

UNIVERSIDADE FEDERAL DA GRANDE DOURADOS FACULDADE DE

ENGENHARIA



CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIA

Matheus da Silva Xavier

# INFLUÊNCIA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NAS PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

Dourados - MS

Matheus da Silva Xavier

# INFLUÊNCIA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NAS PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à banca examinadora da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal da Grande Dourados, na área de concentração 3.04.04.00-2 Sistemas Elétricos de Potência, para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Etienne Biasotto



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DA GRANDE DOURADOS

# ANEXO G – ATA DE DEFESA DO TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Às <u>14</u>:<u>00</u> horas do dia <u>04</u> de <u>julho</u> de <u>2024</u>, realizou-se no(a) <u>Sala de reunião virtual - google meet - meet.google.com/fsr-uvef-tsg</u> (local) a defesa pública do Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia de Energia, intitulado <u>Influência da Geração Distribuída nas Perdas de Energia Elétrica em Linhas de Transmissão</u>

de autoria do(a) discente <u>Matheus da Silva Xavier</u>, como requisito para a aprovação no componente curricular Trabalho de Conclusão de Curso II. Após a defesa e posterior arguição, a banca examinadora concluiu que o Trabalho apresentado deve ser:

- (X) Aprovado
- ( ) Reprovado

O(A) discente declara ciência de que a sua aprovação está condicionada à entrega da versão final (encadernada, corrigida e assinada) do Trabalho de Conclusão de Curso, nos termos em que especifica o regulamento do componente curricular, em anexo ao Projeto Pedagógico do Curso de Engenharia de Energia da UFGD. O(A) orientador(a) se responsabilizará pela verificação e aprovação das correções do manuscrito feitas pelo(a) discente para a elaboração da versão final.

# **OBSERVAÇÕES ADICIONAIS**

Conforme arguição e documentos encaminha	ados pelos membros da banca.
DISCENTE Matheus da Silva Xavier	Documento assinado digitalmente MATHEUS DA SILVA XAVIER Data: 16/07/2024 22:25:28-0300 Verifique em https://validar.iti.gov.br
BANCA EXAMINADORA	A conformidade com a assinatura pode ser verificada em:
Drientador: Etienne Biasotto	Assinatura:
Membro: Gerson Bessa Gibelli	Documento assinado digitalmente GERSON BESSA GIBELLI Data: 12/07/2024 16:58:08-0300 Verifique em https://validar.iti.gov.br
	Documento assinado digitalmente
Membro:	Assinatura:Assinatura:

Considerando o aumento da potência instalada em geração distribuída no Brasil, pode-se imaginar uma mudança na dinâmica dos processos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no país. Como o fluxo de potência em uma rede de energia elétrica depende essencialmente de parâmetros físicos mensuráveis, é possível modelar o sistema elétrico com equações algébricas, que, através de suas soluções, fornecem informações imprescindíveis sobre o estado da rede. O objetivo desse trabalho é calcular e analisar como se comportam esses fluxos de potência sob a influência da geração distribuída e como isso afeta as perdas de energia elétrica em linhas de transmissão. Utilizando o software de simulação ANAREDE e tendo como referência algumas interligações reais do SIN, a metodologia implementada consiste em simular o fluxo de potência em diferentes cenários e analisar como se comportam esses cenários.

Palavras-chave: fluxo de potência, perdas de energia elétrica, redes de transmissão, geração distribuída.

Considering the increase in installed capacity of distributed generation in Brazil, it is imaginable a chance in the dynamics of the processes of generation, transmission, and distribution of electricity in the country. Since power flow in an electrical network essentially depends on measurable physical parameters, it is possible to model the electrical system with algebraic equations, which, through their solutions, provide essential information about the state of the network. The objective of this project is to calculate and analyze how these power flows behave under the influence of distributed generation and how it affects the electricity losses in transmission lines. Using the simulation software ANAREDE and taking some real interconnections of the SIN as a reference, the implemented methodology involves simulating power flow in various scenarios and analyzing how electricity losses behave in these scenarios.

Keywords: power flow, electrical energy losses, transmission networks, distributed generation.

# UFGD Universidade Federal da Grande Dourados

# INFLUÊNCIA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NAS PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

Matheus Xavier<sup>1;</sup> Etienne Biasotto<sup>2</sup>

Discente do curso de Engenharia de Energia<sup>1</sup>; Docente do curso de Engenharia de Energia<sup>2</sup>;

matheus.xavier412@academico.ufgd.edu.br1; etiennebiasotto@ufgd.edu.br2;

**RESUMO** – Considerando o aumento da potência instalada em geração distribuída no Brasil, pode-se imaginar uma mudança na dinâmica dos processos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no país. Como o fluxo de potência em uma rede de energia elétrica depende essencialmente de parâmetros físicos mensuráveis, é possível modelar o sistema elétrico com equações algébricas, que, através de suas soluções, fornecem informações imprescindíveis sobre o estado da rede. O objetivo desse trabalho é calcular e analisar como se comportam esses fluxos de potência sob a influência da geração distribuída e como isso afeta as perdas de energia elétrica em linhas de transmissão. Utilizando o software de simulação ANAREDE e tendo como referência algumas interligações reais do SIN, a metodologia implementada consiste em simular o fluxo de potência em diferentes cenários e analisar como se comportam as perdas de energia elétrica em

**Palavras-chave:** fluxo de potência, perdas de energia elétrica, redes de transmissão, geração distribuída.

**ABSTRACT** – Considering the increase in installed capacity of distributed generation in Brazil, it is imaginable a chance in the dynamics of the processes of generation, transmission, and distribution of electricity in the country. Since power flow in an electrical network essentially depends on measurable physical parameters, it is possible to model the electrical system with algebraic equations, which, through their solutions, provide essential information about the state of the network. The objective of this project is to calculate and analyze how these power flows behave under the influence of distributed generation and how it affects the electricity losses in transmission lines. Using the simulation software ANAREDE and taking some real interconnections of the SIN as a reference, the implemented methodology involves simulating power flow in various scenarios and analyzing how electricity losses behave in these scenarios.

**Keywords:** power flow, electrical energy losses, transmission networks, distributed generation.

# **1 INTRODUÇÃO**

O desenvolvimento tecnológico, industrial e social é inerente ao consumo de energia em qualquer sociedade. Nosso cotidiano, por exemplo, está cercado de energia elétrica e por mais que pareça simples a utilização desse recurso, os fatores necessários desde a geração até seu consumo, tornam todo processo mais complexo do que se parece (SIMABUKULO, L. et al. 2006).

Segundo Bento Albuquerque, sobre o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 "...o PDE 2030 indica a necessidade de investimento da ordem de R\$ 2,7 trilhões no setor de energia para os próximos 10 anos, sendo R\$ 2,3 trilhões relacionados a petróleo, gás natural e biocombustíveis, e R\$ 365 bilhões a geração centralizada, geração distribuída e transmissão de energia elétrica."

centralizada, Na geração forma tradicional de produção de energia, as unidades geradoras estão concentradas em locais distantes das unidades de consumo. Sendo assim, se faz necessário a utilização de extensos sistemas de transmissão е distribuição de energia, denominados sistemas elétricos de potência.

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) são sistemas constituídos por centrais de produção de energia elétrica, subestações de transformação e de interligação, linhas de transmissão e de distribuição, e cargas, que, ligadas eletricamente entre si, são responsáveis por gerar, transmitir e distribuir energia elétrica atendendo a determinados padrões (LEÃO, 2009).

Os componentes de um sistema de energia elétrica podem ser classificados em dois grupos: os que estão ligados entre um nó qualquer e o nó terra, como é o caso de geradores, cargas, reatores e capacitores, e os que estão ligados entre dois nós quaisquer da rede, como é o caso de linhas de transmissão e transformadores. Os geradores e cargas são considerados como a parte externa do sistema, e são modelados através de injeções de potência nos nós da rede. A parte interna do sistema é constituída pelos demais componentes (Monticelli, 1983).

A injeção de potência que flui pelos componentes elétricos do sistema, pode ser estudada através da análise do fluxo de potência. A necessidade de se ter SEP cada vez mais confiáveis e eficientes, tem motivado a evolução dos métodos de análise de fluxos de potência, buscando soluções que facilitem a obtenção de informações referentes às grandezas elétricas (JUNIOR e MEDEIROS, 2009).

O objetivo principal do fluxo de potência consiste em determinar as magnitudes de tensão, os ângulos de fase na rede e as distribuições de potências nas barras. Para isso, o sistema elétrico precisa ser modelado por meio de um conjunto de equações e/ou inequações que representem algebricamente seus componentes, como linhas de transmissão, transformadores de potência, geradores e cargas (SILVA, 2019).

