



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUCAS SALES BARBOSA

**A INFLUÊNCIA DA DISPOSIÇÃO DE FASES NOS CAMPOS ELÉTRICOS DE
LINHAS DE TRANSMISSÃO: UMA ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE SISTEMAS
TRIFÁSICOS E HEXAFÁSICOS**

FORTALEZA

2025

LUCAS SALES BARBOSA

A INFLUÊNCIA DA DISPOSIÇÃO DE FASES NOS CAMPOS ELÉTRICOS DE LINHAS DE
TRANSMISSÃO: UMA ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE SISTEMAS TRIFÁSICOS E
HEXAFÁSICOS

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Dra. Raquel Cristina Filiagi
Gregory.

FORTALEZA

2025

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

B199i Barbosa, Lucas Sales.

A influência da disposição de fases nos campos elétricos de linhas de transmissão : uma análise comparativa entre sistemas trifásicos e hexafásicos / Lucas Sales Barbosa. – 2025.
69 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2025.

Orientação: Profa. Dra. Raquel Cristina Filiagi Gregory.

1. Transmissão hexafásica. 2. Campo elétrico a nível do solo. 3. Campo elétrico na superfície do condutor. 4. Método de simulação de cargas. I. Título.

CDD 621.3

LUCAS SALES BARBOSA

A INFLUÊNCIA DA DISPOSIÇÃO DE FASES NOS CAMPOS ELÉTRICOS DE LINHAS DE
TRANSMISSÃO: UMA ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE SISTEMAS TRIFÁSICOS E
HEXAFÁSICOS

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 24/10/2025

BANCA EXAMINADORA

Profª. Dra. Raquel Cristina Filiagi Gregory (Orientadora)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dra. Ruth Pastora Saraiva Leão
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Lucas Silveira Melo
Universidade Federal do Ceará (UFC)

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço aos meus pais, Manoel e Marta, por me proporcionarem todas as condições necessárias, desde sempre, para que eu pudesse alcançar meus objetivos com serenidade. Seu papel foi fundamental na minha educação e no molde do meu caráter; são pessoas exemplares e inspiradoras. Em particular, agradeço à minha mãe pelas horas dedicadas à revisão de referências bibliográficas e pelo conhecimento normativo compartilhado.

Agradeço à minha namorada, Révia, pelo companheirismo nos momentos bons e também nos difíceis, por me apoiar incondicionalmente durante todo o trajeto e por acreditar em mim mais do que qualquer outra pessoa. Agradeço também, é claro, pelas valiosas dicas de gramática e estilo.

Por fim, agradeço à minha orientadora, Raquel, pela confiança em orientar meu trabalho, pelo grande conhecimento compartilhado e pelos meses de ampla dedicação. Agradeço por cada observação, comentário, crítica e elogio direcionados a este trabalho, que me mostraram o caminho a ser seguido e me desviaram de distrações, culminando na melhora do trabalho a cada semana. Sua excelente orientação suavizou todos os momentos desafiadores e de insegurança, ao passo que acentuou os avanços e desenvolvimentos alcançados.

RESUMO

A ampliação da capacidade de transmissão de energia elétrica é um processo necessário para acompanhar a expansão recente da geração e o aumento do consumo. Devido à dificuldade na construção de novas linhas de transmissão, busca-se aumentar a capacidade de transmissão das linhas existentes. Uma possibilidade para tal é realizar a conversão de linhas trifásicas a circuito duplo para linhas hexafásicas, opção que apresenta vantagens técnicas quando comparada às alternativas comumente empregadas. Neste trabalho, são analisados os impactos da disposição das fases nos campos elétricos produzidos pela linha de transmissão nessas condições empregando o método de simulação de cargas, que modela a distribuição de carga nos condutores como um número de cargas discretas e permite a determinação dos campos elétricos em qualquer ponto externo aos condutores. Um programa computacional foi desenvolvido em Julia para aplicar o método de simulação de cargas a linhas de transmissão e foi utilizado, em particular, para estudar uma torre com configuração bilateral vertical, simulando todas as disposições possíveis para os sistemas trifásico e hexafásico. Constatou-se então que a disposição das fases na linha afeta consideravelmente os campos elétricos tanto a nível do solo quanto na superfície dos condutores. Foram encontradas configurações hexafásicas superiores a todas as configurações trifásicas no quesito campo elétrico na superfície dos condutores, mas com campo elétrico a nível do solo elevado. Outras configurações hexafásicas apresentam desempenho superior a todas as configurações trifásicas no quesito campo elétrico a nível do solo, apresentando também resultado satisfatório em relação ao campo elétrico na superfície dos condutores. Conclui-se então que, a depender das necessidades de cada projeto, a transformação de uma linha trifásica a circuito duplo para hexafásica requer a escolha adequada da disposição das fases nos condutores, podendo reduzir o campo elétrico a nível do solo ou na superfície dos condutores e, conseqüentemente, atenuar problemas como o efeito Corona, um dos fatores limitantes no projeto de linhas de extra-alta e ultra-alta tensão.

Palavras-chave: transmissão hexafásica; campo elétrico a nível do solo; campo elétrico na superfície do condutor; método de simulação de cargas.

ABSTRACT

Expanding electrical power transmission capacity is a necessary process to keep pace with recent growth in generation and increased consumption. Due to the difficulty of building new transmission lines, efforts are being made to increase the transmission capacity of existing lines. One possibility for this is to convert double-circuit three-phase lines to six-phase lines, an option that offers technical advantages when compared to commonly used alternatives. In this study, the impacts of the arrangement of the phases on the electric fields produced by the transmission line under these conditions are analyzed using the charge simulation method, which models the distribution of charges on the conductors as a number of discrete charges and allows the determination of electric fields at any point outside the conductors. A computer program was developed in Julia to apply the charge simulation method to transmission lines and was used, in particular, to study a tower with a double-circuit vertical configuration, simulating all possible arrangements for three-phase and six-phase systems. It was then found that the arrangement of the phases in the line considerably affects the electric fields both at ground level and on the surface of the conductors. Some six-phase configurations were found to be superior to all three-phase configurations in terms of the electric field on the surface of the conductors, but with a high electric field at ground level. Other six-phase configurations outperform all three-phase configurations in terms of the electric field at ground level, while also presenting satisfactory results in relation to the electric field on the surface of the conductors. It can therefore be concluded that, depending on the needs of each project, the transformation of a three-phase double-circuit line to a six-phase line requires the appropriate choice of phase arrangement in the conductors, which can reduce the electric field at ground level or on the surface of the conductors and, consequently, mitigate problems such as the Corona effect, one of the limiting factors in the design of extra-high and ultra-high voltage lines.

Keywords: six-phase transmission; electric field at ground level; conductor's surface electric field; charge simulation method.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Geração elétrica no Brasil por ano	14
Figura 2 – Consumo no Brasil por ano	15
Figura 3 – Publicações relacionadas a sistemas de transmissão polifásicos ao longo dos anos	20
Figura 4 – Diagrama fasorial de sistemas polifásicos	20
Figura 5 – Diferentes tensões de linha de um sistema hexafásico	21
Figura 6 – Conexão entre linha de transmissão hexafásica e sistema trifásico	23
Figura 7 – Esquemas de transformação de trifásico para hexafásico com transformadores especiais	24
Figura 8 – Conversão de sistema trifásico para hexafásico com transformador Dd0 e Dd6	24
Figura 9 – Efeito Corona em linha de transmissão aérea suíça de 380 kV	27
Figura 10 – Diagrama de um condutor	29
Figura 11 – Sistema monofásico	33
Figura 12 – Variação da densidade linear de carga em função do tempo	35
Figura 13 – Variação do campo elétrico a nível do solo em função do tempo e da distância horizontal da torre	35
Figura 14 – Campo elétrico a nível do solo RMS	36
Figura 15 – Campo elétrico no condutor	37
Figura 16 – Diagrama de um subcondutor	39
Figura 17 – Configuração da torre	42
Figura 18 – Detalhe do feixe de condutores	43
Figura 19 – Campo elétrico a um metro do solo	43
Figura 20 – Torre de transmissão na configuração bilateral vertical	45
Figura 21 – Campo elétrico a nível do solo para todas as configurações trifásicas	47
Figura 22 – Campo elétrico a nível do solo para todas as configurações hexafásicas	48
Figura 23 – Comparação entre os campos elétricos a nível do solo para sistemas trifásicos e hexafásicos	48
Figura 24 – Campo elétrico nas proximidades dos condutores do sistema trifásico	49
Figura 25 – Campo elétrico nas proximidades dos condutores do sistema hexafásico	50
Figura 26 – Campo elétrico a nível do solo em um sistema trifásico relacionado com o campo elétrico na superfície do condutor	51

Figura 27 – Campo elétrico a nível do solo em um sistema hexafásico relacionado com o campo elétrico na superfície do condutor	52
Figura 28 – Esquemas de transposição para sistemas trifásico e hexafásico	53
Figura 29 – Campo elétrico a nível do solo para as configurações de uma transposição trifásica	53
Figura 30 – Campo elétrico a nível do solo para as configurações de uma transposição hexafásica	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparação entre os resultados de simulação absolutos	44
Tabela 2 – Comparação entre os resultados de simulação normalizados	44

LISTA DE CÓDIGOS-FONTE

Código-fonte 1 – Definição da struct Point	39
Código-fonte 2 – Definição da soma de dois elementos do tipo Point	40
Código-fonte 3 – Definição da struct Conductor	40
Código-fonte 4 – Função para criar os vetores \mathbf{j} , φ e \mathbf{i}	41
Código-fonte 5 – Função para calcular o módulo do campo elétrico em um ponto arbitrário	42

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEM	Método dos elementos de contorno
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CSM	Método de simulação de cargas
EPRI	Instituto de Pesquisa em Energia Elétrica
FEM	Método dos elementos finitos
HPOTL	Linha de transmissão polifásica de ordem superior
HVDC	Corrente contínua em alta tensão
IEEE	Instituto dos Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
MMGD	Micro e minigeração distribuída
OCSM	Método de simulação de cargas otimizado
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPGW	<i>Optical Ground Wire</i>
RMS	Raiz do valor médio quadrático

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Justificativa	17
1.2	Objetivos	17
1.3	Estrutura do trabalho	18
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
2.1	Fundamentação sobre sistemas hexafásicos	19
2.2	Conversão de um sistema trifásico para hexafásico	23
2.3	Limitações do sistema hexafásico	25
2.4	Fenômenos de campo elétrico em linhas de transmissão	25
2.4.1	<i>Efeito Corona</i>	26
2.4.2	<i>Interferência eletromagnética</i>	28
2.4.3	<i>Ruído audível</i>	28
2.5	Método de simulação de cargas	28
2.5.1	<i>Aplicação numérica do método de simulação de cargas</i>	32
3	MATERIAIS E MÉTODOS	38
3.1	Implementação computacional do modelo	38
3.1.1	<i>Estrutura do programa</i>	39
3.2	Validação do modelo	41
3.3	Definição dos estudos de caso	44
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	46
4.1	Campo elétrico a nível do solo	46
4.2	Campo elétrico na superfície dos condutores	49
4.3	Relação entre os campos elétricos a nível do solo e na superfície dos condutores	50
4.4	Impacto da transposição nos campos elétricos	52
5	CONCLUSÃO	55
5.1	Trabalhos futuros	55
	REFERÊNCIAS	57

APÊNDICE A – DISPOSIÇÕES DAS FASES NOS CONDUTORES ELECADAS DE ACORDO COM O CAMPO ELÉTRICO MÁXIMO [V/m] A NÍVEL DO SOLO PARA SISTEMAS TRIFÁSICOS	61
APÊNDICE B – DISPOSIÇÕES DAS FASES NOS CONDUTORES ELECADAS DE ACORDO COM O CAMPO ELÉTRICO MÁXIMO [V/m] A NÍVEL DO SOLO PARA SISTEMAS HEXAFÁSICOS	62
APÊNDICE C – DISPOSIÇÕES DAS FASES NOS CONDUTORES ELECADAS DE ACORDO COM O CAMPO ELÉTRICO MÁXIMO [kV/cm] NA SUPERFÍCIE DO CONDUTOR PARA SISTEMAS TRIFÁSICOS	66
APÊNDICE D – DISPOSIÇÕES DAS FASES NOS CONDUTORES ELECADAS DE ACORDO COM O CAMPO ELÉTRICO MÁXIMO [kV/cm] NA SUPERFÍCIE DO CONDUTOR PARA SISTEMAS HEXAFÁSICOS	67

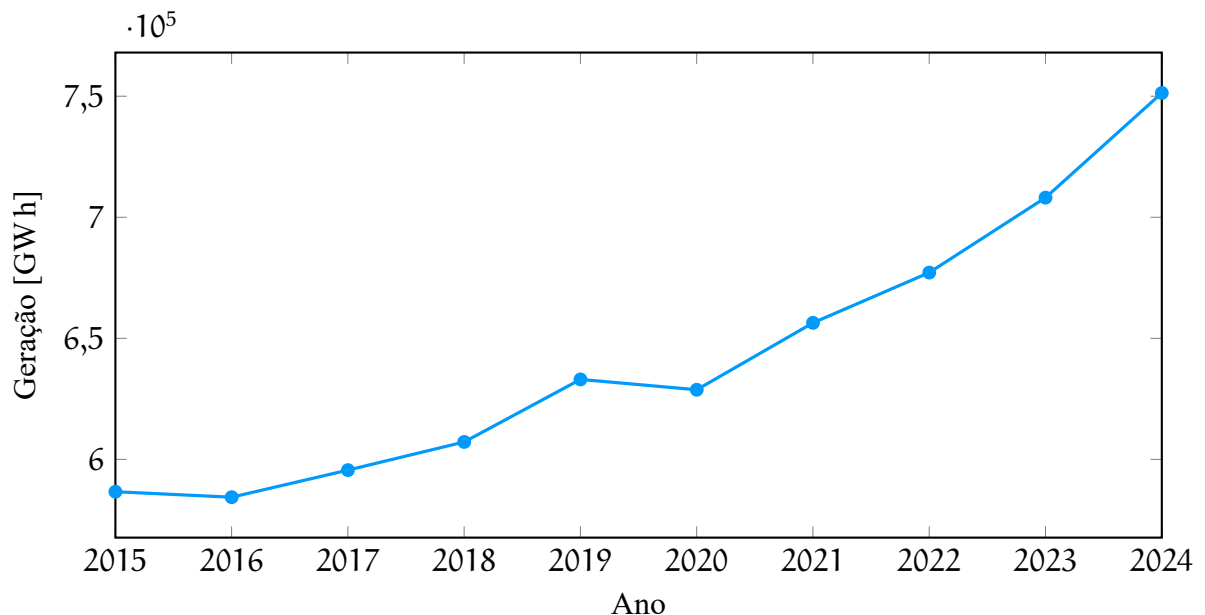
1 INTRODUÇÃO

Em um país de dimensões continentais, em que os grandes novos aproveitamentos hidrelétricos encontram-se distantes dos principais centros de consumo e sujeitos a cada vez a maiores restrições ambientais, o estudo e o desenvolvimento de novas tecnologias de transmissão de energia elétrica a longas distâncias assumem um papel primordial para o desenvolvimento do país. (Masuda; Jardini, 2012).

Com o aumento da geração de energia elétrica ao longo dos últimos anos, bem como o aumento do consumo e da demanda, a extensão e ampliação da capacidade de transmissão torna-se um desafio a ser superado. Em 2024, a matriz elétrica brasileira teve um aumento de 10,9 GW, segundo dados da ANEEL, caracterizando a maior expansão da série histórica (ANEEL (Brasil), 2025a). As usinas solares fotovoltaicas e eólicas compõem 91,13 % da potência instalada no ano, com os painéis solares sendo também a principal fonte utilizada na micro e minigeração distribuída (MMGD), tendo crescido 8,85 GW em 2024 (ANEEL (Brasil), 2025b).

O crescimento da geração de energia elétrica no Brasil de 2015 a 2024 é mostrado na Figura 1. Desde 2015, a geração anual aumentou em mais de 160 000 GW h, representando uma expansão de 28,07 %.

Figura 1 – Geração elétrica no Brasil por ano

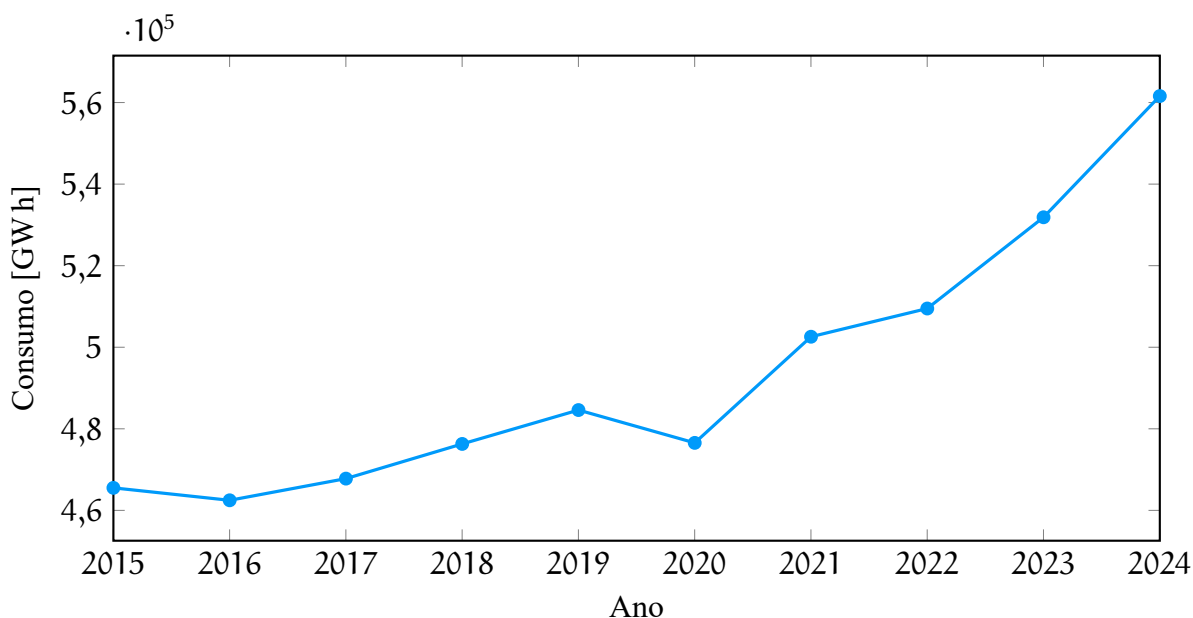


Fonte: Baseado em Empresa de Pesquisa Energética (2025).

De forma semelhante, a capacidade de geração de energia elétrica também cresceu consideravelmente desde 2015, apresentando um aumento de mais de 95 000 MW ou 67 %.

Naturalmente, o consumo de energia elétrica no Brasil acompanha essa tendência de crescimento, com um aumento de mais de 96 000 GW h, o que representa um crescimento de 20 % de 2015 para 2024. A Figura 2 mostra esse avanço ao longo dos anos.

Figura 2 – Consumo no Brasil por ano



Fonte: Baseado em Empresa de Pesquisa Energética (2025).

Assim, com a crescente demanda por energia elétrica no Brasil e a expansão da geração, principalmente das fontes renováveis, a infraestrutura de transmissão entra em evidência como um dos principais desafios. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), por meio do sumário executivo PAR/PEL 2024, aponta que existe risco de sobrecarga em onze estados brasileiros, entre os quais cinco são nordestinos. A região Nordeste se destaca na geração de energia eólica e solar, tornando-se exportadora para as regiões Norte, Sudeste e Centro-Oeste durante grande parte do ano, porém a infraestrutura de transmissão atual entre essas regiões não acompanha esse crescimento (Ferraz Junior, 2025).

Construir uma nova linha de transmissão, além de ser muito dispendioso, é também um processo que necessita da existência de uma nova faixa de servidão disponível ou que seja possível realizar a construção na faixa existente (Mendes *et al.*, 2005). Ademais, as linhas de transmissão demoram a ser construídas, com tempo médio de 16 meses e sendo, muitas vezes, prolongado devido a atrasos (Atraso [...], 2017), enquanto as usinas solares fotovoltaicas, fonte energética que mais cresce no Brasil, levam um tempo muito menor para serem construídas. É evidente, então, que o problema do escoamento de energia elétrica não pode ser totalmente solucionado apenas com a construção de novas linhas de transmissão. Assim, o aumento da

capacidade de transmissão de linhas já existentes pode ser uma escolha mais adequada do ponto de vista econômico e ambiental.

A conduta mais comum para o aumento da capacidade de transmissão de potência de uma linha é o aumento da tensão de operação do sistema. Ao redor do mundo, o nível de tensão tem aumentado gradualmente de 115 kV a 1000 kV em linhas de transmissão em corrente alternada. Essa estratégia, porém, nem sempre pode ser adotada, devido às preocupações sociais com o aumento dos campos eletromagnéticos, principalmente pelos possíveis efeitos desses campos sobre o ser humano, e os limites impostos pelas normas (Deng, 2012). O Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE), por exemplo, define os limites de intensidade e duração da exposição aos campos eletromagnéticos para cada parte do corpo humano em função da frequência desses campos (IEEE, 2019).

Além disso, o custo associado a essa solução é bastante elevado, pois exige o reisolamento da linha e substituição dos elementos das subestações, incluindo os transformadores (Mendes *et al.*, 2005).

Outra possibilidade é a troca dos condutores por outros de maior seção. Essa solução implica, porém, na necessidade de reforçar ou substituir estruturas existentes da linha, gerando custos elevados (Mendes *et al.*, 2005).

Apesar de necessitar também da troca dos transformadores e equipamentos das subestações, a adoção do sistema hexafásico pode ser uma opção para o aumento da capacidade de transmissão de potência de uma linha. Mesmo com os custos associados aos equipamentos de conversão de trifásico para hexafásico, existem vantagens técnicas que podem tornar essa alternativa viável quando comparada com o mero aumento da tensão nominal.

O número de estudos sobre os sistemas hexafásicos ainda é pequeno e diversos aspectos da implantação e operação desses sistemas ainda não são completamente compreendidos. A influência da adoção de um sistema hexafásico no campo elétrico a nível do solo e no gradiente de potencial máximo no condutor, por exemplo, ainda é pouco explorada, já que a maior parte dos estudos realizados sobre esse tema abordam apenas o aspecto da proteção.

O trabalho de Stewart e Wilson (1978) analisa e compara os campos elétricos gerados por sistemas polifásicos de ordem superior e sistemas trifásicos, dando pouca ênfase ao efeito da variação da configuração das fases nos condutores da linha. Outras referências, como a de Camargo (2006), mostram que, quando comparados com sistemas trifásicos, os sistemas hexafásicos apresentam desempenho superior em relação ao gradiente de potencial nos condutores, mas geram um campo elétrico ao nível do solo mais elevado. Essa análise, porém, é realizada

com base na comparação de uma única configuração das fases nos condutores da linha. Outros estudos, como o de Metwally (2001), consideram um número maior de configurações, mas ainda pequeno em comparação à quantidade de configurações existentes. Por sua vez, Chen *et al.* (2018) analisam a correlação entre a configuração das fases nos condutores e o campo elétrico gerado a nível do solo, mas considerando apenas uma linha de transmissão trifásica a circuito duplo.

1.1 Justificativa

Diante da relevância dos sistemas hexafásicos como uma alternativa para a recapitação de linhas de transmissão, a análise dos impactos da adoção desses sistemas sobre os parâmetros de desempenho das linhas de transmissão é de grande importância.

Os estudos que analisam os campos elétricos em linhas de transmissão hexafásicas ainda são incipientes — apesar da existência de centenas de maneiras de dispor as fases nos condutores dessas linhas, apenas uma pequena quantidade de configurações é examinada. Com isso, são obtidos resultados incompletos a respeito do desempenho de linhas hexafásicas sob esse aspecto e, conseqüentemente, conclusões equivocadas são tomadas em relação ao cotejo entre os campos elétricos gerados por sistemas trifásicos e hexafásicos.

Dessa forma, a análise cautelosa de todas as maneiras diferentes de dispor as fases nos condutores de linhas trifásicas a circuito duplo e hexafásicas a circuito simples, avaliando o desempenho em relação aos campos elétricos a nível do solo e na superfície dos condutores é necessária.

1.2 Objetivos

O trabalho tem como objetivo analisar a influência da disposição das fases nos condutores de linhas de transmissão sobre os campos elétricos, a fim de estabelecer uma análise comparativa entre sistemas trifásicos e hexafásicos.

Os objetivos específicos do trabalho são:

- a) apresentar uma revisão sobre os sistemas hexafásicos;
- b) modelar e validar o método de simulação de cargas (CSM);
- c) realizar uma análise comparativa entre as diferentes maneiras de dispor as fases em uma linha de transmissão;

d) indicar a melhor configuração dos condutores com base nos parâmetros estudados.

1.3 Estrutura do trabalho

Este trabalho é dividido em cinco capítulos, incluindo a introdução, na qual é apresentado um panorama sobre o crescimento da geração e consumo de energia elétrica no Brasil e os desafios decorrentes, bem como são expostos os objetivos do trabalho.

No segundo capítulo, é apresentada a fundamentação teórica sobre sistemas de transmissão polifásicos de ordem superior, os efeitos do campo elétrico em linhas de transmissão e o método de simulação utilizado para determinação computacional dos campos elétricos.

