

## Capítulo 3

# Margem de Estabilidade de Tensão de Redes Elétricas e sua Capacidade de Hospedagem de Eletropostos

Este capítulo propõe-se a demonstrar as ferramentas e os processos tomados no cálculo da margem de estabilidade de tensão e da capacidade de hospedagem de eletropostos na rede elétrica. Inicialmente a metodologia geral é estabelecida, identificando a fonte dos dados necessários para o estudo, a aplicação na qual a rede é modelada, o método de análise do sistema de potência e o então o ambiente em que os dados gerados são analisados.

A ferramenta de modelagem é detalhada, destacando suas principais funcionalidades e a vantagem de sua aplicação para este estudo, além dos parâmetros necessários para criar cada elemento elétrico que compõe a rede elétrica. Esta que é delimitada a partir do Sistema Interligado Nacional (SIN) sob condições devidamente apresentadas, assim como as características assumidas pela barra de referência e os ajustes necessários para estabelecer o caso base, que serve como ponto de partida para análises subsequentes. O processo de cálculo do Fluxo de Carga Continuado (FCC) é elucidado, apresentando as configurações utilizadas e seus impactos no resultado da simulação.

O ambiente onde os resultados do FCC são processados é exposto, justificando a escolha da linguagem de programação, da interface de desenvolvimento e das principais bibliotecas utilizadas na criação dos algoritmos de análise. Apresentam-se os padrões de comportamento do sistema e dos elementos externos que são essenciais para o estudo, tal

qual o a determinação da potência limite para a condição de operação segura de uma barra, o crescimento periódico da carga instalada e a potência consumida pelos postos de carregamento.

Os métodos de cálculo da margem de estabilidade e a capacidade de hospedagem são apresentados, com suas especificações, paradigmas e condições, assim como o significado que cada uma das grandezas tem para o estudo.

### 3.1 Aspectos Gerais da Metodologia Proposta

A metodologia proposta é essencial para analisar como a adição de postos de carregamento e o aumento periódico da carga afetam a margem de estabilidade de tensão e a capacidade de hospedagem. Os procedimentos delineados são responsáveis pela produção de dados correspondentes a diferentes cenários aos quais a rede pode ser submetida. A elucidação dos processos apresentados viabiliza a reprodução do método, caso necessário. A Figura 3.1 ilustra os passos tomados na execução do estudo e produção de resultados.

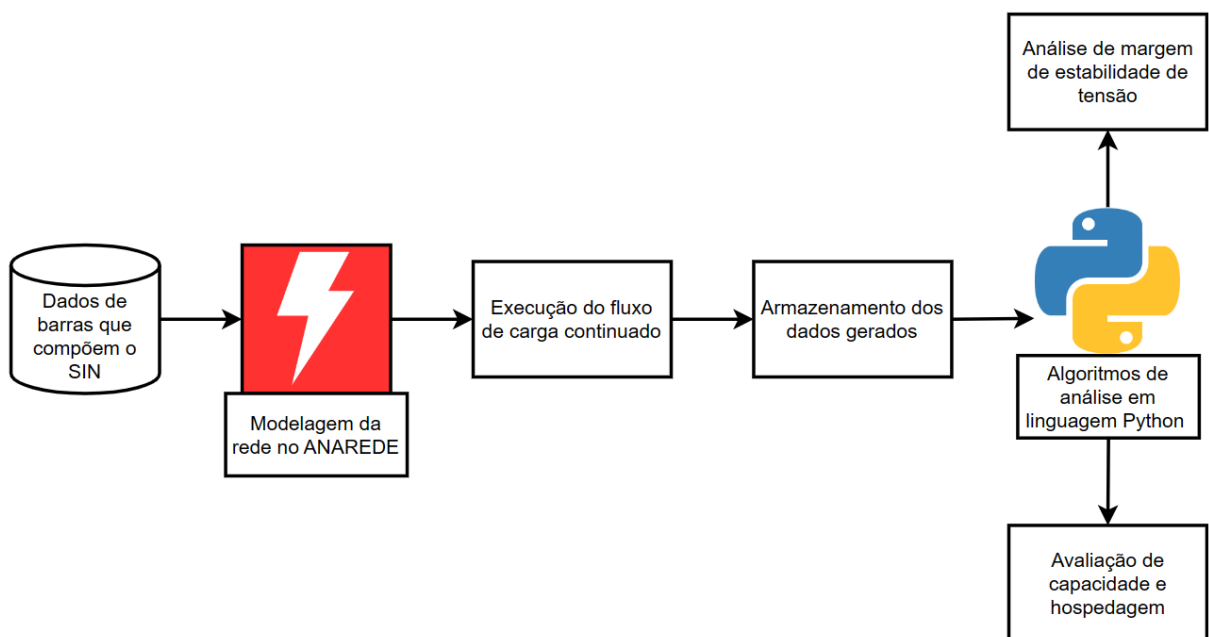


Figura 3.1: Fluxograma da metodologia utilizada.

As informações utilizadas na construção da rede são obtidas da base de dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), na seção de fluxo de potência. Esses dados são produzidos no *software* ANAREDE e dão suporte às análises do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), um documento informativo destinado à sociedade que oferece

uma visão das perspectivas de expansão do setor de energia, sob a ótica governamental, em um horizonte decenal. [EPE \(2022\)](#).

Em posse dos dados necessários, a área de interesse é separada do restante do SIN. O processo de delimitação consiste em realizar um equivalente de Thévenin em um ponto anterior ao que se deseja estudar. Na sequência ajusta-se o caso base, o que significa que nenhum dos elementos de transferência de potência, como transformadores e linhas de transmissão, operam fora de suas capacidades de carregamento e nenhuma das barras do sistema tem tensão elétrica maior ou menor que 5% de seu valor nominal.

O FCC é calculado e os resultados, um conjunto de registros de potência ativa e o respectivo valor tensão de cada uma das barras da rede, são armazenados em um formato adequado para leitura pelos algoritmos desenvolvidos com a linguagem Python, responsáveis pelo cálculo das margem de estabilidade e das capacidades de hospedagem.

## 3.2 Modelagem

### 3.2.1 ANAREDE

O *software* ANAREDE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), agrupa diversas funcionalidades para analisar sistemas elétricos de potência em regime permanente. Essas funcionalidades abrangem simulação de fluxo de potência, análise de contingências e avaliação da sensibilidade de tensão. [CEPEL \(2022\)](#).

A aplicação apresenta-se como uma escolha ideal para a modelagem da rede por ser a ferramenta em que os dados são produzidos, o alto índice de personalização das simulações oferecidas e a interface gráfica de fácil manuseio, pela qual é possível checar e editar informações dos elementos que compõem o sistema, os quais podem ser representados utilizando a sintaxe própria de definição de elementos elétricos que posteriormente são carregados no *software*.

#### 3.2.1.1 Elemento Barra

Os dispositivos elétricos que compõem o sistema elétrico são conectados em elementos barra, ou entre estas. As barras representam pontos de conexão dos circuitos a subestações, unidades geradoras térmicas e unidades geradoras hidrelétricas.

A definição de um elemento barra é feita dentro do código de execução DBAR. A

criação de uma barra é feita a partir da definição de número, estado de operação (ligada ou desligada), tipo (carga, tensão controlada ou de referência), grupo limite de tensão, potências ativa e reativa geradas, assim como potências ativa e reativa consumidas.

#### **3.2.1.2 Transformadores e Reguladores de Tensão**

Os transformadores são definidos dentro do código de execução DLIN. A criação do elemento é baseada na definição dos parâmetros de reatância percentual  $X\%$ , a capacidade de carregamento nominal  $C_n$  em MVA e as barras entre as quais o elemento se encontra.

Os transformadores reguladores de tensão compartilham todos os parâmetros de criação de um transformador comum, além da especificação da relação de tap sob a qual o dispositivo opera.

#### **3.2.1.3 Linhas de Transmissão**

As linhas de transmissão, tal qual transformadores e reguladores de tensão, são definidas dentro do código de execução DLIN, por existirem entre barras. O elemento é caracterizado por seus valores de resistência  $R\%$ , reatância  $X\%$ , susceptância shunt medida em MVar e a capacidade de carregamento  $C_n$  em MVA.

#### **3.2.1.4 Geradores**

Os geradores são definidos dentro do código de execução DGER e seus parâmetros essenciais limitam-se à barra a que o elemento está conectado e às potências ativa máxima  $P_{Gmx}$  e mínima  $P_{Gmn}$ , medidas em MW, que o elemento é capaz de injetar no sistema.

#### **3.2.1.5 Bancos de Capacitores e Reatores**

Os bancos de capacitores e reatores são definidos sob o código de execução DBSH como elementos de injeção ou consumo de potência reativa. Estes são individualizados e paralelos à barra controlada, que deve ser fornecida como parâmetro. O sinal da potência reativa  $Q_{ini}$ , medida em MVar, é responsável pela diferenciação dos elementos definidos na seção. A injeção de potência é definida pelo sinal negativo (-) e caracteriza o comportamento de bancos de capacitores. O consumo de potência reativa é definido pelo sinal positivo (+) e caracteriza o comportamento de reatores.

### 3.2.2 Delimitação da Rede

A modelagem da rede elétrica parte da seleção de barras dentro dos limites geográficos de interesse, provenientes da base de dados disponibilizada pela EPE. Essa abordagem facilita a simulação dos sucessivos fluxos de potência calculados através do FCC e possibilita avaliar como a rede se comporta frente a fenômenos específicos, que, para este estudo, é o efeito da inserção de eletropostos na rede.

Com a área delimitada e as barras selecionadas, o restante do sistema é equivalentado na barra de referência, cuja tensão é controlada e as potências ativa e reativa demonstram o que o SIN deve fornecer ao sistema para garantir o balanço de potências, como apresentam as Equações 3.1 e 3.2.

$$P_R = \sum_{i=1}^{N_{PQ}} P_C - \sum_{i=1}^{N_{PV}} P_G \quad (3.1)$$

$$Q_R = \sum_{i=1}^{N_{PQ}} Q_C - \sum_{i=1}^{N_{PV}} Q_G \quad (3.2)$$

O equivalente deve fornecer a potência **sobressalente da diferença** entre o que é consumido e o que as usinas geradoras locais são capazes de fornecer.

### 3.2.3 Ajuste do Caso Base

A determinação de um caso base é primordial para o estabelecimento de uma referência para todos os casos de estudos posteriores. Neste, os circuitos das linhas de transmissão e os transformadores operam dentro dos seus limites de capacidade de carregamento e todas as barras obedecem aos seus limites de tensão para operação segura.

Para a ocorrência de subtensão em barras da rede, é necessário intervir nas barras de tensão controlada, ou PV, mais próximas. Na modelagem inicial do sistema analisado, foram identificadas subtensões nas barras 10393, 10435, 10480, 10485 e 10510, o que aparenta ser um estado de operação cotidiano da rede, que pode ser provocado pelas cargas conectadas próximas a estas barras. Para resolver esse problema, a tensão das barras 10391, 10406, 10436, 10501 e 10503 foi elevada de 1,0 pu para 1,04 pu. Esses valores foram determinados empiricamente e são o mínimo necessário para manter as barras problemáticas dentro do intervalo de tensão elétrica aceitável.

### 3.2.4 Fluxo de Carga Continuado

Com a rede modelada e um caso base determinado, o passo seguinte é a realização do FCC, que consiste na resolução de fluxos de potência sucessivos considerando um crescimento percentual fixo para a carga do sistema.

Para configurar os parâmetros do FCC no ANAREDE é necessário acessar a interface Fluxo de Potência Continuado, contida na aba Análise. Nesta, é possível habilitar uma variedade de opções e mecanismos de controle. As opções de controle habilitadas para este estudo são explanadas a seguir.

#### 3.2.4.1 Limites de Potência Reativa e Magnitude de Tensão

A opção de controle QLIM ativa o controle de limite de geração de potência reativa nas barras PV durante o processo de solução do fluxo de potência. O valor de geração de potência reativa de uma barra é comparado com os respectivos limites e, enquanto não forem violados, a magnitude da tensão da própria barra ou a de uma barra remota é mantida constante. [CEPEL \(2023\)](#).

Conforme a descrição da opção de controle, a potência reativa  $Q_G$  obedece à Inequação 3.3.

$$Q_G^{min} \leq Q_G^{calc} \leq Q_G^{max} \quad (3.3)$$

Para o caso de violação de um dos limites, a geração de potência reativa é fixada no limite violado e a magnitude da tensão deixa de ser controlada, visto que a barra PV passa a ser modelada como uma barra PQ.

A opção de controle VLIM é complementar a QLIM e habilita o controle de limite de tensão durante o processo de solução do fluxo de potência. O valor da tensão é comparado a seus limites estabelecidos e em caso de ultrapassagem, é fixado no respectivo limite, como mostra a Inequação 3.4.

$$V_G^{min} \leq V_G^{calc} \leq V_G^{max} \quad (3.4)$$

A cada iteração uma barra que tornou-se PQ pode sofrer *back-off* automático. A magnitude da tensão viola os limites estabelecidos e é igualada ao valor violado, e a barra volta ao seu tipo original, com a potência reativa gerada deixa de ser controlada.

As duas opções de controle são aplicadas quando o maior resíduo de potência reativa do sistema for menor que o valor da constante QLST, que representa a tolerância de erro de potência reativa para aplicação de controle de limite de geração de potência reativa.

#### 3.2.4.2 Parametrização

A opção de controle PARM ativa o FCC parametrizado, através do qual é possível obter a parte instável, ou inferior, das curvas PxV. Durante a resolução dos fluxos de potência, a carga é incrementada sucessivamente até que o ponto de máximo carregamento seja determinado, o que caracteriza a parametrização física do problema. [CEPEL \(2023\)](#)

#### 3.2.4.3 Fator de Crescimento de Carga

A obtenção da curva PxV é realizada a partir do crescimento das cargas conectadas na rede elétrica a uma taxa percentual específica, aplicado a cada uma das barras de carga da rede. As potências ativa e reativa totais tratam-se do somatório das potências de todas as barras que compõem o sistema, conforme as Equações 3.5 e 3.6.

$$\sum_{i=1}^{N_{PQ}} P_i = \sum_{i=1}^{N_{PQ}} (1 + \gamma) \cdot P_{i-1} \quad (3.5)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{PQ}} Q_i = \sum_{i=1}^{N_{PQ}} (1 + \lambda) \cdot Q_{i-1} \quad (3.6)$$

O aumento da demanda causada pelos fatores  $\gamma$  e  $\lambda$  faz com que a potência da iteração seguinte seja a potência anterior somado do incremento estabelecido. É natural considerar um fator de potência unitário no processo de crescimento da carga, o que implica na igualdade entre  $\gamma$  e  $\lambda$ .

O código de execução DINC é responsável pelo processamento do incremento de carga, no qual define-se o elemento cujo valor de potência será incrementado (barra, área ou base de tensão) e a que taxa ocorrerá. [CEPEL \(2023\)](#). Para o estudo em questão, as potências ativa e reativa de cada uma das barras de carga cresce a um fator de 0,5%.

#### 3.2.4.4 Dados Resultantes

O FCC gera conjuntos de curvas PxV que mostram a relação entre potência e tensão elétrica. O comportamento da tensão de cada barra do sistema é representado a partir

de uma curva.