Para atender o fluxo de potência demandado, o Brasil utiliza um complexo SEP interligado, chamado de Sistema Interligado Nacional (SIN), cuja operação está sob controle e coordenação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que, por sua vez é regulamentado e fiscalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A geração distribuída (GD), segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), é uma forma de produção de energia localizada próxima à unidade consumidora. Esse tipo de geração diminui necessidade de linhas de transmissão em altos níveis de tensão para o transporte de energia aos centros consumidores (NARUTO, 2017).

Segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis. Essa prática, denominada Microgeração e Minigeração Distribuídas de Energia Elétrica (MMGD) é uma alternativa que aliam economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade (BRASIL, 2023).

As perdas nas linhas de transmissão acima de 230 kV, também denominada Rede

Básica, são calculadas pela diferença entre a energia gerada e a energia entregue nas redes de distribuição (ANEEL, 2021).

As perdas na Rede Básica são apuradas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). No ano de 2023, a CCEE constatou uma perda média mensal de aproximadamente 4% do total de energia gerada (CCEE, 2023)

A disseminação da GD contribui para a redução significativa dos grandes índices de perdas no sistema elétrico usual. Entretanto, vale ressaltar que para a implementação de uma otimização da GD com recuo da injeção de energia em redes sobrecarregadas e, consequentemente, nos locais onde há os maiores índices de perdas de energia, é necessária a aplicação de um sistema de comunicação integrado e uma análise dos locais favoráveis e do nível de inserção adequado para onde a geração distribuída deve ser instalada sem acarretar outros impactos ao sistema (NARUTO, 2017, p. 29).

O programa computacional ANAREDE é um abrangente conjunto de funções de análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente, que inclui o fluxo de potência. O *software* é utilizado por empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, públicas e privadas, além de entidades setoriais, como ONS e EPE, consultoras e universidades (CEPEL, s.d.).

4

Em suma, à medida que a humanidade progride, é inevitável que a demanda por energia elétrica aumente. Portanto, é imprescindível estudar e analisar abordagens mais eficientes para o uso consciente desse recurso, e assim atender toda essa demanda com menores perdas possíveis. Isso é essencial para trilharmos um desenvolvimento tecnológico e econômico sustentável na sociedade.

# 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Amparando-se na literatura, este capítulo apresentará os conceitos essenciais para a realização do trabalho, abordando fundamentos teóricos acerca do estudo do fluxo de potência.

#### 2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Para conseguir realizar o trabalho, é necessário tomar algumas considerações iniciais que facilitarão e permitirão a análise proposta.

Os estudos de fluxo de potência são efetuados para verificar o comportamento da rede elétrica em regime permanente, ou seja, os parâmetros elétricos da rede são invariáveis com o tempo (ONS, 2020).

Um dos componentes internos da rede elétrica é o transformador, nesse trabalho vamos considerar esses equipamentos como um transformador ideal. Um transformador ideal é um dispositivo sem perdas com um enrolamento de entrada e um enrolamento de saída, ou seja, tem resistência nula e coeficiente de acoplamento entre as bobinas unitário (CHAPMAN, 2013).

Por fim, considera-se que a inserção de GD em cada barra do sistema será o limite máximo que as redes de distribuição suportam. Segundo Renato Povia, gerente de inovação da CPFL Energia, as redes de distribuição estão preparadas para suportar uma penetração de até 20% de microgeração solar. Portanto, na adição de GD, será atribuído o valor de 20% da carga ativa demanda da subestação local (FREIRE, 2018).

### 2.2 MODELAGEM DO SEP

Um SEP é formado basicamente por três subsistemas, sendo estes os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia. A Figura 1 mostra um exemplo de um SEP:





#### Fonte: SILVA, 2019.

A representação de um SEP geralmente é feita por diagramas unifilares, esses diagramas representam as interconexões entre os elementos externos e internos do sistema. Mesmo sendo em sua maior parte linhas compostas por sistemas trifásicos, o diagrama unifilar fornece uma representação simples dos sistemas. Além disso, quando se tratam de sistemas equilibrados (como os sistemas de transmissão de energia), a análise pode ser feita utilizando apenas uma das fases, e o uso do diagrama unifilar facilita essa análise (MOHAN, 2016 e MONTICELLI, 2011).

Dentre os componentes elétricos de um sistema, a Figura 2 mostra um diagrama unifilar com alguns componentes que são amplamente utilizados no estudo de fluxo de potência. Onde um nó é representado por uma barra e o nó terra é omitido.





Fonte: Autor.

# 2.3 FORMULAÇÃO BÁSICA

Em geral, a cada barra da rede são associadas quatro variáveis, sendo que duas são conhecidas e duas são incógnitas:

 $V_k \rightarrow tens$ ão nodal da barra k

 $\theta_k \rightarrow \hat{a}ngulo \ da \ tens$ ão nodal

 $P_k \rightarrow pot$ ência ativa da barra k

 $Q_k \rightarrow pot$ ência reativa da barra k

Dependendo de quais variáveis são conhecidas e de quais são tratadas como incógnitas, definimos três tipos de barras diferentes:

 $PQ \rightarrow Onde V_k e θ_k são incógnitas$   $PV \rightarrow Onde Q_k e θ_k são incógnitas$  $Vθ \rightarrow Onde Q_k e P_k são incógnitas$  As barras PQ e PV são utilizadas para representar, respectivamente, barras de carga e barras de geração. Enquanto a barra  $V\theta$ , conhecida também como barra de referência, é utilizada como referência angular do sistema.

A formulação básica do fluxo de potência é obtida impondo-se a conservação das potências ativa e reativa em cada nó da rede, isto é, a potência líquida injetada deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes internos que têm este nó como um de seus terminais. Isso equivale a se impor a Primeira Lei de Kirchhoff nas barras. (MONTICELLI, 2011).

$$P_{k} = \sum_{m \in \Omega_{k}} P_{km}(V_{k}, V_{m}, \theta_{k}, \theta_{m})$$
$$Q_{k} = \sum_{m \in \Omega_{k}} Q_{km}(V_{k}, V_{m}, \theta_{k}, \theta_{m})$$

Onde  $P_{km}$  e  $Q_{km}$  correspondem, respectivamente, ao fluxo de potência ativa e reativa que flui da barra k para a m. E  $\Omega_k$  é o conjunto de barras vizinhas da barra k.

# 2.4 FORMULAÇÃO PARA GERADOR E CARGA

Nos problemas de fluxo de potência, os geradores e cargas são elementos primordiais. O SEP é construído para viabilizar a demanda de determinadas cargas, que por sua vez é suprida por determinados sistemas de geração.

Geralmente são definidas as tensões desejadas para a operação do gerador, e

então as injeções de potência reativa são calculadas. Esses valores calculados, que são variáveis dependentes, devem respeitar os limites máximos e mínimos de geração de potência reativa. Os limites de potência ativa e reativa estão relacionados de tal forma que definem uma região de operação viável do gerador, sendo que os limites reativos dependem do nível atual de geração de potência ativa (MONTICELLI, 2011).

A maneira mais comum de se modelarem cargas consiste em representá-las através de valores constantes de potências ativas e reativas (modelo de potência constante). Na maioria dos casos práticos, as cargas são do tipo indutivo, devido aos efeitos dos motores de indução e aos reatores utilizados em iluminação, por exemplo. Quando é adicionada compensação capacitiva, visando-se melhorar o fator de potência, pode ocorrer de a carga ter uma parte reativa do tipo capacitiva (a parte capacitiva excede а parte indutiva preexistente) (MONTICELLI, 2011).

A formulação é feita basicamente através da injeção de potência líquida na barra, onde ela pode ser positiva (quando se tem uma geração de magnitude maior do que a carga), negativa (quando se tem uma geração de magnitude menor do que a carga) ou nula (quando suas magnitudes são equivalentes ou quando não há componentes externos).

# 2.5 FORMULAÇÃO PARA LINHAS DE TRANSMISSÃO

Tratando-se de sistemas com fonte alternada, uma Linha de Transmissão (LT), além de resistência, ela também apresenta uma reatância à passagem de energia. As linhas de transmissão são comumente representadas por seus modelos  $\pi$  para o cálculo do fluxo de potência, conforme mostrado na Figura 3, sendo este modelo determinados por três valores: a resistência longitudinal ( $r_{km}$ ), a reatância indutiva da linha ( $x_{km}$ ) e a susceptância *shunt* ( $b_{km}^{sh}$ ). Onde os elementos *shunt* são basicamente capacitores e indutores.