O terceiro capítulo discute a metodologia utilizada no trabalho, apresentando trechos de código-fonte do programa desenvolvido e as hipóteses adotadas.

No quarto capítulo, a metodologia elaborada no capítulo 3 é utilizada para realizar estudos de caso sobre uma torre de transmissão na configuração bilateral vertical, analisando os impactos de uma conversão de sistema trifásico para hexafásico.

O quinto capítulo apresenta as conclusões finais do trabalho, enfatizando as principais observações e contribuições do estudo.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Diante da necessidade de transmissão de blocos de energia cada vez maiores, formas alternativas à transmissão de energia elétrica em corrente alternada com três fases passam a ser avaliadas. Sistemas de transmissão em corrente contínua em alta tensão (HVDC) e sistemas de transmissão polifásicos de ordem superior (HPOTL) são duas alternativas que destacam-se atualmente. Desde 1973, estudos relativos a sistemas de transmissão polifásicos de ordem superior são conduzidos, analisando os conceitos teóricos e possíveis benefícios (Grant; Stewart, 1984). Esses sistemas são caracterizados pela utilização de mais fases do que o tradicional sistema trifásico, podendo contar com seis, nove ou até doze fases. Com o auxílio da ferramenta Scopus, o número de documentos publicados em cada ano relacionados a esse tema foi encontrado, totalizando 1924 documentos de 1975 a 2024. O primeiro artigo relacionado a HPOTL, publicado por Barthold e Barnes (1973), não foi indexado pelo mecanismo de busca. A *string* de consulta utilizada para a pesquisa avançada é mostrada no Quadro 1. Ela busca os documentos que contêm, em qualquer parte, a palavra “transmission” e qualquer uma das expressões associadas a sistemas HPOTL, considerando apenas publicações na área de engenharia. Na Figura 3 é apresentado um resumo dos resultados obtidos, mostrando que o interesse nesse assunto cresceu substancialmente nos últimos anos.

Quadro 1 – *String* de consulta utilizada no Scopus

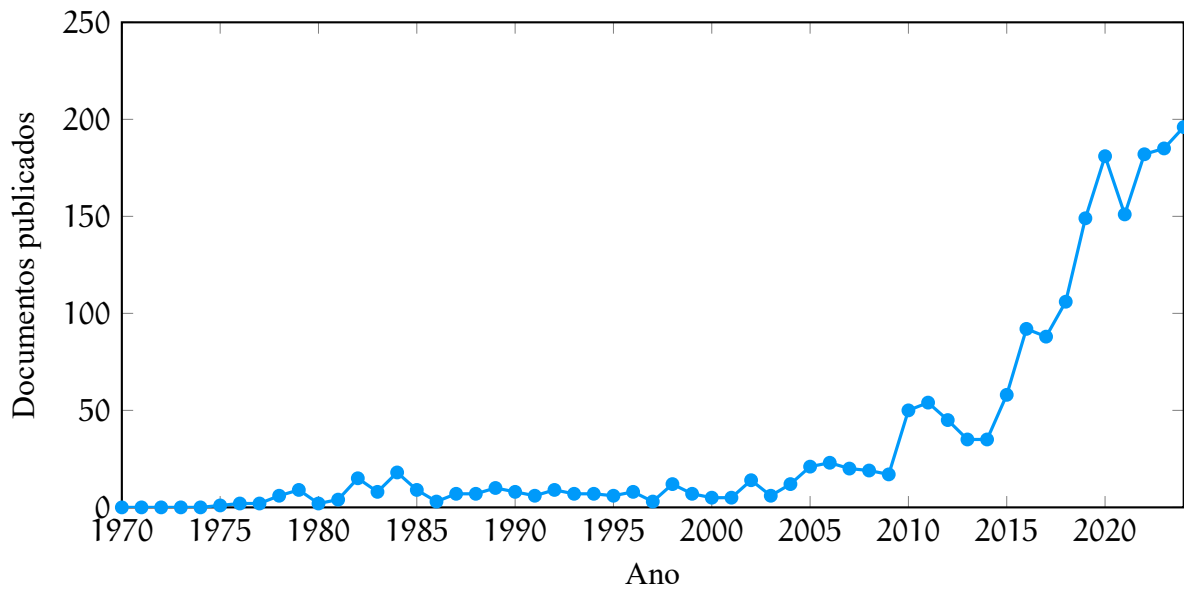
```
{transmission} AND (
"high-phase order" OR "six-phase" OR "nine-phase" OR "twelve-phase") AND (
LIMIT-TO (SUBJAREA,"ENGI"))
```

Em particular, os sistemas hexafásicos destacam-se entre os sistemas polifásicos, pois uma linha de transmissão trifásica a circuito duplo pode ser facilmente convertida em uma linha hexafásica a circuito simples devido à preexistência de seis condutores dispostos na linha (Gönen, 2009).

2.1 Fundamentação sobre sistemas hexafásicos

Em geral, a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica são realizadas por meio de circuitos trifásicos, isto é, um sistema que possui um conjunto de três tensões defasadas de 120° entre si, pois $360^\circ/3 = 120^\circ$. Num sistema hexafásico, a defasagem entre uma fase e a

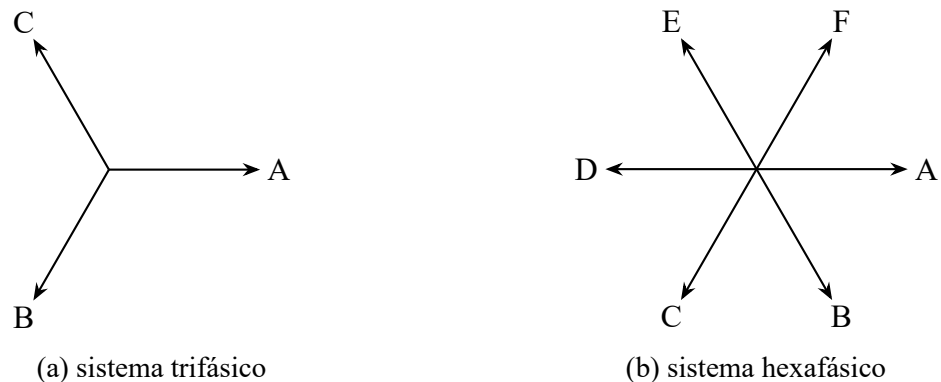
Figura 3 – Publicações relacionadas a sistemas de transmissão polifásicos ao longo dos anos



Fonte: Elaborada pelo autor.

consecutiva vale $360^\circ/6 = 60^\circ$. Na Figura 4 é apresentada uma comparação entre os diagramas fasoriais de sistemas com três e seis fases.

Figura 4 – Diagrama fasorial de sistemas polifásicos



Fonte: Elaborada pelo autor.

Num sistema trifásico, a defasagem entre qualquer par de fases é igual a 120° ; em um sistema hexafásico, porém, apesar da defasagem entre fases consecutivas ser igual a 60° , esse ângulo não é igual para qualquer par de fases. Dessa forma, a tensão de linha depende das fases associadas, podendo assumir três valores diferentes.

Quando o defasamento angular entre as fases é igual a 60° , como a tensão \vec{V}_{AB} mostrada na Figura 5a, a tensão de linha é igual à tensão de fase. As Equações 1–6 mostram o cálculo da tensão de linha quando a defasagem é igual a 60° , onde V é a magnitude da tensão fase-terra do sistema, \vec{V}_X é o fasor da tensão de fase, \vec{V}_{XY} é o fasor da tensão de linha e $\angle \delta$ é o

ângulo de fase da tensão.

$$\vec{V}_{AB} = \vec{V}_A - \vec{V}_B = V\angle 0^\circ - V\angle -60^\circ = V\angle 60^\circ \quad (1)$$

$$\vec{V}_{BC} = \vec{V}_B - \vec{V}_C = V\angle -60^\circ - V\angle -120^\circ = V\angle 0^\circ \quad (2)$$

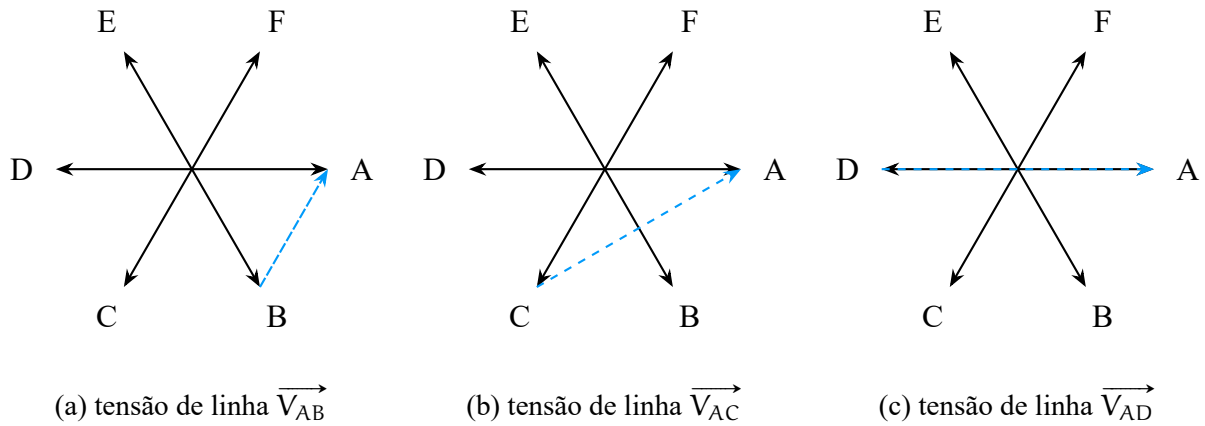
$$\vec{V}_{CD} = \vec{V}_C - \vec{V}_D = V\angle -120^\circ - V\angle -180^\circ = V\angle -60^\circ \quad (3)$$

$$\vec{V}_{DE} = \vec{V}_D - \vec{V}_E = V\angle -180^\circ - V\angle -240^\circ = V\angle -120^\circ \quad (4)$$

$$\vec{V}_{EF} = \vec{V}_E - \vec{V}_F = V\angle -240^\circ - V\angle -300^\circ = V\angle 180^\circ \quad (5)$$

$$\vec{V}_{FA} = \vec{V}_F - \vec{V}_A = V\angle -300^\circ - V\angle 0^\circ = V\angle 120^\circ \quad (6)$$

Figura 5 – Diferentes tensões de linha de um sistema hexafásico



Fonte: Elaborada pelo autor.

Para um defasamento de 120° , como a tensão \vec{V}_{AC} mostrada na Figura 5b, a tensão de linha é igual a $\sqrt{3}V$. As Equações 7–12 mostram o cálculo da tensão de linha quando a defasagem é igual a 120° .

$$\vec{V}_{AC} = \vec{V}_A - \vec{V}_C = V\angle 0^\circ - V\angle -120^\circ = \sqrt{3}V\angle 30^\circ \quad (7)$$

$$\vec{V}_{BD} = \vec{V}_B - \vec{V}_D = V\angle -60^\circ - V\angle -180^\circ = \sqrt{3}V\angle -30^\circ \quad (8)$$

$$\vec{V}_{CE} = \vec{V}_C - \vec{V}_E = V\angle -120^\circ - V\angle -240^\circ = \sqrt{3}V\angle -90^\circ \quad (9)$$

$$\vec{V}_{DF} = \vec{V}_D - \vec{V}_F = V\angle -180^\circ - V\angle -300^\circ = \sqrt{3}V\angle -150^\circ \quad (10)$$

$$\vec{V}_{EA} = \vec{V}_E - \vec{V}_A = V\angle -240^\circ - V\angle 0^\circ = \sqrt{3}V\angle 150^\circ \quad (11)$$

$$\vec{V}_{FB} = \vec{V}_F - \vec{V}_B = V\angle -300^\circ - V\angle -60^\circ = \sqrt{3}V\angle 90^\circ \quad (12)$$

Por fim, para um defasamento de 180° , como a tensão \vec{V}_{AD} mostrada na Figura 5c, a tensão de linha é igual a $2V$. As Equações 13–18 mostram o cálculo da tensão de linha quando a

defasagem é igual a 180° .

$$\vec{V}_{AD} = \vec{V}_A - \vec{V}_D = V\angle 0^\circ - V\angle -180^\circ = 2V\angle 0^\circ \quad (13)$$

$$\vec{V}_{BE} = \vec{V}_B - \vec{V}_E = V\angle -60^\circ - V\angle -240^\circ = 2V\angle -60^\circ \quad (14)$$

$$\vec{V}_{CF} = \vec{V}_C - \vec{V}_F = V\angle -120^\circ - V\angle -300^\circ = 2V\angle -120^\circ \quad (15)$$

$$\vec{V}_{DA} = \vec{V}_D - \vec{V}_A = V\angle -180^\circ - V\angle 0^\circ = 2V\angle 180^\circ \quad (16)$$

$$\vec{V}_{EB} = \vec{V}_E - \vec{V}_B = V\angle -240^\circ - V\angle -60^\circ = 2V\angle 120^\circ \quad (17)$$

$$\vec{V}_{FC} = \vec{V}_F - \vec{V}_C = V\angle -300^\circ - V\angle -120^\circ = 2V\angle 60^\circ \quad (18)$$

Segundo Gönen (2009), em sistemas polifásicos, se a tensão fase-terra for fixa, a tensão de linha diminui à medida que o número de fases aumenta¹. Isso ocorre devido à redução do ângulo entre as fases consecutivas causado pelo aumento do número de fases, acarretando na diminuição da tensão de linha entre fases consecutivas. Dessa forma, a distância de isolamento linha a linha pode ser reduzida.

A máxima potência complexa que um sistema hexafásico pode transmitir é dada pela Equação 19, onde $\vec{S}_{6\phi}$ é a potência complexa hexafásica e \vec{I}_L^* é o conjugado do fasor da corrente de linha.

$$\vec{S}_{6\phi} = 6\vec{V}\vec{I}_L^* \quad (19)$$

Para um sistema trifásico a circuito duplo, considerando a mesma tensão de fase, a máxima potência complexa que pode ser transmitida é dada pela Equação 20, sendo igual à potência transmitida por um sistema hexafásico.

$$\begin{aligned} \vec{S}_{3\phi} &= 2(3\vec{V}\vec{I}_L^*) \\ &= 6\vec{V}\vec{I}_L^* = \vec{S}_{6\phi} \end{aligned} \quad (20)$$

Assim, a menor tensão entre linhas consecutivas permite que a torre e demais estruturas da linha hexafásica sejam menores do que a linha trifásica a circuito duplo equivalente, considerando que as fases consecutivas sejam dispostas em sequência na torre. De forma semelhante, se a tensão de linha de um sistema hexafásico e um sistema trifásico a circuito duplo são iguais, isto é, a tensão de fase do sistema hexafásico tem módulo igual a $\sqrt{3}V$, tem-se a relação da Equação 21. Assim, para uma mesma faixa de servidão e tensão de linha, uma linha de transmissão hexafásica é capaz de transmitir uma potência 73 % maior do que a de um sistema

¹O autor utiliza o termo “tensão de linha” para se referir à tensão entre duas linhas consecutivas.

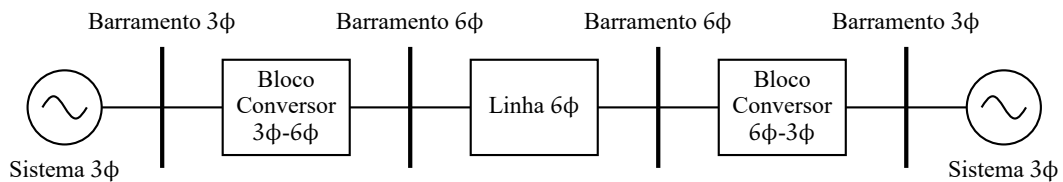
trifásico a circuito duplo.

$$\begin{aligned}
 \vec{S}_{6\phi} &= 6(\sqrt{3}\vec{V}\vec{I}_L^*) \\
 &= \sqrt{3} 6\vec{V}\vec{I}_L^* \\
 &= \sqrt{3}\vec{S}_{3\phi}
 \end{aligned}
 \tag{21}$$

2.2 Conversão de um sistema trifásico para hexafásico

A implementação de linhas de transmissão hexafásicas não requer a utilização de geradores elétricos que produzam seis fases. A linha de transmissão hexafásica pode ser interconectada com o sistema trifásico existente, como mostra a Figura 6 (Deng, 2012).

Figura 6 – Conexão entre linha de transmissão hexafásica e sistema trifásico

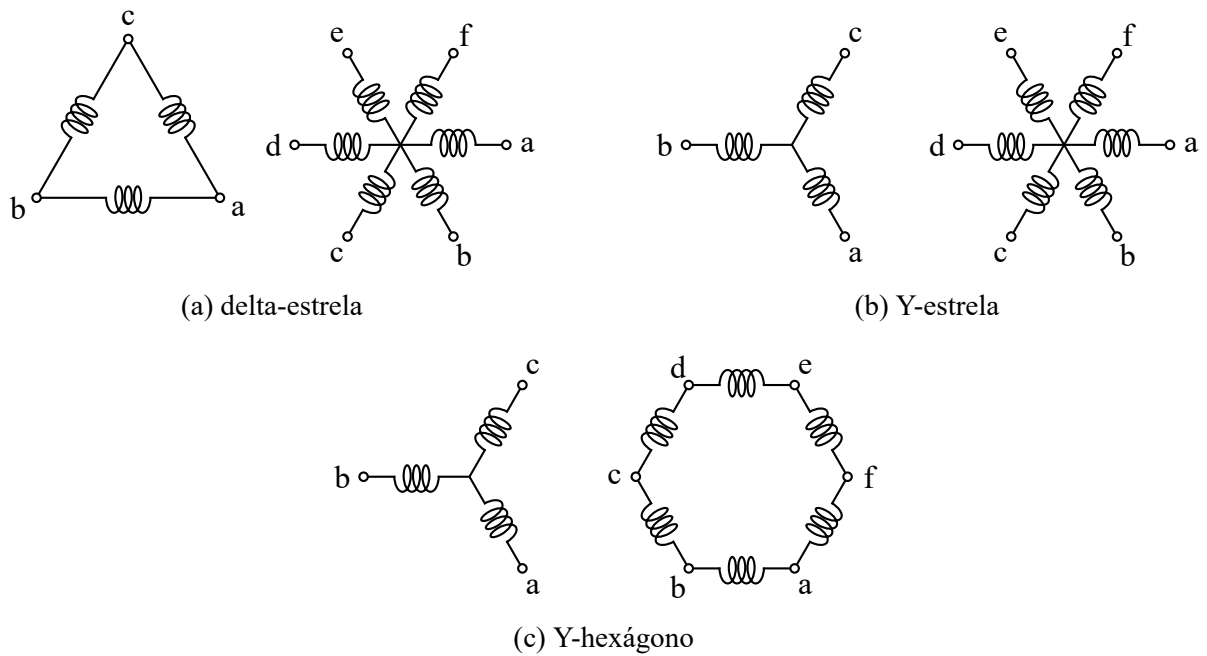


Fonte: Adaptada de Deng (2012).

Os blocos conversores mostrados na Figura 6 são responsáveis por transformar o sistema trifásico para o sistema hexafásico e vice-versa, de forma que a potência transmitida pela linha hexafásica possa alimentar cargas trifásicas. O conversor CA-CA desenvolvido por Lopes, Joos e Ooi (1995), que utiliza IGBTs, tiristores e ondas portadoras simetricamente defasadas, pode ser utilizado para obter a defasagem necessária a um sistema hexafásico, apesar de não ter sido projetado com esse intuito.

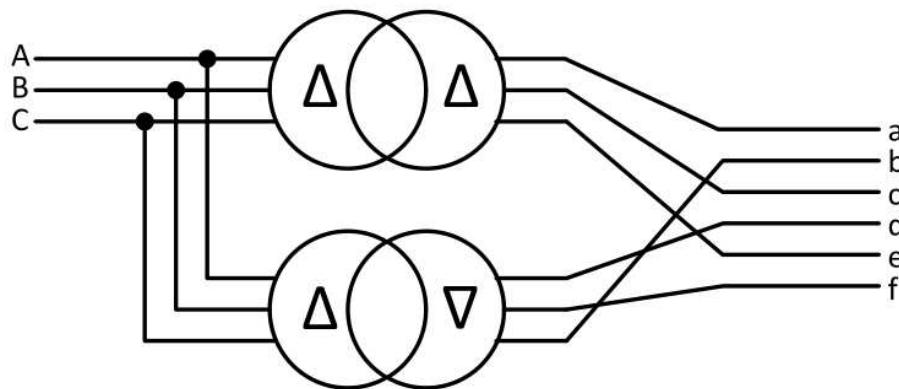
Outra estratégia de conversão é a utilização de transformadores especiais. Na Figura 7 são mostrados três esquemas de transformação que podem ser utilizados para o projeto de transformadores que convertem um sistema trifásico para hexafásico. Esses equipamentos, porém, não são convencionais e, com isso, pode-se recorrer à aplicação de dois transformadores trifásicos, um com defasagem de 0° e o outro com defasagem de 180° , opção consideravelmente mais barata devido à ampla disponibilidade desses dispositivos. O defasamento angular de 0° pode ser obtido com as conexões de transformadores Dd0, Yy0, Dz0; já o defasamento de 180° pode ser obtido com as conexões Dd6, Yy6, Dz6. A Figura 8 mostra a transformação de trifásico para hexafásico usando transformadores Dd0 e Dd6.

Figura 7 – Esquemas de transformação de trifásico para hexafásico com transformadores especiais



Fonte: Adaptada de Camargo (2006).

Figura 8 – Conversão de sistema trifásico para hexafásico com transformador Dd0 e Dd6



Fonte: Xavier (2017).

2.3 Limitações do sistema hexafásico

Por outro lado, a adoção de sistemas HPOTL implica em uma série de desafios. Para um sistema com n fases, o número de faltas possíveis \mathfrak{F} é dado pela Equação 22, onde $C_{n,k}$ é o número de combinações de n elementos tomados k a k .

$$\mathfrak{F}(n) = n + 2 \sum_{k=2}^n C_{n,k} \quad (22)$$

Assim, num sistema hexafásico ($n = 6$) existem 120 combinações de falta, em contraste com as 11 do sistema trifásico ($n = 3$). Isso adiciona grande complexidade ao projeto da proteção, apesar de já existirem estudos sobre a factibilidade de esquemas de proteção para sistemas com seis fases (Deng, 2012). Outro fator limitante é a falta de experiência dos profissionais na operação e manutenção dessas linhas.

2.4 Fenômenos de campo elétrico em linhas de transmissão

O campo elétrico produzido por uma linha de transmissão a nível do solo depende de diversos fatores (Silva; Campos; Santos, 2016), como:

- a) tensão da linha: maiores tensões implicam em maiores campos elétricos;
- b) altura dos condutores: condutores mais baixos geram campos elétricos mais elevados a nível do solo;
- c) configuração e número de condutores: afetam a taxa de decaimento do campo elétrico em função da distância da torre;
- d) presença de objetos próximos: árvores, estruturas metálicas e outros objetos próximos ao ponto de medição interferem na medição do campo elétrico.

Em geral, as linhas de transmissão apresentam elevados níveis de tensão visando, principalmente, reduzir a perda de energia no processo de transmissão. Dessa forma, os outros fatores, como altura e configuração dos condutores, devem ser escolhidos com cautela a fim de minimizar o campo elétrico a nível do solo, já que para linhas de extra-alta tensão (EAT) e ultra-alta tensão (UAT), esses elevados campos elétricos podem limitar a factibilidade do projeto (Gönen, 2009).

Segundo a análise de Kuster (2011), apesar da inconclusão da literatura técnica a respeito dos efeitos dos campos eletromagnéticos oriundos de linhas de transmissão no ser humano, os cidadãos devem ser resguardados dos possíveis malefícios associados à exposição a

esses campos. A população geral e os cientistas demonstram preocupação com os possíveis efeitos dessa exposição (Dein *et al.*, 2022), fazendo com que institutos internacionais, como o Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) e o Instituto de Pesquisa em Energia Elétrica (EPRI), publiquem normas que definam os critérios aceitáveis para os campos eletromagnéticos em linhas de transmissão (Deng, 2012). Além disso, Fuchs (2015) pontua que os elevados campos elétricos nas proximidades de linhas de transmissão podem induzir tensões em materiais condutores aí presentes, expondo pessoas e animais ao risco de choque elétrico.

Ao passo que os campos eletromagnéticos a nível do solo geram preocupações em relação à saúde humana, mas não são completamente compreendidos, os efeitos adversos que um elevado gradiente de potencial na superfície dos condutores de linhas de transmissão pode causar são bastante conhecidos, destacando-se o efeito Corona, que pode gerar diversos outros fenômenos indesejados, a interferência eletromagnética e o ruído audível.

2.4.1 Efeito Corona

Quando o gradiente de potencial na superfície dos condutores de uma linha de transmissão aérea ultrapassa o valor do gradiente crítico disruptivo do ar, o efeito Corona se manifesta. O gradiente crítico disruptivo depende de uma série de fatores, como a pressão do ar, presença de vapor d'água, o tipo de tensão aplicada (se é contínua (CC) ou alternada (CA)) e a fotoionização incidente (Fuchs, 1977).