Os dados de cada ponto que compõe as curvas é salvo em um arquivo PLT, que pode ser acessado e editado através de aplicações de edição de texto. Dentro desse arquivo, os registros de potência e tensão de todas as barras estão concatenados. O arquivo original é manualmente separado, resultando em arquivo CSV único para cada barra da rede.

Arquivos CSV são uma forma comum de armazenar dados de forma tabular, onde cada linha representa uma entrada de dados e as colunas são separadas por vírgulas. O formato é preferível visto a facilidade de leitura e tratamento de informações provenientes desse tipo de arquivo, especialmente através da linguagem Python.

### 3.3 Implementação e Identificação dos Valores Limites de Potência

A avaliação dos resultados obtidos fundamenta-se em algoritmos desenvolvidos com a linguagem de programação Python, no ambiente de desenvolvimento *Visual Studio Code*, valendo-se principalmente das bibliotecas *Pandas* e *Numpy*, considerando a grande quantidade de informações recebidas e geradas durante a execução dos códigos.

Este segmento expõe os procedimentos, técnicas e abordagens adotados com o intuito de assegurar uma avaliação precisa e consistente dos resultados obtidos.

#### 3.3.1 Implementação em Python

A linguagem de programação Python é popular por sua poderosa capacidade de processamento de dados e pela clareza de sua sintaxe. Essas características se mostram especialmente úteis na leitura de arquivos gerados pelo FCC, no desenvolvimento de algoritmos para identificar as grandezas deste estudo e na visualização eficiente e intuitiva dos resultados.

Um exemplo das qualidades citadas é a criação de objetos *Bar* que reúnem dados de potência, nível de tensão e nome da barra. Utilizando a sintaxe de compreensão de listas e as bibliotecas *os* e *glob*, o processo pode ser feito com uma única linha de código.

```
1 bars = [Bar(file_path) for file_path in glob.glob(os.path.join(
```



```
r'PQs', '*.csv'))]
```

Listing 3.1: Trecho de código responsável pela representação das barras da rede modelada na linguagem Python.

O trecho de código apresenta a criação de uma variável do tipo lista cujos elementos são objetos pertencentes à classe *Bar* criados a partir de cada um dos arquivos CSV presentes na pasta PQs.

### 3.3.2 Cálculo da Potência Limite para Condição Operativa Normal

A potência limite para condição operativa normal é o valor mínimo de potência que mantém a tensão elétrica igual ou o mais próximo possível de 0,95 pu. A Figura 3.2 apresenta a maneira de encontrar tal valor.

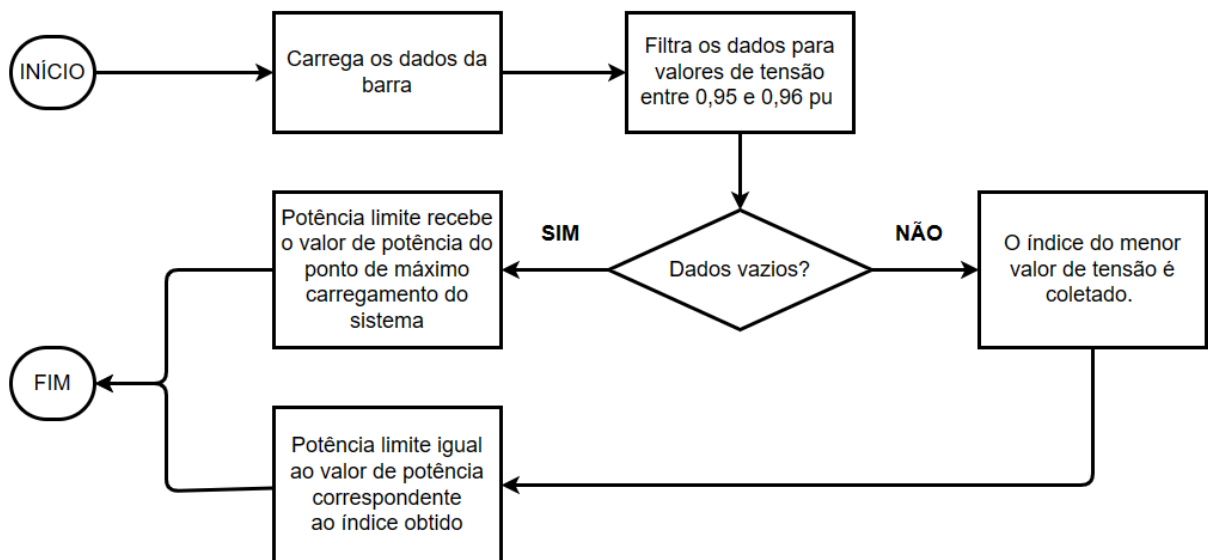


Figura 3.2: Método de determinação da potência limite de uma barra para operação segura.

Os dados de potência ativa e tensão elétrica da barra obtidos através do FCC são processados e então filtrados a fim de identificar valores de potência que se situem entre 0,95 e 0,96 pu de tensão elétrica. Na existência desses, o índice associado ao menor valor de tensão é usado para selecionar a potência correspondente. Se não houver registros, a tensão na barra não diminui o suficiente com o aumento da carga, levando ao colapso de tensão somente no ponto de máximo carregamento do sistema.

### 3.4 Proposta e Cálculo da Margem de Estabilidade de Tensão

A margem de estabilidade de tensão é analisada sob dois paradigmas distintos, convencional e operacional. No primeiro paradigma, considera-se uma potência de referência máxima fixa, ao passo que a potência inicial varia com os anos. O segundo, por sua vez, conta com a variação da potência inicial mas considera o ponto de máximo carregamento como a potência limite das barras do sistema. As subseções seguintes elucidam o processo de determinação da grandeza.

Além dos paradigmas de análise mencionados, existem dois cenários para calcular a margem de estabilidade. O primeiro não leva em conta a inclusão de eletropostos na rede, enquanto o segundo, chamado de análise probabilística, considera essa inclusão. A natureza probabilística parte do consumo de potência variável de um posto de carregamento.

As características detalhadas dos eletropostos serão abordadas no próximo capítulo, mas, antes disso, é importante ressaltar que um posto opera com várias estações de carregamento simultaneamente. As diferentes potências possíveis para os postos são determinadas pela combinação completa das potências consumidas por essas estações, conforme descrito na Equação 3.7.

$$C(n + k - 1, k) = \frac{(n + k - 1)!}{k! \cdot (n - 1)!} \quad (3.7)$$

No contexto deste estudo,  $k$  representa o número de estações ativas em um posto de carregamento e  $n$  reflete o número de possíveis valores de potência para essas estações.

A potência dos postos de carregamento é adicionada à carga instalada do sistema. Esta é determinada pelo somatório da potência ativa consumida por cada uma das barras presentes no caso base. A carga instalada dos anos posteriores é calculada a partir do incremento a uma taxa percentual fixa, de acordo com a Equação 3.8.

$$L_{i+1} = L_i \cdot (1 + p) \quad (3.8)$$

A carga inicial  $L_i$  cresce a taxa percentual  $p$  e resulta em um valor de potência  $L_{i+1}$  correspondente ao ano de análise seguinte. A equação deve ser aplicada sucessivamente até que cada ano em análise tenha um valor de carga instalada correspondente.

Com estes conceitos definidos é possível determinar as margens de estabilidade de tensão convencional e operacional, bem como as margens de estabilidade de tensão probabilística convencional e operacional.

### 3.4.1 Margem de Estabilidade de Tensão Convencional

A margem de estabilidade de tensão convencional é calculada considerando um único ponto de máximo carregamento, sem inserção de eletropostos, o que implica na constância das potências inicial  $P_{ini}$  e máxima  $P_{máx}$ . Os resultados refletem o comportamento da margem de estabilidade do sistema inteiro frente ao aumento periódico do consumo de energia elétrica na área delimitada. O processo de determinação dessa margem obedece aos passos definidos no fluxograma da Figura 3.3.

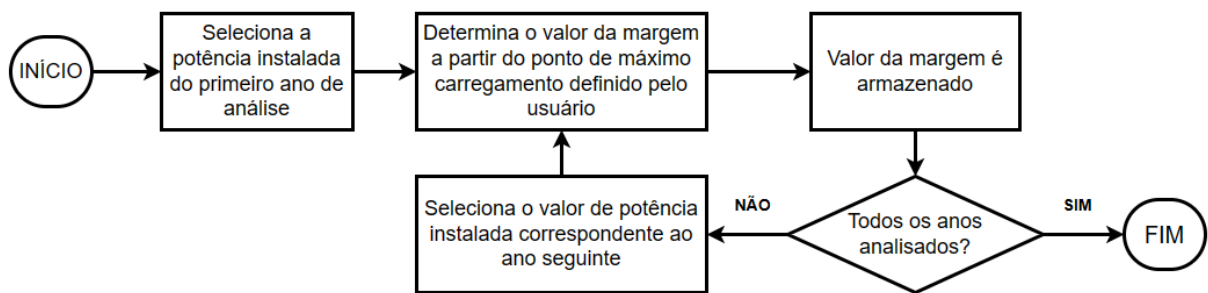


Figura 3.3: Fluxograma para determinação da margem de estabilidade de tensão convencional.

Fonte: Autor.

A seleção da potência elétrica correspondente ao primeiro ano de análise marca o início do processo. Em seguida, é calculada a margem de estabilidade, levando em conta um ponto de máximo carregamento definido pelo usuário, conforme a Equação 2.2. Este procedimento é repetido para cada ano no conjunto de análise até que todos tenham um valor margem de estabilidade de tensão correspondente. A constância das potências envolvidas no cálculo retorna valores únicos de margem de estabilidade para cada um dos anos.

### 3.4.2 Margem de Estabilidade de Tensão Operacional

A margem de estabilidade de tensão operacional é determinada considerando diferentes pontos de máximo carregamento, sem que haja conexão de eletropostos, o que implica na constância da potência inicial  $P_{ini}$  e variação da potência máxima  $P_{máx}$ . Os resultados

revelam como a margem de estabilidade de cada barra da rede modelada responde ao aumento periódico do consumo de energia elétrica. A operação de cálculo dessa margem obedece os passos definidos no fluxograma da Figura 3.4.

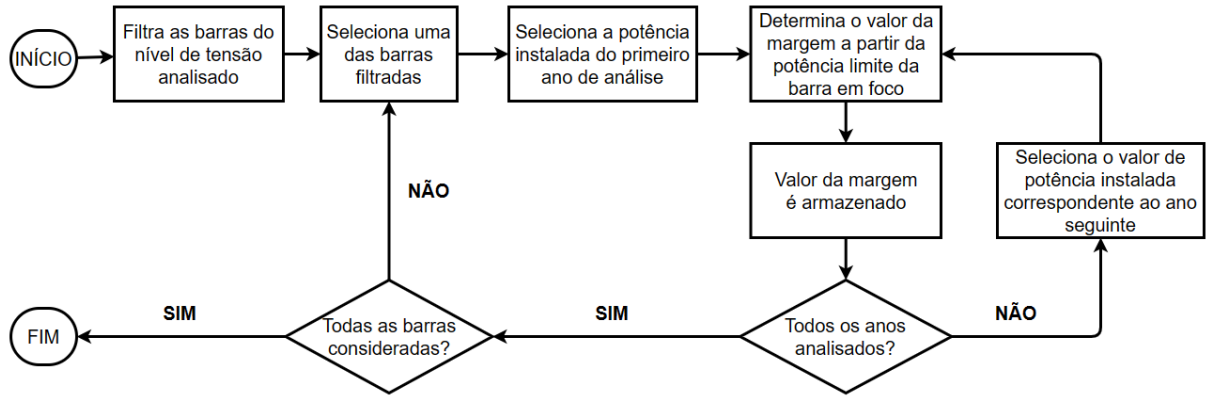


Figura 3.4: Fluxograma para cálculo da margem de estabilidade de tensão operacional.

Fonte: Autor.

O procedimento inicia com a filtragem das barras pertencentes ao nível de tensão especificado pelo usuário. Uma barra é escolhida aleatoriamente dentre as filtradas e, com a carga instalada do primeiro ano de análise, a margem de estabilidade de tensão é calculada de acordo com a Equação 2.2. O ponto de máximo carregamento considerado é a potência limite para operação segura da barra selecionada. O processo é repetido levando em conta as cargas instaladas subsequentes, até que a barra selecionada tenha um valor de margem de estabilidade para cada um dos anos em análise. O procedimento reinicia com uma nova barra até que todas tenham sido contempladas. Ao fim de todas as iterações, cada ano conta com uma quantidade de valores de margem de estabilidade de tensão equivalente ao número de barras de carga pertencentes ao nível de tensão definido.

### 3.4.3 Margem de Estabilidade de Tensão Probabilística Convencional

A margem de estabilidade de tensão probabilística convencional é aferida considerando a conexão de postos de carregamento e um único ponto de máximo carregamento, o que implica na variação da potência inicial  $P_{ini}$  e constância da potência máxima  $P_{máx}$ . Os resultados mostram como a margem de estabilidade do sistema inteiro responde ao aumento periódico do consumo de energia elétrica e o número de eletropostos conectados em cada barra. A aferição dessa margem obedece os passos definidos no fluxograma da

Figura 3.5.

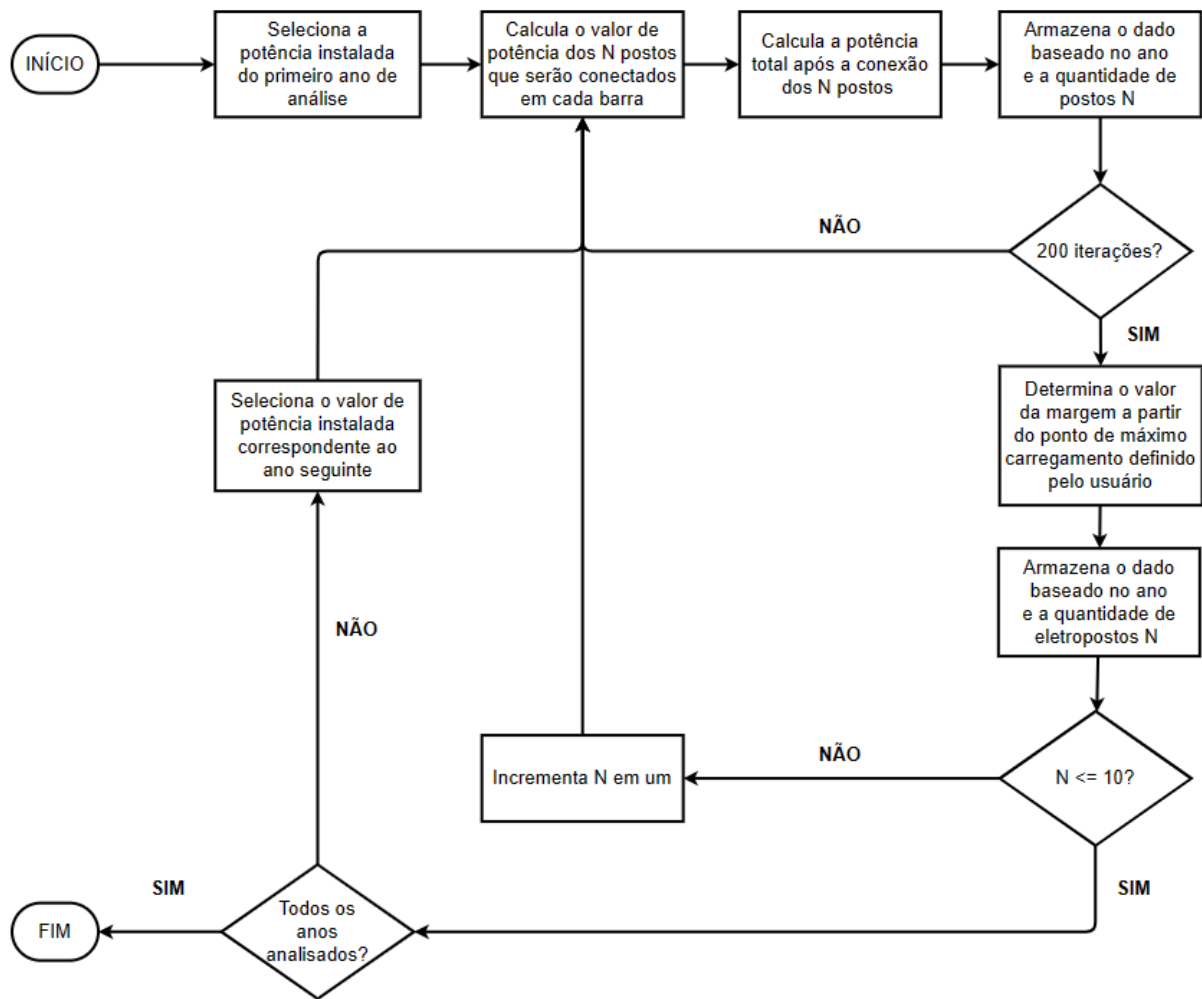


Figura 3.5: Fluxograma para aferição da margem de estabilidade de tensão probabilística convencional.