Fonte: Igor Delgado de Melo, 2023.

Portanto, a impedância série da LT pode ser dada por:

$$\dot{Z}_{km} = r_{km} + jx_{km}$$

Muitas vezes é mais conveniente trabalhar com a admitância, que é o inverso da impedância:

$$\dot{Y}_{km} = \frac{1}{\dot{Z}_{km}} = g_{km} + jb_{km} \implies$$
$$\dot{Y}_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} - j\frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2}$$
Onde,

 $\dot{Y}_{km} \rightarrow Admit$ ância no trecho k — m

 $g_{km} \rightarrow Condutância no trecho k - m$   $b_{km} \rightarrow Susceptância no trecho k - m$   $r_{km} \rightarrow Resistência no trecho k - m$  $x_{km} \rightarrow Reatância no trecho k - m$ 

Tradicionalmente, o valor de susceptância da linha é negativo, indicando uma linha de transmissão com característica indutiva.

Podemos então definir matematicamente o valor da corrente fasorial  $(\dot{I}_{km})$  passante em uma linha de transmissão que flui da barra k para a barra m:

$$\dot{I}_{km} = y_{km} (\dot{V}_k - \dot{V}_m) + j b_{km}^{sh} \dot{V}_k$$

De forma análoga,

$$\dot{I}_{mk} = y_{km} \left( \dot{V}_m - \dot{V}_k \right) + j b_{km}^{sh} \dot{V}_m$$

Então, o fluxo de potência complexa de k para m pode ser calculado por:

$$S_{km}^{*} = P_{km} - jQ_{km} = \dot{V}_{k}^{*}\dot{I}_{km}$$
$$S_{km}^{*} = \dot{V}_{k}^{*} [y_{km} (\dot{V}_{k} - \dot{V}_{m}) + jb_{km}^{sh}\dot{V}_{k}]$$

Separando a parte real e imaginária,

onde 
$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$$
:  
 $P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m (g_{km} \cos(\theta_{km}) + b_{km} sen(\theta_{km}))$   
 $Q_{km} = -V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m (b_{km} \cos(\theta_{km}) - g_{km} sen(\theta_{km}))$ 

De forma análoga, o fluxo de *m* para *k*:

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m (g_{km} \cos(\theta_{km})) - b_{km} sen(\theta_{km})) Q_{mk} = -V_m^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m (b_{km} \cos(\theta_{km})) + g_{km} sen(\theta_{km}))$$

Portanto, as perdas ativas e reativas em uma linha de transmissão podem ser dadas, respectivamente, por:

$$P_{km} + P_{mk} = g_{km}(V_k^2 + V_m^2) - 2V_k V_m \cos(\theta_{km}))$$
$$Q_{km} + Q_{mk} = -b_{km}^{sh}(V_k^2 + V_m^2) - b_{km}(V_k^2 + V_m^2) - 2V_k V_m \cos(\theta_{km}))$$

# 2.6 FORMULAÇÃO PARA TARNSFORMADORES

Os transformadores são capazes de receber uma tensão alternada em um nível de tensão e transformar para um outro nível de tensão. Isso pode ser feito por meio do princípio da indução magnética (SILVA, 2019)

Os transformadores de potência trifásicos são basicamente construídos por meio de três transformadores monofásicos conectados, mas com uma característica construtiva um pouco diferente, em que os enrolamentos trifásicos podem ser construídos sobre um único núcleo de material ferromagnético (SILVA, 2019). Alternativamente, podem ser utilizados três transformadores monofásicos conectados na forma de um banco de transformadores (MAMEDE FILHO, 2015).

Seja um transformador em fase com relação de transformação *a*, conforme mostrado na Figura 4

Figura 4 - Modelo de transformador





Onde,

$$a = \frac{V_p}{V_k}$$

Como os fluxos de potência complexa que passa pelo primário e o secundário são iguais (desprezando perdas magnéticas):

$$\dot{V}_k \dot{I}_{km}^* + \dot{V}_p \dot{I}_{mk}^* = 0$$

Então, a corrente que passa pelo ramo:

$$\dot{I}_{km} = -ay_{km}(\dot{V}_m - \dot{V}_p)$$
$$= a^2 y_{km} \dot{V}_k - ay_{km} \dot{V}_m$$
$$\dot{I}_{mk} = y_{km}(\dot{V}_m - \dot{V}_p) = y_{km} \dot{V}_m - ay_{km} \dot{V}_k$$

Portanto, na presença de um transformador em fase, os fluxos de potência ativa e reativa que passam entre as barras k e m se dão por:

$$P_{km} = a^2 V_k^2 g_{km}$$
  
-  $a V_k V_m (g_{km} \cos(\theta_{km}))$   
+  $b_{km} sen(\theta_{km}))$   
$$Q_{km} = -a^2 V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh})$$
  
+  $a V_k V_m (b_{km} \cos(\theta_{km}))$   
-  $g_{km} sen(\theta_{km}))$ 

Caso se tenha um transformador defasador (onde o ângulo  $\varphi_{km}$  entre o primário e o secundário é defasado):

$$P_{km} = a^2 V_k^2 g_{km}$$

$$- a V_k V_m (g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}))$$

$$+ b_{km} sen(\theta_{km} + \varphi_{km}))$$

$$Q_{km} = -a^2 V_k^2 b_{km}$$

$$+ a V_k V_m (b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}))$$

$$- g_{km} sen(\theta_{km} + \varphi_{km}))$$

# 2.7 FORMULAÇÃO GERAL DO FLUXO DE POTÊNCIA

Os fluxos de potência ativa e reativa em componentes externos (gerador e carga) e internos (LT's e transformadores), que flui da barra k para a barra m, obedecem então às seguintes expressões gerais:

$$P_{km} = (aV_k)^2 g_{km}$$

$$- (aV_kV_m)[g_{km}\cos(\theta_{km} + \varphi_{km})]$$

$$+ b_{km}\sin(\theta_{km} + \varphi_{km})]$$

$$Q_{km} = -(aV_k)^2(b_{km} + b_{km}^{sh})$$

$$+ (aV_kV_m)[b_{km}\cos(\theta_{km} + \varphi_{km})]$$

$$- g_{km}\sin(\theta_{km} + \varphi_{km})]$$

Para linhas de transmissão, a = 1 e  $\varphi_{km} = 0$ . Para transformadores em fase,  $b_{km}^{sh} = 0$  e  $\varphi_{km} = 0$ . Para os defasadores  $b_{km}^{sh} = 0$ .

# 2.8 FORMULAÇÃO MATRICIAL

Conforme aumentamos o número de barras em um SEP, aumentamos também os números de equações do problema. Dessa forma, se torna mais cômodo a utilização de uma formulação matricial para solucionar o sistema de equações.

A injeção líquida de corrente em uma barra k pode ser obtida se impondo a Primeira Lei de Kirchhoff:

$$I_k = \sum_{m \in \Omega_k} I_{km}$$

Sendo,

$$I_{km} = y_{km}(E_k - E_m)$$

Onde,

$$E_{k} = V_{k}e^{j\theta_{k}} = V_{k}(\cos\theta_{k} - j\sin\theta_{k})$$
$$E_{m} = V_{m}e^{j\theta_{m}} = V_{m}(\cos\theta_{m} - j\sin\theta_{m})$$

Então,

$$I_k = \sum_{m \in \Omega_k} y_{km} (E_k - E_m)$$

Portanto, de forma matricial:

[I] = [Y][E]

Onde,

- $[I] \rightarrow Vetor \ das \ injeções \ de \ corrente$
- $[Y] \rightarrow Matriz admitância nodal$
- $[E] \rightarrow Vetor \ das \ tensões \ nodais$

É importante notar que a matriz admitância forma uma matriz quadrada, onde sua ordem é igual ao número de barras do sistema. Ou seja, se o sistema tem N barras, então, a matriz admitância terá dimensão  $N \ge N$ . Onde [Y] = [G + jB]

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_1 \\ \hat{I}_2 \\ \vdots \\ \hat{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{E}_1 \\ \hat{E}_2 \\ \vdots \\ \hat{E}_n \end{bmatrix}$$

Partindo da equação nodal das correntes, para determinada barra k:

$$\hat{I}_k = Y_{k1}\hat{E}_1 + Y_{k2}\hat{E}_2 + \dots + Y_{kN}\hat{E}_N$$

$$\hat{I}_k = Y_{kk}\hat{E}_k + \sum_{m \in K} Y_{km}\hat{E}_m$$

Sendo a injeção de potência na barra:

$$S_k = P_k + jQ_k = \hat{E}_k \hat{I}_k$$

Então:

$$S_k = \hat{E}_k \left[ Y_{kk} \hat{E}_k + \sum_{m \in K} Y_{km} \hat{E}_m \right]$$

Desenvolvendo a equação acima, as equações de potência ativa e reativa, na barra k, de forma matricial:

$$P_{k} = V_{k}^{2}G_{kk} + V_{k}\sum_{m \in K} V_{m}(G_{km}cos\theta_{km} + B_{km}sen\theta_{km})$$
$$Q_{k} = -V_{k}^{2}B_{kk} + V_{k}\sum_{m \in K} V_{m}(G_{km}sen\theta_{km} - B_{km}cos\theta_{km})$$

Lembrando que os elementos  $(y_{km}, g_{km}, b_{km})$  representam os valores das linhas, enquanto os elementos  $(Y_{km}, G_{km}, B_{km})$  representam os elementos da matriz admitância.

