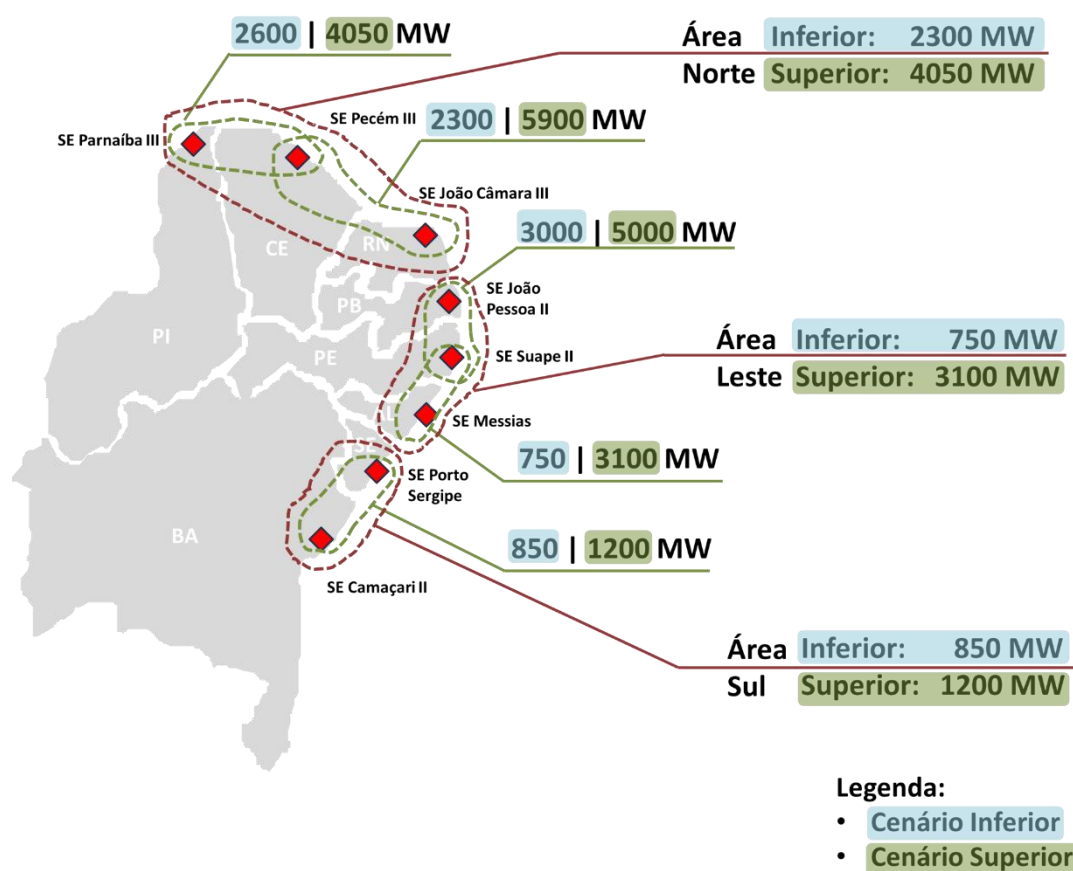


Figura 2-1 - Margem para conexão de cargas de grande porte (desconsiderando sobrecargas preexistentes)

Destaca-se que os dados são prospectivos e devem ser analisados com cautela. Por exemplo, não se pode obter a margem total para 2 ou mais barramentos pela simples soma das margens individuais de cada barramento. Além disso, a carga máxima conjunta que pode ser atendido para uma dupla de barramentos depende de uma combinação específica de carga entre os dois barramentos conforme indicado nos nomogramas do Capítulo 4.

As margens apresentadas são apenas um indicativo com caráter informativo e não substituem um processo de acesso em que todas as condições de acesso são detalhadas. Além disso, destaca-se que as simulações realizadas foram apenas no ambiente estático, não envolvendo a simulação de fenômenos no domínio do tempo, portanto, possíveis restrições dinâmicas decorrentes da conexão de cargas de grande porte não podem ser descartadas sem um estudo específico, realizado no processo de acesso.

A alteração das premissas do estudo, como o acesso de novos geradores, o crescimento da MMGD, a alteração de topologia de rede por meio da entrada de novas obras de transmissão e a alteração das previsões de carga podem levar a resultados bastante distintos na fase de solicitação de acesso.

Guardadas as ressalvas apresentadas, observa-se que o sistema existente e planejado da região Nordeste já possui capacidade para conexão de cargas de grande porte, suficientes para o início do desenvolvimento de empreendimentos de produção de hidrogênio. Apesar de o foco da análise deste estudo ter sido para a conexão de cargas de produção de hidrogênio, os resultados de margens apresentados para os pontos de conexão selecionados se aplicam a quaisquer tipos de cargas de grande porte, inclusive a projetos de *datacenters*, empreendimentos para os quais tem se observado também um aumento no interesse de implantação na região Nordeste do Brasil.

Destaca-se ainda que os resultados obtidos neste trabalho, como os fatores limitantes da margem em cada um dos pontos de conexão analisados, serão insumos valiosos para o “Estudo prospectivo para inserção de cargas de hidrogênio na região Nordeste”, com início previsto ainda no ano de 2024, que terá como objetivo avaliar obras prospectivas para o aumento das margens para conexão de cargas de produção de hidrogênio na região Nordeste.

3. PREMISSAS, CRITÉRIOS, METODOLOGIA E PROCEDIMENTOS

3.1. Configuração da Rede de Transmissão

A base de dados de referência (capacidade operativa, topologia, dados de carga e geração e demais dados) utilizada para as análises foi a do Plano Decenal 2033, sendo escolhido o ano 2030, quando está prevista a entrada de todo o conjunto de obras relativo aos estudos [2], [3], [4] e [5].

3.2. Configuração da Geração

A configuração de geração (dados de potência e topologia de conexão) utilizada também foi a do ano 2030 do Plano Decenal 2033, atualizada com os projetos de geração com CUST assinado até dezembro de 2023. Destaca-se que essa atualização inclui também o resultado do Mecanismo Excepcional de Anistia previsto na resolução [6] no qual foi elencado um grande quantitativo de empreendimentos de geração que teriam os CUSTs rescindidos e as outorgas de geração revogadas. Não foi considerada geração adicional referencial.

3.3. Cenários e Patamares de Carga

Para o cálculo de margem foram considerados dois cenários/patamares de carga o Cenário 2 – Carga Média e o Cenário 3 – Carga Pesada.

O Cenário 2 – Carga Média consiste em um cenário em que o Nordeste é exportador de energia, equivalente à carga média diurna, caracterizado por elevada geração solar e eólica, com despacho em torno de 80% e 70% respectivamente.

O Cenário 3 – Carga Pesada consiste em um cenário em que o Nordeste é importador de energia, equivalente à carga pesada noturna, de modo a capturar a maior carga líquida, sendo caracterizado por geração solar nula e baixa geração eólica, em torno de 5%.

3.4. Ferramenta de Cálculo e Metodologia Utilizada

Para o cálculo da margem para conexão de cargas de produção de hidrogênio foi utilizada a Análise de Região de Segurança Estática do Software Organon. Essa análise permite avaliar a segurança de um ponto de operação e sua vizinhança a partir da alteração de 3 variáveis (geração, carga ou despacho de elo HVDC). Para cada novo ponto é simulada uma lista de contingências e são avaliadas violações de fluxo e de tensão (subtensão e sobretensão) e ao final do processo obtém-se uma visualização gráfica, denominada nomograma, da região de segurança em torno do ponto inicial de operação.

A Figura 3-1 ilustra a lógica por trás da análise de região de segurança. Destaca-se que o número de direções pode ser definido pelo usuário (entre 4 e 40 direções).

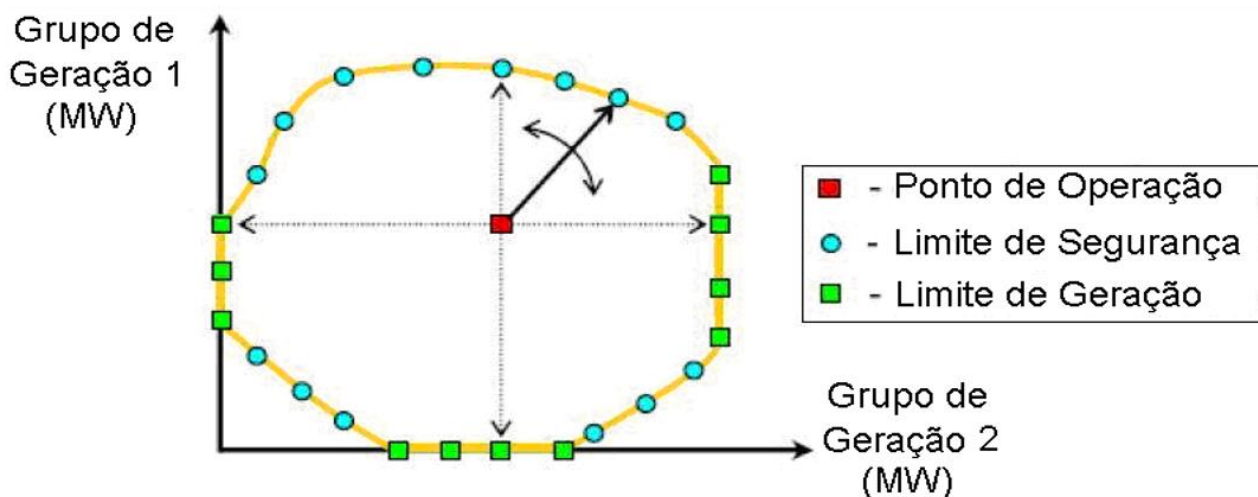


Figura 3-1 – Lógica da análise de Região de Segurança do Software Organon (Fonte: Gomes, 2014 [7])

A ferramenta permite os seguintes tipos de análise de região de segurança, a depender da configuração das 3 variáveis:

- 3 grupos de geração;
- 2 grupos de geração e 1 grupo de carga;
- 2 grupos de geração + 1 elo HVDC;
- 1 grupo de geração + 1 elo HVDC + 1 grupo de carga

A Figura 3-2 ilustra como devem ser interpretados os nomogramas gerados pela análise. É possível obter nomogramas para a combinação das 3 variáveis, G1 X G2, G1 X G3 e G2 X G3, bem como um quarto nomograma definido livremente pelo usuário.