Com a energização dos condutores em cada meio ciclo da onda de tensão CA, os elétrons próximos à superfície do condutor são submetidos a uma força de atração para o condutor no ciclo positivo e a uma força de repulsão no ciclo negativo. Na presença de um campo elétrico suficientemente intenso, qualquer elétron livre possuirá a velocidade e a energia necessárias para expulsar um dos elétrons da órbita mais externa de um dos átomos das moléculas presentes no ar, transformando essa molécula em um íon positivo. Assim, o elétron inicial, que perdeu maior parte da sua velocidade na colisão, e o elétron perdido pela molécula de ar, que também possui baixa velocidade, são novamente acelerados pelo campo elétrico, sendo capazes de ionizar duas novas moléculas. Esse processo se repete, tendo característica exponencial e, portanto, é chamado de avalanche de Townsend (Gönen, 2009). Os íons positivos podem posteriormente voltar ao seu estado inicial, liberando o excesso de energia em forma de luz, calor, som ou radiações eletromagnéticas (Fuchs, 1977). A essas descargas se dá o nome de efeito Corona, que

geralmente podem ser identificadas pela sua emissão luminosa violeta. Um exemplo de descarga Corona é mostrado na Figura 9.

Figura 9 – Efeito Corona em linha de transmissão aérea suíça de 380 kV



Fonte: Corona [...] (2025).

Toda a energia liberada nesse processo é originária do campo elétrico da linha e, conseqüentemente, representa perdas e prejuízo. Assim, no projeto de linhas em EAT e UAT, o efeito Corona é um dos fatores determinantes na escolha dos condutores adotados (Fuchs, 1977).

Diversos testes mostram que, na temperatura de 25 °C e pressão atmosférica de 760 mmHg, o ar seco sofre ruptura quando submetido a um campo elétrico de 29,8 kV cm⁻¹ (valor de pico) ou 21,1 kV cm⁻¹ (valor RMS) (Gönen, 2009). Esses valores são fortemente influenciados pelas condições temporais, variando também a quantidade de perdas por efeito Corona. Foi constatado, por exemplo, que as perdas em linhas de EAT podem variar de alguns quilowatts por quilômetro até algumas centenas de quilowatts por quilômetro, sob condições de chuva ou chuvisco (Fuchs, 1977). Assim, o conhecimento do gradiente de potencial na superfície dos condutores da linha e das condições climáticas da região são essenciais para o projeto de uma linha de transmissão que visa a minimização do efeito Corona e das perdas relacionadas.

2.4.2 Interferência eletromagnética

O fenômeno da interferência eletromagnética, que engloba tanto a radiointerferência quanto a interferência televisiva, é caracterizado por qualquer distúrbio dentro da faixa de frequências de rádio, que geralmente se estende de 3 kHz a 30 GHz (Gönen, 2009).

As linhas de transmissão aéreas podem provocar interferência eletromagnética a partir de descargas Corona ou devido a descargas elétricas completas através de pequenas lacunas, chamadas de centelhamento. Geralmente, o centelhamento é responsável por mais de 90 % dos problemas relatados pelos consumidores (Gönen, 2009).

A radiointerferência, em 17 % dos casos, está associada a equipamentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sendo função do gradiente de potencial máximo na superfície do condutor no caso de linhas de transmissão. Por sua vez, a interferência televisiva, quase sempre causada por centelhamento, é calculada como função do nível de radiointerferência e, como consequência, também é função do gradiente de potencial máximo na superfície dos condutores da linha (Gönen, 2009).

2.4.3 Ruído audível

Até o surgimento das linhas de transmissão cuja tensão de operação é superior a 500 kV, os transformadores eram considerados a maior fonte de ruído audível associada ao sistema elétrico de potência (Fuchs, 2015). Com a ampla implementação de linhas de EAT e UAT, o ruído audível passa então a ser problemático, especialmente sob condições chuvosas, já que ocorre um aumento das descargas de Corona, as quais emitem ruído na forma de chiados, estalos e zumbido. Esse efeito é tão grave que representa uma das maiores limitações do uso de tensões extra-altas (Gönen, 2009).

2.5 Método de simulação de cargas

Em sistemas físicos complexos, como linhas de transmissão, a determinação analítica do campo elétrico é difícil ou até mesmo impossível, sendo necessário o emprego de métodos computacionais para a solução desse problema. A evolução dos computadores no século XX permitiu que diversos métodos, com diferentes níveis de complexidade, fossem desenvolvidos. Além do método de simulação de cargas (CSM), utilizado neste trabalho, existem o método dos elementos de contorno (BEM) e o método dos elementos finitos (FEM). O FEM foi desenvolvido

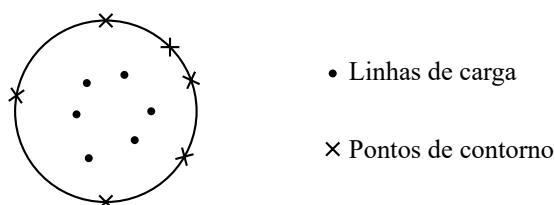
para encontrar soluções aproximadas para problemas de valor de contorno a partir do método variacional e é usado para a solução de problemas eletromagnéticos desde os anos 70. O BEM foi criado com o objetivo de superar as desvantagens do FEM: esse método discretiza apenas a região de contorno a fim de construir as equações integrais a serem solucionadas. Isso reduz o número de equações, mas apresenta resultado limitado quando problemas não-lineares são considerados (Li; Rowland; Shuttleworth, 2015).

De acordo com o teorema da unicidade dos campos eletromagnéticos, se uma solução satisfaz a equação de Laplace ou a equação de Poisson e todas as condições de contorno, essa é a única solução para o problema de valor de contorno especificado, independente de como essa solução foi obtida (Zhou, 1993).

O método de simulação de cargas é um método de simulação baseado na substituição da carga distribuída na superfície de um condutor por um número finito de cargas fictícias. A escolha da utilização do CSM neste trabalho é baseada na sua simplicidade e efetividade, tendo sido utilizado com sucesso para a determinação de campos elétricos em problemas de alta tensão (Zhou, 1993). Além disso, muitos trabalhos foram publicados a respeito desse assunto, facilitando o processo de validação do programa desenvolvido.

Diversas distribuições de carga podem ser utilizadas para a simulação: cargas pontuais, linhas infinitas de carga, discos de carga etc. É comum a utilização de linhas de carga na análise de linhas de transmissão. Para a determinação do campo elétrico em uma região externa aos condutores, são alocadas n cargas internamente ao condutor e são escolhidos n pontos de contorno em sua superfície, como mostra a Figura 10.

Figura 10 – Diagrama de um condutor



Fonte: Elaborada pelo autor.

É necessário que o potencial elétrico nos pontos de contorno devido à superposição das cargas seja igual à tensão V no condutor. A Equação 23 representa o cálculo do potencial no i -ésimo ponto de contorno, considerando a influência das n linhas de carga, onde λ_j é a densidade de carga linear, definida como a quantidade de carga por unidade de comprimento, da j -ésima

linha de carga.

$$V_i = \sum_{j=1}^n P_{ij} \cdot \lambda_j \quad (23)$$

O fator P_{ij} é o coeficiente de potencial entre o i -ésimo ponto de contorno e a j -ésima linha de carga, um fator que depende apenas da geometria do sistema e estabelece a relação entre a distribuição de carga e o potencial em um dado ponto (Maxwell, 1873). Para uma linha de carga, pode ser calculado seguindo a Equação 24, que considera também o efeito do solo por meio da alocação de condutores imagem. Nessa equação, (x_i, y_i) são as coordenadas do i -ésimo ponto de contorno, (x'_j, y'_j) são as coordenadas da j -ésima linha de carga e ϵ é a permissividade do meio, que vale aproximadamente $8,85 \cdot 10^{-12} \text{ C}^2 \text{ N}^{-1} \text{ m}^{-2}$ no vácuo.

$$P_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \cdot \ln \frac{\sqrt{(y_i + y'_j)^2 + (x_i - x'_j)^2}}{\sqrt{(y_i - y'_j)^2 + (x_i - x'_j)^2}} \quad (24)$$

Considerando os n pontos de contorno e n linhas de carga, a Equação 23 pode ser escrita em sua forma matricial.

$$\begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} & \cdots & P_{1n} \\ P_{21} & P_{22} & \cdots & P_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{n1} & P_{n2} & \cdots & P_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \vdots \\ \lambda_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (25)$$

A Equação 25 pode ser escrita de forma simplificada, onde $[P]$ é a matriz dos coeficientes de potencial, $[\lambda]$ é a matriz das densidades de carga e $[V]$ é a matriz dos potenciais nos pontos de contorno. Multiplicando a inversa de $[P]$, $[P]^{-1}$, à esquerda em ambos os lados da equação, obtém-se a Equação 26, que permite determinar as densidades de carga inicialmente desconhecidas. A matriz $[I]$ que resulta do produto $[P]^{-1}[P]$ é a matriz identidade $n \times n$.

$$\begin{aligned} [P][\lambda] &= [V] \\ [P]^{-1}[P][\lambda] &= [P]^{-1}[V] \\ [I][\lambda] &= [P]^{-1}[V] \\ [\lambda] &= [P]^{-1}[V] \end{aligned} \quad (26)$$

Uma vez determinados os valores das densidades de carga, o campo elétrico pode ser determinado em qualquer ponto localizado externamente aos condutores e, simultaneamente, acima do nível do solo². A Equação 24 pode ser generalizada para qualquer ponto que satisfaça

²Como o método das imagens foi utilizado para a solução do problema, não é possível determinar o campo elétrico em pontos situados abaixo do nível do solo (Griffiths, 2013).

esses critérios por meio da mera substituição das coordenadas do i -ésimo ponto de contorno (x_i, y_i) pelas coordenadas de um ponto arbitrário (x, y) no espaço, como mostra a Equação 27.

$$P_j = \frac{1}{2\pi\epsilon} \cdot \ln \frac{\sqrt{(y + y_j')^2 + (x - x_j')^2}}{\sqrt{(y - y_j')^2 + (x - x_j')^2}} \quad (27)$$

Conseqüentemente, o cálculo do potencial em qualquer ponto arbitrário do espaço, considerando apenas a influência da j -ésima carga, pode ser realizado por meio da Equação 28.

$$V = P_j \cdot \lambda_j \quad (28)$$

O campo elétrico e o campo de potencial são relacionados pelo operador gradiente (∇), como mostra a Equação 29. Assim, o conhecimento da equação do campo de potencial facilita a determinação do campo elétrico.

$$\vec{E} = -\nabla V \quad (29)$$

Substituindo a Equação 28 na Equação 29, obtém-se a Equação 30.

$$\vec{E} = -\nabla(P_j \cdot \lambda_j) \quad (30)$$

Como λ_j não depende de x , y , ou z e o operador gradiente é linear, escreve-se então a Equação 31.

$$\vec{E} = -\lambda_j \cdot \nabla P_j \quad (31)$$

Aplicando a definição do gradiente, pode-se obter a Equação 32, que mostra como o campo elétrico, considerando apenas a j -ésima carga, pode ser obtido a partir do campo de potencial.

$$\vec{E} = -\lambda_j \left(\frac{\partial P_j}{\partial x} + \frac{\partial P_j}{\partial y} + \frac{\partial P_j}{\partial z} \right) \quad (32)$$

O campo elétrico pode então ser decomposto em suas componentes ortogonais, facilitando a aplicação do princípio da superposição. A Equação 33 mostra o vetor campo elétrico decomposto, onde \hat{x} , \hat{y} e \hat{z} são os versores nas direções x , y e z , respectivamente.

$$\vec{E} = E_x \hat{x} + E_y \hat{y} + E_z \hat{z} \quad (33)$$

O princípio da superposição afirma que cada distribuição de carga no espaço gera um campo elétrico em um dado ponto de forma independente de outras cargas existentes naquele meio. Dessa forma, o campo elétrico resultante nesse ponto é a soma vetorial dos campos

elétricos devidos a cada uma das distribuições de carga. Assim, a partir das Equações 32–33 e considerando a influência das n distribuições de carga, obtém-se as Equações 34–36.

$$E_x = - \sum_{j=1}^n \lambda_j \frac{\partial P_j}{\partial x} \quad (34)$$

$$E_y = - \sum_{j=1}^n \lambda_j \frac{\partial P_j}{\partial y} \quad (35)$$

$$E_z = - \sum_{j=1}^n \lambda_j \frac{\partial P_j}{\partial z} \quad (36)$$

Assim, as Equações 37 e 38 podem ser avaliadas para determinar as componentes E_x e E_y quando linhas de carga infinitas são utilizadas para a simulação. Como as linhas de carga são alocadas paralelamente ao eixo z , P_j não depende de z e, conseqüentemente, a componente E_z é igual a zero. Além disso, vale notar que as Equações 37 e 38, por serem determinadas a partir Equação 27, também consideram o efeito da terra por meio dos condutores imagem.

$$E_x = \sum_{j=1}^n \frac{\lambda_j}{2\pi\epsilon} \left[\frac{x - x_j}{(y - y_j)^2 + (x - x_j)^2} - \frac{x - x_j}{(y + y_j)^2 + (x - x_j)^2} \right] \quad (37)$$

$$E_y = \sum_{j=1}^n \frac{\lambda_j}{2\pi\epsilon} \left[\frac{y - y_j}{(y - y_j)^2 + (x - x_j)^2} - \frac{y + y_j}{(y + y_j)^2 + (x - x_j)^2} \right] \quad (38)$$

Em um sistema de corrente alternada, as tensões V_i são representadas por números complexos (fasores) e, com isso, a solução da Equação 26 resulta em um vetor $[\lambda]$ cujas coordenadas são, também, números complexos. Se as tensões são representadas como V_{pk}/ϕ , onde V_{pk} é a tensão de pico fase-neutro, e ϕ é o ângulo de fase, as coordenadas do vetor $[\lambda]$ serão do tipo λ_{pk}/θ , isto é, a densidade de carga, para cada linha de carga, é uma função do tempo, como mostra a Equação 39.

$$\lambda(t) = \lambda_{pk} \sin(\omega t + \theta) \quad (39)$$

Com isso, as Equações 37 e 38 devem ser avaliadas para diferentes instantes de tempo, de forma que o campo elétrico depende não só da posição como também do tempo. É comum, porém, representar o campo elétrico apenas como função da distância da torre, utilizando alguma medida estatística sobre os valores no domínio do tempo. Nesse trabalho, é utilizada a raiz quadrática média (RMS).

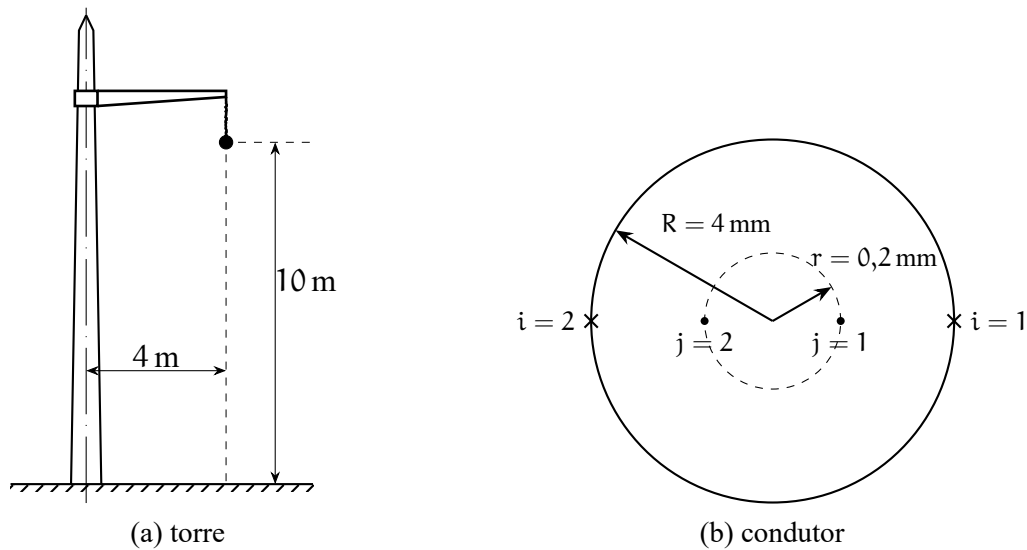
2.5.1 Aplicação numérica do método de simulação de cargas

A fim de exemplificar a aplicação do CSM no estudo dos campos elétricos em linhas de transmissão, o sistema monofásico fictício mostrado na Figura 11 é utilizado para a aplicação

numérica do método. Um sistema cartesiano de coordenadas é alocado com o eixo y sobre o eixo da torre e o eixo x sobre o solo. O sistema possui as seguintes características:

- a) tensão fase-terra de pico: 12 kV;
- b) raio do condutor: 4 mm;
- c) altura do condutor: 10 m;
- d) distância do condutor ao eixo da torre: 4 m.

Figura 11 – Sistema monofásico



Fonte: Elaborada pelo autor.

Com isso, internamente ao condutor são alocadas duas linhas de carga a uma distância de seu centro igual a 5 % do raio do condutor: nesse caso, 0,2 mm. Os dois pontos de contorno na superfície do condutor são também posicionados, como mostra a Figura 11b. A seguir, são mostradas as coordenadas das linhas de carga e dos pontos de contorno:

$$(x_1; y_1) = (4,004; 10)$$

$$(x_2; y_2) = (3,996; 10)$$

$$(x'_1; y'_1) = (4,0002; 10)$$

$$(x'_2; y'_2) = (3,9998; 10)$$

Como foram alocadas duas cargas e dois pontos de contorno, a matriz dos coeficientes de potencial $[P]$ é quadrada 2×2 , como mostra a Equação 40.

$$[P] = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} \\ P_{21} & P_{22} \end{bmatrix} \quad (40)$$

Com a definição das coordenadas, a Equação 24 pode ser aplicada para determinar cada um dos elementos da matriz [P]. A seguir, o cálculo de cada um dos elementos da matriz [P] é mostrado:

$$P_{11} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \cdot \ln \frac{\sqrt{(10+10)^2 + (4,004-4,0002)^2}}{\sqrt{(10-10)^2 + (4,004-4,0002)^2}} = 1,54 \cdot 10^{11}$$

$$P_{12} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \cdot \ln \frac{\sqrt{(10+10)^2 + (4,004-3,9998)^2}}{\sqrt{(10-10)^2 + (4,004-3,9998)^2}} = 1,52 \cdot 10^{11}$$

$$P_{21} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \cdot \ln \frac{\sqrt{(10+10)^2 + (3,996-4,0002)^2}}{\sqrt{(10-10)^2 + (3,996-4,0002)^2}} = 1,52 \cdot 10^{11}$$

$$P_{22} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \cdot \ln \frac{\sqrt{(10+10)^2 + (3,996-3,9998)^2}}{\sqrt{(10-10)^2 + (3,996-3,9998)^2}} = 1,54 \cdot 10^{11}$$

Com isso, a matriz dos coeficientes [P] é dada pela Equação 41 e sua inversa [P]⁻¹ pela Equação 42.

$$[P] = \begin{bmatrix} 1,54 \cdot 10^{11} & 1,52 \cdot 10^{11} \\ 1,52 \cdot 10^{11} & 1,54 \cdot 10^{11} \end{bmatrix} \quad (41)$$

$$[P]^{-1} = \begin{bmatrix} 2,79 \cdot 10^{-10} & -2,76 \cdot 10^{-10} \\ -2,76 \cdot 10^{-10} & 2,79 \cdot 10^{-10} \end{bmatrix} \quad (42)$$

Como o sistema estudado trata-se de apenas um condutor equipotencial, a tensão nos dois pontos de contorno são iguais à sua tensão fase-terra. A Equação 43 mostra o potencial na superfície do condutor representado nas notações polar e retangular, considerando um ângulo de fase igual a 90°.

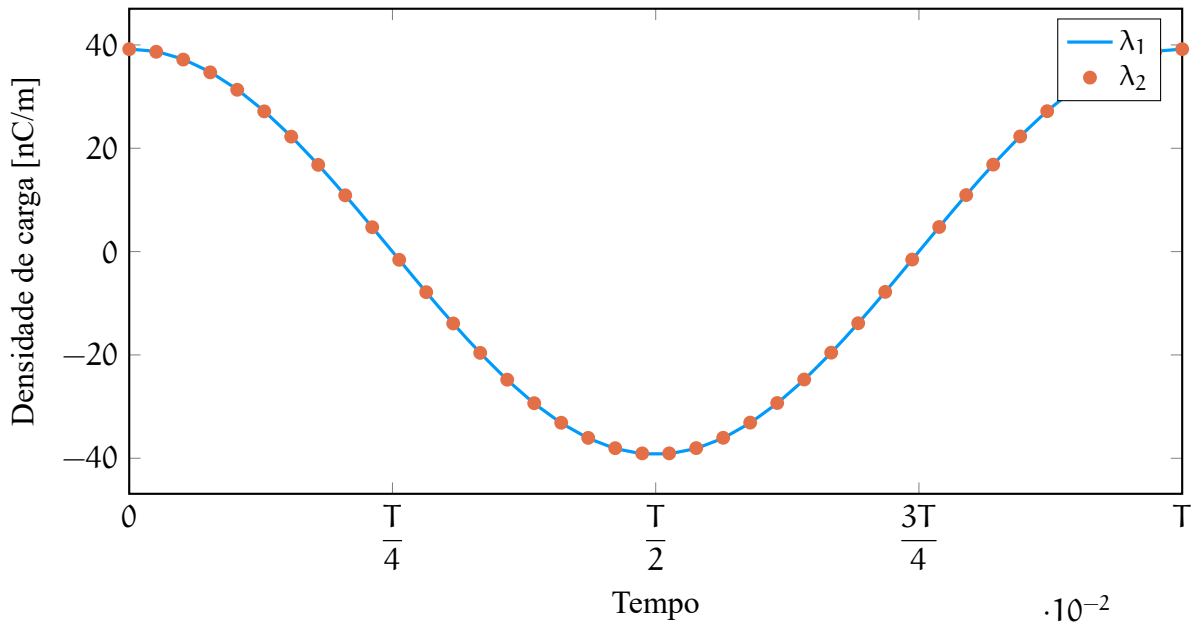
$$[V] = \begin{bmatrix} 12 \cdot 10^3 \angle 90^\circ \\ 12 \cdot 10^3 \angle 90^\circ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} j12 \cdot 10^3 \\ j12 \cdot 10^3 \end{bmatrix} \quad (43)$$

Da Equação 26 segue diretamente o valor do vetor [λ], mostrado na Equação 44. Nota-se que as cargas simuladas, assim como a tensão, têm valores imaginários. Dessa forma, o valor instantâneo da densidade de carga varia em função do tempo, como mostra a Figura 12.

$$[\lambda] = \begin{bmatrix} 3,92 \cdot 10^{-8} \angle 90^\circ \\ 3,92 \cdot 10^{-8} \angle 90^\circ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} j3,92 \cdot 10^{-8} \\ j3,92 \cdot 10^{-8} \end{bmatrix} \quad (44)$$

Com as densidades de carga determinadas, as Equações 37 e 38 podem ser aplicadas, variando o instante de tempo ao longo de um período da senoide e a distância horizontal da torre. Em geral, a expressão “campo elétrico a nível do solo” refere-se ao campo elétrico medido

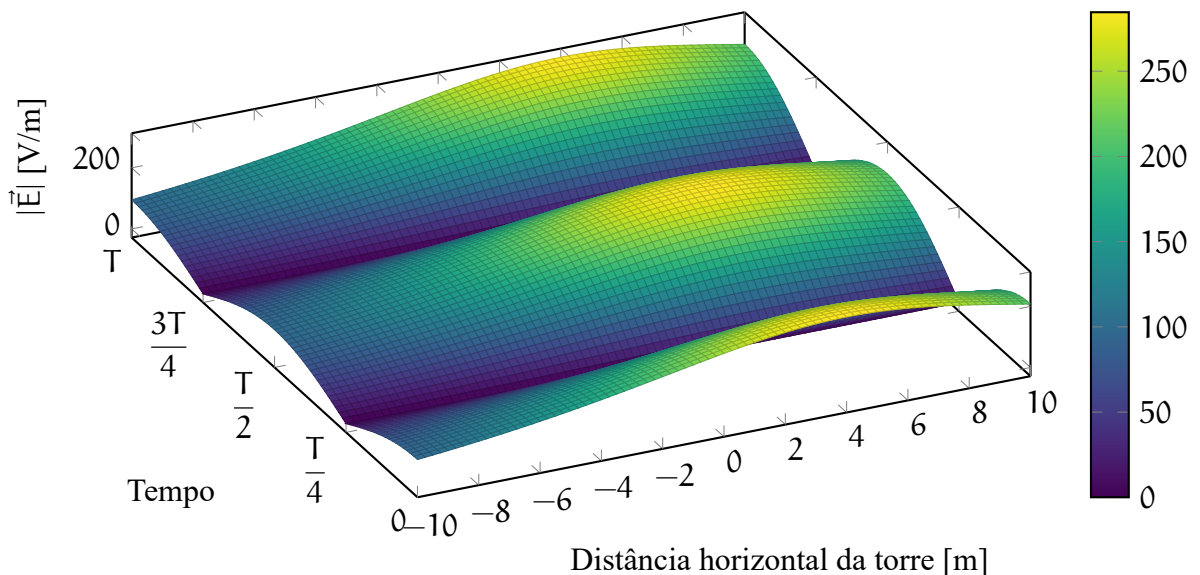
Figura 12 – Variação da densidade linear de carga em função do tempo



Fonte: Elaborada pelo autor.

um metro acima do solo (Radwan *et al.*, 2013; Dein *et al.*, 2022). Assim, o campo elétrico é calculado para as coordenadas do tipo $(x, 1)$ com $-10 \leq x \leq 10$ e com o tempo t variando de 0 ao período T . A Figura 13 mostra os resultados obtidos.