Fonte: Autor.

A potência total do sistema é obtida somando a potência elétrica correspondente ao primeiro ano de análise à potência total de  $N$  postos de carregamento, sendo a quantidade inicial desses postos igual a um. Os valores são armazenados. Após realizar 200 iterações desse processo, o número de eletropostos é incrementado em um, e o procedimento é repetido até que haja a conexão de dez eletropostos em cada uma das barras de carga da rede. A margem é calculada considerando um ponto de máximo carregamento fixo, de acordo com a Equação 2.3. Com todos esses valores de margem determinados, o processo é feito considerando a carga instalada dos anos subsequentes. Após essa reanálise, a próxima barra é selecionada e o ciclo recomeça. Ao fim do processo, a quantidade de valores de potência e margem de estabilidade é de 200 vezes o número de barras de carga do sistema, de modo que cada conjunto de dados gerados corresponda a um ano e um

número  $N$  de postos de carregamento.

### 3.4.4 Margem de Estabilidade de Tensão Probabilística Operacional

A margem de estabilidade de tensão probabilística operacional é estimada considerando variados pontos de máximo carregamento, com a conexão de eletropostos, o que implica na variação das potências inicial  $P_0$  e máxima  $P_{mx}$ . Os resultados mostram como a margem de estabilidade das barras que representam a rede respondem ao aumento periódico do consumo de energia elétrica e o número de eletropostos conectados em cada barra. A estimação dessa margem obedece aos passos definidos no fluxograma da Figura 3.6.

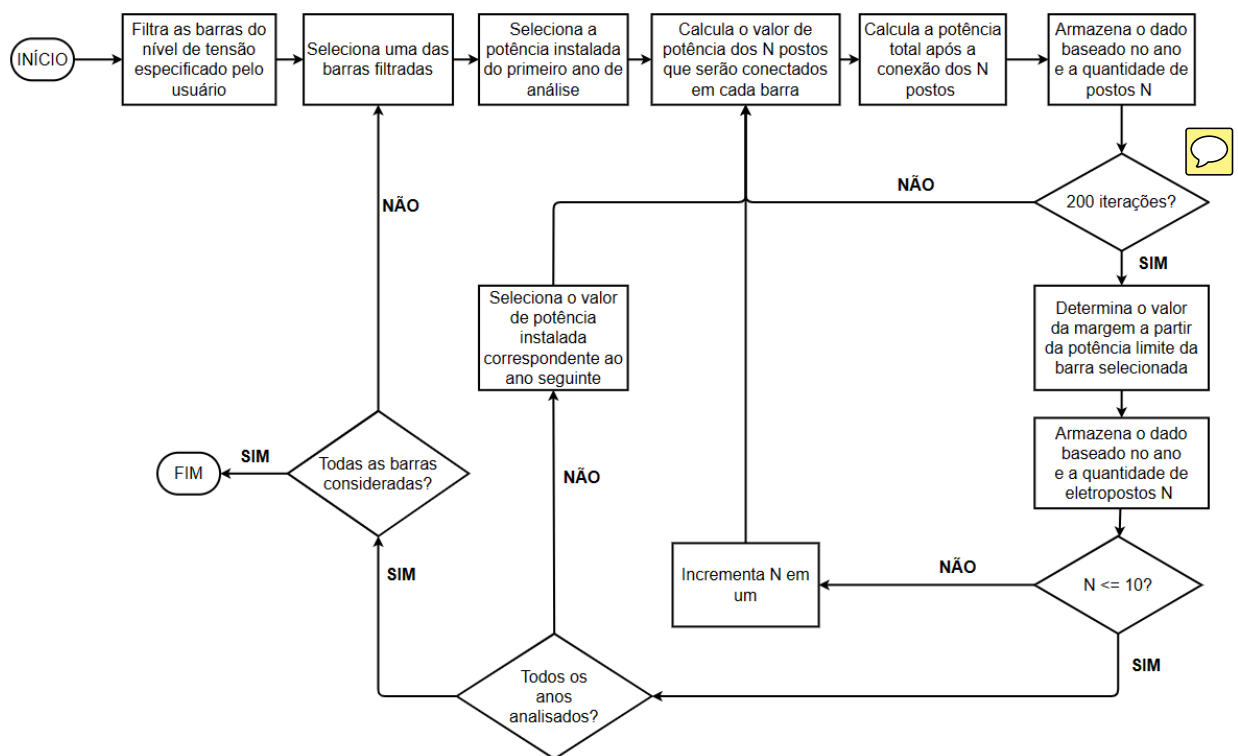


Figura 3.6: Fluxograma da estimação da margem de estabilidade probabilística operacional.

Fonte: Autor.

A operação inicia com a filtração das barras dentro do nível de tensão especificado pelo usuário. Em seguida, a primeira barra é selecionada dentre as filtradas. A potência total do sistema é calculada através da soma da potência elétrica correspondente ao primeiro ano de análise com a potência dos  $N$  postos de carregamento, a partir de um. Após 200

iterações desta etapa, o número de eletropostos é incrementado em um, até que atinja dez. A margem de estabilidade é calculada de acordo com a Equação 2.3, considerando a potência limite da barra selecionada como potência máxima. Uma vez com os valores da margem determinados, o processo é refeito considerando as cargas instaladas subsequentes. Após essa reanálise, a próxima barra é selecionada e o ciclo recomeça. Ao fim do procedimento, a quantidade de valores de potência e margem de estabilidade é de 200 vezes o número de barras de carga do sistema, de modo que cada conjunto de dados gerados corresponda a um ano e um número  $N$  de postos de carregamento.

## 3.5 Proposta e Cálculo da Capacidade de Hospedagem

A capacidade de hospedagem representa a quantidade de postos de carregamento que podem ser conectados à rede elétrica sem causar um colapso de tensão. Esse cálculo é realizado sob dois paradigmas distintos, semelhantes à abordagem tomada no cálculo da margem de estabilidade de tensão. O primeiro paradigma considera uma potência máxima constante, enquanto a potência inicial varia com o passar dos anos e a conexão de eletropostos. No segundo, a potência máxima é definida como a limite das barras do sistema, o que varia dependendo das barras consideradas, enquanto a potência inicial varia conforme a inclusão dos postos de carregamento na rede.

### 3.5.1 Capacidade de Hospedagem Convencional

A capacidade de hospedagem convencional é calculada considerando um ponto de máximo carregamento fixo definido pelo usuário, enquanto a carga instalada cresce com o passar dos anos e conexão de eletropostos, dessa forma a potência  $P_{máx}$  é constante enquanto a potência  $P_{ini}$  é variável. O procedimento permite avaliar quantos postos de carregamento podem ser conectados na rede até que haja um colapso de tensão.

A determinação da quantidade de eletropostos que podem ser inseridos é feita a partir dos processos definidos na Figura 3.7.

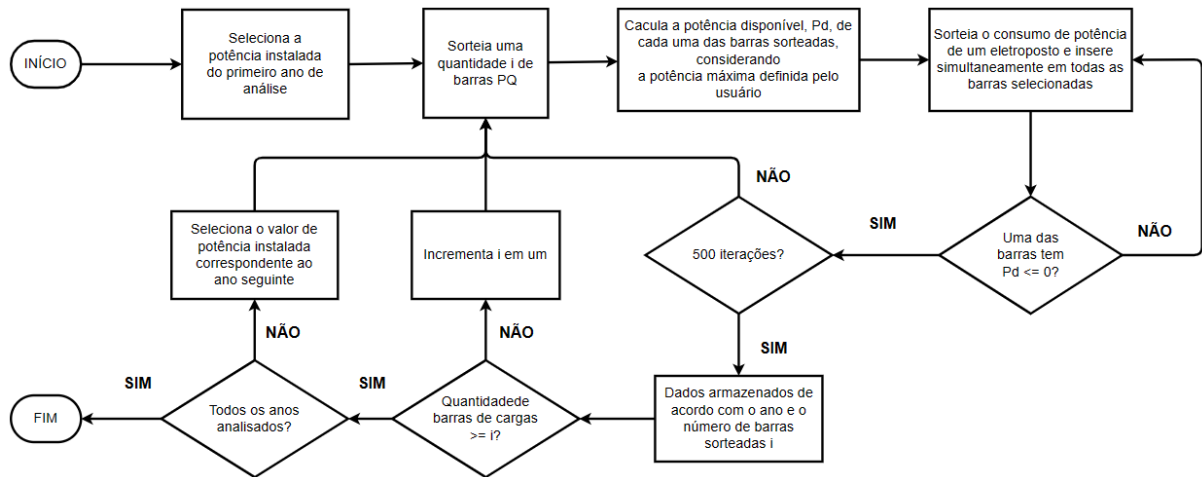


Figura 3.7: Fluxograma de análise de capacidade de hospedagem.

Fonte: Autor.

O primeiro passo é a seleção da carga instalada do primeiro ano de análise. Então, uma quantidade  $i$  de barras de carga é selecionada aleatoriamente, começando a partir de uma. Calcula-se a potência disponível de cada uma das barras, resultante da diferença entre a potência máxima definida pelo usuário e a potência de carga instalada. Um dos valores possíveis para o posto de carregamento é escolhido e inserido em todas as barra sorteadas simultaneamente. Após a primeira inserção, eletropostos são conectados sucessivamente até que ao menos uma das barras sorteadas uma tenha potência disponível menor ou igual a zero. Esse processo é repetido por 500 vezes. Os números sucessivos de vezes que os postos de carregamento são inseridos é armazenado para aquele ano e quantidade de barras  $i$ . Se  $i$  for menor que a quantidade de barras de carga da rede modelada, o valor de  $i$  é incrementado e o processo reiniciado. Ao repetir isso para todos os anos em análise, encerra-se o processo. Ao fim do método, cada ano conta com um conjunto de dados equivalente ao número de barras de carga da rede, cada um destes composto por 500 valores de quantidade de postos de carregamento inseridos durante a simulação.

### 3.5.2 Capacidade de Hospedagem para Operação Segura

A capacidade de hospedagem operacional é calculada considerando um ponto de máximo carregamento variável estabelecido pela potência limite para operação segura das barras do sistema, o que varia a depender das barras consideradas enquanto a carga instalada cresce com os passar dos anos e conexão de eletropostos, dessa forma as potências  $P_{máx}$   $P_{ini}$  são variáveis. O procedimento permite avaliar quantos postos de carregamento



podem ser conectados em cada uma das barras até que haja um colapso de tensão.

O cálculo da quantidade de eletropostos sob o paradigma operacional é feito de acordo com os passos mostrados na Figura 3.8.

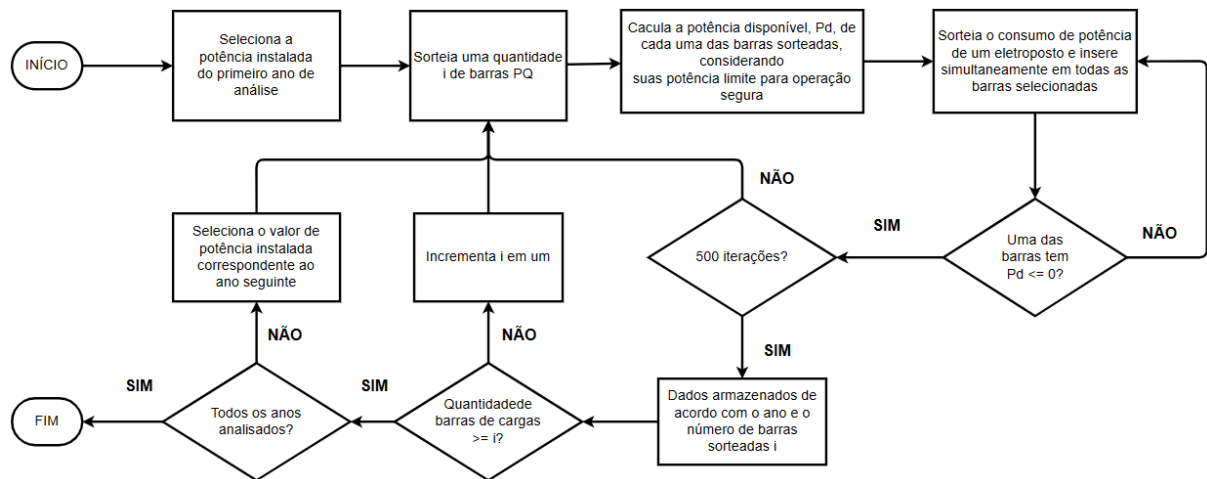


Figura 3.8: Fluxograma de cálculo de capacidade de hospedagem operacional.

Fonte: Autor.

O primeiro passo é a seleção da carga instalada do primeiro ano de análise. Então, uma quantidade  $i$  de barras de carga é selecionada aleatoriamente, começando a partir de uma. Calcula-se a potência disponível de cada uma das barras, resultante da diferença entre a potência a potência limite da barra e a potência de carga instalada. Um dos valores possíveis para o posto de carregamento é escolhido e inserido em todas as barra sorteadas simultaneamente. Após a primeira inserção, eletropostos são conectados sucessivamente até que ao menos uma das barras sorteadas uma tenha potência disponível menor ou igual a zero. Esse processo é repetido por 500 vezes. Os números sucessivos de vezes que os postos de carregamento são inseridos é armazenado para aquele ano e quantidade de barras  $i$ . Se  $i$  for menor que a quantidade de barras de carga da rede modelada, o valor de  $i$  é incrementado e o processo reiniciado. Ao repetir isso para todos os anos em análise, encerra-se o processo. Ao fim do método, cada ano conta com um conjunto de dados correspondente a  $i$  barras consideradas, compostos por 500 valores de quantidade de postos de carregamento inseridos durante a simulação.