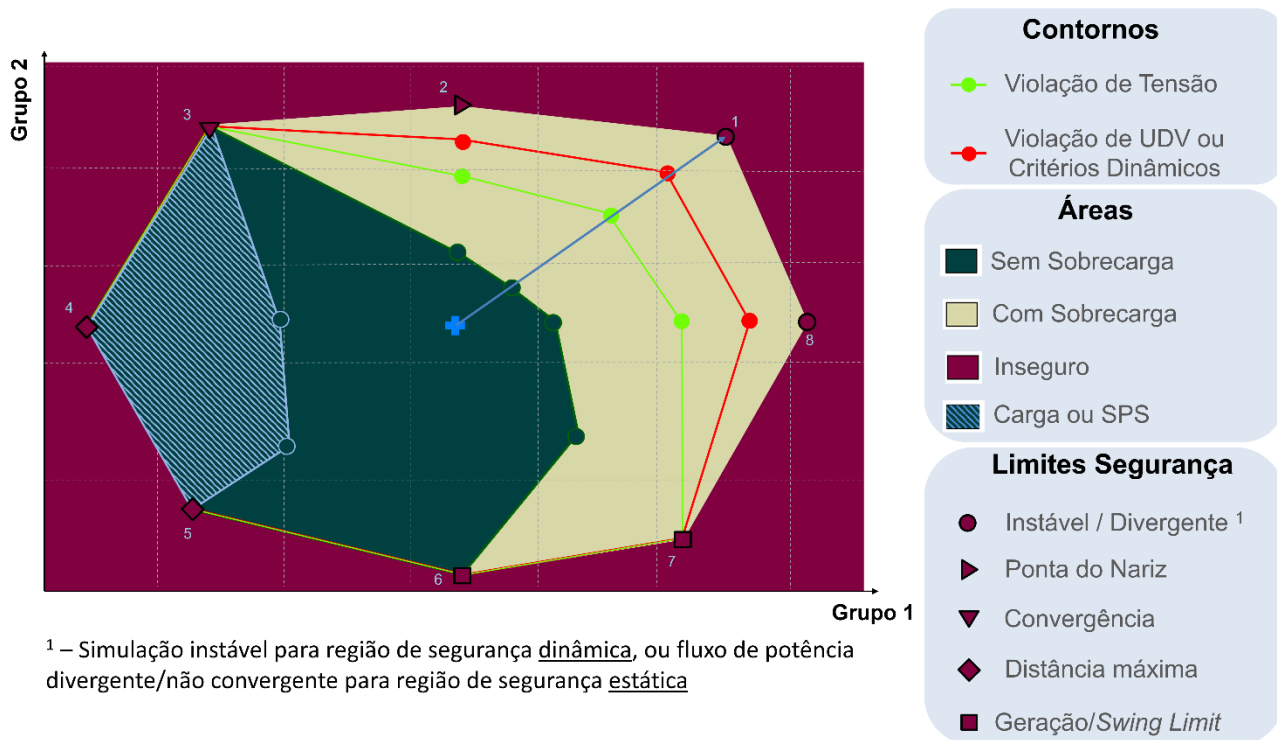


Figura 3-2 – Legenda para interpretação dos nomogramas do Software Organon (Fonte: Organon User Guide [8])

Levando-se em conta os tipos possíveis de análise de região de segurança e a necessidade do estudo em questão, que exige a avaliação de margem para conexão de cargas, decidiu-se por utilizar a configuração de 3 grupos de geração com algumas adaptações que permitissem simular o comportamento da variação de 2 cargas e 1 grupo de geração para o fechamento de balanço. Destaca-se que foi utilizada uma modelagem de carga PQ com fator de potência unitário para as novas cargas prospectivas.

3.5. Limites de Tensão e Carregamento

Os limites de tensão considerados nas simulações são os que constam no documento [8] e são apresentados na Tabela 3-1.

Tabela 3-1 - Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão

Tensão Nominal	Tensão Máxima	Tensão Mínima
69 kV	72,5 kV (1,05 pu)	65,6 kV (0,95 pu)
138 kV	145 kV (1,05 pu)	131 kV (0,95 pu)
230 kV	242 kV (1,05 pu)	218 kV (0,95 pu)
500 kV	550 kV (1,10 pu)	475 kV (0,95 pu)

Os limites de carregamento das linhas de transmissão e transformadores considerados nas simulações são os que constam nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST).

3.6. Metodologia e Procedimentos

Conforme apresentado no item 3.4 a análise foi feita utilizando 2 grupos de carga e 1 grupo de geração. Para os 2 grupos de carga foram selecionadas duplas de subestações em que houvesse chance de haver influência mútua nos valores de margem à medida que a carga nessas subestações fosse variada. Para o grupo de geração, cujo objetivo é apenas o de fechamento de balanço do fluxo de potência, foram selecionadas usinas hidráulicas das regiões Sul e do Sudeste do Brasil, e que, portanto, são distantes o suficiente da região de interesse das análises, de modo que não interferissem nos resultados obtidos.

Os pontos de conexão selecionados para a análise foram:

- Messias 500 kV (AL);
- Camaçari II 500 kV (BA);
- Pecém III 500 kV (CE);
- João Pessoa II 500 kV (PB);
- Suape II 500 kV (PE);
- Parnaíba III 500 kV (PI);
- João Câmara III 500 kV (RN);
- Porto Sergipe 500 kV (SE).

Foram abrangidos, portanto, todos os 8 estados da região geoeletrica do Nordeste. Para o estado do Ceará foi considerado como ponto de conexão a subestação Pecém III no seccionamento das LTs 500 kV Pecém II – Pacatuba C1 e C2, visto que há tratativas para implantação de uma subestação coletora no Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP).

As duplas de pontos de conexão consideradas nas análises são elencadas abaixo e ilustradas na Figura 3-3.

- | | | |
|--------------------------|---|------------------------|
| 1. Parnaíba III 500 kV | e | Pecém III 500 kV |
| 2. Pecém III 500 kV | e | João Câmara III 500 kV |
| 3. João Pessoa II 500 kV | e | Suape II 500 kV |
| 4. Suape II 500 kV | e | Messias 500 kV |
| 5. Porto Sergipe 500 kV | e | Camaçari II 500 kV |

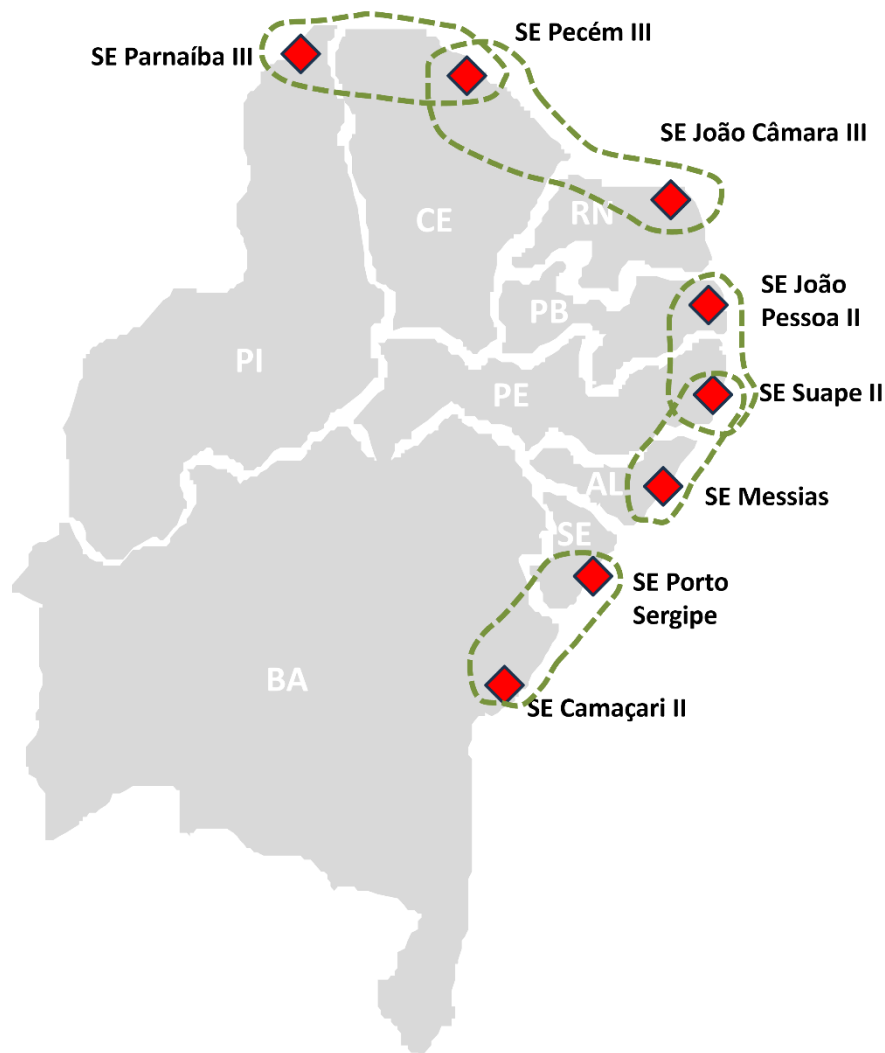


Figura 3-3 – Pares de pontos de conexão considerados nas análises

Para o cálculo das margens foram feitos alguns ajustes nos casos base no que se refere a despacho do bipolo Graça Aranha – Silvânia de modo a viabilizar a inserção de grandes montantes de carga na região nordeste.

Para o Cenário 2 o despacho do bipolo foi reduzido de 5000 MW para 1000 MW no sentido Graça Aranha – Silvânia, exceto para a análise do par Porto Sergipe - Camaçari II em que o seu despacho foi reduzido para 2500 MW.

Para o Cenário 3 o despacho foi alterado de 500 MW no sentido Graça Aranha – Silvânia para 3000 MW no sentido Silvânia – Graça Aranha.

Além disso, de modo a se obter o pior cenário para o cálculo de margens, foi adotada a premissa de se zerar a geração despachável de usinas térmicas com conexão no par de subestações em análise, bem como reduzir para o mínimo a geração renovável nesses pontos, tendo as usinas eólicas sido reduzidas para 5% e usinas fotovoltaicas para 0%, independentemente do cenário avaliado.

Durante as simulações para obtenção das margens foram observados os seguintes problemas preexistentes, verificados já no caso base:

- Sobrecarga nas LTs 230 kV Açú III – Mossoró II C1 e C2 nas contingências simples da LT 500 kV Açú III – Jaguaruana II e da LT 500 kV Açú III – Morada Nova (Cenário 2)
- Sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2 na contingência do C1 (Cenário 2)
- Alto carregamento nas LTs 230 kV Campina Grande II – Paraíso C1 e C2 em situações de contingência (Cenário 2)

A Figura 3-4 mostra a localização dessas linhas.