Figura 13 – Variação do campo elétrico a nível do solo em função do tempo e da distância horizontal da torre

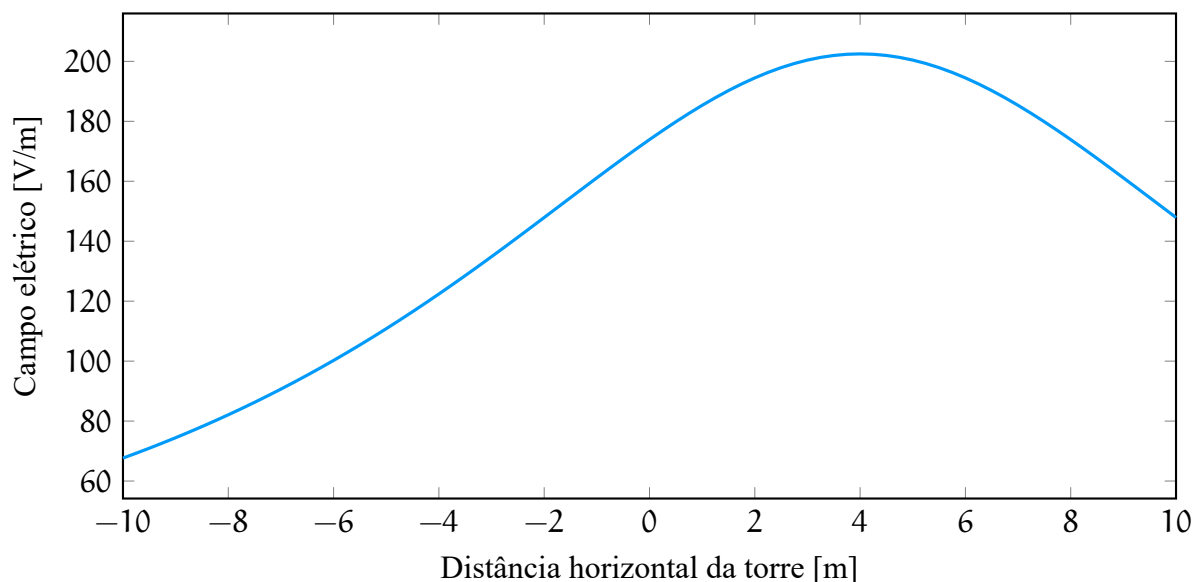


Fonte: Elaborada pelo autor.

Calculando o valor RMS sobre os valores no domínio do tempo da Figura 13, obtém-se a curva bidimensional mostrada na Figura 14, onde é possível perceber que o campo elétrico

é mais intenso 4 metros à direita do eixo da torre, isto é, logo abaixo do ponto de fixação do condutor. Essa é a maneira mais comum de representar o perfil de campo elétrico a nível do solo.

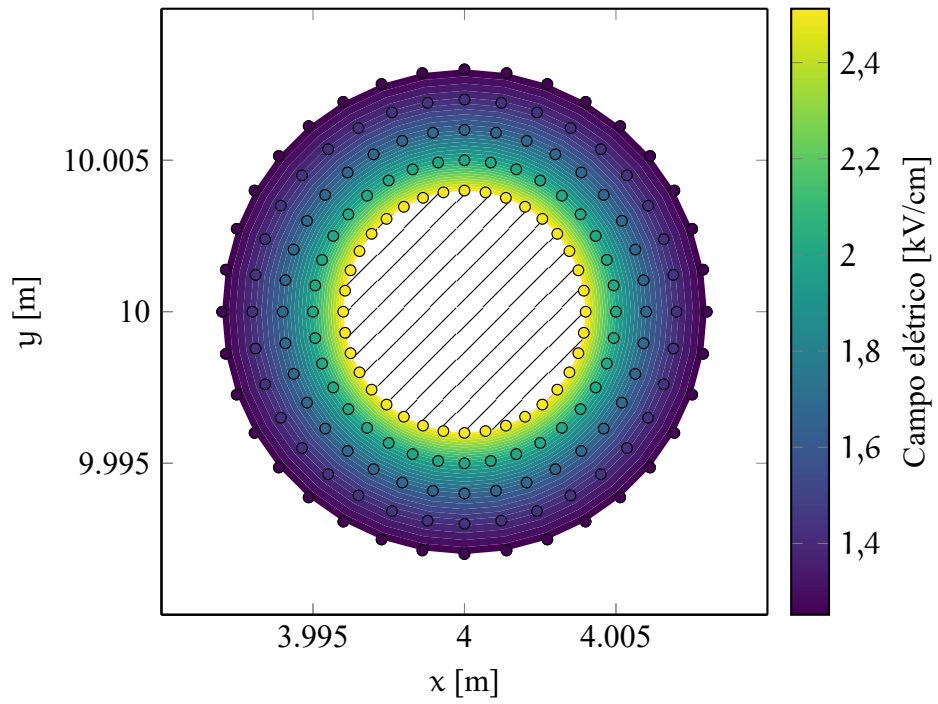
Figura 14 – Campo elétrico a nível do solo RMS



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 15, por sua vez, mostra o campo elétrico nas proximidades do condutor, que é calculado de forma idêntica ao campo elétrico a nível do solo, apenas variando as coordenadas (x, y) a serem aplicadas nas equações. Os marcadores circulares representam os pontos em que o campo efetivamente foi calculado, ao passo que as curvas de contorno no fundo da imagem foram obtidas usando uma triangulação de Delaunay (VandenHeuvel, 2024). A região hachurada ao centro representa a seção transversal do condutor e os eixos x e y representam, respectivamente, a distância horizontal do eixo da torre e a altura em relação ao solo.

Figura 15 – Campo elétrico no condutor



Fonte: Elaborada pelo autor.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Este capítulo detalha a metodologia e os materiais utilizados para o desenvolvimento do trabalho. Inicialmente, um programa foi desenvolvido para determinar o campo elétrico a nível do solo e o gradiente de potencial máximo nos condutores de uma linha de transmissão utilizando o método de simulação de cargas (CSM). Em seguida, o programa foi validado reproduzindo os resultados obtidos por Radwan *et al.* (2013), que se propõem a estudar um problema similar para diversas configurações de linhas trifásicas.

Com isso, o programa desenvolvido pôde ser utilizado com sucesso para o estudo de uma linha de transmissão particular, analisando os impactos da conversão do sistema trifásico para hexafásico.

3.1 Implementação computacional do modelo

Um programa foi desenvolvido na linguagem de programação Julia para calcular os campos elétricos a nível do solo e na superfície dos condutores utilizando o CSM. A linguagem foi escolhida por aliar a simplicidade de representação e manipulação de matrizes, presente em linguagens de computação científica como Octave e MATLAB, com os recursos de linguagens de programação de propósito geral, como Python³.

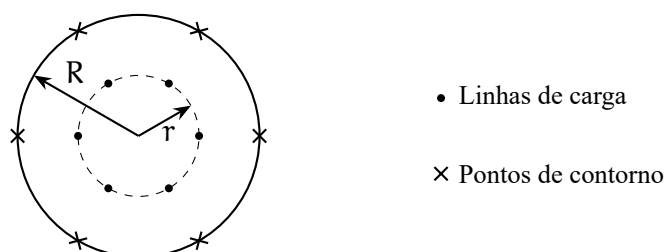
Alguns pacotes da linguagem foram especialmente úteis para o desenvolvimento do programa. O módulo Combinatorics.jl possui ferramentas que auxiliam nos cálculos relacionados à análise combinatória — facilitando, por exemplo, a determinação de todas as permutações de uma *string*. A biblioteca DelimitedFiles.jl permite a leitura e escrita de arquivos e foi usada para a exportação dos resultados de simulação para um arquivo de dados, os quais posteriormente foram utilizados para a geração de gráficos com o auxílio das bibliotecas de visualização Plots.jl e CairoMakie.jl, bem como a biblioteca DelaunayTriangulation.jl para a aplicação da triangulação de Delaunay a curvas de contorno. O módulo Statistics.jl também foi utilizado por facilitar o cálculo de medidas de tendência central.

³Geralmente é considerado que Julia apresenta melhor performance do que as linguagens mencionadas.

3.1.1 Estrutura do programa

A Figura 16 mostra a disposição das cargas e dos pontos de contorno em um subcondutor: as cargas são distribuídas ao redor de um cilindro de raio r e os pontos de contorno ao redor de uma circunferência de raio R , com $r < R$. O espaçamento angular tanto para as cargas quanto para os pontos de contorno é igual a 60° . O número e a distribuição das cargas e dos pontos de contorno foram escolhidos pela sua ampla utilização na literatura técnica (Radwan *et al.*, 2013; Samy; Radwan; Akef, 2017), mas podem ainda ser aprimorados com a implementação do método de simulação de cargas otimizado (OCSM).

Figura 16 – Diagrama de um subcondutor



Fonte: Elaborada pelo autor.

Para a implementação dessa geometria, foram definidas duas structs: Point e Conductor. A primeira delas especifica a posição de uma carga ou ponto de contorno em relação a um eixo cartesiano e é definida no Código-fonte 1.

Código-fonte 1 – Definição da struct Point

```
charges.jl
1 struct Point
2     posx::Number
3     posy::Number
4 end
```

Também é definida a soma entre duas estruturas de dados do tipo Point, que retorna também um Point cujos campos posx e posy são as somas das posições x e y das duas estruturas somadas, respectivamente. O Código-fonte 2 mostra a implementação dessa soma.

A partir disso, define-se uma struct mais complexa, chamada Conductor. Essa estrutura de dados é útil para a análise de linhas de transmissão, pois contém todas as informações necessárias para simular o esquema mostrado na Figura 16, isto é, as coordenadas do centro do

Código-fonte 2 – Definição da soma de dois elementos do tipo Point

```

charges.jl
1 Base.:+(a::Point, b::Point) = Point(a.posx + b.posx, a.posy + b.posy)

```

condutor, o potencial na superfície do condutor, o raio r do cilindro em que são distribuídas as linhas de carga, o raio R da circunferência em que são distribuídos os pontos de contorno e o número de cargas simuladas, que é igual ao número de pontos de contorno. A implementação dessa struct é mostrada no Código-fonte 3.

Código-fonte 3 – Definição da struct Conductor

```

charges.jl
1 struct Conductor
2     position::Point
3     potential::Number
4     radius_charges::Number
5     radius_boundary::Number
6     number_of_charges::Integer # Is the same as the number of
    boundary points
7 end

```

Assim, para a análise de uma linha de transmissão trifásica a circuito simples que não utiliza condutores em feixe, por exemplo, é necessário definir três elementos do tipo Conductor; para o sistema monofásico descrito na seção 2.5.1 é necessário apenas um. A partir disso, pode ser definida uma função `create_jphi` que gera uma tupla cujos elementos são, respectivamente, um vetor de elementos do tipo Point que representam as posições das linhas de carga (j), um vetor cujos elementos são os potenciais nos pontos de contorno (φ) e um vetor de elementos do tipo Point que representam as posições dos pontos de contorno (i). O Código-fonte 4 mostra a implementação dessa função.

Quando o argumento dessa função é um vetor de elementos do tipo Conductor, a função retorna uma tupla cujos elementos são também vetores contendo as informações de todos os condutores, isto é, as posições de todas as linhas de carga, pontos de contorno e potenciais nos pontos de contorno. A matriz de coeficientes de potencial da Equação 25 é então calculada utilizando a função `calculate_coeff_matrix`, que meramente aplica a Equação 24 para cada

Código-fonte 4 – Função para criar os vetores j , φ e i

```

potentials.jl

1 function create_jphi(cond::Conductor)
2   center = cond.position
3   n = cond.number_of_charges
4   r = cond.radius_charges
5   R = cond.radius_boundary
6   v = cond.potential
7   j = Array{Union{Missing,Point},1}(missing, n)
8   phi = Array{Number,1}(undef, n)
9   fill!(phi, v)
10  i = Array{Union{Missing,Point},1}(missing, n)
11  angles = Array{Number,1}(undef, n)
12  #
13  for x in 0:(n-1)
14    angles[x+1] = 0 + (360 / n) * x
15  end
16  angles = deg2rad.(angles)
17  for x in 1:n
18    j[x] = center + Point(r * cos(angles[x]), r * sin(angles[x]))
19    i[x] = center + Point(R * cos(angles[x]), R * sin(angles[x]))
20  end
21  return (j, phi, i)
22 end

```

combinação de ponto de contorno e linha de carga. Com isso, a Equação 26 pode ser aplicada para obter um vetor cujos elementos são a densidade de carga de cada linha de carga.

A função `calculate_electric_field` pode ser utilizada, por fim, para calcular o módulo do campo elétrico em um ponto arbitrário, que deve ser localizado fora da região delimitada pelos condutores. Essa função é mostrada no Código-fonte 5.

3.2 Validação do modelo

Nesta seção, o programa desenvolvido será utilizado para simular uma das configurações de torre avaliadas por Radwan *et al.* (2013), calculando o campo elétrico a nível do solo a fim de replicar os resultados do artigo. Os valores aqui obtidos serão então comparados com aqueles do artigo, que também utiliza o CSM em seu desenvolvimento, por meio de gráficos e tabelas a fim de validar o modelo desenvolvido.

Código-fonte 5 – Função para calcular o módulo do campo elétrico em um ponto arbitrário

```

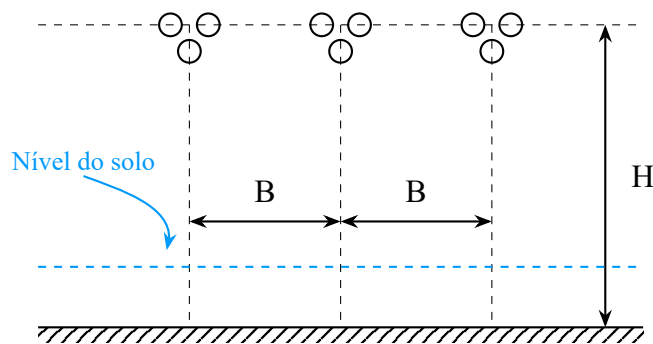
potentials.jl

1 function calculate_electric_field(
2     point::Point,
3     pointcharges::Vector{Point},
4     charges::Vector{N})
5     where {N<:Union{Integer,AbstractFloat,Complex}}
6     Ex = 0
7     Ey = 0
8     for j in 1:length(charges)
9         Ex = Ex + calculateEx(point, pointcharges[j], charges[j])
10        Ey = Ey + calculateEy(point, pointcharges[j], charges[j])
11    end
12    return √(Ex^2 + Ey^2)
13 end

```

A Figura 17 mostra a configuração de torre estudada, onde $B = 12\text{ m}$ e $H \in \{10\text{ m}, 12\text{ m}, 15\text{ m}, 19,1\text{ m}, 25\text{ m}\}$. A Figura 18 mostra em detalhes o espaçamento entre os subcondutores de um feixe. As distâncias têm valores $D_1 = 0,47\text{ m}$ e $D_2 = D_3 = 0,45\text{ m}$.

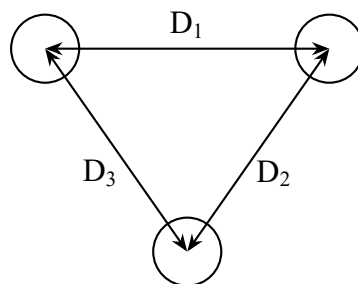
Figura 17 – Configuração da torre



Fonte: Adaptada de Radwan *et al.* (2013).

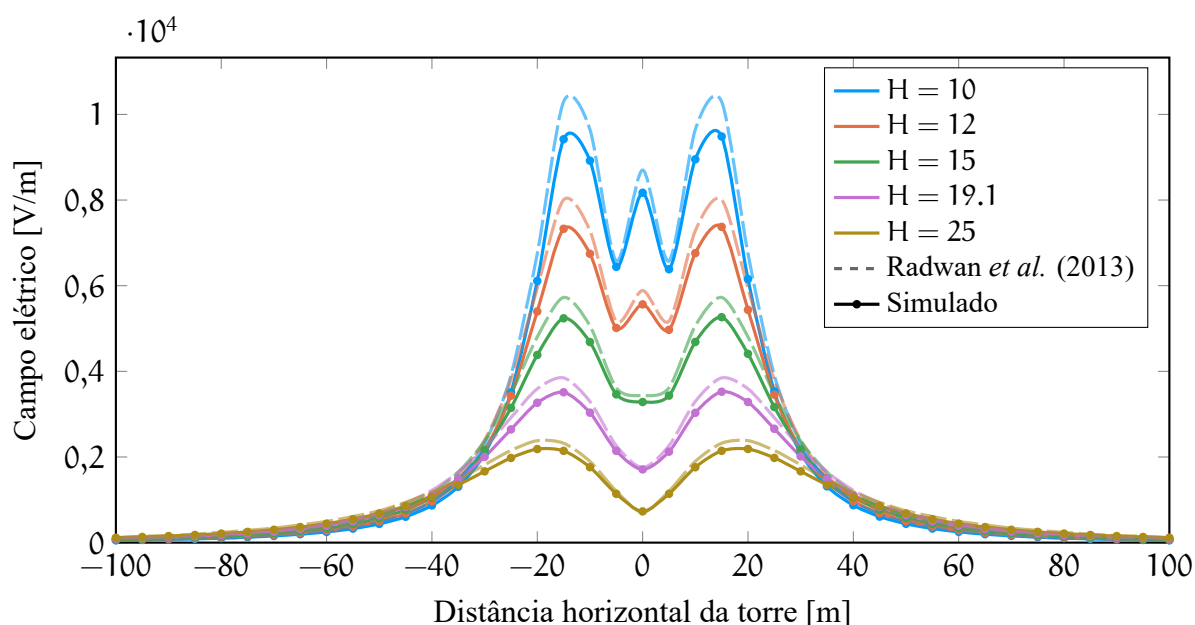
Na referência, o campo elétrico a nível do solo para a configuração de torre da Figura 17 é mostrado em forma de gráfico para cada valor de H. Com o auxílio do *software* DataThief, que permite a extração manual dos dados de uma curva já traçada, os dados desse gráfico foram obtidos e utilizados para traçar a curva mostrada na Figura 19, juntamente com os resultados de simulação obtidos para a mesma configuração a partir do programa desenvolvido. Na figura, os resultados da referência utilizam linhas tracejadas e com opacidade menor, enquanto os resultados de simulação utilizam linhas contínuas e marcadores circulares.

Figura 18 – Detalhe do feixe de condutores



Fonte: Adaptada de Radwan *et al.* (2013).

Figura 19 – Campo elétrico a um metro do solo



Fonte: Elaborada pelo autor.

Os valores máximos de campo elétrico para cada valor de H são mostrados na Tabela 1, na qual é feita a comparação entre os resultados do programa desenvolvido e os resultados da referência, que são disponibilizados diretamente. É possível observar um desvio máximo de 8,54%, que pode ser atribuído a diversos fatores. Por exemplo, o número de linhas de carga utilizadas para a simulação é conhecido, mas não é explicitada a sua posição precisa dentro do condutor. Além disso, os autores não informam o número de pontos utilizados no domínio do tempo e nem a medida estatística utilizada sobre esses valores.

Por outro lado, é possível perceber que os formatos das curvas mostradas na Figura 19 são iguais para ambos os estudos. Além disso, normalizando os dados da Tabela 1 em relação ao menor valor de campo elétrico (que ocorre quando $H = 25$ m), obtém-se a Tabela 2, em

Tabela 1 – Comparação entre os resultados de simulação absolutos

Altura H (m)	Campo elétrico máximo (kV m^{-1})		
	Radwan <i>et al.</i> (2013)	Simulado	Desvio (%)
10	10,3	9,473	8,02
12	8,016	7,368	8,08
15	5,729	5,264	8,11
19,1	3,856	3,526	8,54
25	2,389	2,186	8,48

Fonte: Elaborada pelo autor.

que se observa uma diferença quase inexistente entre os resultados, mostrando que a relação entre os campos elétricos obtidos para cada um dos valores de H é congruente entre os dois estudos. Como o objetivo desse trabalho é realizar um estudo comparativo entre as diferentes configurações de torre, o modelo desenvolvido mostrou-se confiável para esse propósito.

Tabela 2 – Comparação entre os resultados de simulação normalizados

Altura H (m)	Campo elétrico máximo		
	Radwan <i>et al.</i> (2013)	Simulado	Desvio (%)
10	4,31	4,33	0,46
12	3,36	3,37	0,30
15	2,40	2,41	0,42
19,1	1,61	1,61	0,00
25	1,00	1,00	0,00

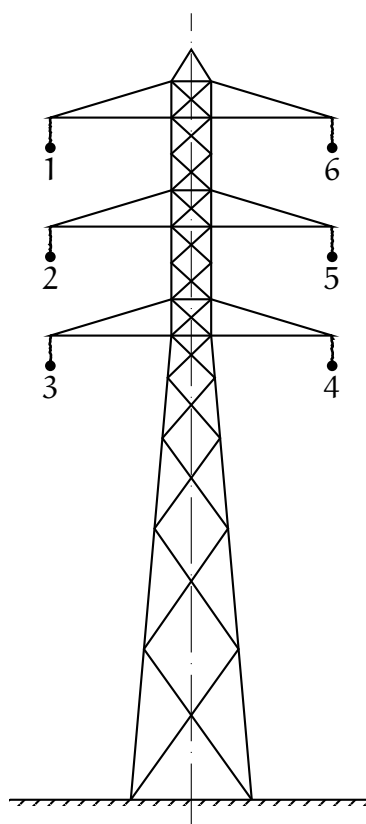
Fonte: Elaborada pelo autor.

3.3 Definição dos estudos de caso

A torre de transmissão estudada apresenta configuração bilateral vertical, como a da Figura 20. A posição de cada condutor é numerada de forma a simplificar a notação da disposição dos condutores: a configuração trifásica ‘abcabc’, por exemplo, significa que os condutores nas posições 1 e 4 possuem o potencial da fase ‘a’, os condutores 2 e 5 possuem o potencial da fase ‘b’ e os condutores 3 e 6 possuem o potencial da fase ‘c’, enquanto a configuração hexafásica ‘abcdef’, por exemplo, significa que a fase ‘a’ está na posição 1, a fase ‘b’ está na posição 2 e assim por diante.

A estrutura de suporte e os condutores têm as seguintes características, que são baseadas em uma linha de transmissão real e foram utilizadas para a simulação das configurações trifásicas e hexafásicas:

Figura 20 – Torre de transmissão na configuração bilateral vertical



Fonte: Elaborada pelo autor.

- a) distância horizontal do eixo da estrutura ao ponto de fixação mais distante: 4,3 m;
- b) altura do ponto de fixação do condutor mais alto: 33,27 m;
- c) altura do ponto de fixação do condutor médio: 29,17 m;
- d) altura do ponto de fixação do condutor mais baixo: 25,07 m;
- e) número de subcondutores: 3;
- f) espaçamento entre subcondutores: 457 mm;
- g) diâmetro dos subcondutores: 23,55 mm;
- h) tensão fase-terra RMS igual a $345/\sqrt{3}$ kV.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo detalha os resultados dos estudos de caso realizados. Uma torre de transmissão típica para sistemas trifásicos a circuito duplo foi utilizada para a análise e todas as disposições de fases possíveis foram estudadas, considerando o sistema original e uma possível conversão para o sistema hexafásico.

O campo elétrico a nível do solo foi determinado, utilizando o programa desenvolvido, para todas as disposições de fase possíveis do sistema trifásico, observando a forma e os valores máximos de cada curva. O mesmo foi feito considerando uma conversão para o sistema hexafásico.

O campo elétrico máximo na superfície dos condutores também foi determinado para cada uma das disposições possíveis, considerando também o sistema trifásico original e a conversão para o sistema hexafásico. O campo elétrico na proximidade dos condutores foi representado em forma de mapa de contorno para as configurações mais relevantes, isto é, aquelas que apresentaram os campos elétricos máximos ou mínimos.

Em seguida, os campos elétricos a nível do solo e na superfície do condutor foram relacionados, destacando as disposições de fases mais e menos promissoras para a implementação desses sistemas.

Por fim, o impacto da transposição sobre os campos elétricos a nível do solo foi avaliado. O método de transposição mais comum para os sistemas trifásico e hexafásico foi aplicado às configurações mais promissoras em relação ao campo elétrico a nível do solo, traçando a curva relativa a esse parâmetro para cada uma das configurações existentes na transposição.