### 3.6 Considerações Finais

A metodologia proposta para avaliação da estabilidade de tensão e capacidade de hospedagem de eletropostos em uma rede elétrica apresenta uma abordagem detalhada, estruturada e genérica, de fácil replicação a redes de variados tamanhos. A utilização de dados provenientes do SIN, a modelagem da rede no ANAREDE e a aplicação de algoritmos em Python para análise dos resultados demonstram uma integração entre fontes de informação, ferramentas de modelagem e linguagem de programação. As diferentes abordagens para avaliar a margem de estabilidade de tensão e capacidade de hospedagem, seja por paradigmas convencionais ou probabilísticos, oferecem uma visão ampla dos possíveis cenários operacionais do sistema diante da introdução de eletropostos. Essa metodologia permite não apenas compreender a viabilidade de integração de postos de carregamento na rede, mas também oferece uma base sólida para futuras análises e otimizações do sistema elétrico.

# Capítulo 4

## Análise dos Resultados

O Capítulo 3 detalhou as ferramentas e processos realizados na produção dos resultados. A determinação da margem de estabilidade de tensão e a capacidade de hospedagem deve seguir métodos bem definidos e confiáveis a fim de obter valores que descrevam um comportamento preciso da rede frente ao aumento de carga tanto periódico quanto proveniente dos postos de carregamento.

Este capítulo apresenta o sistema elétrico analisado, seus limites geográficos, características físicas e elétricas. Em sequência é feita a explanação de aspectos de apoio ao estudo, como a taxa de crescimento da carga do sistema, a delimitação das barras examinadas e o valor de potência consumida pelos eletropostos. Logo em seguida, são apresentados os casos de estudo. Define-se um caso como o cálculo de uma grandeza sob determinadas condições, como ponto de máximo carregamento específico, manutenção ou não da condição de operação segura e agrupamento, ou não, de barras pertencentes a um mesmo nível de tensão. Para cada um dos casos varia-se um ou mais parâmetros dentre os apresentados.

A primeira grandeza analisada é a margem de estabilidade de tensão. Esta é estudada sob duas perspectivas, sem a conexão de eletropostos à rede, em que o crescimento periódico e o ponto de máximo carregamento são os parâmetros considerados, e com a conexão destes, em que a quantidade de postos de carregamento, a potência anual e o ponto de máximo carregamento são parâmetros relevantes.

A capacidade de hospedagem é a segunda variável em foco neste estudo e é analisada sob duas perspectivas, tal qual a margem de estabilidade de tensão. O primeiro caso considera um ponto de máximo carregamento fixo, carga instalada para cada um dos anos

e a quantidade de barras em que ocorrerá a inserção de eletropostos, enquanto no segundo caso o ponto de máximo carregamento passa a ser a potência limite para manutenção da condição de operação segura de cada uma das barras.

## 4.1 Rede Elétrica

A rede elétrica avaliada neste trabalho supre a demanda de energia elétrica da região metropolitana de Manaus, constituída pela capital e os municípios de Presidente Figueiredo, Iranduba e Manacapuru, como apresenta a Figura 4.1.

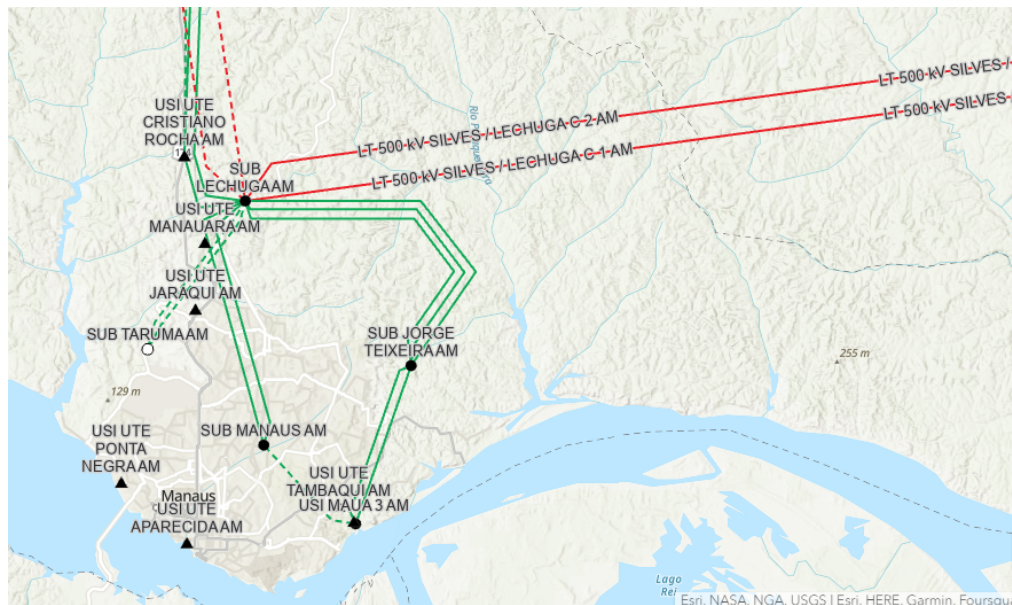


Figura 4.1: Mapa da região metropolitana de Manaus.

Fonte: SIN Maps, 2023.

O sistema é composto por níveis de tensão de transmissão e subtransmissão, entre eles 500kV, 230kV, 138kV e 69kV. A barra de referência pertence ao nível de tensão de 500kV e é interna à subestação de Silves, onde realiza-se a inserção do equivalente de Thévenin do Sistema Interligado Nacional (SIN).

A Figura 4.2 exhibe os subsistemas de 500kV e 230kV.



10, Centro, Compensa e o município de Iranduba.

Na subestação Mauá III existem duas UTEs conectadas, cuja geração é entregue à rede através de um transformador de 250MVA de capacidade e reatância de 5,6% cada. Nesta subestação a tensão também é reduzida a 138kV através de cinco transformadores reguladores de tensão de 150MVA de capacidade e reatância de 7,45%.

A subestação Manaus está conectada à Lexuga por dois circuitos de 20km. Um conjunto de quatro transformadores reguladores de tensão de 150MVA e reatância de 12,01% é responsável pela redução da tensão e o abastecimento de parte do subsistema de 69kV.

O subsistema de 138kV está identificado na Figura 4.3, na qual é possível ver conexões com os subsistemas de 69kV e 230kV.

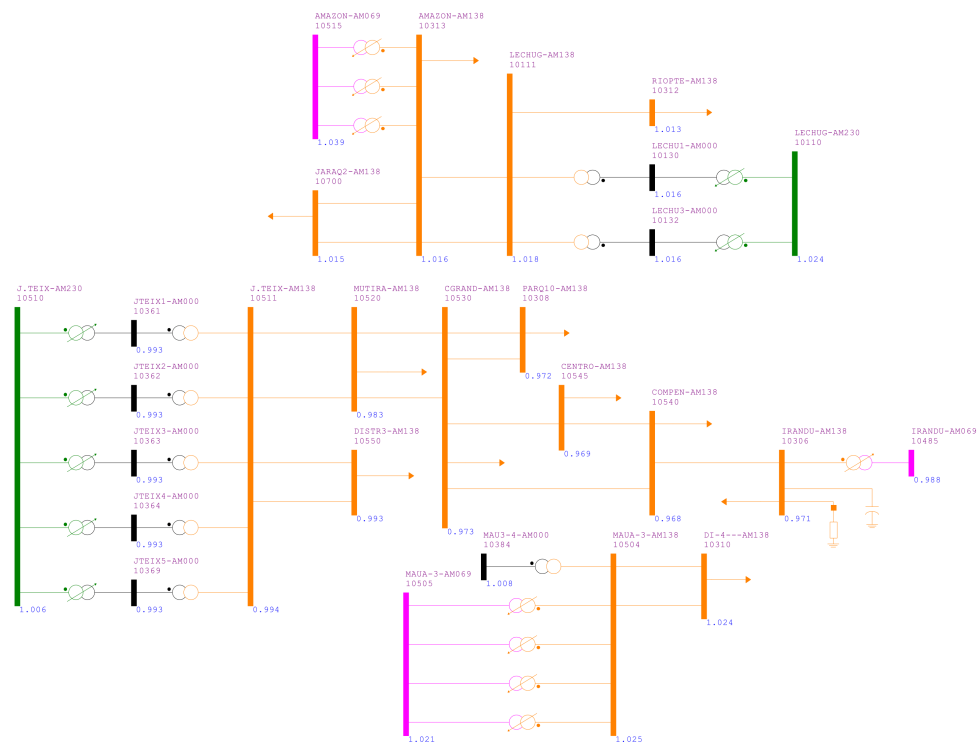


Figura 4.3: Subsistema 138kV

Fonte: Autor.

A partir de Lexuga a transmissão em 138kV é direcionada para as subestações Jaraqui 2, Amazonas e Rio Preto. Em Mauá III ocorre a redução da parte dois do subsistema de 69kV, realizado por um conjunto de quatro transformadores reguladores de tensão de 150MVA e reatância de 10,45%. O mesmo ocorre na subestação Amazonas, mas as características e a quantidade dos transformadores reguladores de tensão empregados é diferente, sendo estes três de 60MVA e reatância de 20%. A conexão à Jorge Teixeira é

mantida por dois circuitos de 30km, enquanto à Manaus é feita por um circuito de 13km.

No município de Iranduba a transmissão de 138kV também é reduzida a 69kV. Emprega-se um transformador regulador de tensão de 50MVA e reatância de 0,36%.

A Figura 4.4 ilustra a parte do subsistema de 69kV cujas barras estão nas regiões oeste e sul da cidade, além dos municípios de Iranduba e Manacapuru.

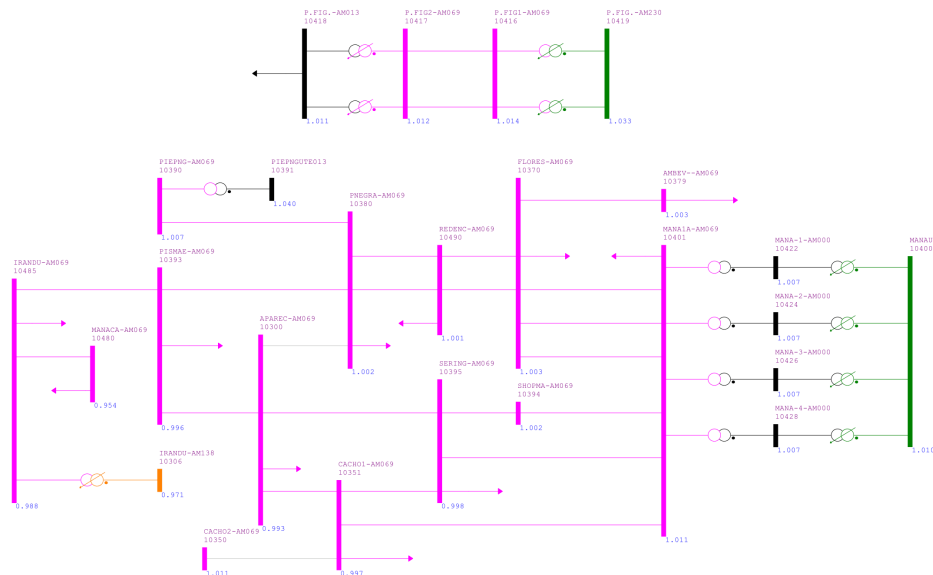


Figura 4.4: Subsistema 69kV - Zonas oeste e sul, Presidente Figueiredo, Iranduba e Manacapuru.

Fonte: Autor.

A UTE Ponta Negra conecta-se à rede através deste subsistema, a geração é entregue através de um transformador elevador de tensão com capacidade de 100MVA e reatância de 4,12%. A carga do município de Presidente Figueiredo é abastecida em 13,8kV, tensão obtida através da redução realizada por dois transformadores reguladores de tensão de 30MVA e reatância de 40%.

Na Figura 4.5 está a parte do subsistema de 69kV cujas barras estão nas zonas central, norte e leste da cidade.



Figura 4.5: Subsistema 69kV - Zonas norte, central e leste.

Fonte: Autor.

As UTEs Jaraqui, Tambaqui e Manaus entregam a potência gerada à rede através do subsistema de 69kV. A UTE Manaus conta com um transformador elevador de 70MVA e reatância de 12,15%. As UTEs Jaraqui e Tambaqui elevam a tensão através de um transformador de 70MVA e reatância de 6,47% cada.

O diagrama do sistema elétrico completo está disponível no Apêndice B.1.

Com a rede devidamente apresentada, o trabalho propõe-se a avaliar a resposta à inclusão de eletropostos das 49 barras de carga, pertencentes aos níveis de tensão de 138kV e 69kV, por isso, é pertinente discriminá-las acompanhadas de informações essenciais. A Tabela 4.1 apresenta tais barras.

## 4.2 Cenários de Estudo

O alicerce do estudo está no fluxo de carga continuado executado no *software* ANA-REDE. O conjunto de curvas que relacionam a potência ativa, em MW, com a tensão elétrica em pu é fundamental para observar o comportamento do sistema com o aumento de carga.



Tabela 4.1: Dados das barras analisadas.

| Código | Nome         | Nível de Tensão (kV) | Potência Limite (MW) |
|--------|--------------|----------------------|----------------------|
| 10111  | LECHUG-AM138 | 138                  | 4.362,47             |
| 10300  | APAREC-AM069 | 69                   | 4.093,52             |
| 10306  | IRANDU-AM138 | 138                  | 2.562,39             |
| 10308  | PARQ10-AM138 | 138                  | 2.709,09             |
| 10310  | DI-4—AM138   | 138                  | 4.239,90             |
| 10312  | RIOPTE-AM138 | 138                  | 4.362,47             |
| 10313  | AMAZON-AM138 | 138                  | 4.362,47             |
| 10320  | MAUAB1-AM069 | 69                   | 3.491,50             |
| 10325  | MAUAB2-AM069 | 69                   | 3.491,50             |
| 10335  | MAUA2M-AM069 | 69                   | 3.501,28             |
| 10344  | CONSE1-AM069 | 69                   | 3.520,84             |
| 10345  | CONSE2-AM069 | 69                   | 3.061,17             |
| 10350  | CACHO2-AM069 | 69                   | 3.295,89             |
| 10351  | CACHO1-AM069 | 69                   | 4.239,90             |
| 10370  | FLORES-AM069 | 69                   | 4.362,47             |
| 10379  | AMBEV—AM069  | 69                   | 4.362,47             |
| 10380  | PNEGRA-AM069 | 69                   | 4.239,90             |
| 10390  | PIEPNG-AM069 | 69                   | 4.362,47             |
| 10393  | PISMAE-AM069 | 69                   | 4.108,04             |
| 10394  | SHOPMA-AM069 | 69                   | 4.362,47             |
| 10395  | SERING-AM069 | 69                   | 4.239,90             |
| 10401  | MANA1A-AM069 | 69                   | 4.362,47             |
| 10402  | MANAU2-AM069 | 69                   | 3.061,17             |
| 10416  | P.FIG1-AM069 | 69                   | 4.362,47             |
| 10417  | P.FIG2-AM069 | 69                   | 4.362,47             |
| 10420  | DISTR1-AM069 | 69                   | 3.335,01             |
| 10421  | CESPEC-AM069 | 69                   | 3.286,11             |
| 10430  | CIDNOV-AM069 | 69                   | 2.777,54             |
| 10440  | DISTR2-AM069 | 69                   | 3.423,03             |
| 10445  | TAMBAQ-AM069 | 69                   | 3.618,64             |
| 10450  | SJOSE—AM069  | 69                   | 3.080,73             |
| 10451  | PLACIB-AM069 | 69                   | 3.276,33             |
| 10460  | STOANT-AM069 | 69                   | 4.362,47             |
| 10466  | SIVAM—AM069  | 69                   | 4.362,47             |
| 10480  | MANACA-AM069 | 69                   | 2.024,48             |
| 10485  | IRANDU-AM069 | 69                   | 2.982,93             |
| 10490  | REDENC-AM069 | 69                   | 4.362,47             |
| 10492  | MARAPA-AM069 | 69                   | 3.315,45             |
| 10504  | MAUA-3-AM138 | 138                  | 4.239,90             |
| 10505  | MAUA-3-AM069 | 69                   | 3.520,84             |
| 10509  | MUBL4M-AM069 | 69                   | 3.491,49             |
| 10511  | J.TEIX-AM138 | 138                  | 4.154,73             |
| 10513  | MUBL4D-AM069 | 69                   | 3.481,71             |
| 10520  | MUTIRA-AM138 | 138                  | 3.344,79             |
| 10530  | CGRAND-AM138 | 138                  | 2.757,99             |
| 10540  | COMPEN-AM138 | 138                  | 2.513,48             |
| 10545  | CENTRO-AM138 | 138                  | 2.552,61             |
| 10550  | DISTR3-AM138 | 138                  | 4.108,04             |
| 10700  | JARAQ2-AM138 | 138                  | 4.362,47             |

