



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

PAULO VICTOR LIMA DA SILVA

PROJETO PARA A CORREÇÃO DE REATIVOS DO CENTRO DE
EVENTOS DO CEARÁ UTILIZANDO CONTROLADORES
AUTOMÁTICOS DE FATOR DE POTÊNCIA

FORTALEZA

2022

PAULO VICTOR LIMA DA SILVA

PROJETO PARA A CORREÇÃO DE REATIVOS DO CENTRO DE EVENTOS DO
CEARÁ UTILIZANDO CONTROLADORES AUTOMÁTICOS DE FATOR DE
POTÊNCIA

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.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes

Coorientador: Eng. Gabriel Marçal da Cunha Pereira Carvalho

FORTALEZA

2022

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

S582p Silva, Paulo Victor Lima da.

Projeto para a correção de reativos do Centro de Eventos do Ceará utilizando controladores automáticos de fator de potência / Paulo Victor Lima da Silva. – 2022.
67 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2022.

Orientação: Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes.

Coorientação: Prof. Gabriel Marçal da Cunha Pereira Carvalho.

1. Fator de potência. 2. Banco de capacitores. 3. Setor industrial. 4. Viabilidade técnica e financeira.
5. Centro de Eventos do Ceará. I. Título.

CDD 621.3

PAULO VICTOR LIMA DA SILVA

PROJETO PARA A CORREÇÃO DE REATIVOS DO CENTRO DE EVENTOS DO
CEARÁ UTILIZANDO CONTROLADORES AUTOMÁTICOS DE FATOR DE
POTÊNCIA

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:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo
Antunes (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Gabriel Marçal da Cunha Pereira
Carvalho (Coorientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Dalton de Araújo Honório
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Durval Braz Filho
Universidade de Fortaleza - Unifor

À minha mãe, Maria Irene.

Ao meu pai, Paulo Eduardo.

À minha irmã, Vanessa Lima.

À minha namorada, Milena Costa.

À minha família.

A todos aqueles que fizeram a diferença na
minha trajetória.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família por todo o apoio durante minha formação acadêmica, com um carinho especial para o grande esforço de minha mãe, Maria Irene.

À minha namorada, por todo apoio e carinho mesmo em momentos difíceis.

Aos meus amigos da faculdade por todo o apoio em disciplinas, momentos de diversão e de desestresse durante os semestres.

Ao meu Orientador Prof. Fernando Antunes e meu Coorientador Eng. Gabriel Marçal por todo o apoio com esse trabalho de conclusão de curso.

Ao Prof. de língua inglesa Saulo Freire pela revisão do resumo (*Abstract*) deste trabalho.

Ao meu primeiro emprego na Carmehil, base de grande parte do conhecimento necessário para esse trabalho e que tanto me fizeram amadurecer nos âmbitos pessoal e profissional.

Aos principais desenvolvedores desse modelo *template* Dr. Eng. Ednardo Moreira Rodrigues e Eng. Alan Batista de Oliveira.

“Em algum lugar, alguma coisa incrível está esperando para ser descoberta.”

(Carl Sagan)

RESUMO

A energia elétrica faz parte da sociedade atual sendo utilizada desde pequenos aparelhos domésticos até máquinas de grande porte em indústrias. Com o crescimento cada vez mais abrupto das cidades e aparelhos que funcionam com base em eletricidade, vários estudos são realizados com a finalidade de prever a necessidade de novos geradores de energia elétrica, porém da mesma forma que se deve instalar novas centrais, também é indispensável a utilização da eletricidade de forma mais eficaz possível. Para o uso eficiente da eletricidade existe uma dentre as muitas variáveis que mede a energia que está sendo transformada em trabalho e a quantidade que está sendo consumida no total, esta é denominada de fator de potência. Portanto, esse trabalho tem o intuito de fazer um projeto elétrico para o Centro de Eventos do Estado do Ceará para a aplicação de bancos de capacitores automatizados para a efetiva correção de fator de potência. Por fim, o resultado mostra que a instalação de um banco de capacitores automatizados por meio de controladores de fator de potência, com potência reativa total de 1760kVAr divididos em dois tipos de estágios (de 45kVAr e 25kVAr) para abranger todas as necessidades de cada transformador, apresenta uma vantagem financeira muito maior para o governo, pois, parando de pagar as multas para o baixo fator de potência, as faturas de energia elétrica sofrem uma redução considerável em seu valor bruto com média de R\$ 261.882,03 reais por ano, e em até um ano os custos materiais do banco de capacitores de R\$ 252.299,86 seriam compensados.

Palavras-chave: Fator de potência. Banco de capacitores. Setor industrial. Viabilidade técnica e financeira. Centro de Eventos do Ceará. Análise de viabilidade.

ABSTRACT

Electric energy is part of today's society, being used from small domestic appliance to large machines in industries. From the increasingly abrupt growth of cities and appliance that run on electricity, several studies are carried out with the purpose of predicting the need for new electric power generators, however, in the same way that new power stations must be installed, it is also essential to use electricity as efficiently as possible. For the efficient use of electricity there is one among many variables that measures the energy being transformed into work and the amount being consumed in total, this is called the power factor. Therefore, this work aims to make an electrical project for the Ceará State Events Center for the application of automated capacitor banks for the effective power factor correction. Lastly, the result shows that the installation of automated capacitor banks through power factor controllers, with total reactive power of 1760kVAr divided into two types of stages (45kVAr and 25kVAr) to cover all the needs of each transformer, presents a much greater financial advantage for the Government, stopping to pay fines for low power factor, electricity bills suffer a considerable reduction in their gross value with an average of R\$ 261.882,03 per year, and within one year the material costs of the capacitor bank of R\$ 252.299,86 the equipment recover its market value.