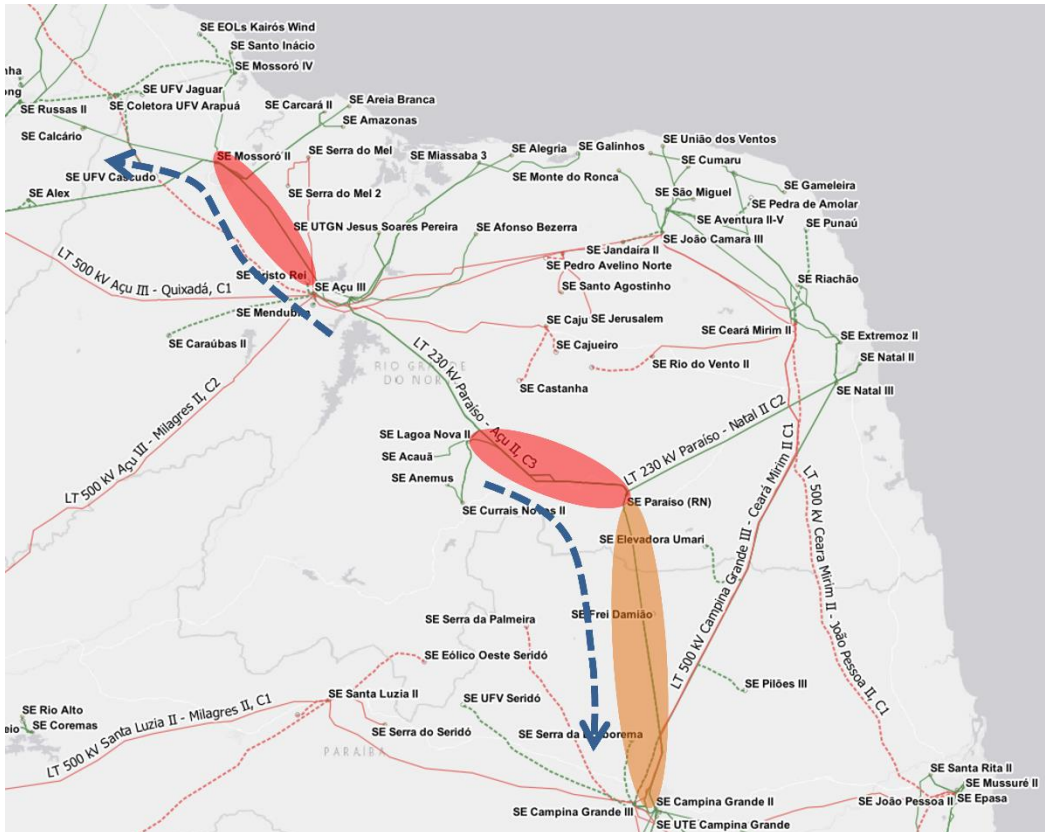


Figura 3-4 – Linhas em 230 kV que apresentaram restrições no caso base

Apesar de esses problemas ainda não possuírem solução estrutural definida, eles serão endereçados no “Estudo de expansão das interligações regionais – Parte III - Expansão da Capacidade de exportação da região Nordeste”, que se encontra em andamento e com previsão de finalização ainda no ano de 2024. Por esse motivo, foram feitas algumas simulações ignorando essas restrições, de modo a se ter uma expectativa sobre a capacidade de escoamento após a solução dos problemas vislumbrados. Caso contrário, verifica-se margem nula em alguns pontos de conexão.

A Figura 3-5 – Metodologia para obtenção das margens (cenário inferior e cenário superior)

mostra um exemplo da metodologia utilizada para obtenção dos valores de margem para os cenários inferior e superior apresentados na Tabela 2-1. Para uma dada dupla de pontos de conexão o cenário superior representa o cenário mais otimista, considerando o maior valor de carga combinada nesses 2 pontos que pode ser atendida sem violação dos limites operativos, ressalta-se, no entanto, que esse valor de carga depende de uma combinação específica entre os 2 barramentos, conforme apresentado nos resultados da Seção 4. Já o cenário inferior representa um valor mais conservador, considerando o menor valor de margem individual da dupla de pontos de conexão, ou seja, representa o valor máximo de carga que pode ser atendido pela dupla de barramentos em qualquer combinação desejada.

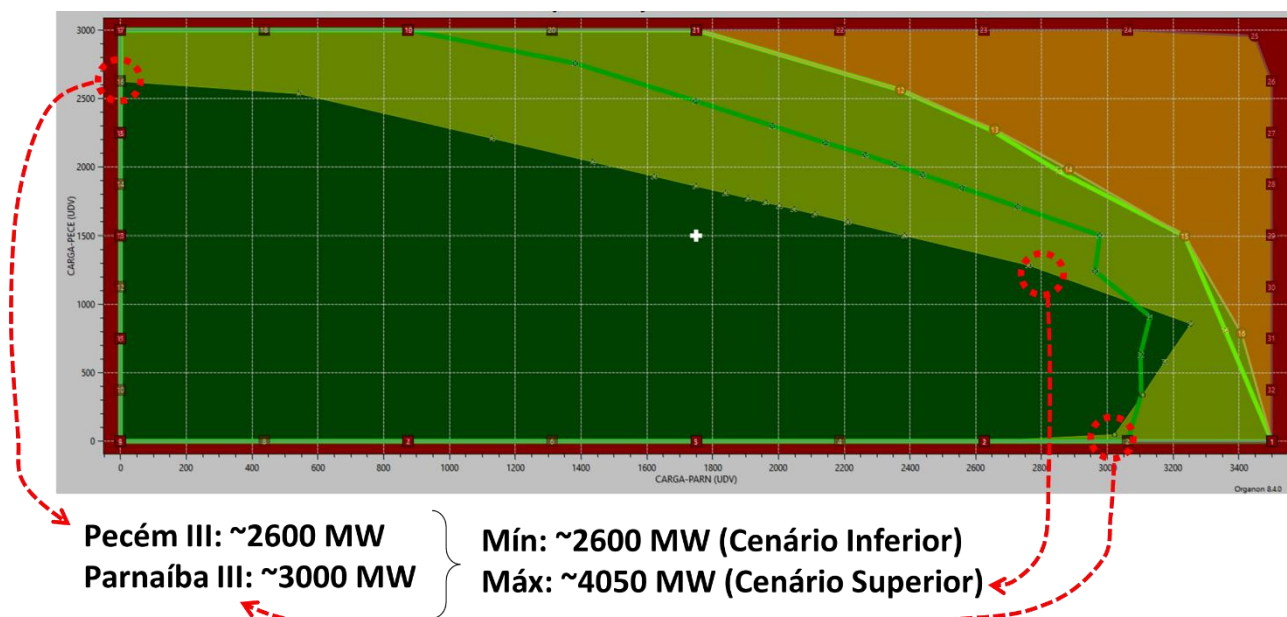


Figura 3-5 – Metodologia para obtenção das margens (cenário inferior e cenário superior)

4. RESULTADOS DO CÁLCULO DA CAPACIDADE REMANESCENTE PARA CONEXÃO DE CARGAS DE GRANDE PORTE

4.1. DUPLA PARNAÍBA III – PECÉM III

4.1.1. Cenário 2 – Nordeste Exportador

A Figura 4-1 mostra um nomograma totalmente amarelo, indicando uma região de operação insegura em toda extensão do excursionamento de cargas no barramento de Parnaíba III 500 kV e Pecém III 500 kV no Cenário 2 – Carga Média, isso se deve à sobrecarga na LT 230 kV Açú III – Mossoró II na contingência da LT 500 kV Açú III – Jaguaruana II. Considerando esse problema o resultado é margem zero em Pecém III 500 KV e Parnaíba III 500 kV.

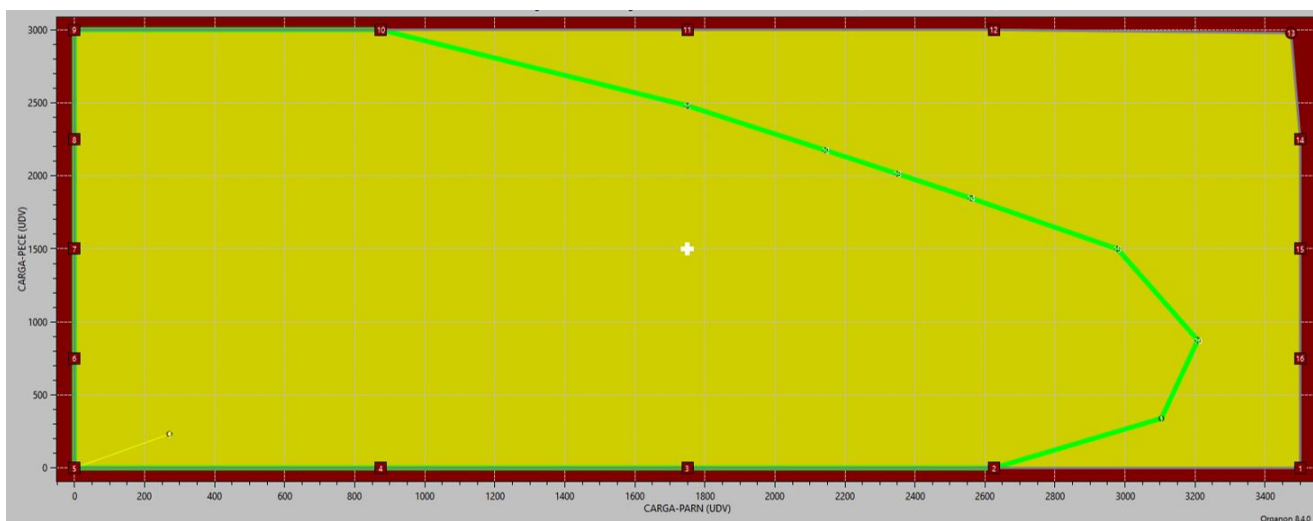


Figura 4-1 – Dupla Parnaíba III-Pecém III – CEN2 Carga Média

A Figura 4-2 mostra o nomograma desconsiderando a sobrecarga na LT 230 kV Açú III – Mossoró II, conforme mencionado no item 3.6. Ao fazê-lo, os novos fatores limitantes passam a ser a sobrecarga na LT 500 kV Pecém II – Pecém III na contingência do circuito paralelo e a sobrecarga na LT 500 kV Tianguá II – Parnaíba III na contingência da LT 500 kV Raios de São Francisco – Parnaíba III. Desta forma é possível atender individualmente uma carga de até 2600 MW em Pecém III 500 kV e 3000 MW em Parnaíba III 500 kV, e no conjunto uma carga máxima de aproximadamente 4050 MW na combinação indicada no nomograma.

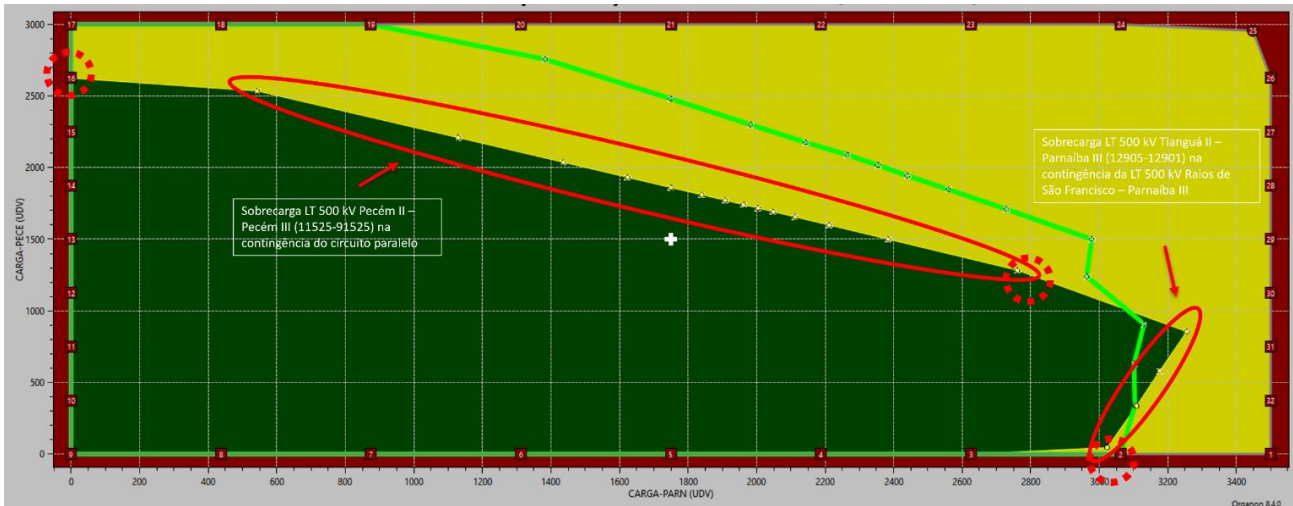


Figura 4-2 – Dupla Parnaíba III-Pecém III – CEN2 Carga Média – Desconsiderada a sobrecarga nas LTs 230 kV Açú III – Mossoró II C1 e C2

4.1.2. Cenário 3 – Nordeste Importador

A Figura 4-3 mostra o nomograma para a simulação da Dupla Parnaíba III-Pecém III no Cenário 3 – Carga Pesada. Observa-se um gráfico menos restritivo do que para o Cenário 2, sendo os limitantes problemas de convergência nas contingências simples das LTs 500 kV VEA II – Tianguá II e Parnaíba III – Tianguá II. Neste cenário é possível atender individualmente uma carga de até 3000 MW em Pecém III 500 kV e 3500 MW em Parnaíba III 500 kV, e no conjunto uma carga máxima de aproximadamente 4900 MW na combinação indicada no gráfico.