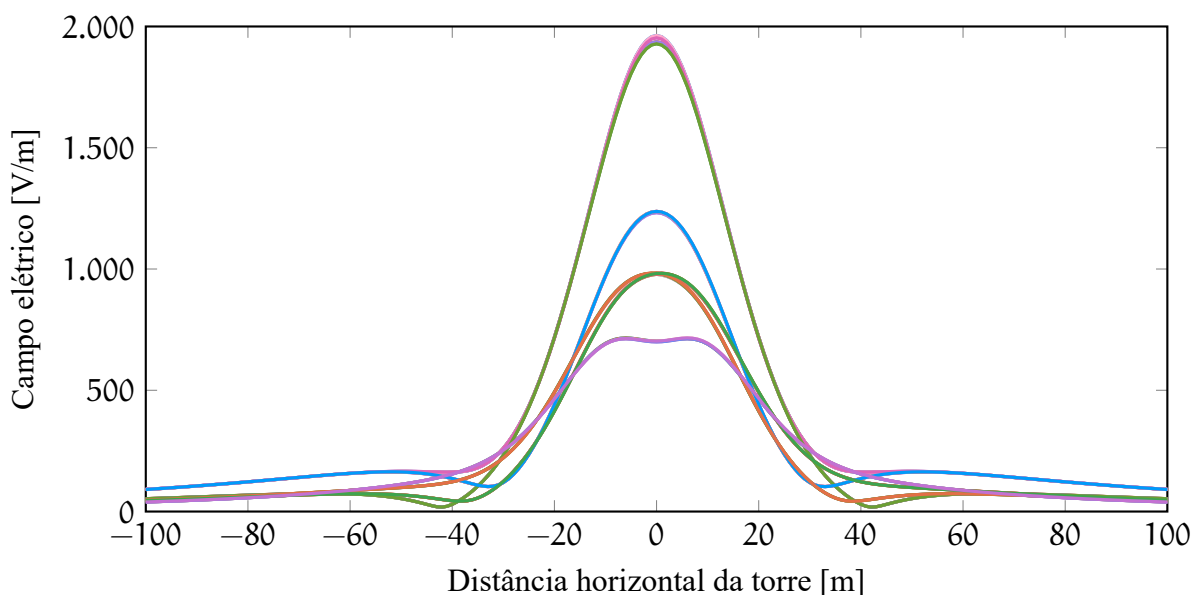
4.1 Campo elétrico a nível do solo

Para um sistema trifásico a circuito duplo, considera-se que, em cada circuito, há exatamente uma ocorrência da fase ‘a’, uma da fase ‘b’ e uma da fase ‘c’, onde os circuitos são cada um dos lados da torre, isto é, os condutores 1–3 representam o primeiro circuito e os condutores 4–6, o segundo. Com isso, o número total de possibilidades de disposição das fases \mathcal{D}_3 é igual ao produto da permutação dos três elementos do circuito 1 pela permutação dos três elementos do circuito 2:

$$\mathcal{D}_3 = P_3 \cdot P_3 = 3! \cdot 3! = 36. \quad (45)$$

Assim, existem 36 possibilidades de disposição das fases para esse sistema. O campo elétrico a nível do solo para cada uma dessas configurações é mostrado na Figura 21, onde é possível observar essencialmente quatro perfis para esse parâmetro. É notável a influência da disposição das fases nos condutores sobre o campo elétrico a nível do solo, tanto em relação ao formato da curva, quanto ao seu valor máximo.

Figura 21 – Campo elétrico a nível do solo para todas as configurações trifásicas



Fonte: Elaborada pelo autor.

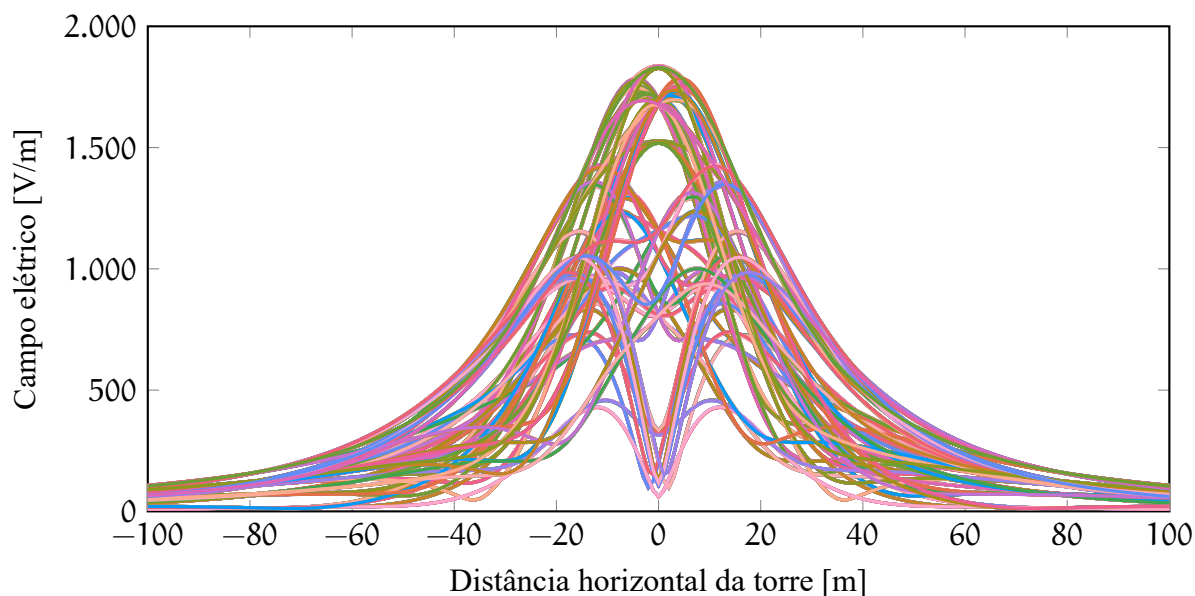
A mesma análise é feita para as configurações hexafásicas. O número de maneiras diferentes de dispor as fases na linha, \mathfrak{D}_6 , é simplesmente a permutação de 6 elementos:

$$\mathfrak{D}_6 = P_6 = 6! = 720. \quad (46)$$

Existem 720 maneiras diferentes de dispor as fases na linha, cujos campos elétricos a nível do solo são apresentados na Figura 22. É possível perceber que, em relação ao sistema trifásico, existe um número bastante maior de perfis possíveis para o campo elétrico, de forma que a disposição das fases nos condutores afeta o valor máximo e o formato das curvas de forma ainda mais expressiva.

A Figura 23 mostra o comparativo entre os campos elétricos máximos e mínimos possíveis para sistemas trifásicos e hexafásicos. Para o sistema trifásico, a configuração que apresenta o maior campo elétrico é a ‘cabbac’, enquanto ‘bacbac’ apresenta o menor valor. Já no sistema hexafásico, a configuração que apresenta o maior campo elétrico é a ‘edcbaf’, enquanto a configuração ‘ecadfb’ apresenta o menor valor. A lista completa que associa cada configuração a

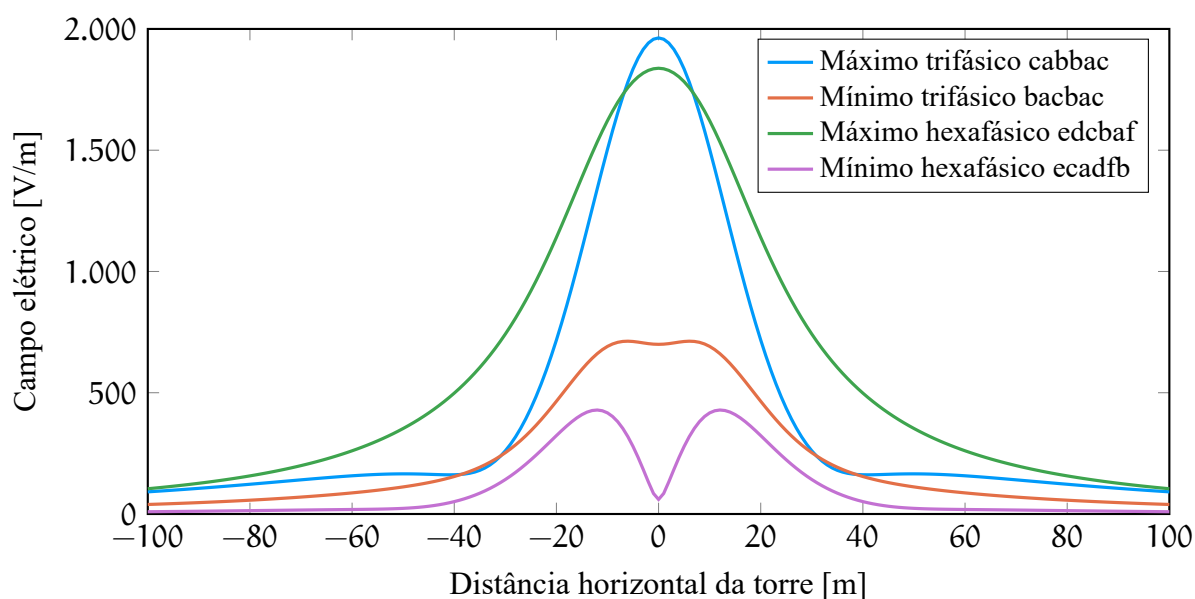
Figura 22 – Campo elétrico a nível do solo para todas as configurações hexafásicas



Fonte: Elaborada pelo autor.

um valor máximo de campo elétrico a nível do solo é mostrada em apêndice, tanto para o sistema trifásico quanto para o hexafásico. É possível perceber que o campo elétrico a nível do solo em um sistema hexafásico pode ser menor do que em um sistema trifásico, desde que seja escolhida a configuração de fases mais adequada.

Figura 23 – Comparação entre os campos elétricos a nível do solo para sistemas trifásicos e hexafásicos

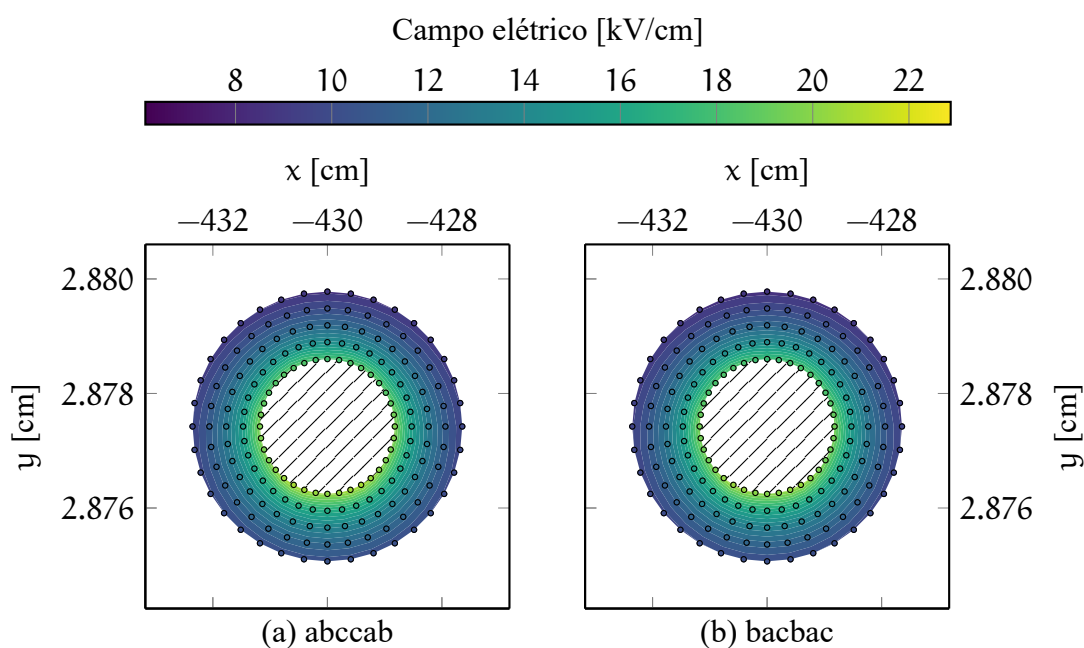


Fonte: Elaborada pelo autor.

4.2 Campo elétrico na superfície dos condutores

Também utilizando o CSM, os campos elétricos máximos na superfície dos condutores foram determinados. Para cada subcondutor do sistema, foram selecionados alguns pontos em suas proximidades e o campo elétrico neles foi determinado através do programa desenvolvido. Para cada uma das configurações, o valor máximo encontrado em qualquer subcondutor foi considerado. A lista completa desses valores é mostrada em apêndice, tanto para o sistema trifásico quanto para o hexafásico. No sistema trifásico, a configuração que apresentou maior campo elétrico na superfície do condutor foi a ‘abccab’, enquanto a configuração ‘bacbac’ apresentou o menor valor. A Figura 24 mostra o campo elétrico nas proximidades dos condutores dessas duas configurações em função da posição: x representa a distância horizontal do eixo da torre e y representa a altura em relação ao solo, com a região hachurada simbolizando a seção transversal do subcondutor. Os subcondutores mostrados são aqueles que apresentam o maior campo elétrico observado naquela configuração, onde a intensidade do campo elétrico em cada posição é mapeada de acordo com a escala de cores mostrada acima dos mapas de contorno. A Figura 24 revela que o campo elétrico máximo na superfície dos condutores de uma linha de transmissão trifásica a circuito duplo varia pouco com a mudança da disposição das fases.

Figura 24 – Campo elétrico nas proximidades dos condutores do sistema trifásico

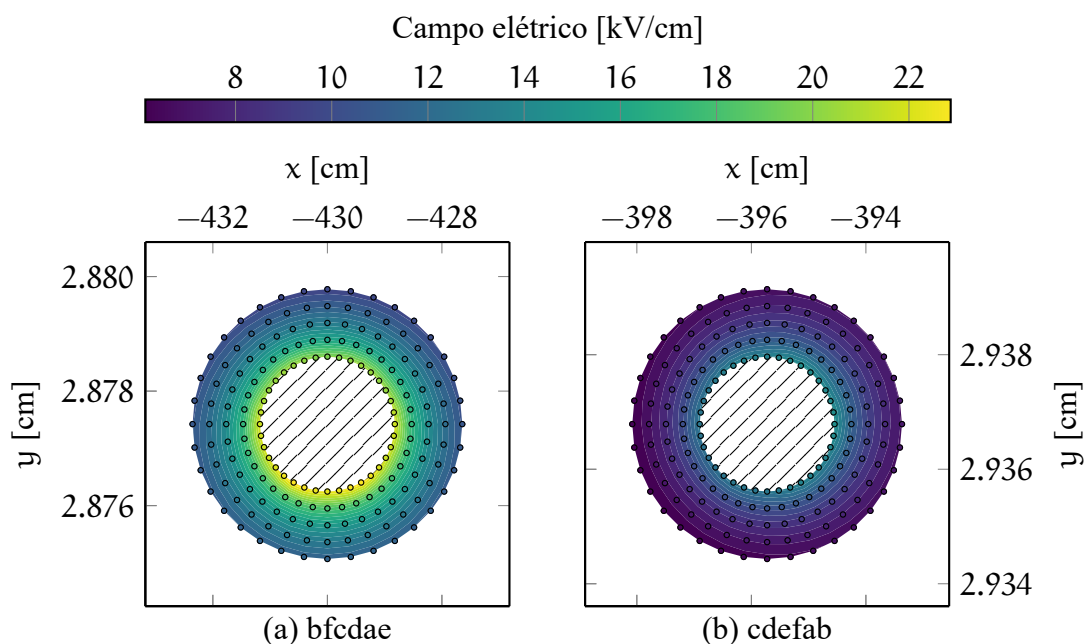


Fonte: Elaborada pelo autor.

A mesma análise foi feita considerando o sistema hexafásico. A configuração ‘bfcdae’ apresentou o maior campo elétrico na superfície do condutor e a configuração ‘cdefab’, o menor.

Em contraste com o sistema trifásico, a Figura 25 mostra que há uma diferença considerável entre as duas configurações. Os limites do mapa de cores são os mesmos para as Figuras 24 e 25, sendo possível notar que o sistema hexafásico, a depender da disposição das fases, pode gerar um campo elétrico máximo na superfície do condutor maior ou menor do que qualquer configuração trifásica.

Figura 25 – Campo elétrico nas proximidades dos condutores do sistema hexafásico



Fonte: Elaborada pelo autor.

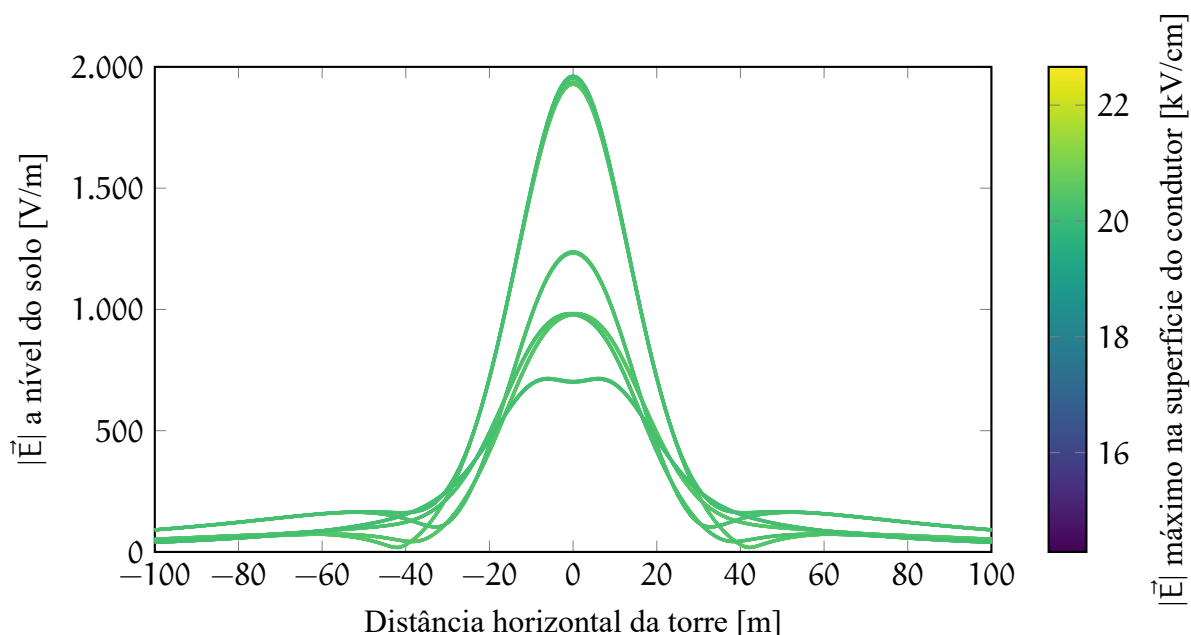
4.3 Relação entre os campos elétricos a nível do solo e na superfície dos condutores

Uma redução no campo elétrico a nível do solo está, muitas vezes, associada ao aumento no campo elétrico na superfície do condutor, fator que causa o efeito Corona e ruído audível. É importante relacionar os valores obtidos de campo elétrico máximo na superfície do condutor com o perfil de campo elétrico a nível do solo, a fim de conhecer uma configuração que cause pouco prejuízo em ambos os parâmetros.

A Figura 26 mostra os perfis de campo elétrico a nível do solo em um sistema trifásico considerando todas as disposições de fase, onde a cor de cada curva é mapeada de acordo com o campo elétrico máximo na superfície do condutor para aquela configuração, em que os limites do mapa de cores representam os valores extremos observados considerando todas as configurações trifásicas e hexafásicas. É possível notar, como esperado, que o campo elétrico máximo na

superfície do condutor varia pouco com a mudança das disposições de fase em um sistema trifásico.

Figura 26 – Campo elétrico a nível do solo em um sistema trifásico relacionado com o campo elétrico na superfície do condutor

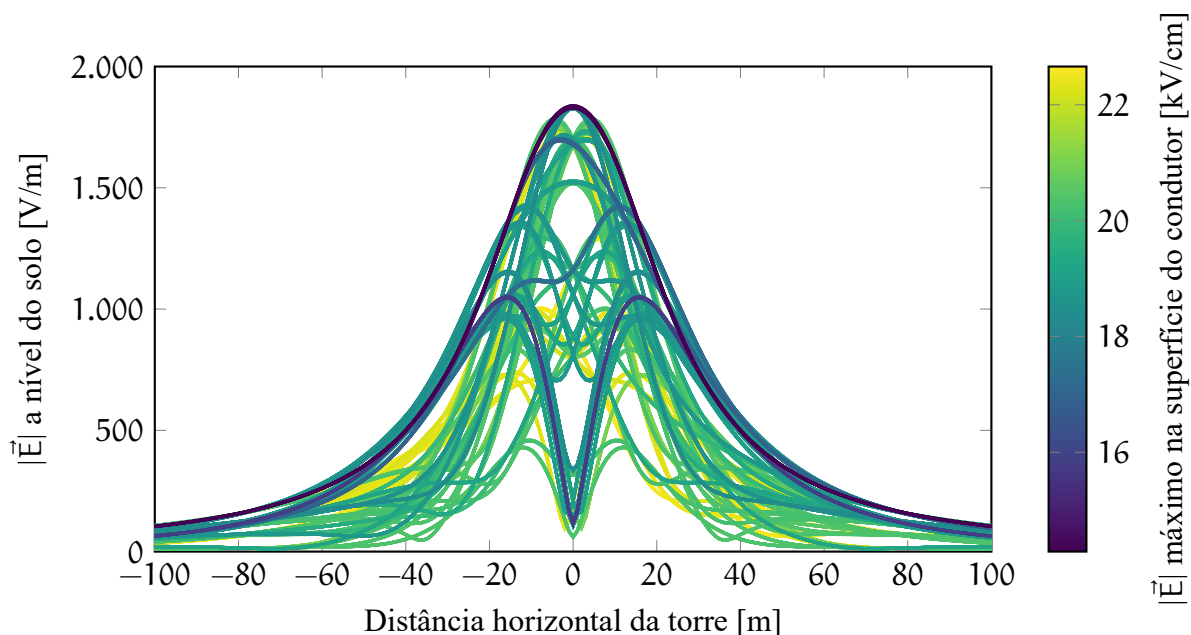


Fonte: Elaborada pelo autor.

Por outro lado, a mudança da disposição das fases em um sistema hexafásico afeta significativamente o campo elétrico na superfície do condutor. A Figura 27 mostra essa variação, sendo possível perceber que a configuração que apresenta maior campo elétrico a nível do solo é também aquela que possui menor campo elétrico máximo na superfície do condutor. A configuração de menor campo elétrico a nível do solo, porém, apresenta um valor intermediário de campo elétrico na superfície do condutor, compatível com os valores no sistema trifásico da Figura 26.

Assim, fica evidente que a configuração hexafásica ‘ecadfb’ apresenta melhor desempenho em relação ao campo elétrico a nível do solo em relação a qualquer configuração trifásica, sem prejudicar significativamente o campo elétrico na superfície do condutor.

Figura 27 – Campo elétrico a nível do solo em um sistema hexafásico relacionado com o campo elétrico na superfície do condutor



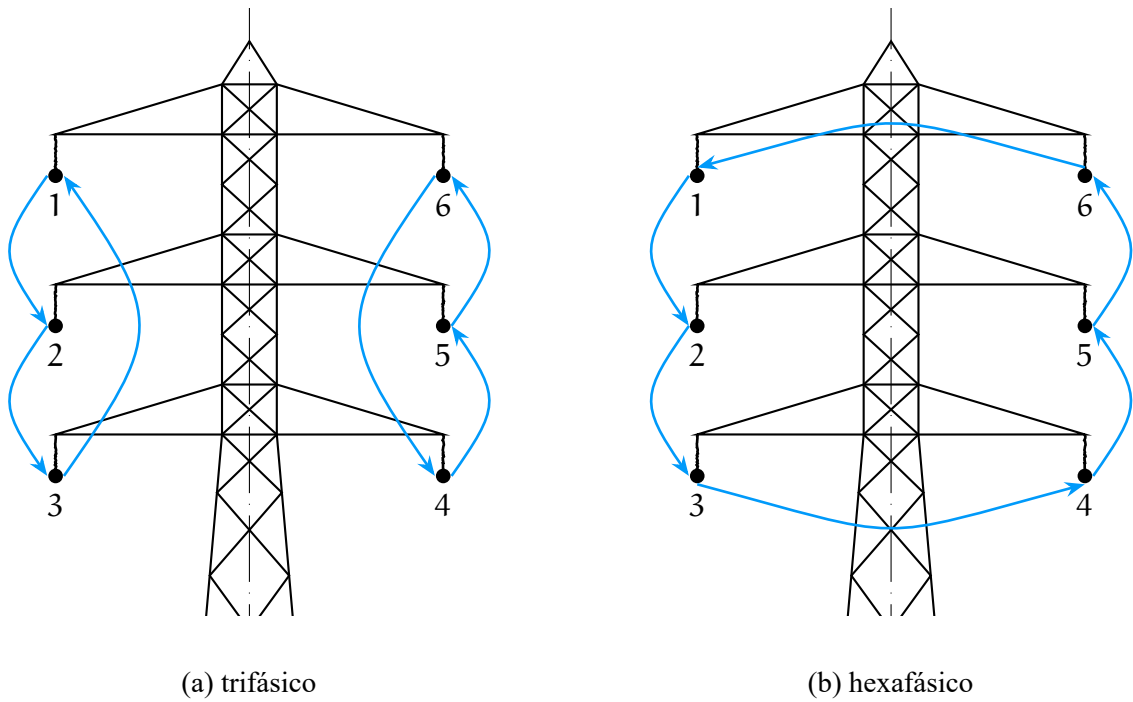
Fonte: Elaborada pelo autor.