# 2.9 MÉTODO NEWTON-RAPHSON

Geralmente a análise do fluxo de potência envolve um grande número de barras, isso implica em um grande número de equações e um grande número de incógnitas, se fazendo necessário utilizar algum método iterativo para solucionar o problema. Segundo Monticelli (1983, p. 78), o método de Newton-Raphson, que se baseia na expansão da série de Taylor é o mais eficiente na resolução de sistemas de equações algébricas não lineares.

Sendo o seguinte sistema de equações não lineares:

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0\\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0\\ \vdots\\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \end{cases}$$

Pela expansão de Taylor, temos que:

$$f(x_1 + \Delta x_1, \cdots, x_n + \Delta x_n)$$
  

$$\approx f(x_1, \cdots, x_n) + \frac{\partial f}{\partial x_1} \Delta x_1$$
  

$$+ \cdots + \frac{\partial f}{\partial x_n} \Delta x_n$$

De forma iterativa, cada  $(x_i + \Delta x_i)$  é uma nova aproximação para  $x_i$  portanto, se tem uma convergência do problema quando  $\Delta x_i \rightarrow 0$ , ou seja, quando  $|\Delta x_i| < \varepsilon$ , onde  $\varepsilon$  é a tolerância de erro.

Então, o sistema de equações, expandido pela série de Taylor:

$$\begin{cases} -f_1(x_1, \dots, x_n) = \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \Delta x_n \\ -f_2(x_1, \dots, x_n) = \frac{\partial f_2}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \Delta x_n \\ \vdots \\ -f_n(x_1, \dots, x_n) = \frac{\partial f_n}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \Delta x_n \end{cases}$$

De forma matricial  $[A] = [J][\Delta X]$ , onde:

 $[A] \rightarrow Vetor \ de \ termos \ independentes$  $[J] \rightarrow Matriz \ jacobiana$  $[\Delta X] \rightarrow Vetor \ solução$ 

$$\begin{bmatrix} -f_1 \\ -f_2 \\ \vdots \\ -f_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix}$$

A forma iterativa do método de Newton obedece:

$$[X]^{k+1} = [X]^k + [\Delta X]^k$$

Portanto,

$$[X]^{k+1} = [X]^k + [J]^{-1}[A]^k$$

Onde  $[J]^{-1}$  é a inversa da jacobiana e  $k = 0 \Rightarrow [X]^0 = [x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0]$  é a aproximação inicial da solução do sistema.

### 2.10 ANAREDE

O ANAREDE é um sistema integrado para a análise de regime permanente de sistemas elétricos de potência. Esse sistema pode ser utilizado para estudos tanto em ambiente de planejamento quanto de operação em tempo real. O ANAREDE é composto por uma interface gráfica com recursos do tipo menus, caixas de diálogo, planilhas e diagramas unifilares (CEPEL, 2008).

Dentre outros métodos disponíveis, o método de análise para o fluxo de potência no ANAREDE utilizado nesse trabalho é o método de Newton-Raphson. Além de realizar o fluxo de potência, o ANAREDE também gera relatórios de convergência (RCVG) que fornece dados de perda de potência ativa e reativa de todo o sistema.

# **3 METODOLOGIA**

Essa seção tratará sobre a metodologia utilizada para o estudo do fluxo de potência no SEP adotado (Figura 5), que tem como referência interligações reais do SIN (Figura 6).

Figura 5 - SEP adotado



Fonte: Autor.

Figura 6 - SEP de referência



Fonte: Adaptado do SINDAT.

# **3.1 COLETA DE DADOS**

Aqui serão apresentados cálculos, considerações e informações sobre os dados de entrada de cada barra do sistema analisado.

# 3.1.1 GERADORES

No SEP em questão, tem-se 3 barras com geração, onde duas delas são barras *PV* (Usina de Taquaruçu e a Usina de Rosana) e a outra é a barra de referência *V* $\theta$  (Usina de Porto Primavera). A Tabela 1 mostra os dados de entrada das barras de geração são:

Tabela 1 - Dados de Entrada das Barras de Geração

Barra	Nome	Тіро	P (MW)	P <sub>Máx</sub> (MW)	V (p. u)	θ (°)
1	Usi Taquar	PV	149,3	525,0	1,0	
2	Usi P. Primav	Vθ		1540,0	1,0	0,0
8	Usi Rosana	PV	152,7	354,0	1,0	

Fonte: Autor.

Para a geração ativa máxima das usinas foi considerado a capacidade instalada de cada uma delas.

Já para a geração ativa, foi considerado a geração total de energia de cada usina no ano de 2022, disponibilizada pela CTG Brasil, e feito o seguinte cálculo: Usi Taquaruçu: Geração de energia em

2022 = 1.308.015,55 MWh;  $P_{1} = \frac{1.308.015,55 MWh}{1 ano} =$   $P_{1} = \frac{1.308.015,55 MWh}{8.760 h} =$   $P_{1} = 149,3 MW;$ 

Usi Rosana: Geração de energia em

2022 = 1.337.928,39 MWh;  $P_8 = \frac{1.337.928,39 MWh}{8.760 h} = P_8 = 152,7 MW;$ 

# 3.1.2 CARGAS

Todas as barras de carga no sistema são subestações, tratadas como barras do tipo PQ. A Tabela 2 mostra os dados de entrada das barras de carga:

Tabela 2 - Dados de Entrada das Barras de Carga

			-	
		Carga	Carga	
Barra	Nome	Ativa	Reativa	
		( <i>MW</i> )	(Mvar)	
	Sub. Nova			
7	Porto	5,5	1,8	
	Primavera			
0	Sub.	15.0	4.0	
9	lvinhema 2	15,0	4,9	
10	Sub. Rio	10.2	2 /	
10	Brilhante	10,2	3,4	
	Sub.			
11	Dourados	66,3	21,8	
	2			
12	Sub.	90.0	20.6	
12	Dourados	50,0	23,0	
14	Sub.	30.0	9.9	
14	Anastácio	30,0	9,9	

Sub		
Sidrolândia	20,0	6,6
2		
Sub.	65.0	21.4
Imbirussu	03,0	21,4
Sub.		
Campo	50,0 16,4	
Grande 2		
	Sub Sidrolândia 2 Sub. Imbirussu Sub. Campo Grande 2	Sub Sidrolândia 20,0 2 Sub. Imbirussu Sub. Campo 50,0 Grande 2

Fonte: Autor.

Para as barras 9, 12, 14, 15, 16 e 17 foram considerados os montantes de carga ativa máxima que consta no "Manual de Procedimentos da Operação: Módulo 5 – Submódulo 5.12" da ONS sobre a Recomposição da Área Porto Primavera.

Como não haviam cargas máximas de operação definidas pela ONS nas barras 7, 10 e 11, foram estimadas as cargas ativas a partir do consumo per capita de energia elétrica da região no ano de 2022, seguindo a Equação 1:

 $P_{i} = \frac{(Consum \ per \ capita)_{i} * (população)_{i}}{8.760 \ horas}$ 

Segue do anuário estatístico de energia elétrica da EPE de 2023 que o consumo per capita da região sudeste e da região centro-oeste é, respectivamente,  $2.739 \frac{kWh}{hab}$  e  $2.385 \frac{kWh}{hab}$ . Portanto:

• Sub. Nova Porto Primavera:

$$P_{7} = \left(2.739 \frac{kWh}{hab}\right) (17.440 \ hab) \left(\frac{1}{8.760 \ h}\right)$$
$$P_{7} = 5.5 \ MW$$

Sub. Rio Brilhante:

 $P_{10} = \left(2.385 \frac{kWh}{hab}\right) (37.601 \ hab) \left(\frac{1}{8.760 \ h}\right)$ 

 $P_{10} = 10,2 MW$ 

• Sub. Dourados 2:

$$P_{11} = \left(2.385 \frac{kWh}{hab}\right) (243.367hab) \left(\frac{1}{8.760 h}\right)$$
$$P_{11} = 66,3 MW$$

Sendo que para os dados de população, foi considerado o censo do IBGE de 2022.