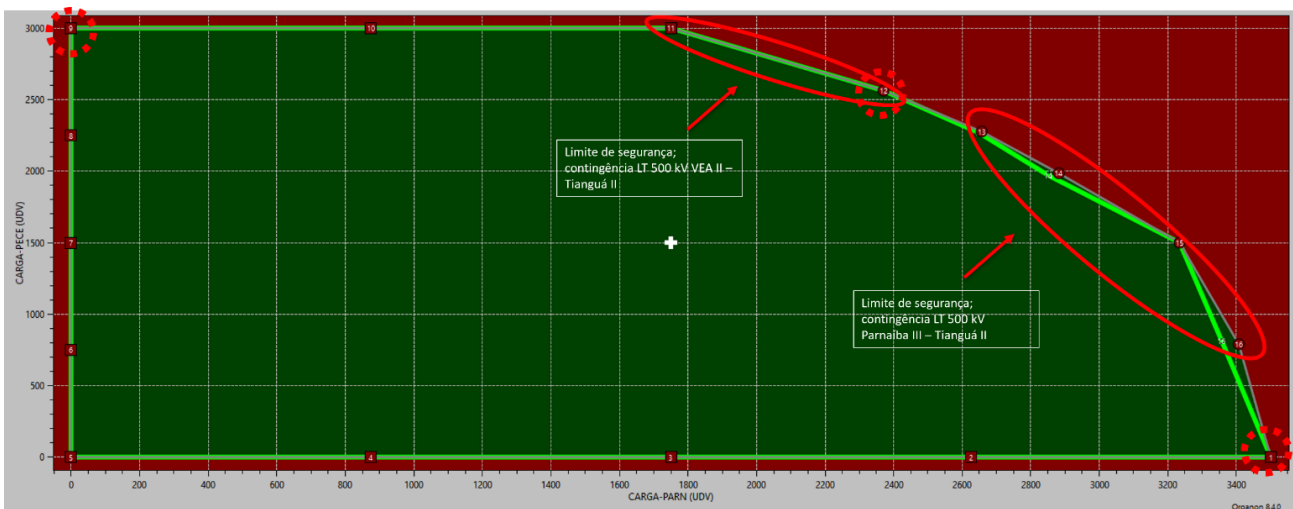


Figura 4-3 – Dupla Parnaíba III-Pecém III – CEN3 Carga Pesada

4.1.3. Resultado – Cenário Nordeste Importador e Nordeste Exportador

A Figura 4-4 mostra a sobreposição dos nomogramas obtidos para os Cenários 2 e 3 dos barramentos Parnaíba III 500 kV e Pecém III 500 kV, de modo que se possa identificar a margem para conexão de cargas considerando esses dois cenários. Observa-se que o Cenário 2 foi mais restritivo que o Cenário 3 em toda a extensão da simulação. Com isso permanecem os valores de margem indicados anteriormente para o Cenário 2, quais sejam: 2600 MW individualmente em Pecém III e 3000 MW

individualmente em Parnaíba III, e no conjunto uma carga máxima de aproximadamente 4050 MW na combinação indicada no gráfico.

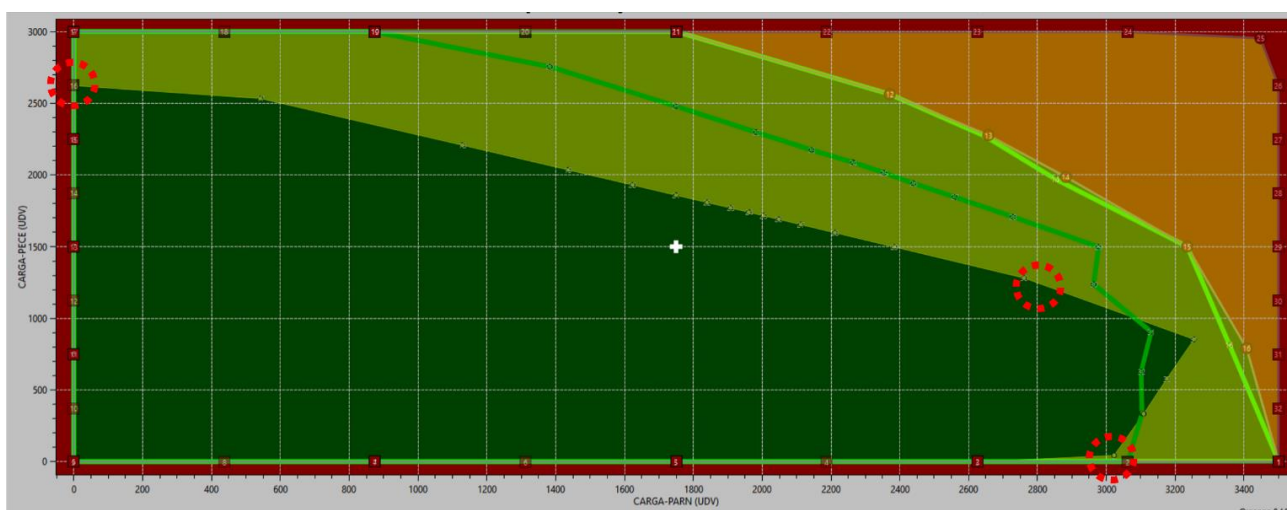


Figura 4-4 – Dupla Parnaíba III-Pecém III – Sobreposição do CEN2 Carga Média e CEN3 Carga Pesada

4.2. DUPLA PECÉM III – JOÃO CÂMARA III

4.2.1. Cenário 2 – Nordeste Exportador

A Figura 4-5 mostra o nomograma para a simulação da dupla Pecém III-João Câmara II no Cenário 2 – Carga Média. Os fatores limitantes identificados foram a sobrecarga nas LTs 230 kV Açú III – Mossoró II C1 e C2 na contingência da LT 500 kV Açú III – Jaguaruana II, sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2 na contingência do C1 e sobrecarga na LT 230 kV João Câmara III – João Câmara II na contingência do circuito paralelo. Observa-se que o ponto de partida da simulação (1500 MW em Pecém III e 3000 MW em João Câmara III) já se encontra em uma região insegura, mas à medida que a carga no barramento de Pecém III é incrementada, as sobrecargas deixam de existir e obtém-se uma área verde no gráfico, o que significa uma região segura de operação, indicando um efeito benéfico da inserção de cargas de grande porte nesses pontos de conexão. Com isso, temos 0 MW de margem individualmente em Pecém III 500 kV e João Câmara III 500 kV, mas em conjunto, qualquer combinação de cargas dentro da área verde do gráfico é possível ser atendida sem restrições no Cenário 2, sendo o conjunto máximo identificado de cerca de 8700 MW.

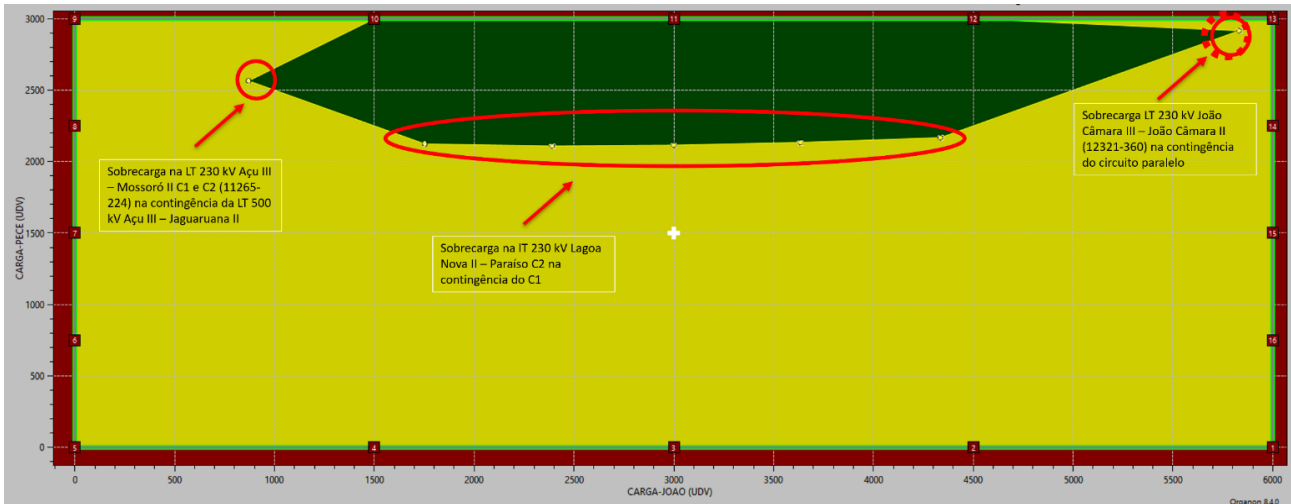


Figura 4-5 – Dupla Pecém III-João Câmara III – CEN2 Carga Média

A Figura 4-6 mostra o nomograma para a dupla Pecém III-João Câmara II no Cenário 2 se desconsiderada a sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2. Nesse caso observa-se um gráfico menos restritivo, sendo os fatores limitantes a sobrecarga na LT 230 kV Açú III – Mossoró II C1 e C2 na contingência da LT 500 kV Açú III – Jaguaruana II, a sobrecarga na LT 230 kV João Câmara III – João Câmara II na contingência do circuito paralelo e a sobrecarga na LT 500 kV Jandaíra – João Câmara III na contingência de João Câmara III – Açú III.