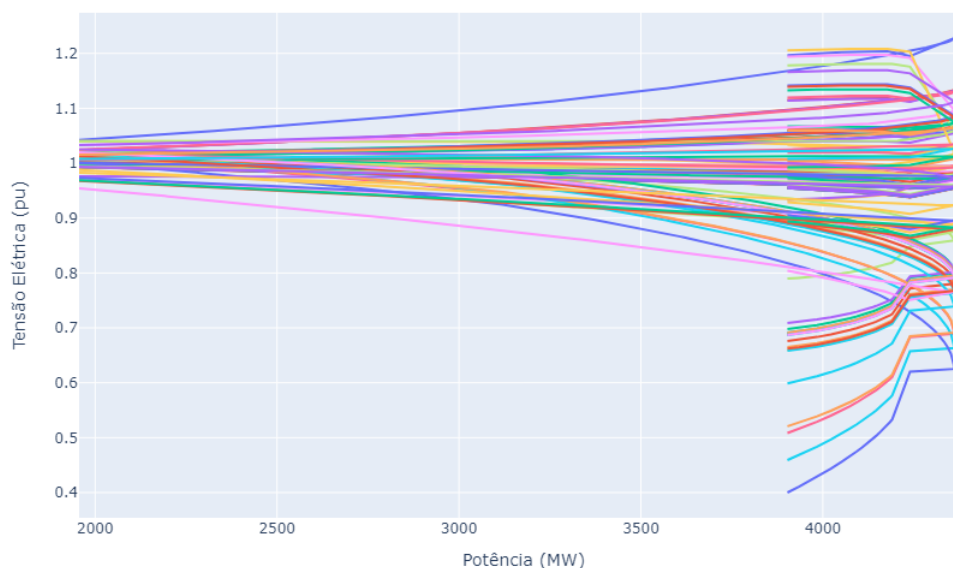


Figura 4.6: Curvas PV das barras da rede.

Fonte: Autor.

A Figura 4.6 apresenta as curvas PV de todas as 84 barras da rede. O eixo das abscissas mostra o incremento da potência do sistema a um passo de 0,5%, escolhido especificamente para este estudo, e a que tensão determina barra está submetida, no eixo das ordenadas.

### 4.2.1 Crescimento Periódico de Carga

A carga cresce a uma taxa média anual de 3,4%, inferior de 2,8% e superior de 4,1%, de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), estudo produzido pelo ONS. A fim de avaliar o cenário de estresse intenso ao sistema elétrico, considera-se que a carga do sistema cresça de acordo com taxa superior. A análise propõe-se a ser bianual, o que implica em um aumento de 8,2% de carga entre os anos dispostos na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Cargas bianuais.

| Ano  | Potência (MW) |
|------|---------------|
| 2026 | 1.642,69      |
| 2028 | 1.777,39      |
| 2030 | 1.923,14      |
| 2032 | 2.080,83      |
| 2034 | 2.251,46      |
| 2036 | 2.436,08      |

#### 4.2.2 Potência Consumida pelos Eletropostos

A justificativa encontra-se na avaliação do comportamento da rede após a conexão de postos de carregamento de veículos elétricos. Para tal, os postos de recarga conectados na rede são produzidos pela WEG, empresa nacional, disponíveis em quatro modelos diferentes [WEG \(2023\)](#). A diferença entre os modelos está na potência máxima consumida da rede e na potência entregue ao usuário.

Tabela 4.3: Modelos da estação de carregamento WEG WEMOB.

| Modelo      | Potência Consumida (kW) | Potência Entregue (kW) |    |
|-------------|-------------------------|------------------------|----|
|             |                         | CC                     | CA |
| WEMOB-S-060 | 114                     | 60                     | 43 |
| WEMOB-S-090 | 147                     | 90                     | 43 |
| WEMOB-S-120 | 180                     | 120                    | 43 |
| WEMOB-S-150 | 213                     | 150                    | 43 |

Fonte: Elaborada pelo autor com base em WEMOB Estações de Recarga para Veículos Elétricos, WEG, 2023.

A Tabela [4.3](#) demonstra os diferentes modelos de estações de carregamento, sua potência consumida e potência disponibilizada. Nota-se que a potência consumida cresce junto com a potência disponibilizada em corrente contínua, apesar da potência entregue em corrente alternada manter-se constante.

Para viabilizar a análise probabilística do efeito da conexão dos postos de recarga na margem de estabilidade e na capacidade de hospedagem, considera-se que os postos de

recarga terão três estações em operação simultânea quando inseridos no sistema. Como existem quatro modelos distintos de estações, o valor de  $n$  é igual a quatro e considerando o funcionamento simultâneo de três desses modelos,  $k$  é igual a três. Substituindo estes valores na Equação ??, tem-se:

$$C(6, 3) = \frac{6!}{3! \cdot 3!} = 20 \quad (4.1)$$

Com base na Equação 4.1, existem 20 combinações possíveis e únicas. Observou-se empiricamente que, somando os valores de potência consumida em cada uma dessas configurações possíveis, obtém-se um conjunto de dez valores distintos de potência que um posto pode consumir.

### 4.3 Avaliação da Margem de Estabilidade de Tensão

Os casos apresentados nesta seção não contam com a inserção de postos de carregamento na rede elétrica, permitindo, assim, analisar de maneira isolada o efeito do aumento de carga periódico na margem de estabilidade

#### 4.3.1 Margem de Estabilidade Convencional

Esta análise não prioriza a garantia da condição de operação segura em relação à tensão elétrica, mas é útil para avaliar até que ponto a rede consegue receber carga antes que ocorra um colapso de tensão, por isso tem-se  $P_{PMC} = 4.362, 47\text{MW}$ .

A Figura 4.7 apresenta os valores da margem com o passar dos anos.

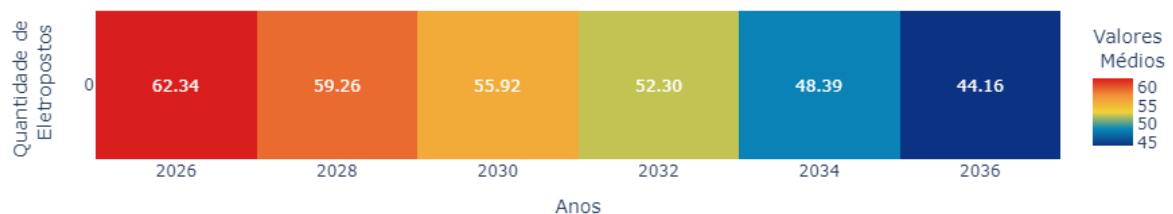


Figura 4.7: Evolução da margem de estabilidade de tensão convencional através dos anos.

Fonte: Autor.

O aumento da carga do sistema causa a queda da margem de 62,34%, em 2026, para

44,16%, em 2036. Este caso de análise apresenta valores da margem de estabilidade robustos e longe da margem de segurança mínima, definida entre 4% e 7%. A vultosidade da margem ocorre pela discrepância entre o PMC considerado e a potência inicial de cada um dos anos analisados.

#### 4.3.1.1 Margem de Estabilidade Convencional para 138kV

Neste caso sistema é submetido ao ponto de máximo carregamento da barra mais fraca pertencente ao nível de tensão de 138kV. Entende-se por barra mais fraca aquela com a menor potência limite para condição de operação segura.

O ponto de máximo carregamento passa a ser potência limite da barra de código 10540, nomeada COMPEN-AM138, sendo  $P_{PMC} = 2.513,49$  MW.

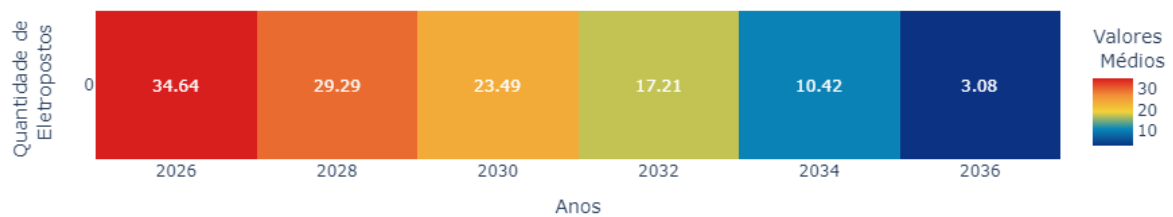


Figura 4.8: Evolução da margem de estabilidade de tensão convencional para 138kV através dos anos.

Fonte: Autor.

Através da avaliação da Figura 4.8, nota-se que os valores da margem da rede diminuem de 36,64%, em 2026, a 3,08%, em 2036. Este caso apresenta valores da margem de estabilidade baixos e próximos de um colapso de tensão nos anos finais de análise, visto que a margem do sistema já está fora do intervalo de segurança no último ano, o que indica a necessidade de reforços na rede, a fim de que mais cargas possam ser alocadas e a diminuição da margem seja atenuada.

#### 4.3.1.2 Margem de Estabilidade Convencional para 69kV

O sistema é exposto ao ponto de máximo carregamento da barra mais fraca pertencente ao nível de tensão de 69kV. O ponto de máximo carregamento, portanto, corresponde à potência limite da barra de código 10480, nomeada MANACA-AM069, sendo  $P_{PMC} = 2.024,48$  MW.



Figura 4.9: Evolução da margem de estabilidade de tensão convencional para 69kV através dos anos.

Fonte: Autor.

Ao observar a Figura 4.9, nota-se que a margem continua a diminuir, chegando a 18,86% em 2026, e atingindo valores nulos a partir de 2032, indicando um colapso de tensão no sistema.

Este caso revela margens de estabilidade muito baixas, o que se deve ao emprego de um ponto de máximo carregamento muito próximo das potências de operação anuais. Em 2032 a potência de operação da rede já ultrapassa o ponto de máximo carregamento considerado.

#### 4.3.1.3 Comparativo entre Valores Margem de Estabilidade Convencional

Através dos três casos apresentados nesta seção, nota-se o impacto do ponto de máximo carregamento sobre os valores da margem de estabilidade. A comparação ano a ano mostra uma queda brusca nos resultados encontrados. A Tabela 4.4 ilustra a diminuição dos valores da margem com o ponto de máximo carregamento.

Tabela 4.4: Margem de estabilidade de tensão percentual por ano e PMC.

| Ano  | Convencional (%) | 138kV (%) | 69kV (%) |
|------|------------------|-----------|----------|
| 2026 | 62,34            | 34,64     | 18,86    |
| 2028 | 59,26            | 29,29     | 12,21    |
| 2030 | 55,92            | 23,49     | 5,01     |
| 2032 | 52,30            | 17,21     | 0        |
| 2034 | 48,39            | 10,42     | 0        |
| 2036 | 44,16            | 3,08      | 0        |

O ano de 2026 não apresenta problemas em nenhum dos três casos, com valores da

margem de 62,34% para PMC convencional, 34,64% para PMC em 138kV e 18,86% para o PMC em 69kV. Apesar dos valores naturalmente menores em 2028, as margens obtidas ainda estão longe de valores alarmantes, com 59,26%, 29,29% e 12,21%, respectivamente. Em 2030, o sistema entra no intervalo de segurança da margem de estabilidade, com 5,01% em 69kV, 55,92% e 23,49% para os outros dois casos. Em 2032 a margem convencional cai pouco, atingindo 52,30%, 17,21% e margem nula. Em 2034 vê-se 48,39%, 10,42% e margem nula para PMC de 69kV. Em 2036 os valores da margem são 44,16%, 3,08% e nulo.

A queda nos valores da margem com o passar dos anos ocorre pelo o aumento da potência inicial  $P_{ini}$ , conforme a Equação 2.2. Isso decorre do crescimento do consumo de potência da rede elétrica pela carga. A queda dos valores caso a caso, por outro lado, acontece pela variação do parâmetro  $P_{máx}$ , modificado para avaliar o comportamento da rede sob pontos de máximo carregamento característicos dos grupos de tensão selecionados, junto do aumento de consumo de energia elétrica.

Em 2032, um colapso de tensão poderia causar um efeito cascata, começando por Manacapuru e afetando o restante do sistema. Isso ocorre porque a barra 10480, que fornece energia elétrica em 69kV para o município, tem uma potência limite menor que a potência de operação do ano em questão e, quando considerada como PMC no terceiro caso desta subseção, apresenta o valor nulo para a margem.

### 4.3.2 Margem de Estabilidade Operacional

A análise dos valores da margem de estabilidade operacional visa determinar a margem a partir do agrupamento de barras de mesmo nível de tensão, conforme mostra a Figura 3.4. Dessa maneira, é possível entender como os subsistemas reagem ao incremento de carga. O ponto de máximo carregamento passa a ser o valor de potência limite que garante condição de operação segura para a barra selecionada.

#### 4.3.2.1 Margem de Estabilidade Operacional para 138kV

Nesse nível de tensão existem 14 barras, com limites de potência entre 2.513,49 e 4.362,47 MW. O limite inferior é definido pela barra 10540, COMPEN-AM069, e o limite superior corresponde à potência limite das barras 10111, 10312, 10313, e 10700.

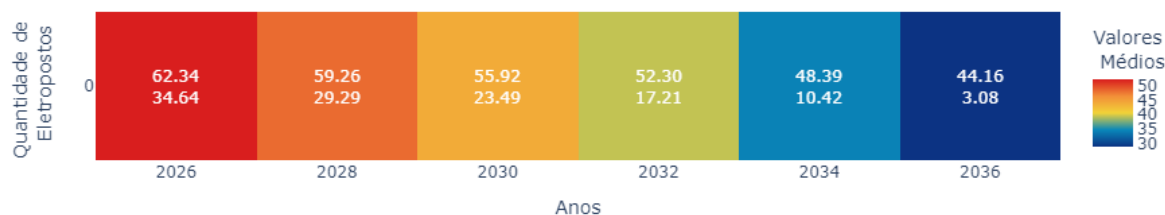


Figura 4.10: Evolução da margem de estabilidade de tensão operacional para 138kV através dos anos.

Fonte: Autor.