Para o cálculo da carga reativa em cada barra, foi utilizado a Resolução Normativa nº 903/2020 da ONS "Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão", onde no que se diz respeito à carga, tem-se um limite mínimo de fator de potência (FP) no ponto de conexão, como mostra a Figura 7:

# Figura 7 - Requisitos mínimos de fator de potência para cargas

Tensão nominal do ponto de conexão	Faixa de fator de potência
$Vn \ge 345 \ kV$	0,98 indutivo a 1,0
$69 \text{ kV} \le \text{Vn} < 345 \text{ kV}$	0,95 indutivo a 1,0
Vn < 69 kV	0,92 indutivo a 1,0 0,92 capacitivo a 1,0

#### Fonte: ONS, 2020.

Como no SEP analisado há LT's em 230kV e 440kV com ponto de conexão à carga normalmente em 13,8kV (Linhas de distribuição), será adotado um fator de potência igual a 0,95.

Tendo o triângulo de potências e sendo  $\varphi$  o ângulo entre a potência ativa e aa aparente. Utiliza-se a Equação 2 para encontrar o ângulo:

Equação 2 – Fórmula fator de potência $FP = \cos{(\phi)}$ 

Portanto,

$$0,95 = \cos(\varphi)$$
$$\varphi = arc\cos(0,95)$$
$$\varphi = 18.2^{\circ}$$

Sendo, pelo triângulo de potências

$$tg(\varphi) = rac{Pot.reativa}{Pot.ativa}$$

Portanto, a potência reativa de cada barra *i* de carga foi calculada seguindo a Equação 3:

Equação 3 – Potência reativa das cargas  $(Pot.reativa)_i = (Pot.ativa)_i tg(18,2^\circ)$ 

# 3.1.3 LINHAS DE TRANSMISSÃO

Todos os dados de linha foram obtidos através da plataforma SINDAT, um site oficial da ONS que fornece informações de linhas de transmissão e diversos outros equipamentos elétricos que compõe o SIN (Sistema Interligado Nacional). Segue da Tabela 3, os dados de entrada nas linhas de transmissão:

Tabela 3 - Dados de entrada das LT

Barra	Barra	Resistência	Reatância	Susceptância
DE	PARA	(%)	(%)	(Mvar)
1	2	0,15	1,94	109,0
1	2	0,15	1,94	109,0
7	8	0,11	1,19	4,0
7	8	0,11	1,19	4,0
7	9	0,49	4,19	16,0
7	9	0,5	4,26	16,0
7	10	1,1	9,34	36,0
7	10	1,12	9,61	37,0
9	11	1,01	8,58	33,0
10	11	0,93	7,93	30,0
10	16	1,16	9,8	38,0
10	17	1,13	9,66	37,0
11	12	0,37	3,1	12,0

11	12	0,37	3,13	12,0
12	14	2,45	17,24	43,0
14	15	0,99	6,76	27,0
16	15	0,41	2,83	11,0
17	16	0,39	3,58	12,0
17	16	0,4	3,41	13,0
		Fonte: Au	tor.	

A Figura 8 mostra um exemplo de como esses dados são expostos no SINDAT, no caso são os dados de uma das linhas que interligam a barra 1 à barra 2:

Figura 8 - Dados da LT exposto no SINDAT

Fator Limitante de Curta	O:TC(FT1,3)
Resistência (%)	0,15
Reatância Fixa (%)	1,94
Susceptância Shunt (MVAr)	109
Comprimento (Km)	113
Tipo do Cabo Pára-raio	
Tensão	440

Fonte: Adaptado do SINDAT.

# 3.1.4 TRANSFORMADOR

Entre a barra 2 (Usina Porto Primavera) e a barra 7 (Subestação Nova Porto Primavera), se tem um transformador de três enrolamentos.

De acordo com Juan Rossi e Sergio Porto, na apresentação do curso "Programa ANAFAS - Curso Básico" apresentado pela Cepel em novembro de 2016, a modelagem de um transformador de 3 enrolamentos é feita através da criação de um nó fictício (barra fictícia), onde os parâmetros do circuito equivalente são calculados a partir dos valores das reatâncias entre os enrolamentos.

Dessa forma, através do SINDAT, foram identificados dois transformadores de 3 enrolamentos que interligam a usina porto primavera até a subestação nova porto primavera e coletados seus respectivos dados de reatância, como exposto na Figura 9.

Figura 9 - Dados do Transformador exporto no SINDAT

Trans	ormador de 3 Enrolamentos	ř		
	Reatância Xps (%)	Reatância Xst (%) 🍦 …	Reatância Xpt (%) 🍦 …	D
	2,304	11,292	13,964	01
	2,304	11,292 11,72	13,964 14,79	01 07

Fonte: Adaptado do SINDAT.

Portanto, como mostrado na Tabela 4,

os dados de entrada dos transformadores são:

Tabela 4 - Dados de entrada dos transformadores

Parra DE	Parra DADA	Reatância
Dalla DE	Dalla PARA	(%)
2	3	2,29
2	5	2,33
3	4	14,79
3	7	11,72
5	6	13,47
5	7	10,87

Fonte: Autor.

# **3.2 ANAREDE**

Tendo todas as informações necessárias coletadas, alimenta-se o *software* ANAREDE com elas, para assim rodar o fluxo de potência e se obter a análise de perda de potência.

# 3.2.1 GERADORES E CARGAS

Resumidamente, como visto na Figura

#### 10, os dados de entrada de barra são:

Figura 10 - Dados de entrada de barra

Número	Тіро	Grupo Base	Tensão Base (kV)	Nome Barra	Geração Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
1	1- PV	1	440.0	USI TAQUARUC	149.3		
2	2 - Referência	1	440.0	USI P.PRIMAV			
3	0 - PQ	2	1.0	BARRA FIC. 2			
4	1- PV	3	13.8	TERC, TRAF 2	0.		
5	0 - PQ	2	1.0	BARRA FIC. 1			
6	1- PV	3	13.8	TERC. TRAF 1	0.		
7	0 - PQ	4	230.0	SUB. N.P.PRI		5.5	1.8
8	1- PV	4	230.0	USI ROSANA	152.7		
9	0 - PQ	4	230.0	SUB IVINHEM2		15.	4.9
10	0 - PQ	4	230.0	SUB R.BRILHA		10.2	3.4
11	0 - PQ	4	230.0	SUB DDS 2		66.3	21.8
12	0 - PQ	4	230.0	SUB DDS		90.	29.6
14	0 - PQ	4	230.0	SUB AN ASTACI		30.	9.9
15	0 - PQ	4	230.0	SUB SIDROLA2		20.	6.6
16	0 - PQ	4	230.0	SUB IMBIRUSS		65.	21.4
17	0 - PQ	4	230.0	SUB CG 2		50.	16.4

Fonte: Adaptado do ANAREDE.

Ao se desenhar uma barra no ANAREDE, abre-se uma caixa de diálogo e assim se insere os parâmetros de entrada. As Figuras 11 e 12 mostram dois exemplos de inserção de dados de uma barra de geração e outra de carga, respectivamente

Figura 11 - Exemplo de inserção de dados - Barra de geração

Dados de Barra CA (DBAR)			×
Número 1 V	Nome USI TAQUARUC 🗸 🗸	Tensão 1000 p.u.	Ângulo graus
Tipo 1 - PV V	VDef 1000 p.u.	GrupoLimite de Ten são 0   √	Grupo Base de Tensão 1 → 440 kV 🔎
Area 1 V	Barra Controlada	Modo de Visualização 0 · Normal ~	🗹 Ligado
Carga	Geração	Geração Reativa	Shunt
Ativa MW 🔎	Ativa 149.3 MW 🔎	Mínima -9999 Mvar	Equivalente
Reativa Mvar	Reativa Mvar	Máxima 00000 Murr	Individualizado
Carga Individualizada (DCA	4) 	00000 Mitdi	
Ativa MW	Heativa Mvar 🔎	Limites Abertos	Mvar 🔎
	Agr	egadores	
			0
Primeira Vizinhança Número V	Nome	Mostrar Tro	car
Inse	rir <b>Alterar</b> Ro	emover Limpar	Fechar

Fonte: Adaptado do ANAREDE.