4.4 Impacto da transposição nos campos elétricos

Para garantir o equilíbrio entre as fases, é necessário realizar a transposição das linhas. Para o sistema trifásico, costuma-se realizar a transposição completa da linha, permutando os condutores do circuito 1 para baixo e os do circuito 2 para cima, isto é, as fases são rotacionadas no sentido anti-horário, como mostrado na Figura 28a. O perfil de campo elétrico a nível do solo para as configurações da transposição completa de um sistema trifásico a partir da configuração ‘bacbac’, que possui o menor campo elétrico a nível do solo, é mostrado na Figura 29. Observa-se então que a transposição de linhas trifásicas a circuito duplo não afeta o desempenho do campo elétrico a nível do solo.

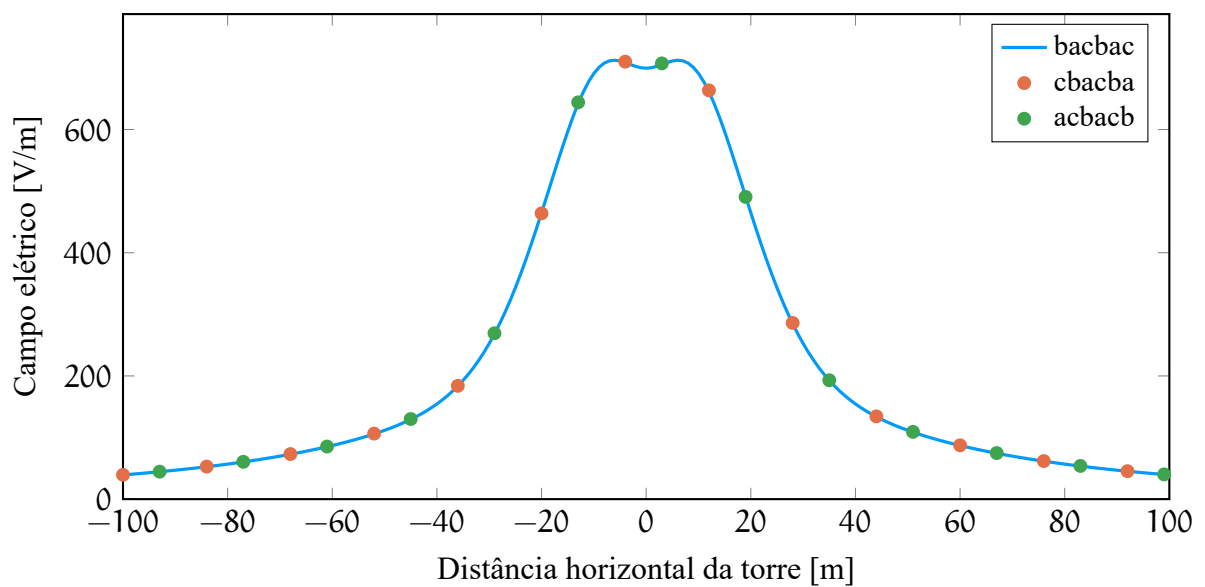
Para linhas hexafásicas, porém, é difícil alcançar a transposição completa devido ao alto número de configurações possíveis. Com isso, geralmente é mais eficiente implementar a transposição cíclica, em que as fases são permutadas em um único sentido, como mostra a Figura 28b, gerando 6 configurações diferentes. A Figura 30 mostra o perfil de campo elétrico para as configurações de uma transposição hexafásica realizada a partir da configuração ‘ecadfb’, que apresenta o menor campo elétrico a nível do solo, rotacionando as fases também no sentido anti-horário. Assim, observa-se que essa estratégia de transposição afeta significativamente o

Figura 28 – Esquemas de transposição para sistemas trifásico e hexafásico



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 29 – Campo elétrico a nível do solo para as configurações de uma transposição trifásica

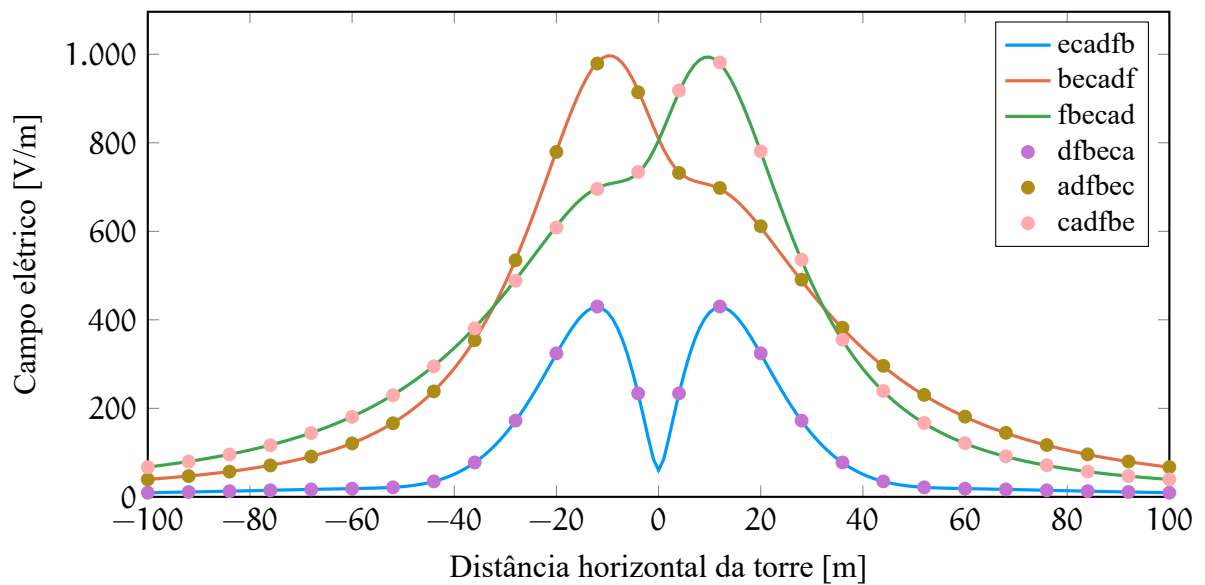


Fonte: Elaborada pelo autor.

nível de campo elétrico a nível do solo, de forma que esse valor ultrapassa aqueles da Figura 29 em 4 de 6 configurações.

Dessa forma, ainda que exista uma configuração hexafásica mais promissora do que todas as configurações do sistema trifásico em relação ao campo elétrico a nível do solo, a maneira tradicional de realizar a transposição elimina essa vantagem. Assim, é necessária a condução de estudos que indiquem novas estratégias de transposição, de forma que esse fenômeno seja atenuado.

Figura 30 – Campo elétrico a nível do solo para as configurações de uma transposição hexafásica



Fonte: Elaborada pelo autor.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho analisou a influência da disposição das fases em linhas trifásicas a circuito duplo e em linhas hexafásicas sobre os campos elétricos a nível do solo e na superfície dos condutores. Um programa computacional que utiliza o método de simulação de cargas foi desenvolvido e usado para determinar o perfil de campo elétrico para cada uma das configurações possíveis para ambos os sistemas, considerando uma torre bilateral vertical.

A partir das simulações realizadas, conclui-se que uma linha de transmissão hexafásica, a depender da disposição das fases na torre, pode apresentar diversos perfis de campo elétrico ao nível do solo, bem como inúmeros valores de gradiente de potencial máximo nos condutores. Dentre esse perfis, foram encontradas configurações que apresentam desempenho superior ao tradicional sistema trifásico. Uma delas apresenta um campo elétrico ao nível do solo consideravelmente mais baixo do que o sistema trifásico, com um gradiente de potencial nos condutores levemente superior, provando ser uma opção viável. Outra configuração possui um campo elétrico ao nível do solo mais elevado, mas com um gradiente de potencial nos condutores bastante menor.

Apesar de não existir uma configuração mais vantajosa em ambos os parâmetros analisados, o maior número de configurações hexafásicas existentes permite o ajuste minucioso desses critérios, isto é, a depender das necessidades operativas de cada linha de transmissão, uma configuração específica pode ser escolhida para o projeto.

Assim, fica evidente a viabilidade técnica da transformação de uma linha trifásica a circuito duplo para hexafásica a circuito simples. A depender da configuração escolhida para essa transformação, problemas como efeito Corona, radiointerferência e ruído audível podem ser amenizados a partir da redução do gradiente de potencial nos condutores. Por outro lado, os perigos biológicos da exposição contínua a altos campos elétricos podem ser atenuados se escolhida uma configuração que favoreça baixos campos elétricos a nível do solo.

5.1 Trabalhos futuros

Durante o desenvolvimento deste trabalho, diversas oportunidades para trabalhos futuros que expandam o conhecimento relativo aos campos elétricos gerados por linhas de transmissão evidenciaram-se. Sugere-se, então, as seguintes investigações futuras:

- a) avaliar formas alternativas para transposição de sistemas hexafásicos, de forma que o aumento no campo elétrico a nível do solo seja eliminado ou, pelo menos, minimizado;
- b) aplicar métodos mais complexos e precisos para a determinação dos campos elétricos. Apesar da utilidade do método de simulação de cargas para um estudo comparativo, diversas considerações simplificadoras são adotadas, o que reduz a precisão do modelo. A utilização de métodos mais precisos é importante no âmbito de projeto de linhas de transmissão;
- c) analisar a influência dos cabos para-raios sobre os campos elétricos, em especial, considerando a utilização de cabos para-raios ópticos ou *optical ground wires* (OPGW).

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Matriz elétrica teve aumento de 10,9 GW em 2024, maior expansão da série histórica.** 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/matriz-eletrica-teve-aumento-de-10-9-gw-em-2024-maior-expansao-da-serie-historica>. Acesso em: 25 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Micro e minigeração distribuída de energia elétrica cresceu 8,85 GW em 2024.** 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/micro-e-minigeracao-distribuida-de-energia-eletrica-cresceu-8-84-gw-em-2024>. Acesso em: 25 ago. 2025.

ATRASO afeta 62% das obras de linhas de transmissão. **Estado de Minas**, [Belo Horizonte], 7 mar. 2017. Disponível em: https://www.em.com.br/app/noticia/economia/2017/03/07/internas_economia,852410/atraso-afeta-62-das-obras-de-linhas-de-transmissao.shtml. Acesso em: 1 out. 2025.

BARTHOLD, L. O.; BARNES, H. C. High phase order power transmission. **Electra**, p. 139–153, 1973.

CAMARGO, C. Celso de Brasil. **Transmissão de energia elétrica: aspectos fundamentais.** Florianópolis: Ed. da UFSC, 2006.

CHEN, Xi *et al.* Analysis of correlation between phase sequence arrangement and power frequency electric field in extreme high voltage transmission corridors. *In: 2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*. [S. l.: s. n.], 2018. p. 1–5. DOI: 10.1109/POWERCON.2018.8602003. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8602003>. Acesso em: 9 dez. 2025.

CORONA discharge. *In: WIKIPEDIA: the free encyclopedia*. [San Francisco, CA: Wikimedia Foundation], 2025. Disponível em: https://en.wikipedia.org/wiki/Corona_discharge. Acesso em: 11 set. 2025.

DEIN, Adel Z. El *et al.* Mitigation of the electric and magnetic fields of 500-kV overhead transmission lines. **IEEE Access**, p. 33900–33908, 2022. DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3161932. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9740660>. Acesso em: 10 set. 2025.

DENG, Xianda. **Exploring six-phase transmission lines for increasing power transfer with limited right of way.** 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Arizona State University.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica**. 2025. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/anuario-livro/>. Acesso em: 25 ago. 2025.

FERRAZ JUNIOR, José Pedrosa. **Gargalo nas linhas de transmissão de energia ameaça setor elétrico**. 2025. Disponível em: <https://jornal.usp.br/noticias/gargalo-nas-linhas-de-transmissao-de-energia-ameaca-setor-eletrico/>. Acesso em: 27 ago. 2025.

FUCHS, Rubens Dario. **Transmissão de energia elétrica: linhas aéreas: teoria das linhas em regime permanente**. 1. ed. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1977. v. 2.

FUCHS, Rubens Dario. **Transmissão de energia elétrica: linhas aéreas**. 3. ed. Uberlândia: Edufu, 2015. v. 2.

GÖNEN, Turan. **Electric power transmission system engineering: analysis and design**. [S. l.]: Taylor & Francis Group, 2009.

GRANT, I. S.; STEWART, J. R. Mechanical and electrical characteristics of EHV high phase order overhead transmission. **IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems**, p. 3380–3385, 1984.

GRIFFITHS, David J. **Introduction to electrodynamics**. [S. l.]: Pearson, 2013.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **C95.1-2019**: IEEE standard for safety levels with respect to human exposure to electric, magnetic, and electromagnetic fields, 0 Hz to 300 GHz. [Piscataway]: IEEE, 2019. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8859679/>. Acesso em: 27 nov. 2025.

KUSTER, Álvaro Claudino. **Avaliação de campo eletromagnético em regiões densamente povoadas**. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Instituto de Engenharia do Paraná. Disponível em: https://mestrado.lactec.com.br/wp-content/uploads/2021/09/060_PT.pdf. Acesso em: 9 set. 2025.

LI, Qi; ROWLAND, Simon M.; SHUTTLEWORTH, Roger. Calculating the surface potential gradient of overhead line conductors. **IEEE Transactions on Power Deliver**, p. 1–10, 2015. DOI: 10.1109/TPWRD.2014.2325597. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6828782>. Acesso em: 10 set. 2025.

LOPES, Luiz A. C.; JOOS, Gem; OOI, Boon-Teck. A high power PWM quadrature booster phase-shifter based on a multi-module converter. *In*: PROCEEDINGS of PESC '95 - Power Electronics Specialist Conference. Atlanta: IEEE, 1995. v. 1, p. 375–380. DOI: 10.1109/PESC.1995.474838. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/474838>. Acesso em: 10 set. 2025.

MASUDA, Mario; JARDINI, José A. Comparação entre linha hexafásica e trifásica em circuito duplo. *In: JARDINI, José Antônio. Alternativas não convencionais para transmissão de energia elétrica: estudos técnicos e econômicos.* Brasília: Goya, 2012. cap. 9.

MAXWELL, James Clerk. **A treatise on electricity and magnetism.** London: Oxford University Press, 1873.

MENDES, Lígia Maria R. *et al.* Tecnologia para repotencialização das linhas transmissão urbanas da eletropaulo – com redução de custos e aproveitamento da infraestrutura, 2005.

METWALLY, I. A. Electrostatic and environmental analyses of high phase order transmission lines. **Electric Power Systems Research**, p. 149–159, 2001.

RADWAN, R. M. *et al.* Electric field mitigation under extra high voltage power lines. **IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation**, p. 54–62, 2013.

SAMY, M. M.; RADWAN, R. M.; AKEF, S. Calculation of electric fields underneath and on conductor surfaces of ultra high voltage transmission lines. *In: 2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering.* [S. l.: s. n.], 2017. p. 1–8. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7977420>. Acesso em: 28 nov. 2025.

SILVA, Cíntia Arantes; CAMPOS, Gustavo Lobato; SANTOS, Mariana Guimarães dos. **Cálculo dos níveis de campos elétricos produzidos por linhas de transmissão operando em regime permanente.** 2016. Disponível em: <https://www.ifmg.edu.br/sic/edicoes-anteriores/resumos-2016/calculo-dos-niveis-de-campos-eletricos.pdf>. Acesso em: 8 set. 2025.

STEWART, J. R.; WILSON, D. D. High phase order transmission—a feasibility analysis part I—steady state considerations. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-97, n. 6, p. 2300–2307, 1978. DOI: 10.1109/TPAS.1978.354734. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4181683>. Acesso em: 9 dez. 2025.

VANDENHEUVEL, Daniel J. DelaunayTriangulation.jl: A Julia package for Delaunay triangulations and Voronoi tessellations in the plane. **Journal of Open Source Software**, v. 9, n. 101, p. 7174, set. 2024. DOI: 10.21105/joss.07174. Disponível em: <https://joss.theoj.org/papers/10.21105/joss.07174>. Acesso em: 25 set. 2025.

XAVIER, Guilherme Leal. **Tutorial sistema hexafásico para distribuição de energia elétrica.** 2017. Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia. Disponível em: <http://www.jrubens.eng.br/download/tutorialhexa.pdf>. Acesso em: 10 set. 2025.

ZHOU, Pei-bai. Charge simulation method. *In: ZHOU, Pei-bai. Numerical analysis of electromagnetic fields.* Berlin: Springer Berlin Heidelberg, 1993. cap. 7, p. 215–250. DOI: 10.1007/978-3-642-50319-1_7. Disponível em:

https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-642-50319-1_7. Acesso em: 10 set. 2025.

**APÊNDICE A – DISPOSIÇÕES DAS FASES NOS CONDUTORES ELENCADAS DE
ACORDO COM O CAMPO ELÉTRICO MÁXIMO [V/m] A NÍVEL DO SOLO PARA
SISTEMAS TRIFÁSICOS**

1	cabbac	1963.029284157579
2	baccab	1963.0198580472895
3	acbbca	1959.9913479934605
4	abccba	1959.9774924596743
5	bcaacb	1953.469618854271
6	cbaabc	1953.4651893233618
7	cabbca	1937.0726942981714
8	acbbac	1937.0726942886943
9	baccba	1937.0605994530774
10	abccab	1937.060599443602
11	bcaabc	1928.7133430842744
12	cbaacb	1928.7133430842744
13	bacacb	1237.622739242782
14	bcacab	1237.6227392332548
15	cababc	1237.6150319864835
16	cbabac	1237.6150319769563
17	acbcba	1232.2958999876219
18	abcbca	1232.2958999876216
19	abcacb	983.1990231669982
20	bcacba	983.199023118755
21	acbabc	983.1937918194844
22	cbabca	983.1937917712414
23	cbacab	982.1877916932905
24	bacabc	982.1877916715328
25	bcabac	982.1810857919553
26	cabacb	982.1810857701973
27	cabcba	978.569567207711
28	abcbac	978.5695671621918
29	bacbca	978.5680926156195
30	acbcab	978.5680925701007
31	abcabc	715.8255226097566
32	cbacba	715.8255226022387
33	acbacb	715.8246198119803
34	bcabca	715.8246198044625
35	cabcab	712.5033393014273
36	bacbac	712.5033392962952

**APÊNDICE B – DISPOSIÇÕES DAS FASES NOS CONDUTORES ELENCADAS DE
ACORDO COM O CAMPO ELÉTRICO MÁXIMO [V/m] A NÍVEL DO SOLO PARA
SISTEMAS HEXAFÁSICOS**

1	edcbaf	1837.9323312974695	65	ebafcd	1776.6725047863388	129	becdaf	1723.9121438503867
2	cdefab	1837.9323312782146	66	bedcfa	1776.6725047849243	130	ebfadc	1723.9121438421714
3	fabcd	1837.9323312739564	67	dcfabe	1776.6725047785546	131	cdafbe	1723.9121438387301
4	bafedc	1837.9323312709987	68	afcdeb	1776.6725047712478	132	fadceb	1723.9121438318018
5	fdcbae	1836.5495414702277	69	fcdeba	1776.6658525757048	133	fcedab	1723.9011634969293
6	eabcdf	1836.5495414493162	70	cfabed	1776.6658525713588	134	cfbade	1723.901163491278
7	cafedb	1836.5495414490188	71	debafc	1776.665852562399	135	edabfc	1723.901163491274
8	bdefac	1836.549541448294	72	abedcf	1776.6658525597352	136	badecf	1723.901163487889
9	eacbfd	1835.1354700776578	73	adcbfe	1755.9081732073846	137	beafcd	1723.6795643795274
10	caefdb	1835.1354700583724	74	dafecb	1755.9081731819188	138	ebdcfa	1723.6795643771293
11	fdbcae	1835.13547005411	75	bcefad	1755.9081731746369	139	dcfaeb	1723.6795643734067
12	bdfeac	1835.1354700511465	76	efbcda	1755.9081731663111	140	afcdbe	1723.679564366585
13	facbde	1835.0537425292712	77	adefbc	1755.9038743509248	141	cfdeba	1723.668919811091
14	edbcfa	1835.0537425083419	78	fecbad	1755.9038743462447	142	fcabed	1723.6689198027896
15	cdfeab	1835.0537425080447	79	dabcef	1755.903874340674	143	debacf	1723.6689197916717
16	baefdc	1835.0537425073178	80	cbfed	1755.9038743317715	144	abedfc	1723.668919789334
17	defabc	1830.0846539611885	81	ebcdfa	1750.3088345635904	145	fdcbea	1719.688279700902
18	cbafed	1830.0846539603335	82	befacd	1750.3088345532485	146	dbefac	1719.6882796957996
19	abcdef	1830.0846539593692	83	dcafeb	1750.3088345471813	147	aebcdf	1719.6882796909415
20	fedcba	1830.084653950727	84	afdcb	1750.3088345287217	148	cafebd	1719.6882796895509
21	dcbafe	1830.0732339250737	85	cfedba	1750.2963781576009	149	dfcbae	1719.6827738922468
22	efabcd	1830.0732339242659	86	fcbaed	1750.2963781451786	150	acfedb	1719.682773877122
23	afedcb	1830.07323392363	87	deabcf	1750.296378134861	151	eabcf	1719.6827738657446
24	bcdefa	1830.0732339234585	88	abdefc	1750.296378131383	152	bdefca	1719.682773864849
25	dbafec	1828.6838780616356	89	facdeb	1747.3320850031766	153	bdafec	1714.9903480190608
26	fbcdea	1828.6838780566945	90	cdfabe	1747.3320850016523	154	eadcbf	1714.990348011425
27	cefabd	1828.6838780565784	91	ebafdc	1747.3320849986483	155	fbcdae	1714.9903480051578
28	aedcbf	1828.6838780500848	92	bedcaf	1747.3320849974502	156	cefadb	1714.9903479958593
29	dfabce	1828.6724317766075	93	edbacf	1747.323927340549	157	cadefb	1714.9779958896013
30	acdefb	1828.6724317742373	94	baedcf	1747.3239273390004	158	fdabce	1714.9779958895856
31	bfedca	1828.6724317723706	95	fcdeab	1747.32392733733	159	bfedac	1714.9779958674296
32	ecbafd	1828.6724317722503	96	cfabde	1747.3239273338238	160	ecbadf	1714.977995865067
33	dbfaec	1827.2513947601196	97	daefbc	1736.1334451191235	161	ecfabd	1711.1785651550056
34	aecdbf	1827.2513947582875	98	fecbda	1736.1334451119756	162	bfcd	1711.178565150643
35	ceafbd	1827.2513947572959	99	adbcef	1736.1334451083123	163	dbafce	1711.1785651410487
36	fbdcea	1827.2513947476773	100	cbfead	1736.1334450961788	164	aedcfb	1711.1785651367259
37	dfbace	1827.2399216046015	101	dacbfe	1736.131582397223	165	fbedca	1711.1717187380762
38	acedfb	1827.2399216031515	102	adfecb	1736.1315823710906	166	cebafd	1711.1717187351842
39	ecabfd	1827.2399216024824	103	bcefd	1736.1315823609068	167	dfabec	1711.1717187278748
40	bfdeca	1827.2399216016815	104	efbcad	1736.1315823523578	168	acdefb	1711.1717187271402
41	fecdba	1827.1686024868432	105	dacbef	1731.2261134459272	169	edcbfa	1702.5035416235414
42	cbfaed	1827.1686024867408	106	adfecb	1731.2261134307435	170	dcefab	1702.5035416135092
43	deafbc	1827.1686024862202	107	cbefda	1731.226113411075	171	afbcde	1702.5035416032408
44	abdcef	1827.1686024746607	108	febcd	1731.226113402358	172	bafecd	1702.5035415966415
45	bcdfe	1827.1571277778341	109	adcbfe	1731.2257776434283	173	decba	1702.4981989698165
46	efbacd	1827.1571277777189	110	daefcb	1731.225777643287	174	cdefba	1702.4981989550658
47	dcabfe	1827.157127777157	111	efcbda	1731.2257776392278	175	abfedc	1702.498198950451
48	afdec	1827.157127777479	112	bcfead	1731.225777623432	176	fabced	1702.4981989400337
49	adcbef	1785.5391368959686	113	facdbe	1729.4111490403661	177	aebcdf	1701.2945667475815
50	dafebc	1785.539136881558	114	cdfaeb	1729.4111490375972	178	dbfeac	1701.294566727682
51	cbefad	1785.539136865443	115	beafdc	1729.411149035936	179	caefbd	1701.2945667245315
52	fecbda	1785.5391368580667	116	ebdcfa	1729.411149033577	180	fdbcea	1701.2945667101253
53	dabcfe	1785.53292185004	117	cfdeab	1729.3994986367693	181	eacbfd	1701.2907536192329
54	adefcb	1785.5329218498537	118	edbacf	1729.3994986336604	182	acefdb	1701.2907536154898
55	efcbad	1785.532921849187	119	fcabde	1729.3994986318025	183	dfbcae	1701.2907536058215
56	bcfed	1785.5329218340376	120	baedfc	1729.3994986308408	184	bdfeac	1701.2907535927302
57	ebcdfa	1780.9749441360632	121	becdfa	1728.121013267518	185	bcafed	1697.8138211804385
58	befadc	1780.9749441243405	122	ebfacd	1728.1210132612323	186	abcdfe	1697.8138211761764
59	cdafbe	1780.9749441208812	123	dcafbe	1728.1210132456665	187	defacb	1697.8138211677824
60	fadcb	1780.9749441105532	124	afdcbe	1728.1210132309584	188	efdcb	1697.8138211639982
61	cfedab	1780.9620769987785	125	fcdeba	1728.111225558698	189	cbdefa	1697.8016444038794
62	cfbade	1780.9620769912494	126	cfbaed	1728.111225550639	190	feabcd	1697.8016444013656
63	edabcf	1780.962076988388	127	deabfc	1728.1112255336257	191	afedbc	1697.8016444001962
64	badefc	1780.9620769830515	128	abdefc	1728.1112255306036	192	dcbaef	1697.8016443928175