A margem de estabilidade de tensão segue a tendência de reduzir com o passar dos anos, conforme a Figura 4.10. Em 2026 os valores da margem estão entre 62,34% e 34,64%. Em 2036 a margem estará entre 44,16% e 3,08%, o que é preocupante, visto que neste ano o sistema estaria fora da margem de segurança e perigosamente próximo de um colapso de tensão.

#### 4.3.2.2 Margem de Estabilidade Operacional para 69kV

Nesse nível de tensão existem 35 barras, com limites de potência entre 2.024,48MW e 4.362,47MW. O limite inferior é definido pela barra 10480, MANACA-AM069, e o limite superior corresponde à potência limite das barras 10370 a 10490. A consideração da potência limite da barra 10480 como um ponto de máximo carregamento possível tem impactos significativos nos cálculos realizados.

A Figura 4.11 mostra o comportamento para margem operacional das barras em 69kV em queda ao longo dos anos e registra menores valores em comparação ao nível de tensão de 138kV.

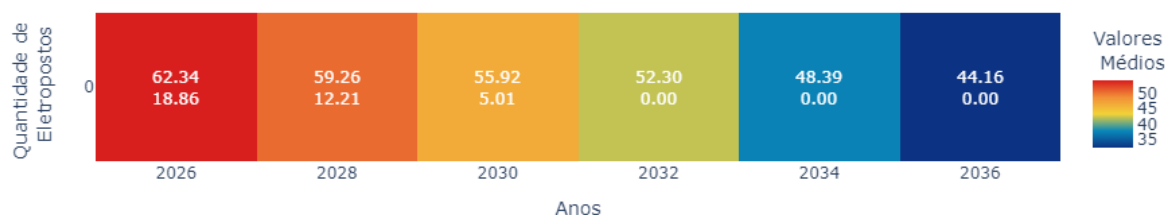


Figura 4.11: Evolução da margem de estabilidade de tensão operacional para 69kV através dos anos.

Fonte: Autor.



Em 2026 os valores da margem estão entre 62,34% e 18,86%. Em 2030 tem-se margens entre 55,92% e 5,01%, indicando barras do sistema no intervalo de segurança. A partir de 2032 há barras com margem nula, simbolizando um colapso de tensão.

#### 4.3.2.3 Comparativo entre Valores da Margem de Estabilidade Operacional

Os dois casos apresentados nesta subseção mostra que o sistema, quando analisado barra a barra, estará submetido a diferentes valores da margem de estabilidade. A comparação ano a ano mostra a degradação dessa grandeza.

Tabela 4.5: Margem de estabilidade de tensão operacional percentual por ano e PMC.

| Ano  | 138kV (%) |        | 69kV (%) |        |
|------|-----------|--------|----------|--------|
|      | Máxima    | Mínima | Máxima   | Mínima |
| 2026 | 62,34     | 34,64  | 62,34    | 18,86  |
| 2028 | 59,26     | 29,29  | 59,26    | 12,21  |
| 2030 | 55,92     | 23,49  | 55,92    | 5,01   |
| 2032 | 52,30     | 17,21  | 52,30    | 0      |
| 2034 | 48,39     | 10,42  | 48,39    | 0      |
| 2036 | 44,16     | 3,08   | 44,16    | 0      |

Na Tabela 4.5 vê-se que o ano de 2026 não apresenta problemas em nenhum dos dois casos, com valores da margem entre 62,34% e 34,64% para o subsistema de 138kV e 18,86% para o subsistema de 69kV. Em 2028 as margens obtidas ainda estão longe de valores alarmantes entre 59,26%, 29,29% para 138kV e 12,21%. Em 2030 o subsistema de 69kV entra no intervalo de segurança da margem de estabilidade, com 5,01% como limite inferior da margem, enquanto ainda tem-se 23,49% como limite inferior em 138kV. A partir de 2030, o subsistema de 69 kV entrará em colapso de tensão.

Os valores máximos de margem coincidem, isso porque nos dois grupos de tensão há barras com potência limite de 4.362,47MW. Os valores mínimos são provenientes da potência limite das barras 10540 e 10480, em 138kV e 69kV, respectivamente.

Na ocorrência de um colapso de tensão os problemas seriam observados primeiramente na região de Manacapuru, visto que a barra 10480 tem a menor potência limite e fornece a energia elétrica para a região.

O encolhimento da margem com o passar dos anos ocorre pelo aumento da potência inicial  $P_{\text{ini}}$ , de acordo a Equação 2.2. Isso decorre do crescimento do consumo de potência da rede elétrica pela carga. A queda dos valores caso a caso, por outro lado, acontece pela variação do parâmetro  $P_{\text{máx}}$ , modificado para avaliar o comportamento dos subsistemas da rede perante o aumento de consumo de energia elétrica.

## 4.4 Avaliação Probabilística da Margem de Estabilidade de Tensão

A análise probabilística dos valores da margem de estabilidade visa determinar a margem do sistema após a inserção de eletropostos na rede. A natureza variável da potência consumida, apresentada na Subseção 4.2.2, junto da variação da quantidade de eletropostos conectados permite que a margem assuma uma gama variada de valores.

A Figura 3.5 mostra o passo a passo realizado para obtenção dos dados analisados nesta seção.

### 4.4.1 Margem de Estabilidade Probabilística Convencional

Para este caso considera-se  $P_{\text{PMC}} = 4.362,47\text{MW}$ , o máximo valor de potência antes de um colapso de tensão. Assim como na Subseção 4.3.1, o objetivo é avaliar a capacidade de recebimento de carga da rede sem a garantia da condição de operação segura. A Figura 4.12 apresenta o comportamento da rede com o passar dos anos e o aumento da quantidade de eletropostos adicionados.

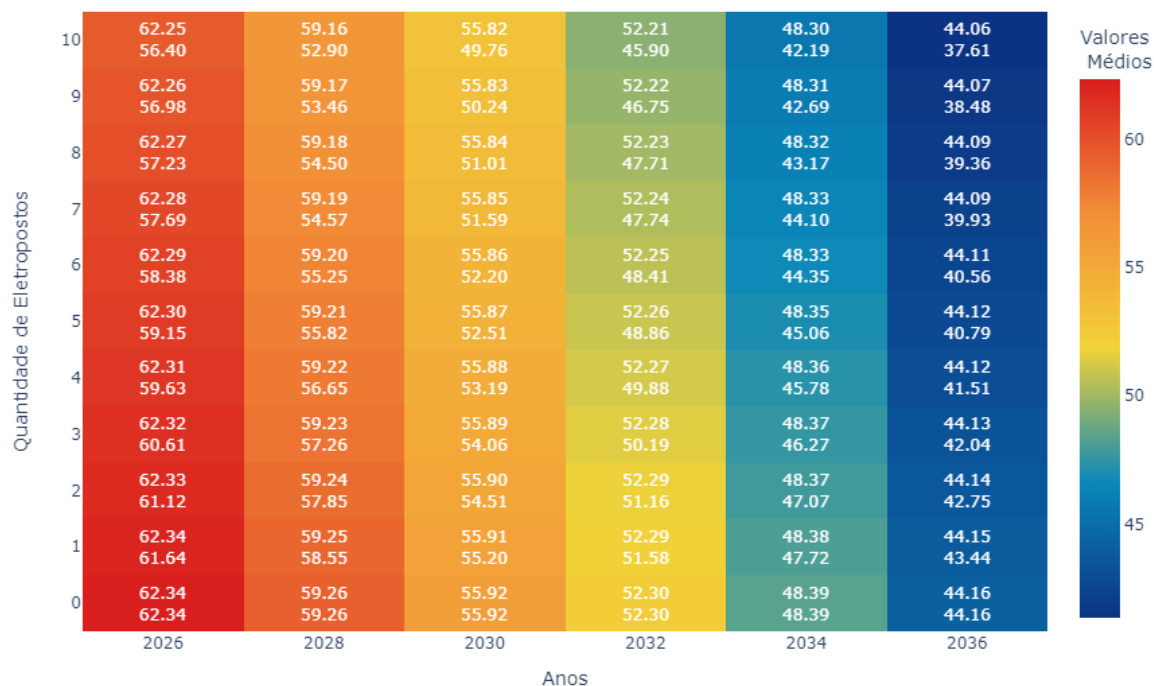


Figura 4.12: Evolução da margem de estabilidade de tensão probabilística com o número de eletropostos através dos anos.

Fonte: Autor.

A tendência de queda mantém-se neste caso. Considerando os valores da margem com pelo menos um posto incluído tem-se, em 2026, os maiores valores da margem, indo de 62,34% a 37,94%. Os valores continuam a cair até 2036, cuja margem máxima é de 44,15% e mínima é 37,94%. Este caso de análise apresenta valores da margem de estabilidade robustos e longe da margem de segurança mínima.

#### 4.4.1.1 Margem de Estabilidade Probabilística Convencional para 138 kV

Agora o sistema é submetido ao ponto de máximo carregamento da barra mais fraca pertencente ao nível de tensão de 138kV. A referência de potência é retirada da barra de código 10540,  $P_{PMC} = 2.513,49\text{MW}$ .

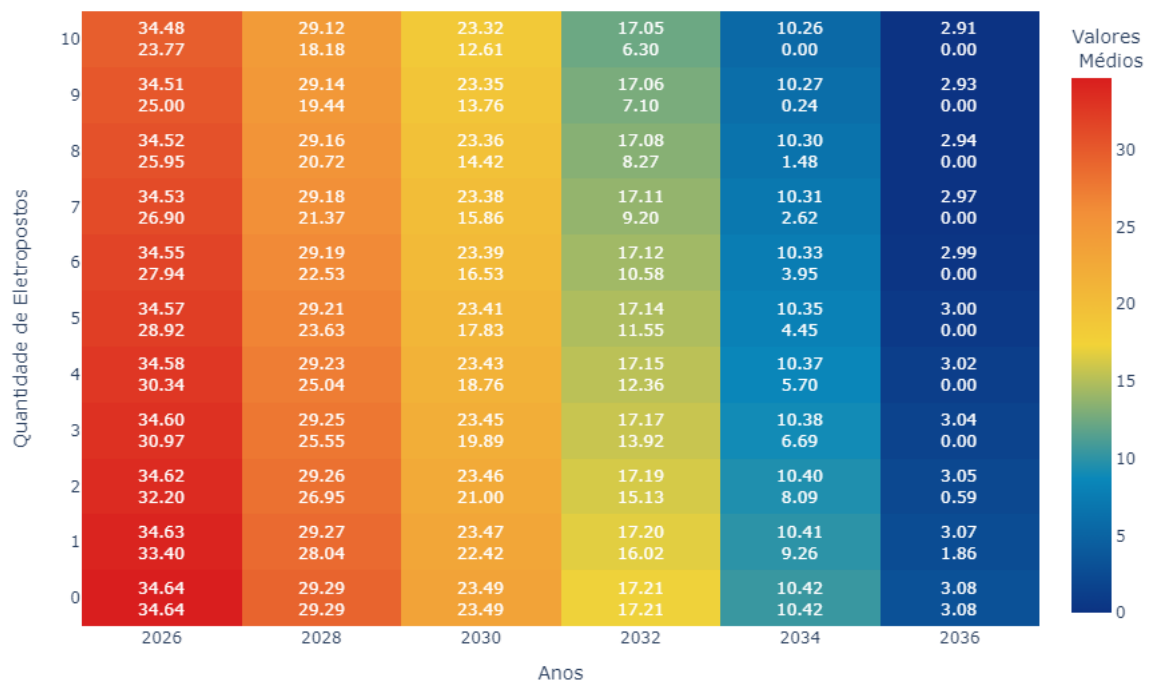


Figura 4.13: Evolução da margem de estabilidade de tensão probabilística para nível de tensão de 138kV com o número de eletropostos através dos anos.

Fonte: Autor.

Através da avaliação da Figura 4.13, considerando a inclusão de ao menos um posto, nota-se que os valores da margem da rede diminuem. Em 2026 os valores da margem vão de 62,34% a 23,51%. Em 2034 o sistema entra na margem de segurança mínima quando três postos são incluídos em cada uma das barras de carga, atingindo 6,82%. Ainda neste ano as margens continuam a cair até que ocorre o colapso para dez eletropostos por barra. O ano de 2036 registra margens em um intervalo de 44,15% a zero, o que denota novamente um colapso de tensão em uma barra do subsistema.

Este caso de análise apresenta valores da margem de estabilidade robustos e longe da margem de segurança mínima para algumas das barras, enquanto no mesmo subsistema existem barras a beira, ou efetivamente em colapso de tensão.

#### 4.4.1.2 Margem de Estabilidade Probabilística Convencional para 69kV

A rede é submetida ao ponto de máximo carregamento da barra mais fraca pertencente ao nível de tensão de 69kV. A referência de potência é retirada da barra número 10480,  $P_{PMC} = 2.024,48\text{MW}$ .

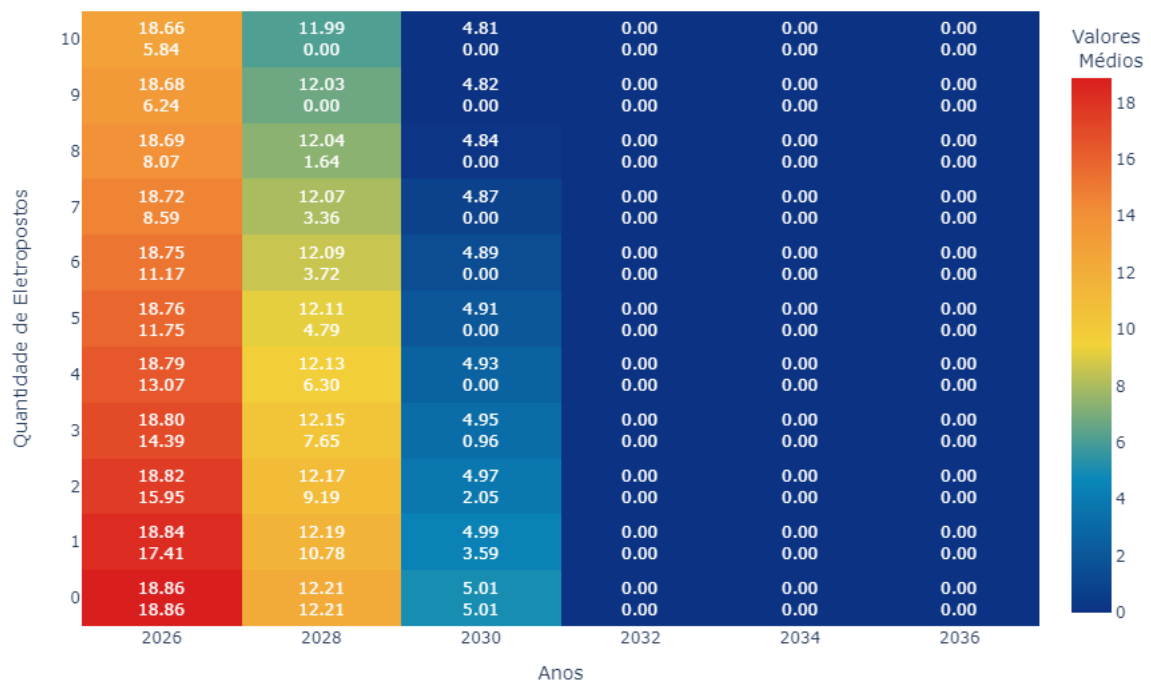


Figura 4.14: Evolução da margem de estabilidade de tensão probabilística para nível de tensão de 69kV com o número de eletropostos através dos anos.

Fonte: Autor.