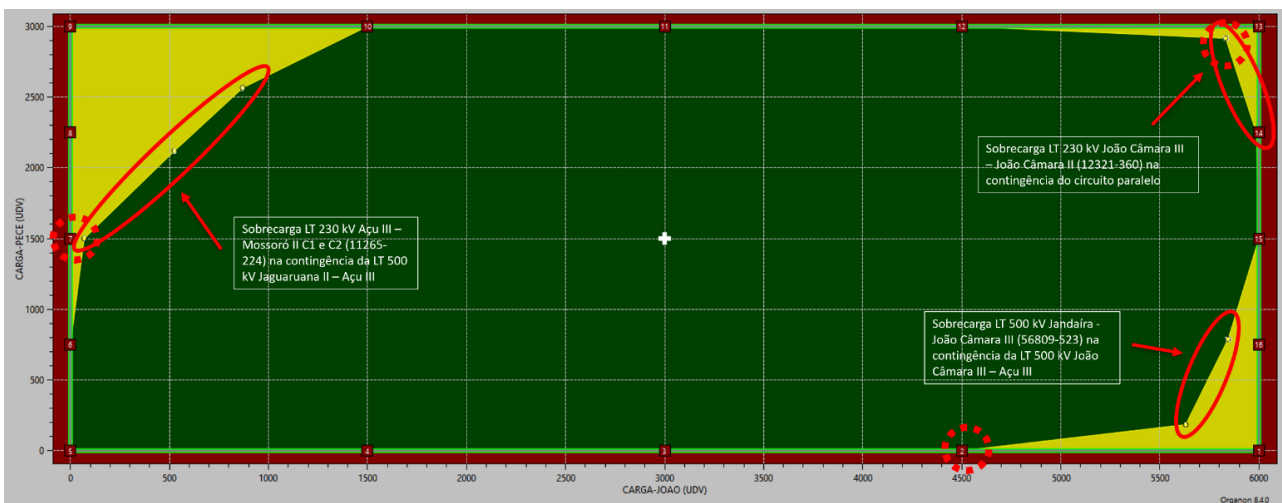


Figura 4-6 – Dupla Pecém III-João Câmara III – CEN2 Carga Média – Desconsiderada a sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2

A Figura 4-7 por sua vez mostra o nomograma para a dupla Pecém III-João Câmara II no Cenário 2 desconsiderando além da sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2 a sobrecarga nas LTs 230 kV Açú III – Mossoró II C1 e C2. Nesse caso observa-se um gráfico ainda menos restritivo, sendo os fatores limitantes a sobrecarga na LT 500 kV Pecém III – Pacatuba na contingência do circuito paralelo, a sobrecarga na LT 230 kV João Câmara III – João Câmara II na contingência do circuito paralelo e a sobrecarga na LT 500 kV Jandaíra – João Câmara III na contingência de João Câmara III – Açú III.

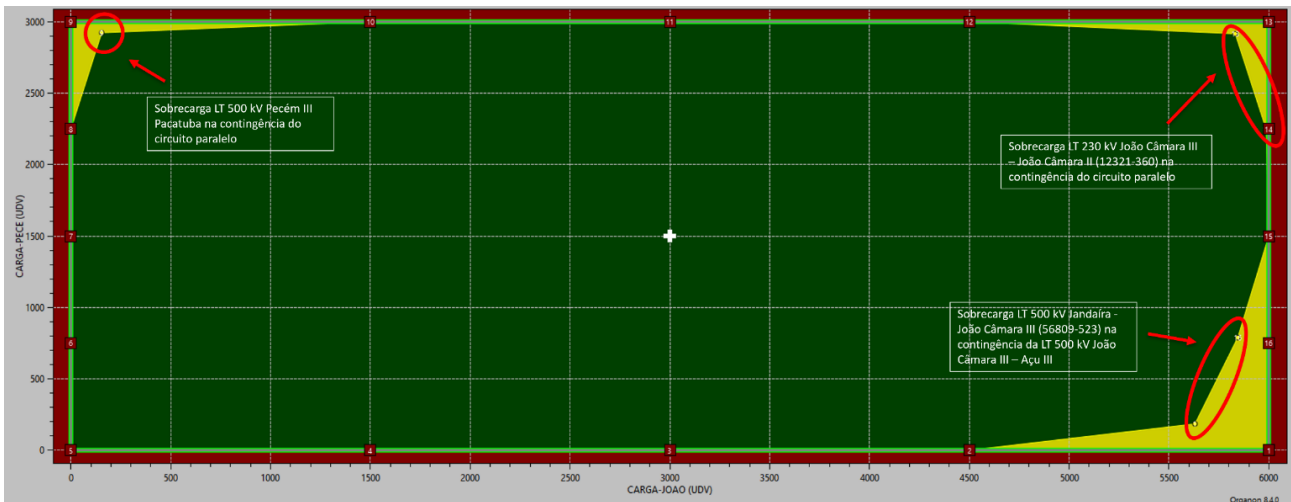


Figura 4-7 – Dupla Pecém III-João Câmara III – CEN2 Carga Média – Desconsideradas as sobrecargas nas LTs 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2 e Açú III – Mossoró II C1 e C2

4.2.2. Cenário 3 – Nordeste Importador

A Figura 4-8 mostra o nomograma para a simulação da Dupla Pecém III-João Câmara III para o Cenário 3 – Carga Pesada. Os fatores limitantes identificados foram a sobrecarga na LT 500 kV Pecém II – Pecém III na contingência do circuito paralelo e a sobrecarga na LT 500 kV Jandaíra – Açú III na contingência da LT 500 kV Açú III – João Câmara III além de subtensão em João Câmara III. Neste cenário é possível atender individualmente uma carga de até 3000 MW em Pecém III 500 kV e 4500 MW em João Câmara III 500 kV, e no conjunto uma carga máxima de aproximadamente 5850 MW na combinação indicada no gráfico.

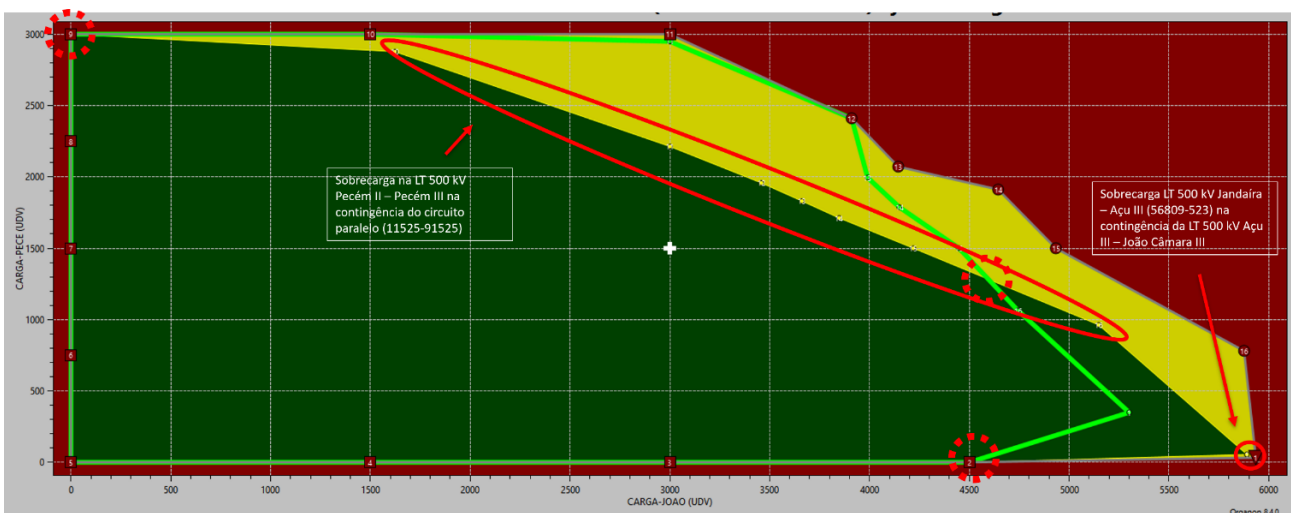


Figura 4-8 – Dupla Pecém III-João Câmara III – CEN3 Carga Pesada

4.2.3. Resultado – Cenário Nordeste Importador e Nordeste Exportador

A Figura 4-9 mostra a sobreposição dos nomogramas dos Cenários 2 e 3. Observa-se uma pequena área verde em comum, indicando uma região segura para operação, com um conjunto máximo de aproximadamente 5100 MW conforme a combinação indicada no gráfico.

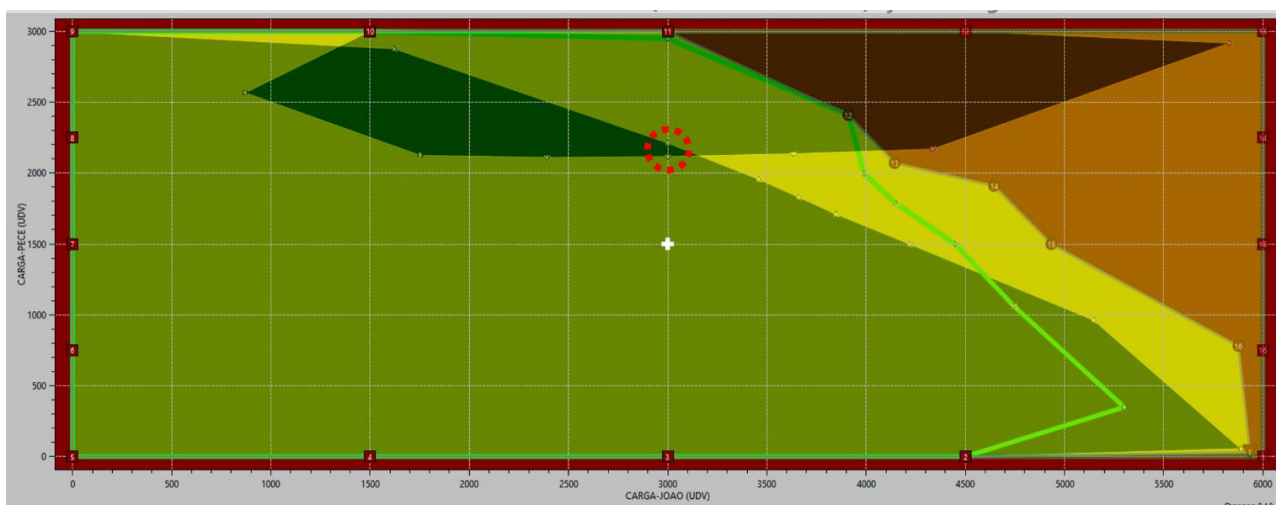


Figura 4-9 – Dupla Pecém III-João Câmara III – Sobreposição do CEN2 Carga Média e CEN3 Carga Pesada

A Figura 4-10 mostra a sobreposição dos nomogramas do Cenário 3 e do Cenário 2 desconsideradas as sobrecargas nas LTs 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2 e Açú III – Mossoró II C1 e C2. Neste caso é possível atender individualmente uma carga de até 2300 MW em Pecém III 500 kV e 4500 MW em João Câmara III 500 kV, e no conjunto uma carga máxima de aproximadamente 5900 MW na combinação indicada no gráfico.