Figura 12 - Exemplo de inserção de dados - Barra de carga

Número	Nome	Tensão	Ângulo
7 🗸	SUB. N.P.PRI V	p.u.	graus
Tipo 0 - PQ V	VDef 1000 p.u.	Grupo Limite de Tensão 0 🗸 🔎	Grupo Base de Tensão 4 v 230 kV 🔎
Área 1 V	Barra Controlada	Modo de Visualização 0 - Normal 🗸 🗸	🗹 Ligado
Carga	Geração	Geração Reativa	Shunt
Ativa 5.5 MW 🔎	Ativa MW 🔎	Mínima Mvar	Equivalente Myar
Reativa	Reativa	Mérima	I III III III III III III III III III
1.8 Mvar	Mvar	Myar	Individualizado
Carga Individualizada (DC4	Al) Restine	- Intra	(DDSH)
MW	Mvar D	Limites Abertos	Mivai 🔑
	Ag	regadores	
Primeira Vizinhança	Nome		
Ramoro	Rome	Marken Tar	

Fonte: Adaptado do ANAREDE.

# 3.2.2 LINHAS DE TRANSMISSÃO

Resumidamente, como visto na Figura

13, os dados de entrada das linhas de

#### transmissão são:

Figura 13 - Dados de entrado de linhas

Barra DE	Nome DE	Barra PARA	Nome PARA	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância (Mvar)
1	USI TAQUARUC	2	USI P.PRIMAV	.15	1.94	109.
1	USI TAQUARUC	2	USI P.PRIMAV	.15	1.94	109.
7	SUB. N.P.PRI	8	USI ROSANA	.11	1.19	4.
7	SUB. N.P.PRI	8	USI ROSANA	.11	1.19	4.
7	SUB. N.P.PRI	9	SUB IVINHEM2	.49	4.19	16.
7	SUB. N.P.PRI	9	SUB IVINHEM2	.5	4.26	16.
7	SUB. N.P.PRI	10	SUB R.BRILHA	1.1	9.34	36.
7	SUB. N.P.PRI	10	SUB R.BRILHA	1.12	9.61	37.
9	SUB IVINHEM2	11	SUB DDS 2	1.01	8.58	33.
10	SUB R.BRILHA	11	SUB DDS 2	.93	7.93	30.
10	SUB R.BRILHA	16	SUB IMBIRUSS	1.16	9.8	38.
10	SUB R.BRILHA	17	SUB CG 2	1.13	9.66	37.
11	SUB DDS 2	12	SUB DDS	.37	3.1	12.
11	SUB DDS 2	12	SUB DDS	.37	3.13	12.
12	SUB DDS	14	SUB ANASTACI	2.45	17.24	43.
14	SUB ANASTACI	15	SUB SIDROLA2	.99	6.76	27.
16	SUB IMBIRUSS	15	SUB SIDROLA2	.41	2.83	11.
17	SUB CG 2	16	SUB IMBIRUSS	.39	3.58	12.
17	SUB CG 2	16	SUB IMBIRUSS	.4	3.41	13.

#### Fonte: Adaptado do ANAREDE.

Tendo duas barras desenhadas, podese interliga-las com uma LT, ao fazer isso também é aberto uma caixa de diálogo onde se inserem os parâmetros de entrada, como visto na Figura 14: Figura 14 - Exemplo de inserção de dados - Linha de

transmissão

Circuito				
Barra De:	1	Nome:	USI TAQUARUC	Ligado
Barra Para:	2	Nome:	USI P.PRIMAV	V Ligado
Número:	2	$\sim$	🗹 Circuitos existent	tes
Barra Proprie De Para Barra Contro Direção D Direção F Ligado	stária Iada De Para	Capacidae Normal: Emergêne Equipame Resistêne Resistêne Susceptâ	le 1918 MV/ ia: 2037 MV/ into 1918 MV/ ia: .15 % a: 1.94 % ncia: 103. MV/	Tap       A     Especificado:       A     Mínimo:       A     Máximo:       Defasamento:     graus       Steps:
			Agregadores	
Tensão Barra	_	Shunt Eq	uivalente	Shunt Individualizado (DBSH)
р. Г	.u. 🔎	) Injeção D	e: Mva	ai Injeção De: 0 Mvar 🗴
i ensao E spec	incada	Injeção P	ara: Mva	ar Injeção Para: 0 Mvar 🖌

Fonte: Adaptado do ANAREDE.

Os dados de "Capacidade" servem para delimitar a capacidade de operação das linhas, esses dados foram calculados a partir da Capacidade CPST em amperes, fornecido pelo SINDAT, como mostrado na Figura 15:

Figura 55 - Dados de capacidade de uma LT





Portanto, a capacidade normal de operação é definida pela Equação 4:

Equação 4 – Fórmula para Capacidade de operação $Cap_{MVA} = \sqrt{3}(Cap_A)(Tensão \ da \ linha)$ Portanto,

 $Cap_{MVA} = \sqrt{3}(2517 A)(440 kV)$ 

 $Capacidade_{MVA} = 1918 MVA$ 

Onde a CPST longa sem limitação é relacionada a capacidade normal, a CPST curta é relacionada a capacidade de emergência e a CPST longa com limitação é relacionada a capacidade equipamento.

# 3.2.3 TRANSFORMADOR

A modelagem do transformador de 3 enrolamentos, como dito anteriormente, é feito através da criação de uma barra fictícia. Portanto, a Figura 16 mostra como os transformadores foram modelados da no ANAREDE:

Figura 16 - Modelagem transformador 3 enrolamentos



Fonte: Adaptado do ANAREDE.

A Figura 17 mostra os dados dos transformadores:

Figura 17 - Dados de entrada dos transformadores

-						
I	Barra DE	Nome DE	Barra PARA	Nome PARA	Circuito	Reatância (%)
I	2	USI P.PRIMAV	3	BARRA FIC. 2	1	2.29
I	2	USI P.PRIMAV	5	BARRA FIC. 1	1	2.33
I	3	BARRA FIC. 2	4	TERC. TRAF 2	2	14.79
ĺ	3	BARRA FIC. 2	7	SUB. N.P.PRI	3	11.72
ľ	5	BARRA FIC. 1	6	TERC. TRAF 1	2	13.47
ĺ	5	BARRA FIC. 1	7	SUB. N.P.PRI	3	10.87

Fonte: Adaptado do ANAREDE.

Ao se conectar duas barras por um transformador, abre-se a seguinte caixa de diálogo, visto na Figura 18:

Figura 18 - Exemplo de inserção de dados - Transformador

Dados de Circuito CA (	DLIN)		×
Barra De: 2	V Nome:	USI P.PRIMAV	V Ligado
Barra Para: 3	Nome:	BARRA FIC. 2	V Ligado
Número: 1		Circuitos existentes	
Barra Proprietária © De O Para Barra Controlada © Direção De Direção Para Vigado	Capacidade Normal: Emergência Equipament Resistência: Reatância: Susceptânci	450. MVA 450. MVA 450. MVA 450. MVA 229 % ia: Mvar	Tap Expecificado: 1. Minimo:
		Agregadores	
Tensão Barra	Shunt Equiv	alente	Shunt Individualizado (DBSH)
p.u. 🔎	Injeção De:	Mvai	Injeção De: Mvar 🔎
rensao Especificada	Injeção Para	K Mvar	Injeção Para: Mvar 🔎

Fonte: Adaptado do ANAREDE.

A capacidade de operação foi considerada como a potência nominal do equipamento e como estamos considerando um transformador ideal, o *tap* especificado é unitário e a resistência do equipamento é desprezível.

As barras 4 e 6 funcionam como condensadores síncronos, entre elas e as barras fictícias é considerado a reatância entre os enrolamentos primário e terciário do transformador.

#### 3.2.4 ESTUDO DE CASO

O estudo será realizado comparandose o SEP adotado (Figura 5), com a adição progressiva de geração distribuída em cada barra. A adição de GD começará na barra com maior carga e seguirá alternadamente para a de menor carga, até todas as barras do SEP serem cobertas. Dessa forma, teremos 10 cenários diferentes de perda de potência ativa. Como dito na seção anterior, as linhas de distribuição aguentam até 20% de GD. Portanto, a adição de geração será 20% da carga de cada subestação. A Tabela 5 mostra como ficou a inserção de GD para cada barra.