Observando a Figura 4.14, nota-se que as margens continuam reduzindo com o aumento de eletropostos conectados. Em 2026 os valores da margem vão de de 18,84% a 5,56%. Em 2028 o sistema já poderia sair do intervalo de segurança, a partir de seis eletropostos alocados, com 3,98% da margem. Em 2030 o sistema estaria à beira da instabilidade, a partir de três postos de recarga alocados, com um valor máximo de 4,93% e mínimo de zero. Com a alocação de quatro eletropostos, o colapso do sistema seria iminente.

#### 4.4.1.3 Comparativo entre Valores da Margem de Estabilidade Probabilística Convencional

Os casos apresentados nas duas subseções anteriores mostram que as cada uma das barras do sistema apresenta um valor para a margem de estabilidade e comparação ano a ano evidencia a redução da grandeza. A Tabela 4.6 apresenta os valores máximos e mínimos para cada ano e nível de tensão estudado.

Tabela 4.6: Margem de estabilidade de tensão probabilística convencional percentual por ano e nível de tensão.

| Ano  | 138kV (%) |        | 69kV (%) |        |
|------|-----------|--------|----------|--------|
|      | Máxima    | Mínima | Máxima   | Mínima |
| 2026 | 34,63     | 23,77  | 18,84    | 5,84   |
| 2028 | 29,27     | 18,18  | 12,19    | 0      |
| 2030 | 23,47     | 12,61  | 4,99     | 0      |
| 2032 | 17,20     | 6,11   | 0        | 0      |
| 2034 | 10,41     | 0      | 0        | 0      |
| 2036 | 3,07      | 0      | 0        | 0      |

No ano de 2026 os valores da margem de estabilidade de tensão são altos e não indicam um colapso de tensão, entretanto a margem mínima em 69kV mostra-se dentro do intervalo de segurança. O limite superior é de 34,63%, enquanto o limite inferior é 23,77% para o subsistema de 138kV e 5,84% para o subsistema de 69kV. Em 2028 as margens obtidas apresentam estados diferentes para cada um dos subsistemas. Em 138kV tem-se valores aceitáveis, entre 29,27% e 18,18%, enquanto em 69kV o limite superior é de 12,19% e o inferior é de zero, o que indica a possibilidade de um colapso de tensão nesse ano. O anos de 2030 comporta-se exatamente como 2028, com o subsistema de 138kV com margens positivas e a possibilidade de colapso em 69kV. Em 2032, o sistema assume valores nulos para margem de estabilidade, o que indica a incapacidade de receber novas cargas. Os anos de 2034 e 2036 apresentam a possibilidade de um colapso de tensão para os dois níveis de tensão.

A partir de 2028 existe a possibilidade de um colapso de tensão no subsistema de 69kV. Os problemas seriam observados primeiramente na região de Manacapuru, visto que a barra 10480 tem a menor potência limite e fornece a energia elétrica para a região. Para 2034 e 2036, a mesma região seria a primeira a sofrer danos visto que entre as barras de carga, a de menor potência limite entre os subsistemas está em Manacapuru.

### 4.4.2 Margem de Estabilidade de Tensão Probabilística Operacional

Nos casos a seguir a grandeza alvo é, mais uma vez, determinada a partir do agrupamento de barras em um mesmo nível. O ponto de máximo carregamento passa a ser o valor de potência que garante a condição de operação segura para a barra selecionada, como ilustra a Figura ??.

#### 4.4.2.1 Margem de Estabilidade Probabilística Operacional para 138kV

A margem de estabilidade de tensão segue a tendência de diminuir com o passar dos anos, consoante a Figura 4.15.

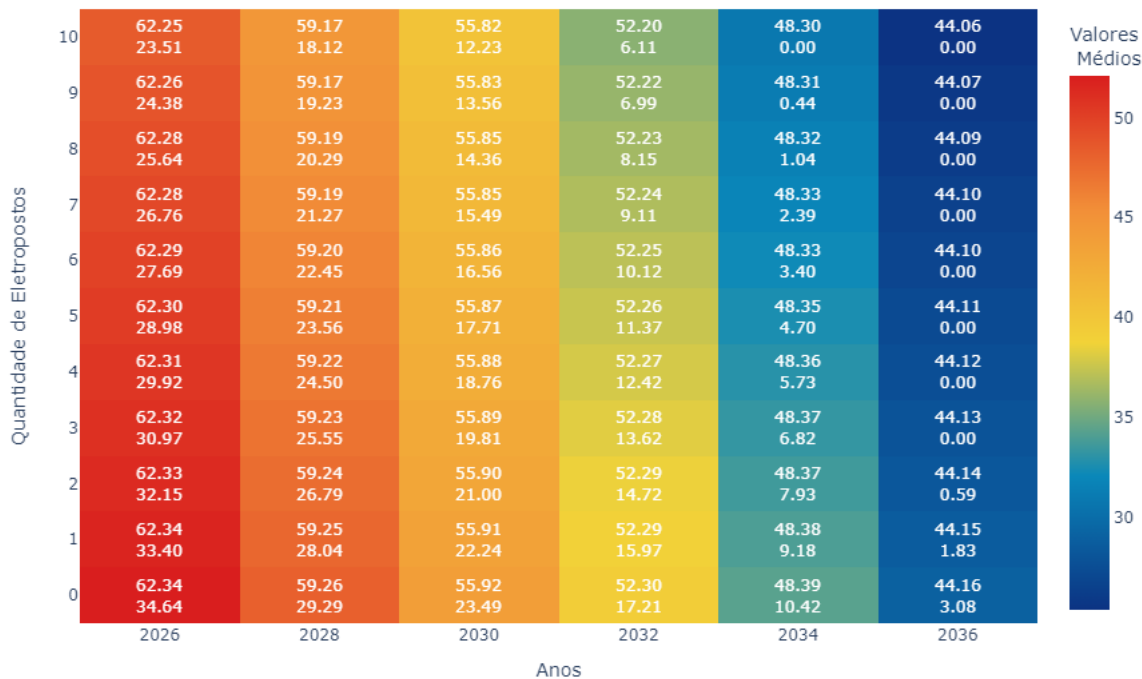


Figura 4.15: Evolução da margem de estabilidade de tensão probabilística operacional para nível de tensão de 138kV com o número de eletropostos através dos anos.

Fonte: Autor.

Em 2026 os valores da margem são maiores, variando de 62,33% a 53,43%. Em 2032 o sistema entra no intervalo de segurança, com valores da margem entre 52,22% e 6,99% quando nove postos de carregamento são conectados em cada uma das barras. Em 2034 vê-se a tendência de redução dos valores da margem e para dez eletropostos conectados

à rede, ocorre um colapso de tensão. Em 2036 os valores da margem vão de 44,15% a zero. O colapso de tensão acontece quando três eletropostos são inseridos em cada uma das barras.

4.4.2.2 Margem de Estabilidade Probabilística Operacional para 69kV

A Figura ?? apresenta o comportamento do subsistema de 69kV.

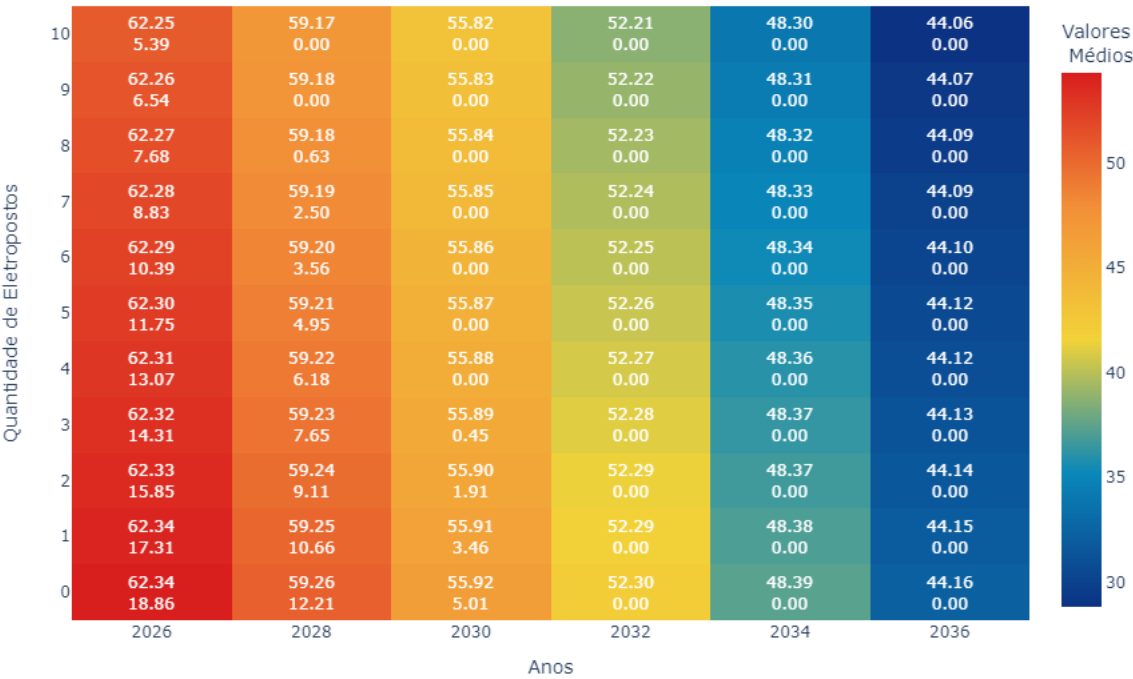


Figura 4.16: Evolução da margem de estabilidade de tensão probabilística operacional para nível de tensão de 69kV com o número de eletropostos através dos anos.

Fonte: Autor.

Com a inserção de eletropostos na rede, os valores da margem ficam entre 18,84% e 5,56% em 2026. A margem pode sair do intervalo de segurança em 2030, com dois postos de recarga conectados. Ainda neste ano, a depender dos valores que os pontos conectados assumirem o sistema entra em colapso, quando quatro destes são conectados. Em 2032 o sistema é completamente inábil de receber postos de carregamento.



#### 4.4.2.3 Comparativo entre Valores da Margem de Estabilidade Probabilística Operacional

Os dois casos apresentados nas duas subseções anteriores mostra que as cada uma das barras do sistema apresenta um valor para a margem de estabilidade e comparação ano a ano evidencia a redução da grandeza. A Tabela 4.7 apresenta os valores máximos e mínimos para cada ano e nível de tensão estudado.

Tabela 4.7: Margem de estabilidade de tensão probabilística operacional percentual por ano e nível de tensão.

| Ano  | 138kV (%) |        | 69kV (%) |        |
|------|-----------|--------|----------|--------|
|      | Máxima    | Mínima | Máxima   | Mínima |
| 2026 | 62,34     | 23,51  | 62,34    | 5,39   |
| 2028 | 59,25     | 18,12  | 59,25    | 0      |
| 2030 | 55,91     | 12,23  | 55,91    | 0      |
| 2032 | 52,29     | 6,11   | 52,30    | 0      |
| 2034 | 48,38     | 0      | 48,38    | 0      |
| 2036 | 44,15     | 0      | 44,15    | 0      |

No ano de 2026 os valores da margem de estabilidade de tensão são altos e não denotam um colapso de tensão iminente, apesar da margem mínima em 69kV já estar dentro do intervalo de segurança. O limite superior é de 62,34%, enquanto o limite inferior é 23,51% para o subsistema de 138kV e 5,39% para o subsistema de 69kV. Em 2028 as margens obtidas apresentam estados diferentes para cada um dos subsistemas. Em 138kV tem-se valores altos entre 59,25% e 18,12%, enquanto em 69kV o limite inferior é de zero, o que indica a possibilidade de um colapso de tensão nesse ano. Os anos de 2030 e 2032 mimetizam o comportamento de 2028, com o subsistema de 138kV com margens positivas e a possibilidade de colapso em 69kV. Os anos de 2034 e 2036 têm margem máxima de 48,28% e 44,15%, respectivamente, a margem mínima é nula, o que apresenta a possibilidade de colapso de tensão para os dois subsistemas.

Os valores máximos de margem coincidem, isso porque nos dois grupos de tensão há barras com potência limite de 4.362,47MW. Os valores mínimos são provenientes de cálculos realizados com a potência limite das barras 10540 e 10480, em 138kV e 69kV, respectivamente.

A partir de 2028 existe a possibilidade de um colapso de tensão no subsistema de 69kV. Os problemas seriam observados primeiramente na região de Manacapuru, visto que a barra 10480 tem a menor potência limite e fornece a energia elétrica para a região. Para 2034 e 2036, a mesma região seria a primeira a sofrer danos visto que entre as barras de carga, a de menor potência limite entre os subsistemas está em Manacapuru.

### **4.4.3 Avaliação da Capacidade de Hospedagem de Eletropostos**

A capacidade de hospedagem do sistema baseia-se na quantidade de eletropostos possíveis de serem alocados no intervalo de potência disponível a partir do ponto de operação até o ponto de máximo carregamento.

#### **4.4.3.1 Capacidade de Hospedagem Convencional**

Para este caso considera-se  $P_{PMC} = 4.362,47\text{MW}$ , o máximo valor de potência que o sistema suporta antes de um colapso. Exatamente como na Subseção 4.3.1, avalia-se a capacidade do sistema de receber carga, sem a garantia da condição de operação segura.

Na Figura 4.17 demonstra a quantidade de eletropostos que podem ser incluídos a cada ano e pela quantidade de barras consideradas.

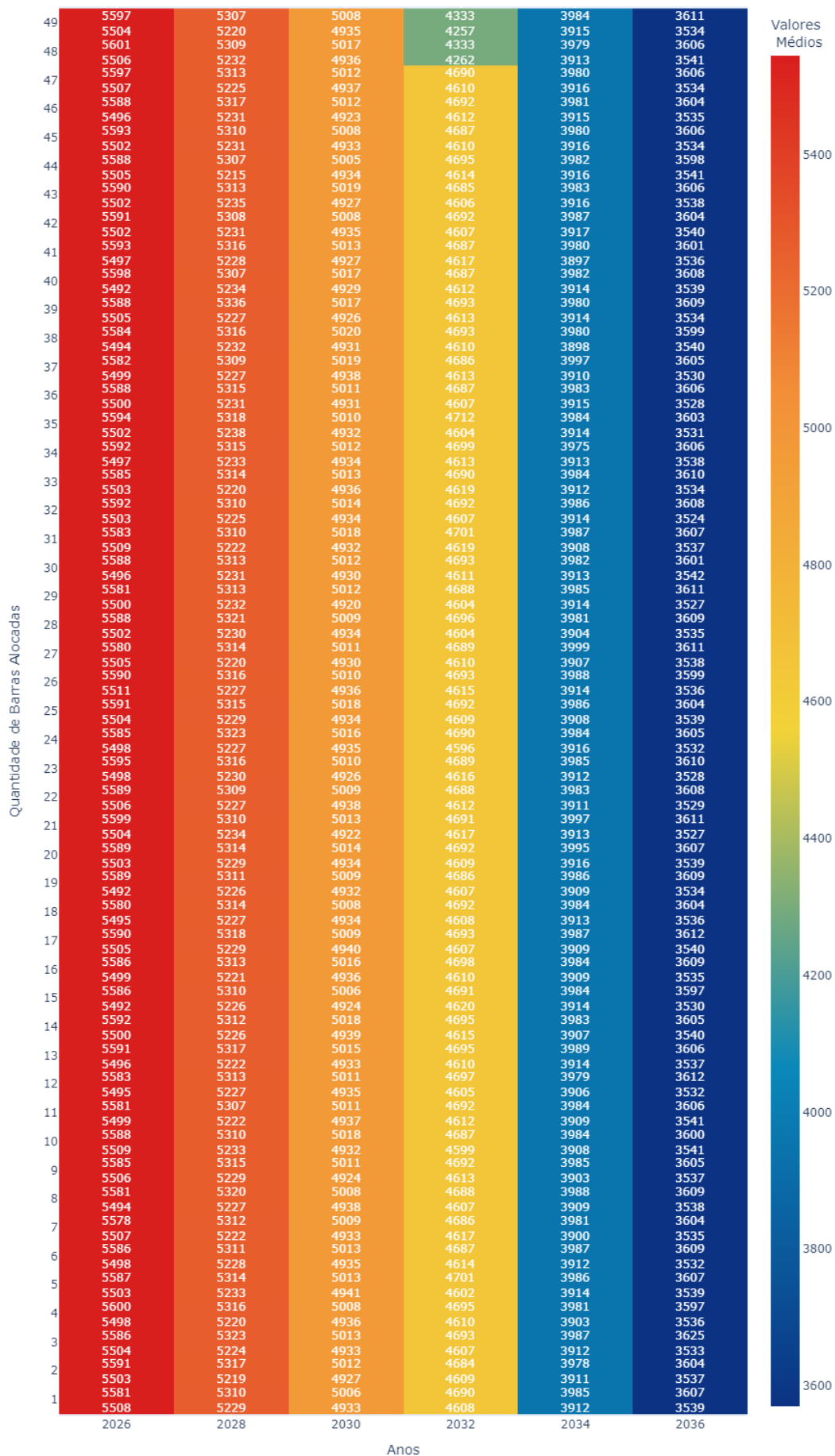


Figura 4.17: Evolução da capacidade de hospedagem convencional com o número de barras alocadas através dos anos.