193	eacdbf	1695.6693719996103	265	eadcfb	1519.2587882917976	337	bdcaef	1359.9521489082429
194	bdfaec	1695.669371993737	266	bdafce	1519.2587882909522	338	eaufdb	1359.9521488972357
195	ceafdb	1695.6693719716593	267	bfcdae	1519.2587882885816	339	cbdfae	1359.9521488745459
196	fdbcae	1695.6693719672899	268	ecfadb	1519.2587882852235	340	feacdb	1359.9521488676762
197	caedfb	1695.657364318469	269	cadebf	1519.2492717231082	341	fdeacb	1359.9457745908305
198	fdbace	1695.6573643165727	270	fdabec	1519.2492717167636	342	cabdfe	1359.9457745896898
199	bfdeac	1695.6573642942917	271	fbedac	1519.2492717080318	343	bcaedf	1359.9457745687048
200	ecabdf	1695.657364293826	272	cebadf	1519.2492717031962	344	efdbac	1359.9457745685963
201	bacdef	1694.1150041422409	273	eacdfb	1518.7807756766608	345	dbceaf	1357.7153742607766
202	edfabc	1694.1150041409892	274	bdface	1518.7807756660893	346	aefbdc	1357.7153742480732
203	cbafbc	1694.1150041145572	275	ecafbd	1518.7807756604795	347	cdbfea	1357.71537423495
204	fedcab	1694.115004114071	276	bfdcae	1518.7807756541108	348	faecbd	1357.7153742258247
205	faedcb	1694.1081699197052	277	caedbf	1518.7712501331887	349	dfecab	1357.7057387365965
206	cdbafe	1694.1081699174767	278	fdbaec	1518.7712501259323	350	acbfe	1357.7057387311709
207	efabcd	1694.1081698947573	279	fbdeac	1518.7712501163987	351	edfba	1357.7057387188704
208	bcdeaf	1694.1081698945156	280	ceabdf	1518.7712501124824	352	bacedf	1357.7057387039865
209	ecafbd	1693.028832430574	281	efcdab	1518.2657448046352	353	cedbfa	1353.3048692684713
210	bfdcea	1693.0288324201638	282	badcfe	1518.26574480167	354	fbaecd	1353.304869266514
211	aecdfb	1693.0288324177804	283	bcfade	1518.2657448012826	355	dceabf	1353.3048692447642
212	dbface	1693.028832415959	284	edafcb	1518.2657448008254	356	afbdec	1353.3048692374803
213	fbdeca	1693.0206377845648	285	fadebc	1518.2562095994294	357	ecdfba	1353.301607986803
214	ceabfd	1693.0206377816394	286	bfacef	1518.256209596638	358	bfaced	1353.3016079865529
215	acedbf	1693.0206377749814	287	cdabef	1518.2562095930834	359	decafb	1353.3016079648528
216	dfbaec	1693.0206377741858	288	febadc	1518.2562095918004	360	abfdce	1353.3016079592237
217	afcbde	1683.8673700538898	289	dbcaef	1430.3273706122366	361	bdcafe	1348.7168488867937
218	dcfeab	1683.8673700390816	290	aefdbc	1430.327370606266	362	eaufdb	1348.7168488676252
219	edbcfa	1683.8673700261456	291	cbedfa	1430.327370592303	363	bcdfae	1348.7168488564107
220	baefcd	1683.8673700245317	292	feabcd	1430.3273705735746	364	efacdb	1348.7168488484904
221	facbed	1683.8660078416385	293	dfeacb	1430.3245886386178	365	fdeabc	1348.7108895351437
222	abefdc	1683.8660078373798	294	acbdfe	1430.324588633381	366	cabdef	1348.7108895263864
223	debcaf	1683.8660078324037	295	efdbca	1430.324588621298	367	cbaedf	1348.710889515539
224	cdfeba	1683.8660078310654	296	fedbac	1430.3245886210839	368	fedbac	1348.7108895142428
225	bcfaed	1677.148445213608	297	bdceaf	1425.3831780783123	369	dbcefa	1346.201908117838
226	efcdba	1677.148445210195	298	faecdb	1425.3831780641926	370	aefbcd	1346.2019081056362
227	deafcb	1677.1484451931703	299	cdbfae	1425.3831780633657	371	dcbfba	1346.2019080929454
228	abdcef	1677.1484451877263	300	eaufdb	1425.3831780617531	372	afecbd	1346.201908076817
229	cbedfa	1677.1373014621533	301	fdcab	1425.37319454004	373	dfecba	1346.19228227473
230	febacd	1677.1373014582355	302	edfbac	1425.3731945386571	374	acbfed	1346.1922822641604
231	afdebc	1677.1373014461908	303	cabfde	1425.373194533978	375	defbca	1346.1922822487534
232	dcabef	1677.1373014426952	304	bacedf	1425.373194527234	376	abcefd	1346.192282235963
233	edafbc	1676.204964193036	305	dbcafe	1424.0890420304086	377	cedbaf	1342.0780043571885
234	badcef	1676.2049641879978	306	aefdc	1424.089042015345	378	fbaedc	1342.0780043547707
235	fecdab	1676.2049641753636	307	bcdfea	1424.0890420092794	379	cdeabf	1342.0780043367263
236	cbfade	1676.2049641689368	308	efacbd	1424.089041990254	380	fabdec	1342.0780043357943
237	fadecb	1676.1951826096165	309	dfeabc	1424.0870727866263	381	ecdfab	1342.0743377778772
238	cdabfe	1676.195182608145	310	acbdef	1424.0870727724166	382	bfaced	1342.074337777642
239	bcdefa	1676.1951825884082	311	cbaefd	1424.0870727668414	383	edcafb	1342.0743377639085
240	efbadc	1676.195182587553	312	fedbca	1424.0870727665342	384	bafdce	1342.0743377597148
241	decbfa	1527.8718870433154	313	bfaecd	1423.4566133028602	385	fadbce	1318.3085066329243
242	dcefba	1527.8718870361522	314	ecdbfa	1423.4566133005408	386	cdafcb	1318.3085066288068
243	abfec	1527.8718870224668	315	dceafb	1423.4566132877787	387	bfeadc	1318.3085066283497
244	afbced	1527.8718870151095	316	afbdce	1423.456613282082	388	ecbdaf	1318.3085066228234
245	dfcbea	1525.7983820303136	317	cedfba	1423.4494116749252	389	fbcade	1318.3049304718493
246	acfbed	1525.7983820259165	318	fbaced	1423.4494116669441	390	badfec	1318.3049304617475
247	dbefca	1525.7983820187023	319	decabf	1423.4494116542971	391	cefdab	1318.3049304596382
248	aebcfd	1525.79838201411	320	abfdec	1423.4494116494539	392	edacbf	1318.3049304511892
249	aecbfd	1525.3265129842262	321	bdcefa	1418.7836116389637	393	dfaebc	1314.2995947818217
250	acbfbd	1525.3265129770514	322	eaufdb	1418.7836116234969	394	acdbef	1314.2995947695583
251	dbfec	1525.326512963341	323	dcbfba	1418.7836116194678	395	cbaefd	1314.2995947659383
252	dfbcea	1525.3265129559727	324	afecdb	1418.7836116126757	396	febdca	1314.299594764675
253	afcbde	1524.8181042961269	325	fdecb	1418.7739166222211	397	aedfcb	1314.2901774761651
254	dcfeba	1524.818104291725	326	cabfed	1418.7739166121648	398	dbacfe	1314.290177474307
255	abefcd	1524.8181042845072	327	defbac	1418.7739166071838	399	efcabd	1314.2901774694549
256	debdfa	1524.8181042799133	328	abcedf	1418.7739165970863	400	bcbfea	1314.2901774667212
257	bacdfe	1521.3592592230239	329	bfaedc	1417.4197826318161	401	debfac	1311.8233925349969
258	edfacb	1521.3592592124626	330	ecdbaf	1417.4197826298891	402	fdceba	1311.8233925341392
259	bcafde	1521.35925919733	331	fabdce	1417.4197826182822	403	abcedf	1311.823392533252
260	efdcab	1521.3592591909735	332	cdeafb	1417.4197826164125	404	cafbed	1311.8233925277987
261	faedbc	1521.3497819959841	333	cedfab	1417.41205680522	405	dcfbae	1311.8175513212298
262	cdbaef	1521.3497819887448	334	fbacde	1417.4120567990553	406	bdecfa	1311.8175513155966
263	cbdeaf	1521.3497819757833	335	edcabf	1417.4120567907635	407	afcedb	1311.8175513142235
264	feabcd	1521.3497819718768	336	bafdec	1417.4120567864236	408	eaufdb	1311.817551313823

409 eadbcf 1296.1755812849171 481 dbcfac 1155.8788168429694 553 eadfc 1000.8112409907704
 410 cfeadb 1296.1755812796864 482 aefcdb 1155.8788168341698 554 bdacfe 1000.8112409903605
 411 bdaefc 1296.1755812758793 483 eafcbd 1155.8788168110996 555 efcadb 1000.8112409593795
 412 fcbdae 1296.1755812696374 484 bdcfea 1155.8788168100114 556 bcfdae 1000.8112409506888
 413 ebcadf 1296.1746659562973 485 dfebac 1155.8724691145212 557 acfbed 998.569250863291
 414 cadfeb 1296.174665952056 486 acbedf 1155.8724691129232 558 dfceba 998.5692508601035
 415 befduc 1296.1746659388882 487 fdebca 1155.8724691021368 559 debfca 998.5692508340871
 416 fdacbe 1296.1746659357905 488 cabefd 1155.872469099738 560 abecfd 998.5692508318892
 417 cfaebd 1290.9630686364387 489 dbcfea 1154.8894535218353 561 dbecfa 998.565277559425
 418 dbeafc 1290.9630686304336 490 aefcbd 1154.8894535204931 562 aebfcd 998.5652775591385
 419 aebdcf 1290.9630686283617 491 dfebca 1154.8828756659175 563 dcfba 998.565277535403
 420 fcdbea 1290.9630686270827 492 acbedf 1154.8828756648052 564 afcebd 998.5652775370204
 421 dfcabe 1290.95456523732 493 bdcfae 1154.114200218492 565 becadf 996.3580632080103
 422 bedfca 1290.9545652365396 494 eafcdb 1154.1142002049014 566 ebfdac 996.3580631920598
 423 ebacfd 1290.9545652340569 495 fdebac 1154.1064918132308 567 cadfbe 996.3580631768266
 424 acfdeb 1290.954565232828 496 cabedf 1154.106491812712 568 fdaceb 996.3580631617747
 425 cebfad 1290.3290880272252 497 bfadec 1150.464522524453 569 fceadb 996.3549571189207
 426 fbceda 1290.3290880268617 498 ecdabf 1150.4645225196994 570 cfbdae 996.3549571093309
 427 adcebf 1290.3290880207987 499 cedafb 1150.4645225146285 571 eadbf 996.3549570952637
 428 dafbec 1290.3290880153938 500 fbadce 1150.464522514278 572 bdaecf 996.3549570869843
 429 ecfbad 1290.3214999379059 501 bfadce 1149.565720128686 573 dacebf 993.5774785629804
 430 bfceda 1290.3214999308555 502 ecdafb 1149.5657201253753 574 adfbec 993.5774785539613
 431 dabfce 1290.321499925041 503 cedabf 1149.5645895550963 575 cebfda 993.5774785184782
 432 adecfb 1290.3214999247787 504 fbadec 1149.5645895539863 576 fbecad 993.5774785159571
 433 dcaefb 1239.8174152026659 505 afebdc 1059.438374226731 577 adbfce 993.570320434132
 434 afdbce 1239.8174152002866 506 dcbeaf 1059.4383742238088 578 daecfb 993.5703204339936
 435 bfeacd 1239.8174151906283 507 faebcd 1059.438374214589 579 ecfbda 993.5703203976324
 436 ecdbfa 1239.8174151853084 508 cdbefa 1059.4383742098303 580 bfcead 993.5703203884931
 437 abdfec 1239.8134983098678 509 abcfd 1059.4363475351827 581 fcaebd 991.4270168240129
 438 fbcaed 1239.8134983061034 510 defcab 1059.4363475243904 582 cfdbea 991.4270168190612
 439 cefdb 1239.813498302936 511 edfcba 1059.4363475001187 583 dbeacf 991.4270167918322
 440 deacbf 1239.8134982949982 512 bacfed 1059.4363474986926 584 aebdfc 991.4270167895303
 441 bceafd 1236.3876280232564 513 efadbc 1055.7534041059132 585 ebdfca 991.422964722379
 442 dfaecb 1236.3876280302625 514 bcdaef 1055.7534040950375 586 beacfd 991.4229647210511
 443 efbdca 1236.3876280284403 515 cbdafe 1055.753404088499 587 dfcaeb 991.4229646979365
 444 acdbfe 1236.387628025072 516 feadcb 1055.7534040862154 588 acfdbe 991.4229646926651
 445 cbfdea 1236.378712966436 517 fedacb 1055.7460100393384 589 cdbeaf 982.0879089948666
 446 fecabd 1236.3787129659413 518 cbadfe 1055.7460100354194 590 faebdc 982.0879089912808
 447 aedfbc 1236.378712965344 519 bcadef 1055.7460100262886 591 bacfde 982.084973141496
 448 dbacef 1236.3787129570794 520 efdabc 1055.7460100208993 592 edfcab 982.084973126511
 449 baecdf 1233.6758341836414 521 edcfba 1054.3498511603066 593 feadbc 979.2639367326815
 450 edbfac 1233.6758341807822 522 bafced 1054.3498511569762 594 cbdaef 979.2639367242095
 451 fdceab 1233.6758341589841 523 abfcde 1054.3498511483933 595 efdacb 979.2568857875656
 452 cafbde 1233.675834149007 524 decfab 1054.3498511472071 596 bcadfe 979.2568857861924
 453 cdfbae 1233.6708359258039 525 cdebfa 1054.3444837471764 597 abfced 977.23123819869
 454 facedb 1233.6708359243119 526 fabecd 1054.3444837441937 598 decfba 977.2312381967283
 455 bdecaf 1233.670835900141 527 dcebaf 1054.3444837393088 599 afbecd 977.2271230602894
 456 eabfdc 1233.6708358975225 528 abfedc 1054.3444837382865 600 dcebf 977.2271230586655
 457 aedbcf 1223.3073326234794 529 afebcd 1050.9218937260139 601 fbeacd 940.4594145240053
 458 dbaefc 1223.307332620324 530 dcbeaf 1050.921893723204 602 cebdfa 940.4594145196521
 459 cfeabd 1223.3073326166402 531 abcfd 1050.9195694271325 603 dcaebf 940.4594145096189
 460 fcbdea 1223.3073325971748 532 defcba 1050.9195694237383 604 afdbec 940.45941449614
 461 acdfbe 1223.3041709809731 533 efadcb 1047.4292151669863 605 bfcacd 940.4558903761027
 462 ebcafd 1223.3041709739755 534 cbdafe 1047.429215161364 606 ecfdba 940.4558903716487
 463 dfacbe 1223.3041709608551 535 fedabc 1047.4218029325891 607 abdfce 940.455890342661
 464 befduc 1223.3041709561974 536 cbadef 1047.4218029259102 608 deacfb 940.4558903390492
 465 eabdcf 1219.5252137219318 537 bafcde 1045.8196494599808 609 cadbfe 938.2312840093598
 466 bdeafc 1219.5252137178657 538 edcfab 1045.81964945868 610 fdaecb 938.2312840049386
 467 cfaedb 1219.525213706583 539 fabedc 1045.814561476102 611 bceadf 938.2312839802587
 468 fcdbae 1219.5252137027317 540 cdebaf 1045.814561473543 612 efbdac 938.2312839766628
 469 fdcabe 1219.5165417292383 541 fbeadc 1003.5448472307315 613 eadfb 938.2245121637802
 470 cafdeb 1219.516541727317 542 cebdaf 1003.5448472260356 614 bdacef 938.2245121570246
 471 bedfac 1219.5165417103435 543 cdaebf 1003.5448472111929 615 fecabd 938.2245121393056
 472 ebacdf 1219.5165417065357 544 fadbec 1003.544847204075 616 cbfdae 938.224512133408
 473 ecbfad 1217.3360146652117 545 bfcade 1003.541598430958 617 dfceab 935.7918698522564
 474 bfecda 1217.336014662544 546 ecfdab 1003.5415984179156 618 acfbde 935.79186985218
 475 adcefb 1217.336014644807 547 edacfb 1003.5415983907608 619 baecfd 935.7918698472884
 476 dafbce 1217.3360146375285 548 badf 1003.5415983901603 620 edbfca 935.7918698451995
 477 cefbad 1217.330504245462 549 fdaebc 1000.8184630386683 621 becafb 935.7886221017769
 478 fbceda 1217.3305042438067 550 cadbef 1000.8184630360444 622 aebfcd 935.7886221009561
 479 adecbf 1217.3305042265156 551 cbeadf 1000.8184629966623 623 facebd 935.7886220962466
 480 dabfec 1217.330504224095 552 febdac 1000.8184629955811 624 cdfbea 935.7886220956357

625	becafd	927.1924516956142	657	adcfbe	859.1868331086805	689	adbecf	740.5245322361027
626	acdfbe	927.1924516811026	658	ebfcda	859.1868331074011	690	daebfc	740.5245322304536
627	ebfdca	927.1924516801705	659	dafceb	859.1868331035199	691	cfbead	740.5245322185956
628	dfaceb	927.1924516606576	660	becfad	859.1868330998908	692	fcebda	740.5245322140145
629	fceabd	927.1897627041083	661	cfbeda	859.1809571914416	693	beadfc	736.9134504062129
630	cfbdea	927.189762686918	662	fcebad	859.1809571866476	694	ebdacf	736.9134504048524
631	aedbfc	927.1897626868721	663	dabecf	859.1809571813296	695	cfdaeb	736.9134504002069
632	dbaecf	927.189762682856	664	adebfc	859.1809571763785	696	fcadbe	736.913450394696
633	ebdfac	925.2378530485839	665	ebdafc	855.9704184309178	697	dbfcae	459.01181650926844
634	beacdf	925.2378530455262	666	beadcf	855.9704184294674	698	aecfdb	459.011816500797
635	fdcaeb	925.237853025517	667	cfadbe	855.970418421333	699	eacfdb	459.01181649816795
636	cafdbe	925.2378530176265	668	fcdaeb	855.9704184176377	700	bdfcea	459.0118164888975
637	fcaedb	925.2331259087896	669	cfdabe	855.9691929780737	701	dfbeac	459.01139910075193
638	cfdbae	925.2331259028209	670	fcadeb	855.9691929776425	702	acebdf	459.01139910013444
639	eabdfc	925.2331258729647	671	ebadfc	855.9691929718796	703	fdbeca	459.0113990771218
640	bdeacf	925.2331258691944	672	bedacf	855.9691929708647	704	caebfd	459.0113990739833
641	dacefb	924.4847605877934	673	ebcfad	835.8773821812714	705	bfdac	456.91940470780133
642	adfbc	924.4847605730849	674	adcfeb	835.8773821804429	706	ecadbf	456.91940469719475
643	ecbfda	924.4847605602353	675	dafcbe	835.8773821797989	707	ceadfb	456.91940468704314
644	bfecad	924.4847605555959	676	befcda	835.8773821701277	708	fbdace	456.9194046850203
645	daecbf	924.4781261149787	677	adebfc	835.873288978506	709	bdfcae	430.8596385672347
646	adbfec	924.4781261097608	678	dabefc	835.8732889710244	710	eacfdb	430.8596385605684
647	cefbda	924.4781260901981	679	cfebad	835.8732889600014	711	caebdf	430.85776683155194
648	fbcead	924.4781260844795	680	fcbeda	835.8732889537688	712	fdbeac	430.85776682915525
649	ebcfda	860.0271825127602	681	bedafc	831.8280509580071	713	aecfdb	430.0285353854317
650	befcad	860.0271825015049	682	ebadcf	831.8280509566615	714	dbfcea	430.0285353814995
651	dacfeb	860.0271824915882	683	cfadeb	831.8280509433594	715	acebfd	430.02545202311063
652	adfcb	860.0271824910535	684	fcdabe	831.8280509389133	716	dfbeca	430.0254520217715
653	cfebda	860.0225320000123	685	dacfbe	740.5280031218992	717	fbdaec	428.73322998248733
654	daebcf	860.022531998198	686	adfceb	740.5280031153219	718	ceadbf	428.7332299788723
655	fcbead	860.0225319936754	687	ebfcad	740.528003091962	719	bfdace	428.7320183230187
656	adbefc	860.0225319907602	688	becfda	740.528003083835	720	ecadfb	428.7320183205074

**APÊNDICE C – DISPOSIÇÕES DAS FASES NOS CONDUTORES ELENCADAS DE
ACORDO COM O CAMPO ELÉTRICO MÁXIMO [kV/cm] NA SUPERFÍCIE DO
CONDUTOR PARA SISTEMAS TRIFÁSICOS**

1	abccab	20.49620169604111
2	acbbac	20.496091645934637
3	abcacb	20.49479281473681
4	acbabc	20.494682645651228
5	cbaacb	20.475384419803238
6	bcaabc	20.475244013619385
7	cbacab	20.47410444121258
8	bcabac	20.47396410398397
9	cabbca	20.399268742423278
10	baccba	20.39923838554739
11	cabcba	20.39790678539139
12	bacbca	20.397876616454212
13	cbabca	20.361550815683987
14	bcacba	20.36143332503358
15	cbabac	20.35642778763627
16	bcacab	20.35630961247961
17	abcbac	20.3495822234424
18	acbcab	20.349447278952514
19	abcbca	20.34527715873688
20	acbcba	20.345142722515117
21	abccba	20.28334393550234
22	acbbca	20.283236536741097
23	bacabc	20.268343952491406
24	cabacb	20.268326498174755
25	bacacb	20.263567881853604
26	cababc	20.263551620342835
27	cbaabc	20.261239714212493
28	bcaacb	20.26110008317616
29	abcabc	20.25338964172168
30	acbacb	20.253279735038685
31	cbacba	20.233996032088093
32	bcabca	20.23385784505408
33	cabbac	20.1869542139095
34	baccab	20.186921980794125
35	cabcab	20.157982480653416
36	bacbac	20.15795419955359

**APÊNDICE D – DISPOSIÇÕES DAS FASES NOS CONDUTORES ELENCADAS DE
ACORDO COM O CAMPO ELÉTRICO MÁXIMO [kV/cm] NA SUPERFÍCIE DO
CONDUTOR PARA SISTEMAS HEXAFÁSICOS**