Tabela 5 -	Inserção	de	aeracão	ativa	еm	cada	barra
			90.0.90.0		<b>e</b>	00.0.0	~ ~ ~ ~ ~

Barra	Nome	Carga Ativa ( <i>MW</i> )	Adição de GD ( <i>MW</i> )		
	SE Nova				
7	Porto	5,50	1,10		
	Primavera				
٩	SE	15.0	3.00		
	lvinhema 2	13,0	3,00		
10	SE Rio	10.20	2 04		
10	Brilhante	10,20	2,04		
	SE				
11	Dourados	66,30	13,26		
	2				
12	SE	90.00	18.00		
	Dourados		- /		
14	SE	30,00	6,00		
	Anastácio		-,		
	SE				
15	Sidrolândia	20,00	4,00		
	2				
16	SE	65,00	13,00		
	Imbirussu		-,		
17	SE Campo	50,00	10,0		
	Grande 2	,	,		

Fonte: Autor.

Segue na Tabela 6, como ficaram os cenários de simulação:

Tabela 6 - Diferentes cenários com a inserção da GD

Conária	Adição de GD	Potência Ativa		
Cenano	nas Barras	(MW)		
1				

2	12	18,00
з	12	18,00
5	7	1,10
	12	18,00
4	7	1,10
	11	13,26
	12	18,00
F	7	1,10
5	11	13,26
	10	2,04
	12	18,00
	7	1,10
6	11	13,26
	10	2,04
	16	13,00
	12	18,00
	7	1,10
7	11	13,26
	10	2,04
	16	13,00
	9	3,00
	12	18,00
	7	1,10
	11	13,26
8	10	2,04
	16	13,00
	9	3,00
	17	10,00
	12	18,00
	7	1,10
	11	13,26
9	10	2,04
	16	13,00
	9	3,00
	17	10,00
	15	4,00
10	12	18,00
	7	1,10

11	13,26
10	2,04
16	13,00
9	3,00
17	10,00
15	4,00
14	6,00

Fonte: Autor.

# 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Tendo rodado o fluxo de potência e em seguida gerado um relatório de operação para cada cenário diferente no ANAREDE, obstemse os resultados. As Figuras 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27 e 28 mostram um recorte do relatório de operação com as principais informações.

CENÁRIO 1: Sem adição de GD
 Figura 19 - Relatório - Cenário 1

XX GERACAO MW/	INJ EQV MW/	CARGA MW/	ELO CC MW/	SHUNT Mvar/	EXPORT MW/	IMPORT MW/	PERDAS MW/
Mvar XX	Mvar	Mvar X	Mvar	X	Mvar	Mvar X	MVar
^ ^							
360.0	0.0	352.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.0
-428.0	0.0	115.8	0.0	0.0	0.0	0.0	-543.8

Fonte: Adaptado do ANAREDE.

• CENÁRIO 2: Adição de GD na barra 12

Figura 20 - Relatório - Cenário 2

хх	x-	x	x-	х	()	(X	x
GERACAO	INJ EQV	CARGA MW/	ELO CC MW/	SHUNT Myar/	EXPORT MW/	IMPORT MW/	PERDAS MW/
Mvar	Mvar	Mvar	Mvar	EQUIV	Mvar	Mvar	Mvar
хх	X-	Х	(X-	Х	(}	(X	х
359.5	0.0	352.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.5
-439.4	0.0	115.8	0.0	0.0	0.0	0.0	-555.2

Fonte: Adaptado do ANAREDE.

• CENÁRIO 3: Adição de GD nas barras

12 e 7

Figura 21 - Relatório - Cenário 3

GERACAO MW/ Mvar	INJ EQV MW/ Mvar	CARGA MW/ Mvar	ELO CC MW/ Mvar	SHUNT Mvar/ EQUIV	EXPORT MW/ Mvar	IMPORT MW/ Mvar	PERDAS MW/ Mvar
Х	X-	}	(X	Х	(}	()	{
359.5	0.0	352.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.
-439.6	0.0	115.8	0.0	0.0	0.0	0.0	-555.

Fonte: Adaptado do ANAREDE.

# CENÁRIO 4: Adição de GD nas barras

12, 7 e 11

Figura 22 - Relatório - Cenário 4

XX GERACAO MW/ Mvar XX	X INJ EQV MW/ Mvar	CARGA MW/ Mvar	(X ELO CC MW/ Mvar (X	SHUNT Mvar/ EQUIV	(X EXPORT MW/ Mvar (X	(> IMPORT MW/ Mvar (>	{X PERDAS MW/ Mvar {X
359.2 -447.1	0.0	352.0 115.8	0.0	0.0 0.0	0.0	0.0	7.1 -562.7

Fonte: Adaptado do ANAREDE.

CENÁRIO 5: Adição de GD nas barras

# 12, 7, 11 e 10

Figura 23 - Relatório - Cenário 5

XX- GERACAO MW/	INJ EQV MW/	CARGA MW/	ELO CC MW/	SHUNT Mvar/	EXPORT MW/	IMPORT MW/	PERDAS MW/
Mvar XX	Mvar X-	Mvar X	Mvar	EQUIV	Mvar X	Mvar	Mvar X
359.1 -447.8	0.0	352.0 115.8	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0	0.0	7.1 -563.6

Fonte: Adaptado do ANAREDE.

# CENÁRIO 6: Adição de GD nas barras

# 12, 7, 11, 10 e 16

Figura 24 - Relatório - Cenário 6

хх	X	)	۲x-	}	(X	X	X
GERACAO	INJ EQV	CARGA	ELO CC	SHUNT	EXPORT	IMPORT	PERDAS
MW/	MW/	MW/	MW/	Mvar/	MW/	MW/	MW/
Mvar	Mvar	Mvar	Mvar	EQUIV	Mvar	Mvar	Mvar
хх	X-	}	۲x-	}	<b>сх</b>	х	х
358.7	0.0	352.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7
-455.9	0.0	115.8	0.0	0.0	0.0	0.0	-571.4

Fonte: Adaptado do ANAREDE.

CENÁRIO 7: Adição de GD nas barras

12, 7, 11, 10, 16 e 9

Figura 25 - Relatório - Cenário 7

хх	x-	х	x-	х	x	)	<x< th=""></x<>
GERACAO MW/ Mvar XX	INJ EQV MW/ Mvar	CARGA MW/ Mvar	ELO CC MW/ Mvar	SHUNT Mvar/ EQUIV	EXPORT MW/ Mvar	IMPORT MW/ Mvar	PERDAS MW/ Mvar {X
358.7 -456.4	0.0	352.0 115.8	0.0	0.0 0.0	0.0	0.0	6.7 -572.2

Fonte: Adaptado do ANAREDE.

### CENÁRIO 8: Adição de GD nas barras

12, 7, 11, 10, 16, 9 e 17

Figura 26 - Relatório - Cenário 8

XX- GERACAO MW/ Mvar	INJ EQV MW/ Mvar	CARGA MW/ Mvar	ELO CC MW/ Mvar	X SHUNT Mvar/ EQUIV	X EXPORT MW/ Mvar	IMPORT MW/ Mvar	PERDAS MW/ MVar
XX- 358.4 -462.1	0.0 0.0	352.0 115.8	0.0 0.0	0.0 0.0	x 0.0 0.0	0.0 0.0	6.4 -577.7

Fonte: Adaptado do ANAREDE.

# CENÁRIO 9: Adição de GD nas barras

12, 7, 11, 10, 16, 9, 17 e 15

Figura 27 - Relatório - Cenário 9

хх	X-	Х	X-	х	X	Х	хх
GERACAO MW/ Mvar	INJ EQV MW/ Mvar	CARGA MW/ Mvar	ELO CC MW/ Mvar	SHUNT Mvar/ EQUIV	EXPORT MW/ Mvar	IMPORT MW/ Mvar	PERDAS MW/ Mvar
хх	x-	х	x-	х	x	х	хх
358.3 -464.2	0.0	352.0 115.8	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3 -579.9

Fonte: Adaptado do ANAREDE.

# CENÁRIO 10: Adição de GD nas barras

12, 7, 11, 10, 16, 9, 17, 15 e 14

Figura 68 - Cenário 10

GERACAO MW/ Mvar	INJ EQV MW/ Mvar	CARGA MW/ Mvar	ELO CC MW/ Mvar	SHUNT Mvar/ EQUIV	EXPORT MW/ Mvar	IMPORT MW/ Mvar	PERDAS MW/ Mvar
сх	X-	Х	сх	}	(Х	х	
358.2	0.0	352.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.2
-465.8	0.0	115.8	0.0	0.0	0.0	0.0	-581.6

Fonte: Adaptado do ANAREDE.