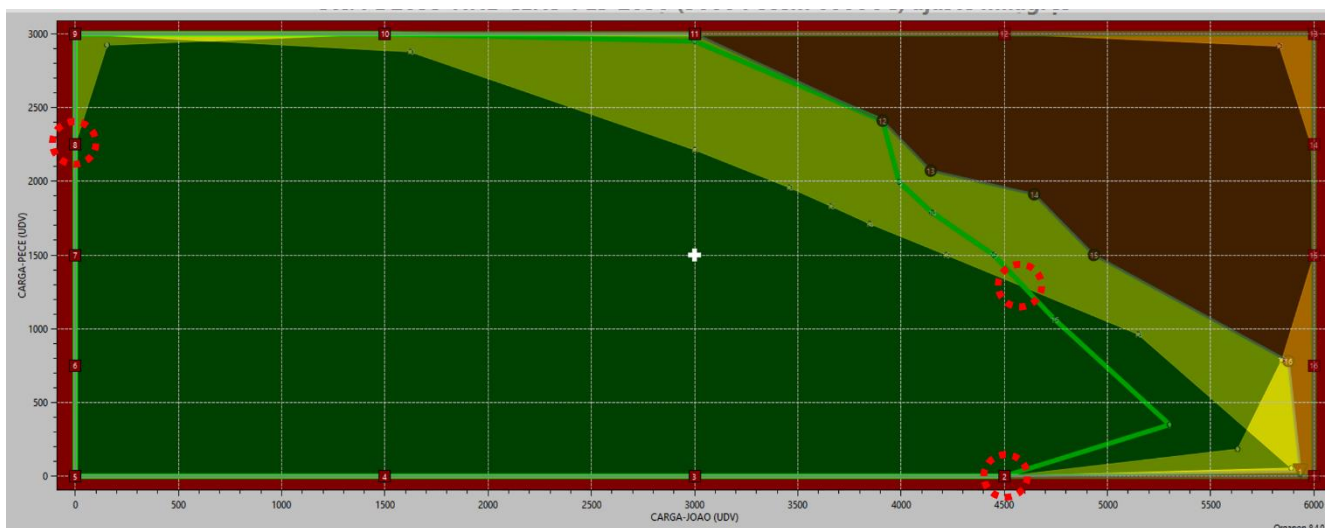


Figura 4-10 - Dupla Pecém III-João Câmara III – Sobreposição do CEN2 Carga Média e CEN3 Carga Pesada (restrições 230 kV desconsideradas)

4.3. DUPLA JOÃO PESSOA II – SUAPE II

4.3.1. Cenário 2 – Nordeste Exportador

A Figura 4-12 mostra um nomograma totalmente amarelo, indicando uma região de operação insegura em toda extensão do excursionamento de cargas nos barramentos de João Pessoa II 500 kV e Suape II 500 kV no Cenário 2 – Carga Média, isso se deve à sobrecarga em regime normal nas LTs Campina Grande II – Paraíso C1 e C2 e sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2 na contingência do C1. Considerando esse problema o resultado é de margem zero em João Pessoa II 500 kV e Suape II 500 kV.

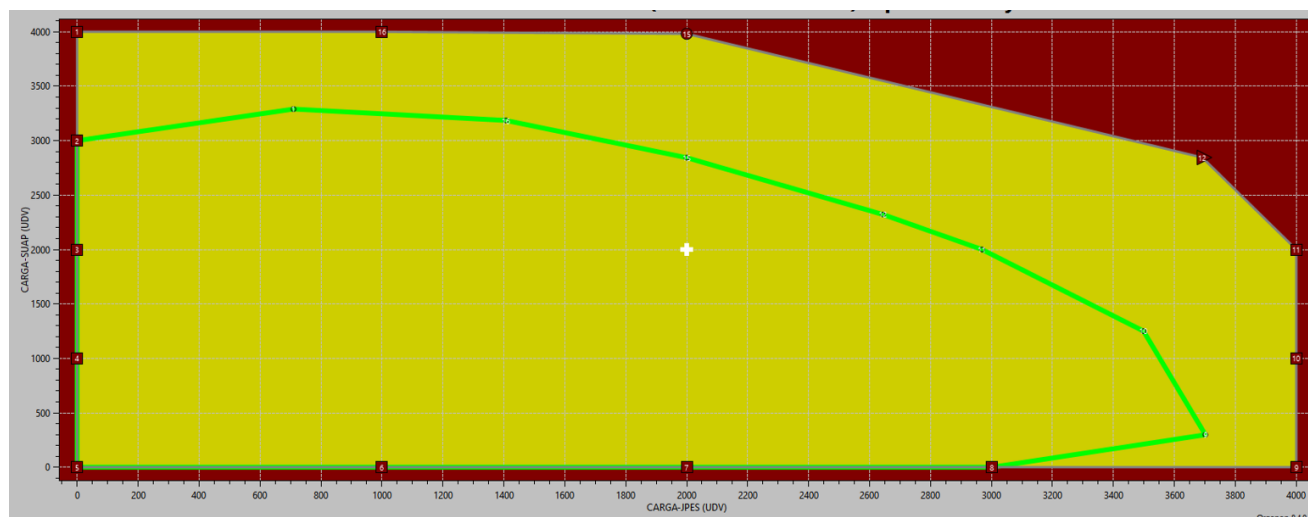


Figura 4-11 – Dupla João Pessoa II-Suape II – CEN2 Carga Média

A Figura 4-12 mostra o nomograma desconsiderando as sobrecargas na LTs 230 kV Campina Grande II – Paraíso C1 e C2 e Lagoa Nova II – Paraíso C2, nesse caso os fatores limitantes passam a ser a sobrecarga nas LTs 230 kV Recife II – Pau Ferro C1 e C2 na contingência da LT 500 kV Recife II – Pau Ferro 500 kV, a sobrecarga na LT 230 kV Campina Grande II – Goianinha na contingência da LT 500 kV Ceará Mirim II – João Pessoa II e subtensão na SE João Pessoa II 500 kV na contingência da LT 500 kV Ceará Mirim II – João Pessoa II ou da LT 500 kV João Pessoa II – Pau Ferro. Desta forma é possível atender individualmente uma carga de até 3000 MW em Suape II 500 kV e 3000 MW em João Pessoa II 500 kV, e no conjunto uma carga máxima de aproximadamente 5000 MW na combinação indicada no gráfico.

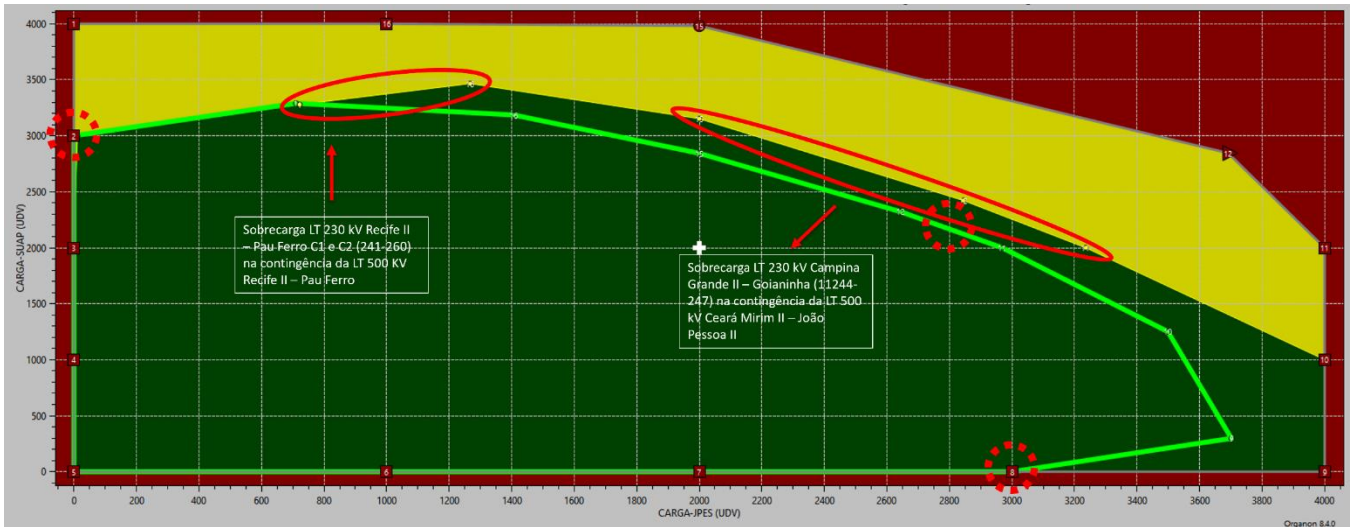


Figura 4-12 – Dupla João Pessoa II-Suape II – CEN2 Carga Média – Desconsiderada a sobrecarga nas LTs 230 kV Campina Grande II – Paraíso C1 e C2 e Lagoa Nova II – Paraíso C2

4.3.2. Cenário 3 – Nordeste Importador

A Figura 4-13 mostra o nomograma para a simulação da dupla João Pessoa II-Suape II no Cenário 3 – Carga Pesada. Nesse caso os fatores limitantes identificados foram a sobrecarga na LT 230 kV Angelim – Ribeirão C2 na contingência da LT 500 kV Angelim II – Suape II, sobrecarga na LT 230 kV Angelim – Ribeirão C2 na contingência do C1, sobrecarga na LT 230 kV Pau Ferro – Goianinha na contingência da LT 500 kV João Pessoa II – Pau Ferro e subtensão na SE João Pessoa II 500 kV na contingência da LT 500 kV Ceará Mirim II – João Pessoa II. Neste cenário é possível atender individualmente uma carga de até 4000 MW em Suape II 500 kV e 4000 MW em João Pessoa II 500 kV e no conjunto uma carga máxima de aproximadamente 5000 MW na combinação indicada no gráfico.

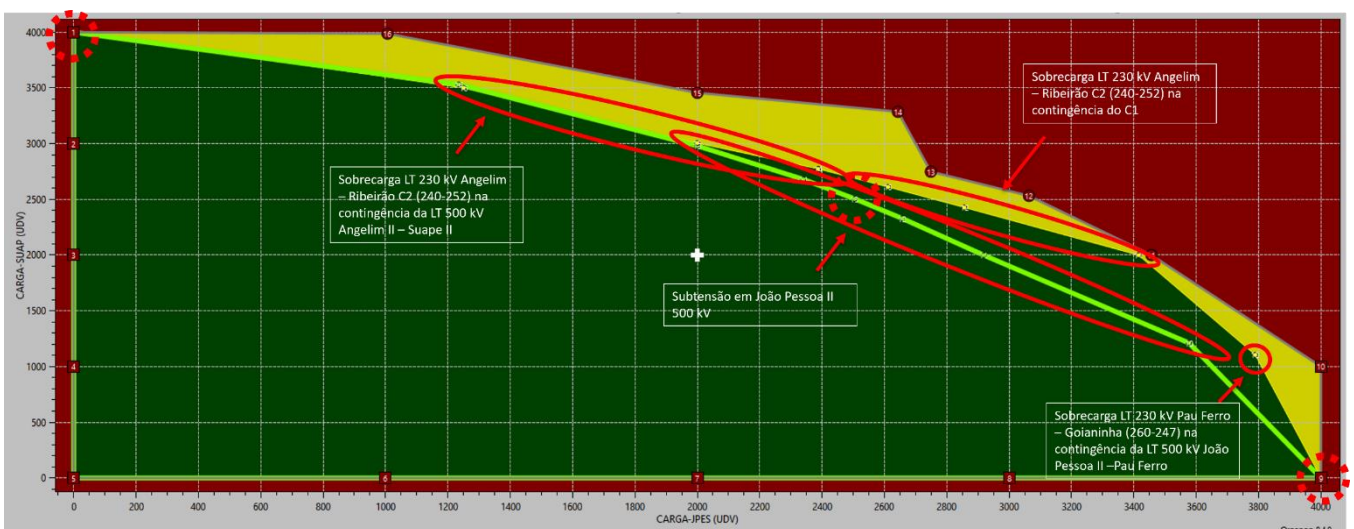


Figura 4-13 – Dupla João Pessoa II-Suape II – CEN3 Carga Pesada

4.3.3. Resultado – Cenário Nordeste Importador e Nordeste Exportador

A Figura 4-14 mostra a sobreposição dos nomogramas obtidos para os Cenários 2 e 3 dos barramentos Parnaíba III 500 kV e Pecém III 500 kV. Individualmente é possível atender uma carga de 3000 MW em João Pessoa II 500 kV e 3000 MW em Suape II 500 kV, e no conjunto uma carga máxima de aproximadamente 5000 MW na combinação indicada no gráfico. Esses resultados foram obtidos desconsiderando a sobrecarga em regime normal nas LTs Campina Grande II – Paraíso C1 e C2 e sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2 na contingência do C1.