Fonte: Autor.

Observa-se que, quando analisado de maneira isolada, o número de barras alocadas tem pouca influência na capacidade de hospedagem, uma vez que os valores máximos e mínimos para cada caso são muito próximos uns dos outros. Por outro lado, é notável a diminuição da capacidade ao longo dos anos, mas apesar dessa tendência, é importante ressaltar que os valores alcançados ainda são consideráveis em quantidade.

#### **4.4.3.2 Capacidade de Hospedagem para Operação Segura**

A grandeza em questão é calculada para cada uma das barras consideradas no estudo. O ponto de máximo carregamento passa a ser o valor de potência que garante a condição de operação segura para a barra selecionada, como ilustra a Figura 3.8.

Na Figura 4.18 vê-se a quantidade de postos de carregamento que a rede suporta com o passar dos anos e o aumento de barras alocadas.

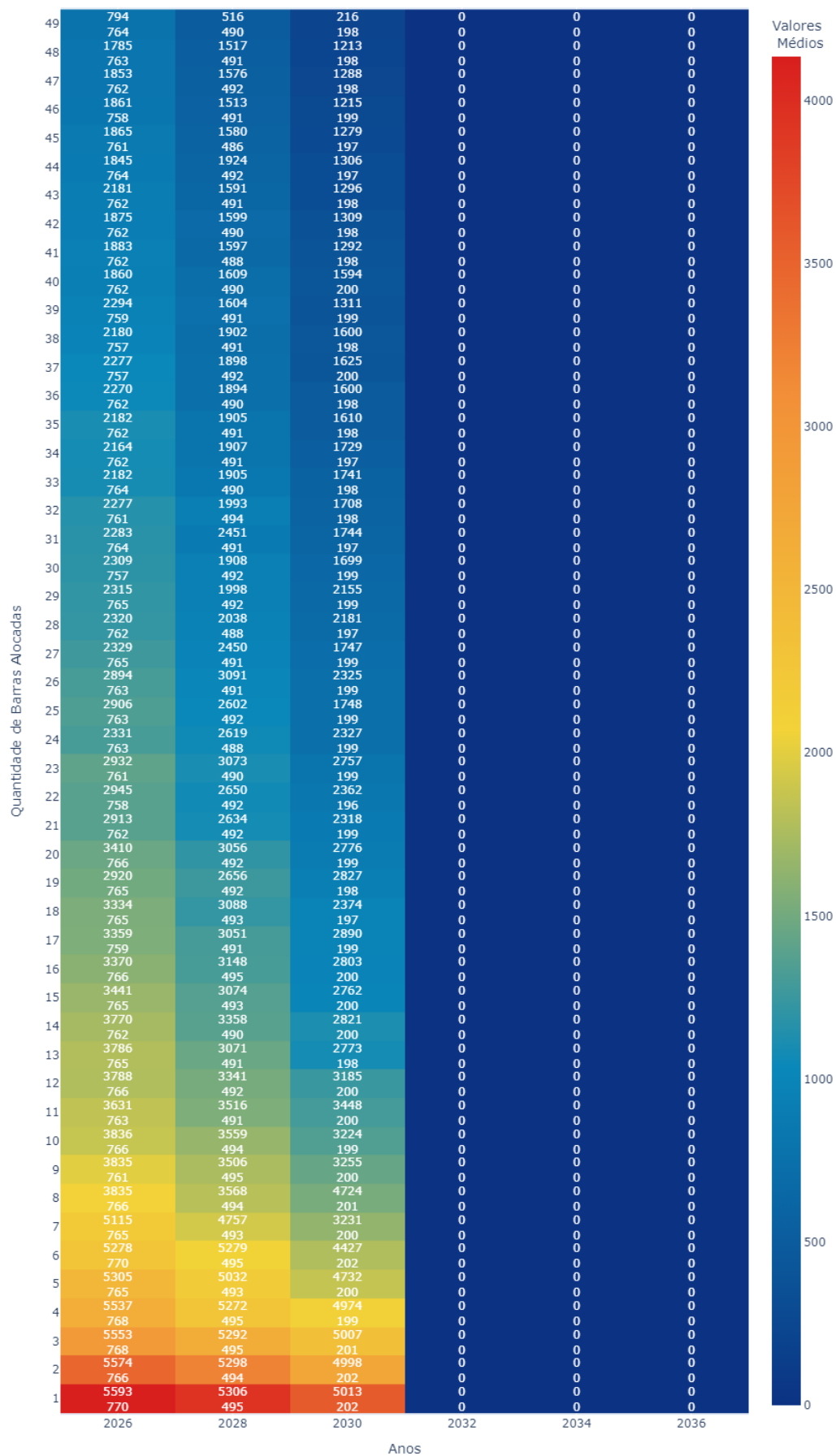


Figura 4.18: Evolução da capacidade de hospedagem para condição de operação segura com o número de eletropostos através dos anos.

Fonte: Autor.



É no ano de 2026 que a quantidade de eletropostos que o sistema pode receber é maior, entre 5593, para uma barra selecionada, e 764, para 49 barras. Em 2028, a quantidade de eletropostos fica entre 5306 a 490. O ano de 2030 é o último em que o sistema ainda é capaz de receber postos de carregamento, indo de 5013 com um barra selecionada, até 198 com 49 delas. Em 2032 o sistema já não é capaz de receber nenhuma estação de carregamento, isso acontece pois no ano mencionado, o ponto de operação inicial já é maior que o potência limite da barra 10480, o que implica na inoperabilidade do sistema e a subsequente incapacidade de receber novas estações.

#### 4.4.4 Considerações Finais

O crescimento anual de consumo de energia elétrica acarreta um aumento de carga a qual a rede elétrica, apresentada na Seção 4.1, é submetida. Esse aumento de consumo afeta o comportamento do sistema elétrico, à medida em que mais consumidores, residenciais, comerciais ou industriais, elevam a demanda por energia.

Aumentar a carga na rede elétrica significa aumentar a potência inicial  $P_{\text{ini}}$  e deslocar o ponto de operação do sistema para mais perto do ponto de máximo carregamento, causando diminuição da diferença de potência entre a o ponto de máximo carregamento e o ponto de operação. Quanto menor esta diferença, menores os valores obtidos para a margem de estabilidade, que são os níveis de segurança que garantem que a rede elétrica possa lidar com flutuações e contingências imprevistas.

A amplificação anual do consumo também impacta a potência disponível para a alocação de outros recursos, como postos de carregamento de carros elétricos, alvo desta pesquisa. Portanto, o crescimento do consumo de energia elétrica não apenas afeta a estabilidade do sistema elétrico, mas também influencia a capacidade de expandir e acomodar novas tecnologias.

# Capítulo 5

## Conclusões

Visando um futuro mais sustentável e com menor grau de poluição, os veículos elétricos emergem como uma alternativa eficaz para promover a mobilidade urbana e reduzir a dependência de combustíveis fósseis. Por operarem com baterias como fonte de energia elétrica, a recarga desses veículos é mandatória, sendo conveniente realizá-la através da conexão à rede elétrica residencial ou em postos de carregamento. Para viabilizar esse processo, é imperativo que o sistema elétrico seja capaz de fornecer a energia necessária à demanda crescente de carga representada pelos postos de carregamento, o que significa dizer que seus circuitos de transmissão e seus transformadores não devem exceder sua capacidade de carregamento, não haja subtensão ou sobretensão nas barras que o compõem e as unidades geradores operem dentro de seus limites de geração de energia.

O trabalho em questão proporcionou uma análise da resposta da rede elétrica de Manaus e suas adjacências diante do aumento periódico de carga e da integração de postos de recarga para veículos elétricos. A análise foca no comportamento da margem de estabilidade de tensão e da capacidade de hospedagem dos pontos de recarga. Para tal, a rede foi modelada no *software* ANAREDE a partir da delimitação da região de interesse através da seleção de barras pertencentes ao SIN, o ajuste de um caso base, em que não há subtensão ou sobretensão nas barras e os circuitos e transformadores operam nos limites de capacidade de carregamento, a simulação de um FCC e o tratamento dos dados resultantes com algoritmos produzidos na linguagem Python.

A análise dos dados de potência e tensão e tensão das barras do sistema revelam como a margem de estabilidade de tensão é afetada negativamente pelo incremento de carga e a conexão dos postos de carregamento. Essa tendência é observável em todos os cenários

propostos.

A margem de estabilidade de tensão convencional, ao usar como referência um único ponto de máximo carregamento, não leva em consideração as condições em que a rede opera. Para o ponto de máximo carregamento geral de 4.362,47MW acarreta nos maiores valores para a margem de estabilidade entre todos os casos propostos. Contudo, as margens de estabilidade convencionais para os níveis de tensão de 138kV e 69kV são menores, visto que os pontos de máximo carregamento escolhidos têm menor valor de potência, 2513,49MW e 2024,48MW, respectivamente. Estes foram escolhidos a fim de evitar o colapso de tensão na barra com menor potência limite para operação segura. Com a referência ao nível de 69kV, é possível que ocorra um colapso de tensão no sistema em 2032 e nos anos seguintes.

A variante probabilística da margem de estabilidade de tensão convencional conta com a inserção de postos de carregamento na rede. O aumento crescente de postos de carregamento conectados mostra que a rede pode não suportar a demanda por energia ainda em 2028, considerando como referência a operação segura do nível de tensão de 69kV.

A margem de estabilidade de tensão operacional, ao utilizar como referência diferentes pontos de máximo carregamento, prioriza as condições em que a rede opera. As margens de estabilidade operacionais para o nível de tensão de 69kV são menores, quando comparadas ao nível de 138kV. O fenômeno pode ser explicado pela barra com menor potência limite para operação segura estar em 69kV, o que limita os valores das margens calculadas. O resultados apontam para a possibilidade de um colapso de tensão em 2032 e em todos os anos subsequentes.

A versão probabilística da margem de estabilidade de tensão operacional conta com a inserção de postos de carregamento na rede. O aumento crescente de postos de carregamento conectados mostra que a rede pode não suportar a demanda por energia ainda em 2028, considerando como referência a operação segura do nível de tensão de 69kV.

O ponto de máximo carregamento demonstra-se como elemento impactante na análise da margem de estabilidade de tensão. Quanto menor for esse valor de potência, menores serão as margens, como esperado após a inspeção da Equação 2.2. É vital para a saúde do sistema considerar pontos que atendam necessidade específicas, como os casos de garantia de operação segura.



Os dados gerados pelos algoritmos de análise da capacidade de hospedagem convencional apresentem o impacto do aumento da demanda e a pouca influência que o número de barras de carga consideradas para a conexão dos eletropostos tem sobre a grandeza. Considerando um único ponto de carregamento, é possível alocar uma quantidade massiva de postos de carregamento, o que não significa que não exista um prejuízo decorrente desta prática.

A capacidade hospedagem para operação segura apresenta um cenário mais crível, no qual a capacidade de hospedagem é avaliada barra a barra. Isso nos permite observar como as barras mais dotadas de menor potência limite para operação segura reagem diante do aumento constante de carga causado pela conexão eletropostos à rede. Ao contrário do que o paradigma convencional apresenta, o sistema não está preparado para receber postos de carregamento em todos os anos de análise. A partir do ano de 2032, a rede mostra-se incapaz de comportá-los.

Os casos determinantes para a designar a situação futura do sistema baseiam-se no paradigma operacional, pelo qual é possível avaliar as grandezas propostas sob a condição de que as barras do sistema contem com tensão elétrica disponível 0,95 pu, o que representa um estado de operação segura para as cargas conectadas. Os valores da margem de estabilidade operacional, nos cenários de conexão e não conexão de eletropostos, mostram que o sistema está menos capacitado para suprir a demanda energética do o esperado. A quantidade de postos que podem ser inseridos na rede a cada ano, quando avaliados sob o mesmo paradigma, corroboram a insuficiência do sistema a longo prazo.

O incentivo à comercialização e produção de veículos elétricos deve ser feito em conjunto com o fortalecimento da infraestrutura da rede elétrica de transmissão para que demandas futuras sejam plenamente atendidas. É crucial avaliar e aprimorar os pontos frágeis da rede identificados neste estudo. A aplicação de transformadores reguladores de tensão, para controlar os níveis de tensão através da mudança de tap, e o fortalecimento da rede de transmissão, seja através da duplicação ou substituição de condutores por outros de menor impedância, apresentam-se como possibilidades para aprimorar a rede e aumentar a capacidade do sistema de suprir as cargas previstas.

## 5.1 Trabalhos Futuros

Os resultados obtidos neste trabalho possibilitam a apresentação das seguintes propostas de trabalhos futuros:

- Avaliação do carregamento dos condutores dos circuitos de transmissão com base nas premissas da margem de estabilidade de tensão convencional e operacional.
  - Envolve a consideração de diferentes cenários de operação, variações na demanda e a influência de fatores externos na estabilidade da tensão. Tal análise contribuirá para um entendimento abrangente das condições de operação da rede, permitindo a identificação de pontos críticos e a implementação de medidas preventivas eficazes.
- Desenvolvimento de estratégias para a conexão de postos de recarga com diferentes valores de potência, visando atender o valor  $P_{máx} - P_{ini}$ , com uma análise de sensibilidade específica para cada barra.
  - Baseia-se na criação de abordagens que atendam de maneira eficiente à relação  $P_{máx} - P_{ini}$ , o que implica não apenas em distribuir postos de recarga de forma estratégica, mas também em considerar a variação de potência em cada barra específica. Uma análise da sensibilidade de cada barra permitirá ajustes precisos na alocação dos postos de carregamento.