Para melhor visualização, a Tabela 7 expõe todos os cenários agrupados em relação às potências ativas:

Tabela 7 - Comparação entre os cenários (potência ativa)

Cenário	Geração	GD	Perdas	
	(MW)	(MW)	(MW)	
1	360	0	8,0	

2	359,5	18	7,5
3	359,5	19,1	7,5
4	359,2	32,4	7,1
5	359,1	34,4	7,1
6	358,7	47,4	6,7
7	358,7	50,4	6,7
8	358,4	60,4	6,4
9	358,3	64,4	6,3
10	358,2	70,4	6,2
	Fonte: Au	tor.	

À primeira vista, nota-se que a geração do SEP diminui conforme os cenários progridem. Isso é claro pois, quanto maior é a adição de GD, menor é a utilização da geração das usinas presentes, como visto no Gráfico 1.

Gráfico 1 - Geração ativa das usinas por cenário



Fonte: Autor.

No primeiro cenário temos 360 *MW* gerado pelas usinas, já no décimo temos 358,2 *MW*. Ou seja, com a adição de GD em todas as barras, houve uma redução de 0,5% na geração de potência ativa das usinas.

Outro ponto a se notar é que, conforme se progridem os cenários, as perdas de potência ativa do sistema vão diminuindo, isso também se da ao fato de que ao aumentar a adição de GD, utiliza-se menos as usinas do SEP e consequentemente as perdas na transmissão de energia vão sendo cada vez menor, como visto no Gráfico 2.

8.5 8

Gráfico 2 - Perda de potência ativa por cenário



#### Fonte: Autor.

No primeiro cenário temos 8,0 *MW* de perda de potência ativa no sistema, já no décimo temos 6,2 *MW*. Ou seja, com a adição de GD em todas as barras, houve uma redução de 22,5% nas perdas de potência ativa do sistema.

É importante notar que nem todos os cenários apresentam uma redução significativa tanto na geração das usinas quanto na perda de potência ativa do sistema. Isso ocorre, pois, a adição de GD foi feita de acordo com a carga na barra, portanto quanto menor a carga da barra, menor a adição de GD na mesma e consequentemente menos impacto se tem no sistema.

Analisando agora os cenários em relação às potências reativas, conforme a Tabela 8:

Tahela 8 -	Comparação	entre os	cenários	(notência	reativa
rabera o	comparação	chuic 05	centarios	potencia	reativaj

Cenário	Geração	GD	Perdas
	(Mvar)	(MW)	(Mvar)
1	-428,0	0	-543,8
2	-439,4	18	-555,2
3	-439,6	19,1	-555,4
4	-447,1	32,4	-562,7
5	-447,8	34,4	-563,6
6	-455,9	47,4	-571,4
7	-456,4	50,4	-572,2
8	-462,1	60,4	-577,7
9	-464,2	64,4	-579,9
10	-465,8	70,4	-581,6

#### Fonte: Autor.

Nota-se primeiramente apenas valores negativos de potência reativa, isso ocorre pois há cargas indutivas consumindo essa potência reativa. Tanto em relação a potência reativa das usinas, quanto em relação à perda de potência reativa, vemos que os valores vão aumentando (em módulo ou intensidade) conforme os cenários progridem, conforme visto no Gráfico 3 e 4.





Fonte: Autor.

Com a adição da GD em todas as barras, houve um aumento de 8,8% na geração de potência reativa das usinas.

Gráfico 4 – Perda de potência reativa por cenário



#### Fonte: Autor.

Com a adição de GD em todas as barras, houve um aumento de 6,9% nas perdas de potência reativa do sistema.

Esse comportamento ocorre, pois, a inserção de GD costuma ser projetada para operar com fator de potência unitário, ou seja, gerar apenas potência ativa. Como no caso as cargas são do tipo indutivas e a demanda de carga ativa permanece constante em cada barra, para ter um fluxo de potência convergente na rede elétrica, as usinas necessitam fazer essa compensação de energia reativa no sistema. Dessa forma, quanto maior é a adição de GD, maior é a geração de potência reativa е consequentemente maior é a perda de potência reativa do sistema.

# **5 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

A geração distribuída aparenta ser uma grande aliada no setor elétrico nacional. Além de aliviar a demanda de energia elétrica suprida pelas grandes usinas centralizadas, tem-se uma redução da necessidade da utilização de extensas linhas de transmissão, onde se tem consideráveis perdas de energia.

Através das simulações feitas em diferentes cenários, foi possível observar que a GD tem maiores impactos no SEP quanto maior for a inserção de potência ativa na barra. Inserindo em todas as barras, uma potência ativa no valor de 20% de sua carga, pode-se obter uma redução de mais de 20% nas perdas de potência ativa total do sistema.

Através do cenário 9, onde foi adicionado 4,00 *MW* de GD na barra 15 (barra que se encontra mais distante das usinas presentes), pode-se observar também que a inserção de potência ativa GD se mostra mais significativa quanto mais distante a carga estiver das usinas.

Apesar da grande vantagem na redução de perdas de potência ativa, a GD mostrou uma desvantagem com o aumento da potência reativa no sistema. Fato que pode ser avaliado e compensado com a inserção de bancos de capacitores no SEP.

De forma, geral a geração distribuída tem o potencial de transformar a dinâmica de geração e consumo da energia elétrica no Brasil. Além de diversificar nossa matriz energética, há uma contribuição significativa para um uso mais sustentável, consciente e eficiente da energia.

# REFERÊNCIAS

ALBUQUERQUE, B. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. Portaria Normativa nº 2/GM/MME, de 25 de fevereiro de 2021. Brasília, 2021. ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Relatório – Perdas de Energia Elétrica na Distribuição. Ed. 01/2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Micro e Minigeração Distribuída.** Disponível em: https://www.gov.br/aneel/ptbr/assuntos/geracao-distribuida. Acesso em: fev. 2024

CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica. ANAREDE: Análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente. Disponível em: https://www.cepel.br/produtos/anared-2/anarede/. Acesso em: fev. 2024

CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica. Procedimento de rede submódulo 18-2 "Relação dos Sistemas e Modelos Computacionais". Audiência Pública nº 49/2008.

CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica. **Programa ANAFAS – Curso Básico.** Departamento de Redes Elétricas, 2016.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Dados abertos.** Disponível em: https://dadosabertos.ccee.org.br/dataset/pe rda\_rb\_mes/resource/48097a10-4115-4ec7-8464-26d309643480. Acesso em: mai. 2024 CHAPMAN, Stephen J. Fundamentos de Máquinas Elétricas. 5. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013. 69 p.

FREIRE, W. Canal Energia. **Rede pode suportar até 20% de GD, aponta CPFL.** Disponível em: https://www.canalenergia.com.br/noticias/5 3068807/rede-pode-suportar-ate-20-de-gdaponta-cpfl. Acesso em: mar. 2024

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY,
 Distributed Generation in Liberalised
 Electricity Markets. OECD/IEA. Paris, France,
 2002.

JUNIOR, A. P; MEDEIROS, B. T. Aplicação de Fluxo de Potência no Nível de Subestação à Sistemas de Potências Reais. Curitiba, 2009.

LEÃO, R. Notas de aula da disciplina: geração, transmissão, distribuição e energia elétrica. Curso promovido pela Universidade Federal do Ceará. Ceará, 2009.

MAMEDE FILHO, J. Manual de Equipamentos Elétricos, 4. Ed. Rio de Janeiro: LTC, 2015.

MELO, I. Fluxo de potência: Teoria e implementação de códigos computacionais. São Paulo: Editora Edgar Blucher Ltda, 2023. MOHAN, N. Sistemas elétricos de Potência:

um curso introdutório. 1. ed. Rio de Janeiro:

LTC, 2016

MONTICELLI, A. J., GARCIA, A. Introdução aos sistemas de energia elétrica. 2. ed. Campinas: Editora Unicamp, 2011.

MONTICELLI, A. J; CEPEL. **Fluxo de Carga em Redes de Energia elétrica.** 1 ed. São Paulo: Edgard Blücher Ltda., 1983.

NARUTO, D. T. Vantagens e desvantagens da geração distribuída e estudo de caso de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica. Monografia (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

ONS. Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos. Resolução Normativa nº 903/2020.

ONS. Manual de Procedimentos da Operação
 – Recomposição da Área Porto Primavera.
 Código IO-RR.COPPR. Revisão 09. 2024

SILVA, R. S. **Sistemas Elétricos de Potência I.** Londrina: Editora e Distribuidora Educacional S.A, 2019.

SIMABUKULO, L. et. Al. Energia, Industrialização e Modernidade História Social. São Paulo, 2006.