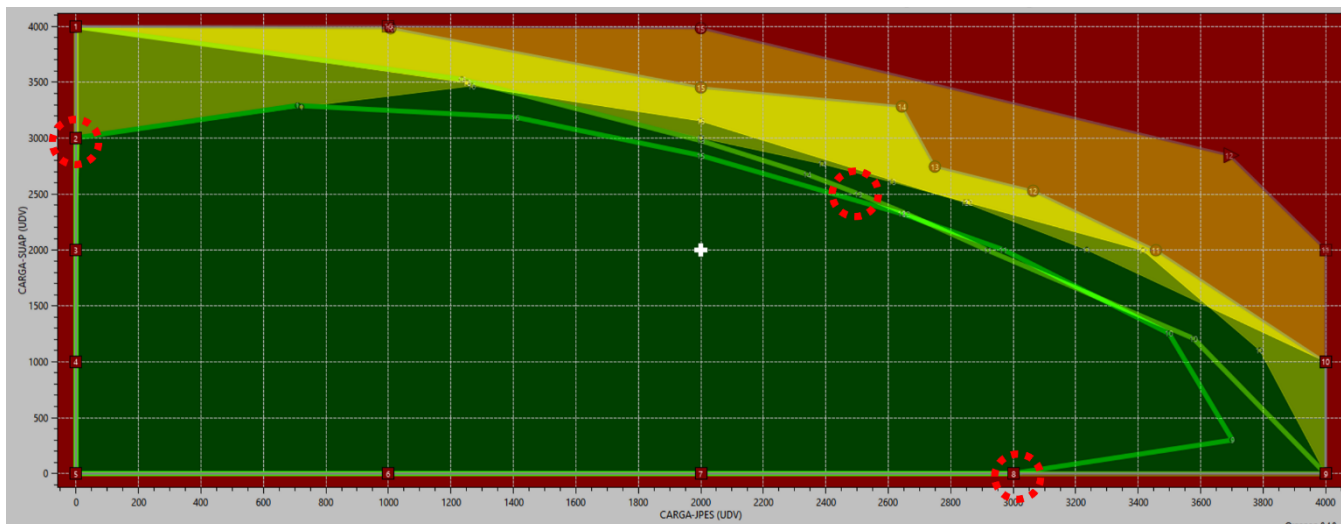


Figura 4-14 – Dupla João Pessoa II-Suape II – Sobreposição CEN2 Carga Média e Cenário 3 Carga Pesada

4.4. DUPLA SUAPE II – MESSIAS

4.4.1. Cenário 2 – Nordeste Exportador

A Figura 4-15 mostra o nomograma para a simulação da dupla Suape II-Messias para o Cenário 2 – Carga Média. Os fatores limitantes identificados foram a sobrecarga nas LTs 230 kV Recife II – Pau Ferro C1 e C2 na contingência da LT 500 kV Recife II – Pau Ferro 500 kV e a sobrecarga nas LTs 230 kV Angelim – Messias C1 e C2 na contingência da LT 500 kV Garanhuns II – Messias. Para esse cenário é possível atender individualmente uma carga de até 3000 MW em Suape II 500 kV e 750 MW em Messias 500 kV, e no conjunto uma carga máxima de aproximadamente 5000 MW na combinação indicada no gráfico.

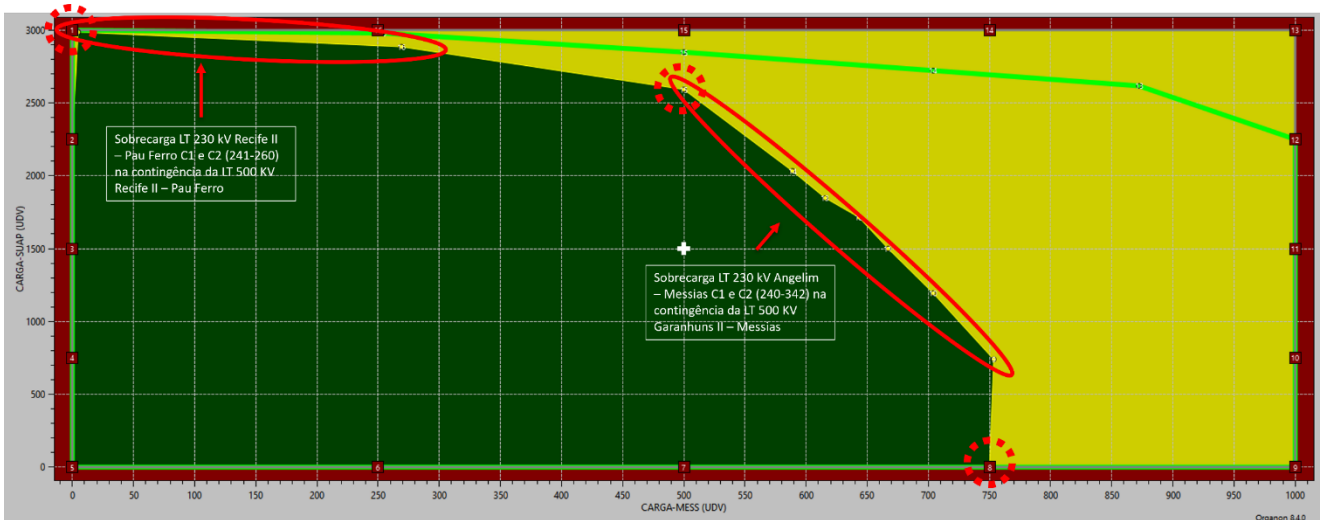


Figura 4-15 – Dupla Suape II-Messias – CEN2 Carga Média

4.4.2. Cenário 3 – Nordeste Importador

A Figura 4-16 mostra o nomograma para a simulação da dupla Suape II-Messias no Cenário 3 – Carga Pesada. Observa-se uma região menos restritiva do que para o Cenário 2, sendo o fator limitante o problema de subtensão na SE Messias 500 kV na contingência da LT 500 kV Garanhuns II - Messias. Neste cenário é possível atender individualmente uma carga de até 3000 MW em Suape II e 1000 MW em Messias, e no conjunto uma carga máxima de aproximadamente 3250 MW na combinação indicada no gráfico.

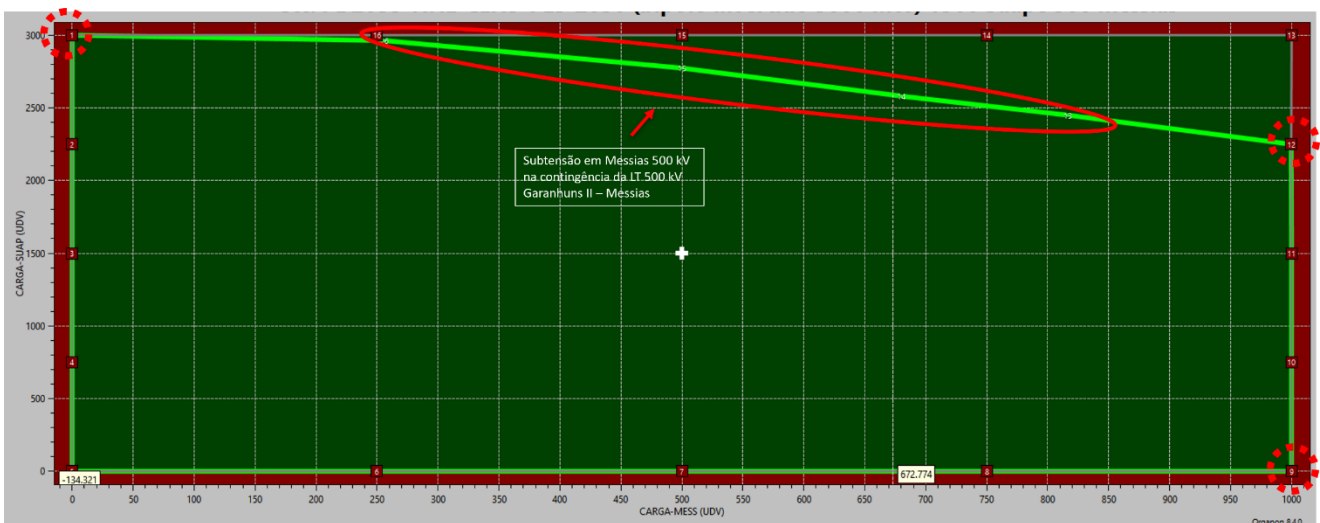


Figura 4-16 – Dupla Suape II-Messias – CEN3 Carga Pesada

4.4.3. Resultado Final – Cenário Nordeste Importador e Nordeste Exportador

A Figura 4-17 mostra a sobreposição dos nomogramas obtidos para os Cenários 2 e 3 dos barramentos Suape II 500 kV e Messias 500 kV. Observa-se que o Cenário 2 foi mais restritivo que o Cenário 3 em toda a extensão da simulação. Com isso permanecem os valores de margem indicados anteriormente para o Cenário 2, quais sejam: 3000 MW individualmente em Suape II e

750 MW individualmente em Messias, e no conjunto uma carga máxima de aproximadamente 3250 MW na combinação indicada no gráfico.