1	bfcdae	22.660273071604674	65	cfbead	22.47124423833308	129	cfdbea	22.237063452801213
2	ecfadb	22.66027307153694	66	fcebad	22.471244238281386	130	fcaebd	22.237063452755407
3	cebadf	22.660147776351316	67	ebfcad	22.47112544398153	131	ebdfca	22.23691002050627
4	fbedac	22.660147776346104	68	becfda	22.471125443946367	132	beacfd	22.23691002047301
5	bfcade	22.65388502581967	69	cfbaed	22.451735861624893	133	adfebc	22.23655477124428
6	ecfdab	22.65388502575194	70	fcabda	22.451735861573173	134	dacbef	22.23655477124428
7	cebdafe	22.653759894105917	71	ebfacd	22.45161547823903	135	adbcef	22.236521275673415
8	fbeadc	22.653759894100684	72	becdfa	22.451615478203806	136	daefcb	22.23652127567341
9	dfcbea	22.64098941868214	73	cfdaeb	22.44656926468368	137	adfbce	22.17819781674886
10	acfebd	22.64098941861348	74	fcadbe	22.446569264637787	138	dacefb	22.178197816748813
11	dbefca	22.640836002937647	75	ebdacf	22.446414489455538	139	adbfec	22.17815913605908
12	aebcfd	22.640836002936965	76	beadfc	22.446414489422228	140	daecbf	22.17815913605906
13	bfcdea	22.637893848737455	77	cfdeab	22.42876494991301	141	adfbec	22.15582077037747
14	ecfabd	22.637893848669595	78	fcabde	22.428764949867055	142	dacebf	22.155820770377467
15	cebafd	22.637766265761293	79	ebdcaf	22.428611070030097	143	adfbce	22.155784792883725
16	fbedca	22.63776626575644	80	beafdc	22.428611069996776	144	daecfb	22.155784792883722
17	dfceba	22.634471923592848	81	fdacfb	22.39663614064536	145	cfabde	21.057139276146014
18	acfbcd	22.6344719235242	82	cadbfe	22.39663614064521	146	fcdeab	21.057139276142752
19	dbecfa	22.634318482643152	83	bdacef	22.396607832125728	147	edbafc	21.057139276083895
20	aebfcd	22.634318482642456	84	eadfbc	22.396607832125667	148	baedcf	21.057139276029545
21	bfceda	22.630301772807822	85	fdaceb	22.395481363820654	149	bedcaf	21.057011918593414
22	ecfbad	22.63030177273999	86	cadfbe	22.395481363820505	150	ebafdc	21.057011918577523
23	cebafd	22.630174237738643	87	bdaecf	22.395453244092337	151	cdfabe	21.057011918482356
24	fbecda	22.63017423773377	88	eadbfc	22.395453244092277	152	facdeb	21.05701191847991
25	dfcbae	22.621208775125986	89	cfbeda	22.384823463780553	153	cfedba	21.05173787603587
26	acfedb	22.621208775057312	90	fcebad	22.38482346372867	154	fcbaed	21.051737876030458
27	dbefac	22.621056860664602	91	ebfcda	22.384707128101123	155	abdefc	21.05173787596389
28	aebcdf	22.621056860664304	92	becfad	22.384707128065898	156	deabcf	21.051737875910536
29	dfcabe	22.613616730230707	93	dacfbf	22.3644012254275	157	befacd	21.05160264140924
30	acfdeb	22.61361673016202	94	adfcfb	22.364401225427482	158	ebcdfa	21.051602641394116
31	dbaefc	22.61346486372231	95	adbecf	22.364365243613996	159	afdcbf	21.05160264129139
32	aebdcf	22.613464863722005	96	daebfc	22.364365243613996	160	dcafeb	21.05160264128911
33	fdabec	22.55433902574724	97	cfdbef	22.358295452161286	161	cfedba	21.049498347695447
34	cadebf	22.554339025747097	98	fcadeb	22.358295452115684	162	fcbead	21.049498347691518
35	bdafce	22.554310904508544	99	ebdafc	22.358140434202156	163	befcad	21.049368443778242
36	eadcfb	22.554310904508476	100	beadcf	22.358140434168945	164	ebcfda	21.049368443762784
37	fdacbc	22.547934281896126	101	adfecb	22.345501895152385	165	cfadbe	21.04743572329944
38	cadbef	22.547934281895984	102	dacbfef	22.34550189515236	166	fcdaeb	21.047435723294704
39	bdacfe	22.547905971907998	103	adbcfb	22.34546839777485	167	bedacf	21.04730281136143
40	eadfcb	22.547905971907927	104	daefbc	22.34546839777484	168	ebadfc	21.047302811345872
41	fdabce	22.532983103190315	105	cfbade	22.342305658545143	169	adefbc	20.963698006972162
42	cadefb	22.53298310319018	106	fcdeab	22.342305658493558	170	dabcef	20.963698006972155
43	bdafec	22.53295877105193	107	ebfadcf	22.34218597223503	171	fecbad	20.963698006909503
44	eadcbf	22.53295877105187	108	becdaf	22.342185972199836	172	cbfeda	20.9636980069095
45	fdacbe	22.525424171850762	109	cfdeba	22.319335964745196	173	dafecb	20.963690129681574
46	cadfeb	22.525424171850617	110	fcabed	22.31933596469913	174	adcbfe	20.96369012968156
47	bdafec	22.525399839758407	111	ebdcfa	22.319182783744033	175	efbcda	20.963690129618918
48	eadbcf	22.525399839758347	112	beafcd	22.319182783710687	176	bcefad	20.963690129618914
49	bfcade	22.501920629272448	113	cfbdea	22.284752479092045	177	dafceb	20.957646064551092
50	ecfdbd	22.5019206292047	114	fceabd	22.284752479039934	178	adcfbe	20.957646064551085
51	cebdfa	22.501796460000318	115	ebfdca	22.2846367850467	179	adebfc	20.957643056447314
52	fbeacd	22.501796459995035	116	becafd	22.28463678501142	180	dabecf	20.957643056447296
53	bfcdae	22.5007160184816	117	dacfbf	22.27782349579834	181	eabdfc	20.599585318601626
54	ecfbda	22.500716018413897	118	adfcbe	22.27782349579833	182	bdeacf	20.599585318546573
55	bfcdea	22.500591733568463	119	daebcf	22.277784812522853	183	cafdbf	20.599468168963725
56	fbecad	22.500591733563187	120	adbecf	22.277784812522846	184	fdcaeb	20.599468168961245
57	dfceab	22.482508516901397	121	cfbdae	22.26173551429182	185	aedbfc	20.58555756258091
58	acfbde	22.48250851683273	122	fceadb	22.26173551424005	186	dbaecf	20.585557562528447
59	dbecaf	22.482356039861337	123	ebfdac	22.261618058555065	187	acdfbe	20.585419956431245
60	aebfdc	22.48235603986061	124	becadf	22.261618058519833	188	dfaceb	20.58541995642901
61	dfcaeb	22.481433383648838	125	cfdbae	22.25822621070872	189	afcbde	20.56458362528741
62	acfdbe	22.481433383580143	126	fcaedb	22.258226210663313	190	dcfeab	20.56458362521978
63	dbaefc	22.48128097975441	127	ebdfac	22.258071836968725	191	debcaf	20.564471742823816
64	aebdfc	22.481280979753688	128	beadcf	22.258071836935585	192	abefdc	20.56447174281836

193	afcdbe	20.563271718576488	265	bfdcae	20.39021309968986	337	edacbf	20.284094757617613
194	dcfaeb	20.563271718508815	266	ecafdb	20.39021309962182	338	badfec	20.284094757617552
195	debacf	20.563159718707112	267	fbdeac	20.390073886565645	339	cdaefb	20.284070441537356
196	abedfc	20.563159718701687	268	ceabdf	20.390073886564785	340	fadbce	20.28407044153721
197	efcdba	20.545186124916683	269	afcdeb	20.386718896334603	341	dbacfe	20.2772020099181
198	bcfaed	20.54518612484804	270	dcfabe	20.386718896266785	342	aedfcf	20.277202009903103
199	cbedfa	20.545045956355207	271	debafc	20.3866055344435	343	bfdaec	20.277092412493076
200	febacd	20.545045956354322	272	abedcf	20.386605534438488	344	ecadbf	20.277092412442553
201	efcbda	20.544003405521384	273	efcadb	20.384575896041728	345	acdbef	20.277075476437727
202	bcfead	20.54400340545277	274	bcfdae	20.384575895973082	346	dfaebc	20.27707547641376
203	cbefad	20.543863307910495	275	cbeadf	20.384436812902834	347	fbdace	20.276974518906446
204	febcd	20.543863307909636	276	febdac	20.384436812901917	348	ceadfb	20.276974518871786
205	cefbd	20.50454987550101	277	afcedb	20.379131722969486	349	dfbaec	20.2754869655582
206	fbcead	20.50454987550101	278	dcfbae	20.379131722901715	350	acedbf	20.27548696551082
207	bfecad	20.504529418431225	279	debfac	20.379018409067715	351	dbface	20.2753521065419
208	ecbfda	20.50452941843122	280	abecdf	20.37901840906269	352	aecdfb	20.275352106507842
209	edafbc	20.467806819719076	281	bfdace	20.378246967731993	353	adefcb	20.26941950513409
210	badcef	20.46780681971902	282	ecadfb	20.37824696766396	354	dabcfe	20.269419505134078
211	cdabfe	20.467778532876647	283	fbdaec	20.37810786228155	355	dafebc	20.269411628029008
212	fadecb	20.4677785328765	284	ceadbf	20.378107862280732	356	adcbe	20.26941162802899
213	edabfc	20.466543222538565	285	efcbad	20.37004460394171	357	dfbeac	20.266191037851662
214	badecf	20.466543222538515	286	bcfeda	20.370044603873083	358	acebdf	20.266191037804234
215	cdafbe	20.466515124056976	287	cbefad	20.369906926555128	359	dbfcae	20.266057246674528
216	fadceb	20.466515124056826	288	febcd	20.36990692655469	360	aecfdb	20.266057246640454
217	dfbcae	20.437995901156704	289	efcabd	20.36245747307631	361	caefbd	20.194969067835974
218	acefdb	20.43799590108999	290	bcfdea	20.36245747300766	362	fdbcea	20.194969067835867
219	aecbdf	20.437887449971466	291	cbeafd	20.362319843742036	363	eaebfd	20.19495065432408
220	dbfeac	20.437887449964744	292	febdca	20.362319843741584	364	bdfeac	20.19495065432399
221	dfbace	20.427394404680165	293	cfabed	20.359847205611242	365	fbcade	20.19406056587888
222	acedfb	20.42739440461347	294	fcdeba	20.35984720560796	366	cefdab	20.194060565878864
223	aecdbf	20.427286086174625	295	bedcfa	20.35972420806044	367	ecbdaf	20.194047074745157
224	dbfaec	20.427286086167868	296	ebafcd	20.359724208044568	368	bfeadc	20.19404707474512
225	bfdcea	20.415953931543516	297	cfedab	20.354445930525287	369	caebfd	20.184677027128252
226	ecafbd	20.41595393147549	298	fcbade	20.354445930519905	370	fdbeca	20.184677027128174
227	fbdeca	20.415813338781717	299	badefc	20.354445930466476	371	eacbfd	20.184661129101645
228	ceabfd	20.415813338780453	300	edabcf	20.35444593041317	372	bdfce	20.184661129101556
229	afcbcd	20.412742499012133	301	befadc	20.354315056085944	373	edbfca	20.100522346845892
230	dcfeba	20.4127424989445	302	ebcdfa	20.354315056070778	374	baecfd	20.100522346843775
231	debcfa	20.41263158101619	303	fadcbe	20.354315055981264	375	cdfbea	20.100407232680602
232	abefcd	20.412631581010682	304	cdafeb	20.354315055978972	376	facebd	20.10040723266944
233	dfbcea	20.409672670035388	305	bdfaec	20.34094104027709	377	deacfb	20.087726720685698
234	acebfd	20.409672669968504	306	eaebdf	20.340941040277077	378	abdfce	20.087726720683566
235	aecbdf	20.409561833474005	307	fdbace	20.340908897868168	379	afdbec	20.0875929467094
236	dbfeac	20.4095618334677	308	caedfb	20.34090889786804	380	dcaebf	20.08759294670008
237	cfebad	20.405842175013017	309	bdfeac	20.330366973336595	381	fecadb	20.008128952065547
238	fcbeda	20.40584217501145	310	eaebdf	20.330366973336577	382	cbfdae	20.008128952065523
239	dabefc	20.40584217496305	311	fdbcae	20.330334737390082	383	efbdac	20.008110291748274
240	adebcf	20.40584217490801	312	caefdb	20.330334737389965	384	bceadf	20.008110291748245
241	befcda	20.40572624623086	313	edafcb	20.316633700639244	385	cfcabd	19.972860457112684
242	ebcfad	20.405726246214932	314	badcfe	20.316633700639194	386	fcbea	19.972860457111103
243	dafcbe	20.405726246129593	315	cdabef	20.316605415762098	387	dbaefc	19.972860457060865
244	adcfeb	20.40572624612712	316	fadebc	20.31660541576195	388	aedbfc	19.97286045700577
245	bfdeca	20.40528827480988	317	bdface	20.31355663149105	389	befdca	19.97274725736829
246	ecabfd	20.405288274741896	318	eaebdf	20.313556631491032	390	ebcafd	19.972747257352378
247	fbdcea	20.405147721192243	319	fdbaec	20.313528254182803	391	dfacbe	19.972747257265112
248	ceafbd	20.405147721190993	320	caedfb	20.313528254182696	392	acdfbe	19.972747257262757
249	afcebd	20.403842845050534	321	edacfb	20.30781556109418	393	cfaedb	19.95883481325491
250	dcfbae	20.4038428449829	322	badfce	20.307815561094117	394	fcdbae	19.958834813247822
251	debfc	20.40373185763029	323	cdaebf	20.307787464636114	395	bdeafc	19.958834813189664
252	abecfd	20.403731857624805	324	fadbec	20.307787464635975	396	eaebdf	19.958834813137262
253	dfbeca	20.397641866349833	325	bdfce	20.30159988638008	397	bedfac	19.958701160123493
254	acebfd	20.397641866283	326	eaebdf	20.301599886380075	398	ebacdf	19.95870116010847
255	aecbdf	20.39753104316833	327	fdbace	20.30157160336807	399	fdcab	19.958701160015064
256	dbfce	20.397531043161983	328	caebdf	20.30157160336796	400	cafdeb	19.958701160012723
257	efcdab	20.39334632341181	329	bfdeac	20.288113333947855	401	cfcabd	19.917980374393974
258	bcfade	20.393346323343163	330	ecabdf	20.288113333897332	402	fcbae	19.917980374390062
259	cbedaf	20.393207121282636	331	fbdcae	20.287996887941357	403	befdac	19.917857537474823
260	febacd	20.393207121281698	332	ceafdb	20.287996887906726	404	ebcadf	19.917857537459355
261	cfadeb	20.391815051156645	333	eaebdf	20.285837815737793	405	cfaebd	19.915917761666524
262	fcdbae	20.391815051149557	334	bdecfa	20.285837815736265	406	fcdbae	19.91591776166176
263	bedafc	20.391815051102277	335	cafbed	20.285718451102454	407	bedfca	19.915791916743842
264	ebadcf	20.391815051049814	336	fdceba	20.285718451091583	408	ebacdf	19.91579191672829

409 adcefb 19.880557252041097 481 aedfbc 19.2079012672834 553 efdacb 18.9349655936563
 410 dafbce 19.88055725204108 482 dbacef 19.207901267283393 554 bcadfe 18.93496559359005
 411 ecbfad 19.880557251997118 483 fecabd 19.2079012671843 555 cbdaef 18.934829359602933
 412 bfecda 19.880557251997107 484 cbfdea 19.20790126718426 556 feadbc 18.934829359594772
 413 adecbf 19.880536798105027 485 dfecba 19.165073883577552 557 bacdfe 18.9094693019124
 414 dabfec 19.880536798105005 486 acbfed 19.16507388357736 558 edfacb 18.90946930191223
 415 fbceda 19.880536798061033 487 defbca 19.16507388352892 559 cdbaef 18.909388378548787
 416 cefbad 19.880536798061026 488 abcefd 19.165073883528898 560 faedbc 18.909388378548694
 417 dafbec 19.831012465411195 489 dbcefa 19.165008328312883 561 bacfde 18.89660847740766
 418 adcebf 19.831012465411188 490 aefbcd 19.165008328312823 562 edfcab 18.896608477407497
 419 adecfb 19.831009457324733 491 dcbfea 19.165008328264218 563 cdbeaf 18.89652764095439
 420 dabfce 19.83100945732472 492 afecbd 19.16500832826417 564 faebdc 18.896527640954318
 421 abdcfe 19.54872035701159 493 afbcde 19.14851731651179 565 afbdec 18.88417309940052
 422 deafcb 19.548720356996117 494 dcefab 19.148517316449105 566 dceabf 18.88417309933777
 423 dcabef 19.5486093961502 495 decbaf 19.148460870710842 567 decafb 18.884116638668132
 424 afdebc 19.54860939612385 496 abfedc 19.148460870697477 568 abfdce 18.884116638654813
 425 edbcfa 19.53517392774939 497 afbdce 19.14285029880256 569 fbadec 18.839886464526103
 426 baefcd 19.535173927734938 498 dceafb 19.142850298739866 570 cedabf 18.839886464520603
 427 facbed 19.53504321231678 499 decabf 19.142793802589583 571 bfadce 18.83981606878054
 428 cdfeba 19.535043212295086 500 abfdec 19.142793802576193 572 ecdafe 18.839816068763373
 429 efbadc 19.45844505334614 501 efdcba 19.09293859397484 573 efdbac 18.829849766606827
 430 bcedaf 19.45844505334612 502 bcafed 19.09293859390854 574 bcaedf 18.829849766540523
 431 cbfdae 19.458425298237557 503 cbdefa 19.092801160455554 575 cbdfae 18.829714146210357
 432 fecdab 19.45842529823754 504 feabcd 19.092801160447465 576 feacdb 18.829714146202406
 433 deabfc 19.422824335597706 505 efdcba 19.087329137639628 577 dbafce 18.79667345473164
 434 abdecf 19.42282433554332 506 bcaefd 19.08732913757336 578 aedcfb 18.796673454730115
 435 dcafbe 19.422707197639603 507 cbdfea 19.087191737477106 579 dfabec 18.796563429908293
 436 afdceb 19.422707197637287 508 feacbd 19.087191737469066 580 acdebf 18.796563429897077
 437 baedfc 19.417423250188392 509 decfab 19.062761728213598 581 cabedf 18.794976280234028
 438 edbacf 19.417423250135073 510 abfcde 19.062761728055484 582 fdebac 18.794976280220265
 439 facdbe 19.417298235626347 511 edcfba 19.06276172795402 583 bdcfae 18.79484042419348
 440 cdfaeb 19.41729823562395 512 bafced 19.06276172794786 584 eafcdb 18.794840424180848
 441 efbcad 19.336446757601873 513 dcebef 19.06267733402244 585 bacefd 18.79075814966894
 442 bcefga 19.33644675760187 514 afbedc 19.062677333934534 586 edfbca 18.790758149668793
 443 cbfead 19.33643888077827 515 cdebfa 19.06267733383287 587 cdbfea 18.790678988800945
 444 fecbda 19.33643888077827 516 fabecd 19.0626773338198 588 faecbd 18.790678988800835
 445 fbcaed 19.301578960829925 517 bacdef 19.053856870796107 589 eabcfd 18.78742417300807
 446 cefdba 19.301578960828095 518 edfabc 19.05385687079594 590 bdefca 18.78742417300655
 447 abdfec 19.301578960773004 519 cdbafe 19.053775881864034 591 fdcbea 18.787300659802032
 448 deacbf 19.301578960716277 520 faedcb 19.053775881863945 592 cafebd 18.787300659792713
 449 bfeacd 19.301484434214622 521 bacedf 19.048212547167456 593 ecdbfa 18.784741285752474
 450 ecdbfa 19.30148443419795 522 edfbac 19.048212547167306 594 bfaecd 18.78474128571874
 451 afdbce 19.301484434104232 523 cdbfae 19.048131642003973 595 cedfba 18.784677543334613
 452 dcaefb 19.301484434101216 524 faecdb 19.04813164200387 596 fbaced 18.784677543222664
 453 cafbde 19.273340049030214 525 bacfed 19.02725754410427 597 fbaecd 18.7805446369982
 454 fdceab 19.27334004902057 526 edfcb 19.02725754398157 598 cedbfa 18.78054463699387
 455 edbfac 19.27334004896021 527 defcab 19.027257543879188 599 bfaced 18.780467133367786
 456 baecdf 19.273340048909684 528 abcfd 19.027257543873187 600 ecdfba 18.78046713335068
 457 bdecfa 19.27320434807243 529 faebcd 19.027121388649473 601 ecdbaf 18.750308864710266
 458 eabfdc 19.27320434805837 530 cdbefa 19.027121388579125 602 bfaecd 18.750308864676562
 459 cdfbae 19.273204347964263 531 afebdc 19.027121388470515 603 cedfab 18.750244816726088
 460 fbaecd 19.27320434796167 532 dcbeaf 19.027121388463605 604 fbaced 18.750244816614007
 461 fbaecd 19.260778765560865 533 afbced 19.003362018755876 605 dfebca 18.746248013779024
 462 cedbaf 19.260778765555504 534 dcefba 19.003362018693235 606 acbefd 18.746248013778853
 463 fabdec 19.260778765526954 535 decbfa 19.003306618286626 607 dbcfea 18.746182552235393
 464 cdeabf 19.260778765469436 536 abfecd 19.003306618273157 608 aefcbd 18.746182552235346
 465 bfaced 19.260705474069407 537 afbecd 18.990440334140175 609 cabdfe 18.74114581332472
 466 ecdfab 19.260705474052244 538 dcebfa 18.990440334077583 610 fdeacb 18.7411458133122
 467 bafdce 19.260705473981073 539 decfba 18.990384935342068 611 bdcaef 18.741010875500155
 468 edcafb 19.260705473977875 540 abfcde 18.99038493532856 612 eafdbc 18.741010875487095
 469 cabdef 19.215805320903716 541 efdabc 18.96885612713338 613 acbdf 18.73555166758501
 470 fdeabc 19.215805320890105 542 bcadef 18.96885612713322 614 dfeacb 18.735551667564778
 471 fdbac 19.215805320828856 543 cbadfe 18.968856126979432 615 aefdbc 18.735416235720265
 472 cbaedf 19.2158053207811 544 fedacb 18.968856126979425 616 dbcaef 18.735416235629465
 473 bdcafe 19.215666475421024 545 feadcb 18.968804364680445 617 bfedac 18.71135322864764
 474 eafdc 19.215666475408348 546 cdbafe 18.968804364680437 618 ecbadf 18.71135322864761
 475 bcdfae 19.215666475314546 547 efadbc 18.968804364526545 619 cefadb 18.711339739895916
 476 efacdb 19.21566647531223 548 bcdaef 18.968804364526534 620 fcbdae 18.711339739895912
 477 dfaecb 19.20794244263049 549 edfcab 18.947827594434862 621 acbdef 18.701490037471746
 478 acdbfe 19.207942442630337 550 bcafde 18.947827594368615 622 dfeabc 18.701490037451332
 479 bceafd 19.2079424425314 551 cbdeaf 18.94769127180054 623 aefdcb 18.701354839867275
 480 efbdca 19.20794244253134 552 feabcd 18.94769127179235 624 dbcafe 18.701354839776258

625	cabfde	18.691423659209885	657	cabefd	18.389693004320247	689	fedcab	16.946155846817444
626	fdecab	18.691423659209836	658	fdebc	18.389693004320165	690	cbafde	16.94615584681259
627	eafbcd	18.69135196851453	659	eafcbd	18.389621938243277	691	efabdc	16.946036525124853
628	bdceaf	18.691351968514414	660	bdcfea	18.389621938243103	692	bcdeaf	16.946036525117172
629	dfecab	18.687505579330466	661	abdcef	18.359027897808936	693	abcdfe	16.889237952760023
630	acbfde	18.687505579330306	662	deafbc	18.359027897792423	694	defacb	16.88923795275996
631	dbceaf	18.687448143930176	663	fecdba	18.359027897731874	695	afedbc	16.8891849234956
632	aefbcd	18.68744814393013	664	cbfaed	18.359027897676167	696	dcbaef	16.8891849234956
633	fdecba	18.657150809889174	665	dcabfe	18.358955101758887	697	edcfab	15.842787422863303
634	cabfde	18.657150809889163	666	afdecb	18.358955101727705	698	bafcde	15.84278742270294
635	eafbcd	18.65707965902159	667	efbacd	18.35895510164268	699	cdebaf	15.842724670991396
636	bdcefa	18.657079659021484	668	bcdfa	18.358955101628602	700	facedc	15.842724670902319
637	fbcdea	18.601316245228666	669	edbcfa	18.318291383745198	701	cbadef	15.809691225797676
638	cefabd	18.601316245222346	670	baefdc	18.318291383732305	702	fedabc	15.80969122575978
639	dbafec	18.60131624517764	671	facbde	18.3182913836592	703	efadcb	15.809579008099458
640	aedcbf	18.60131624512003	672	cdfeab	18.31829138361682	704	bcdafe	15.809579008052472
641	bfedca	18.601249663258418	673	bafdec	17.381183203076482	705	abcfed	15.80758478892762
642	ecbafd	18.60124966324115	674	edcabf	17.381183203019305	706	defcba	15.807584788809597
643	dfabce	18.601249663153126	675	fabdce	17.381110590356013	707	afebcd	15.807470722601483
644	acdefb	18.601249663150046	676	cdeafb	17.381110590352968	708	dcbefa	15.807470722533592
645	cafedb	18.554941341665472	677	defbac	17.345395552762493	709	dcbaf	14.353048118527902
646	fdcbae	18.55494134165148	678	abcedf	17.34539555271389	710	afedcb	14.353048118497608
647	bdefac	18.554941341599534	679	dcbfae	17.345270769301464	711	defabc	14.35297000246537
648	eabcdf	18.554941341552386	680	afecdb	17.345270769299116	712	abcdef	14.352970002356948
649	ecdabf	18.481487352918005	681	cbaefd	17.29514142863991	713	bcdefa	14.339538168249785
650	bfadec	18.481487352883985	682	fedbca	17.29514142863989	714	efabcd	14.339538168224221
651	cedafb	18.481425193142574	683	bcdfea	17.29508925677151	715	fedcba	14.33944035151083
652	fbadce	18.481425193030375	684	efacbd	17.2950892567715	716	cbafed	14.339440351409465
653	acbedf	18.43272578101012	685	fabced	16.97339055252283	717	bafedc	14.285512146217753
654	dfebac	18.432725780990058	686	cdefba	16.97339055250626	718	edcbaf	14.285512146217744
655	aefcdb	18.43259255638404	687	edcbfa	16.97332152432412	719	fabcde	14.285492445021353
656	dbcfae	18.432592556293365	688	bafecd	16.973321524292942	720	cdefab	14.2854924450213