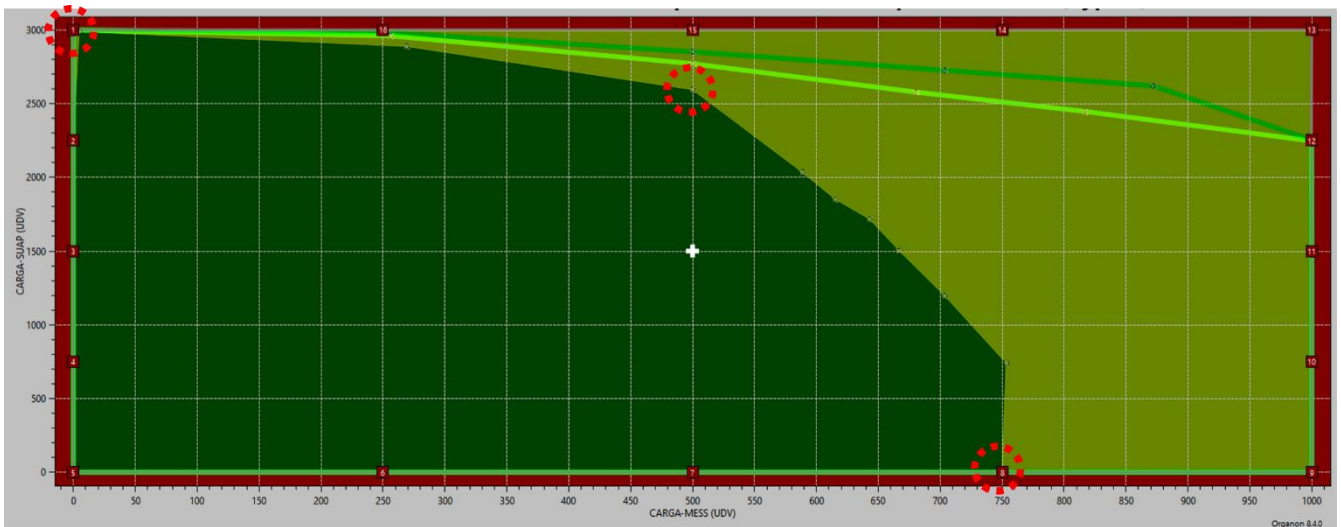


Figura 4-17 – Dupla Suape II-Messias – Sobreposição CEN2 Carga Média e CEN3 Carga Pesada

4.5. DUPLA PORTO SERGIPE – CAMAÇARI II

4.5.1. Cenário 2 – Nordeste Exportador

A Figura 4-18 mostra o nomograma para a simulação da dupla Porto Sergipe-Camaçari II para o Cenário 2 – Carga Média. Os fatores limitantes identificados foram a sobrecarga na LT 500 kV Paulo Afonso IV - Xingó na contingência da LT 500 kV Angelim II – Suape II, a sobrecarga na transformação 500/230 kV da SE Olindina na contingência da LT 500 kV Olindina – Camaçari II e subtensão na SE Camaçari II em situações de contingência. Neste cenário é possível atender individualmente uma carga de até 2000 MW em Porto Sergipe e 2000 MW em Camaçari II 500 kV, e no conjunto uma carga máxima de aproximadamente 3300 MW na combinação indicada no gráfico.

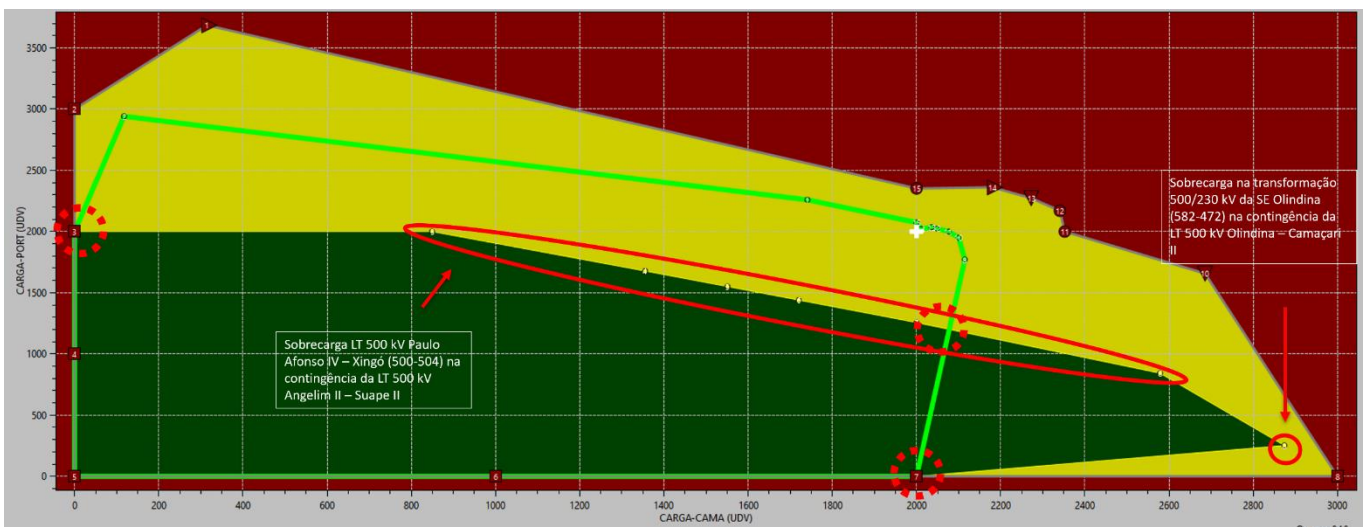


Figura 4-18 – Dupla Porto Sergipe-Camaçari II – CEN2 Carga Média

4.5.2. Cenário 3 – Nordeste Importador

A Figura 4-19 mostra o nomograma para a simulação para o Cenário 3 – Carga Pesada. Observa-se um gráfico mais restritivo do que para o Cenário 2, sendo o fator limitante a sobrecarga na LT 500 kV Sapeaçu – Camaçari II na contingência da LT 500 kV Sapeaçu – Camaçari IV. Neste cenário é possível atender individualmente uma carga de até 1200 MW em Porto Sergipe e 850 MW em Camaçari II, e no conjunto uma carga máxima de aproximadamente 1200 MW na combinação indicada no gráfico.

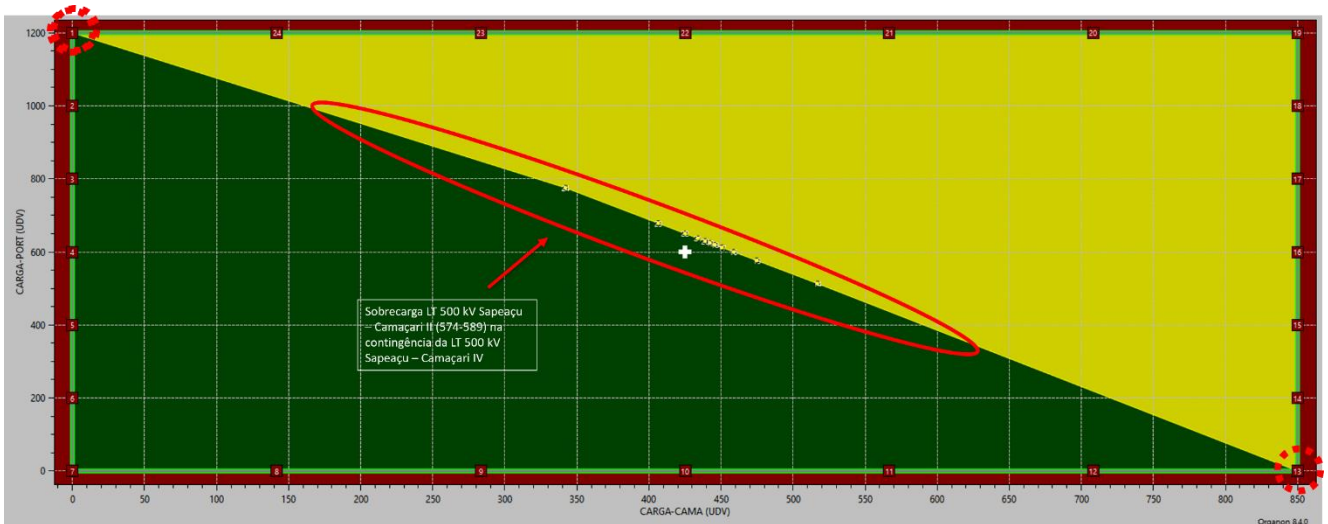


Figura 4-19 – Dupla Porto Sergipe-Camaçari II – CEN2 Carga Média

4.5.3. Resultado – Cenário Nordeste Importador e Nordeste Exportador

A Figura 4-20 mostra a sobreposição dos nomogramas obtidos para os Cenários 2 e 3 dos barramentos Porto Sergipe 500 kV e Camaçari II 500 kV. Observa-se que o Cenário 3 foi mais restritivo que o Cenário 2 em toda a extensão da simulação. Com isso permanecem os valores de margem indicados anteriormente para o Cenário 3, quais sejam: 1200 MW individualmente em Porto Sergipe e 850 MW individualmente em Camaçari II, e no conjunto uma carga máxima de aproximadamente 1200 MW na combinação indicada no gráfico.

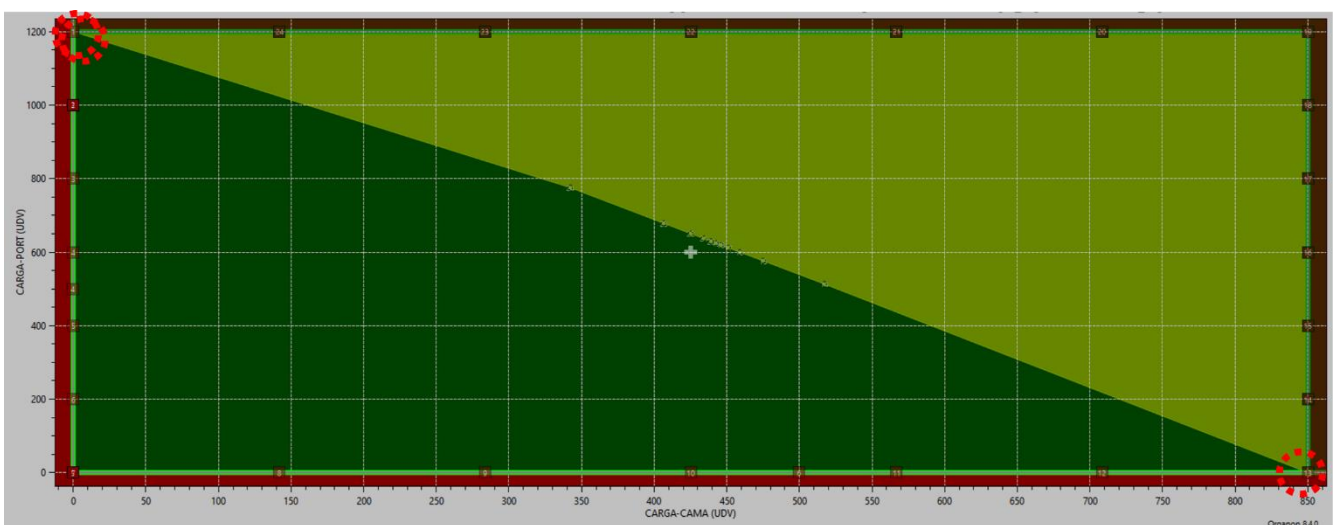


Figura 4-20 – Dupla Porto Sergipe-Camaçari II – Sobreposição CEN2 Carga Média e CEN3 Carga Pesada

5. REFERÊNCIAS

- [1]. Base de dados de fluxo de potência – PDE 2033 – Empresa de Pesquisa Energética – EPE (<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/bases-de-dados-de-simulacao>)
- [2]. EPE-DEE-RE-148/2021-rev3 – “Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 1: Área Sul” – EPE – Dezembro/2022
- [3]. EPE-DEE-RE-014/2022-rev1 – “Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte” – EPE – Setembro/2022
- [4]. EPE-DEE-RE-015/2022-rev1 – “Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 3: Área Leste” – EPE – Dezembro/2022
- [5]. EPE-DEE-RE-018/2022-rev3 – “Estudo de expansão das interligações regionais – Parte II: Expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste”, EPE – janeiro/2023
- [6]. Resolução Normativa ANEEL nº 1.065, de 11 de julho de 2023.
- [7]. GOMES, R. V.M.; Benefícios dos esquemas especiais de proteção na operação de sistemas elétricos de potência considerando regiões de segurança dinâmicas. Rio de Janeiro, 2014. 88 f. Monografia (Especialização em Sistemas Elétricos) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG.
- [8]. ORGANON, “User Guide”, Versão 8.4, HPPA, 2023.
- [9]. “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”, CCPE/CTET - janeiro/2001