Keywords: Power factor. Capacitors bank. Industrial sector. Technical and financial feasibility. Ceará Events Center. Feasibility analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – O plano imaginário das potências	21
Figura 2 – O plano imaginário das potências	22
Figura 3 – Tetraedro das Potências	23
Figura 4 – Capacitores monofásicos e trifásicos	31
Figura 5 – BC-CAFP	34
Figura 6 – Centro de Eventos do Estado do Ceará	35
Figura 7 – Diagrama geral de blocos	37
Figura 8 – Triângulo de potência tipo I sem banco de capacitores	39
Figura 9 – Triângulo de potência tipo I e projeto de banco de capacitores	40
Figura 10 – Triângulo de potência tipo I com banco de capacitores	40
Figura 11 – Triângulo de potência tipo II sem banco de capacitores	41
Figura 12 – Triângulo de potência tipo II e projeto de banco de capacitores	42
Figura 13 – Triângulo de potência tipo II com banco de capacitores	42
Figura 14 – Correção de reativos para transformadores de até 1500 kVA	44
Figura 15 – Correção de reativos para transformadores de 2000 kVA	45
Figura 16 – Resistência e reatância indutiva para cabos com isolação PVC, EPR e XLPE em condutos fechados (em Ω/km)	52
Figura 17 – Detalhes do DPS	54
Figura 18 – Diagrama unifilar do BC-CAFP	63
Figura 19 – Legenda do diagrama unifilar	64
Figura 20 – Valores da fatura e economia em 2019	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Fatores de potência e custos de excedentes reativos	36
Tabela 2 – Esquema de conexão da leitura de rede	47
Tabela 3 – Quadro de cargas - Tipo I - 1 - Definições	56
Tabela 4 – Quadro de cargas - Tipo I - 2 - Definições	56
Tabela 5 – Quadro de cargas - Tipo II - 1 - Definições	57
Tabela 6 – Quadro de cargas - Tipo II - 2 - Definições	57
Tabela 7 – Quadro de cargas - Tipo I - 1 - Cálculos	58
Tabela 8 – Quadro de cargas - Tipo I - 2 - Cálculos	58
Tabela 9 – Quadro de cargas - Tipo II - 1 - Cálculos	59
Tabela 10 – Quadro de cargas - Tipo II - 2 - Cálculos	59
Tabela 11 – Quadro de cargas - Tipo I - 1 - Cabos e proteções	60
Tabela 12 – Quadro de cargas - Tipo I - 2 - Cabos e proteções	60
Tabela 13 – Quadro de cargas - Tipo II - 1 - Cabos e proteções	61
Tabela 14 – Quadro de cargas - Tipo II - 2 - Cabos e proteções	61
Tabela 15 – Orçamento do banco de capacitores com controlador automático de fator de potência	64
Tabela 16 – Fatores de potência e custos de excedentes reativos	65
Tabela 17 – Economia em 2019	66

LISTA DE SÍMBOLOS

<i>MW</i>	Megawatts
<i>kWh</i>	Kilowatt-Hora
<i>kVA</i>	Kilovoltampere
<i>m</i>	Metro
<i>GrupoA</i>	Grupo de unidades consumidoras atendidas em alta ou média tensão
<i>SETUR – CE</i>	Secretaria do Turismo do estado do Ceará
<i>CEC</i>	Centro de Eventos do Ceará
<i>ABNT</i>	Associação Brasileira de Normas Técnicas
<i>BC – CAFP</i>	Banco de capacitores com controladores automáticos de fator de potência
<i>CAFP</i>	Controlador Automático de Fator de Potência
<i>ENEL – CE</i>	Enel Distribuição Ceará
<i>IBGE</i>	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
<i>IEEE</i>	Institute of Electrical and Electronic Engineering
<i>FER</i>	Faturamento de Energia Reativa
<i>FP</i>	Fator de Potência
<i>QGBT</i>	Quadro Geral de Baixa Tensão
<i>TC</i>	Transformador de Corrente
<i>TIR</i>	Taxa Interna de Retorno
<i>TMA</i>	Taxa Mínima de Atratividade
<i>UC</i>	Unidade Consumidora
<i>UHE</i>	Usina Hidroelétrica
<i>VPL</i>	Valor Presente Líquido
%	Porcentagem
<i>R\$</i>	Real
<i>V</i>	Volts
<i>A</i>	Ampères

CB	Capacidade do banco
P	Potência
R	Resistência
t	Tempo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	Objetivos	18
1.2	Estrutura do trabalho	19
2	FUNDAMENTAÇÃO E DEFINIÇÕES	20
2.1	Energia elétrica	20
2.1.1	<i>Energia ativa</i>	20
2.1.2	<i>Energia reativa</i>	20
2.1.3	<i>Energia aparente</i>	21
2.2	Fator de potência	22
2.3	Harmônicas	23
2.4	Demanda elétrica	24
2.5	Regulamentação e faturamento	25
2.5.1	<i>Grupos e modalidades tarifárias</i>	25
2.5.2	<i>Fator de potência e reativo excedente</i>	27
2.6	Capacitores para correção do fator de potência	30
2.6.1	<i>O capacitor</i>	30
2.6.1.1	<i>Características elétricas nominais</i>	31
2.6.2	<i>Locais da instalação</i>	32
2.6.3	<i>Método de controle</i>	32
2.7	Banco de capacitores com controladores automáticos de fator de potência (BC-CAFP)	33
3	PROJETO	35
3.1	Objeto de estudo	35
3.2	Levantamento de dados	36
3.2.1	<i>Concessionária de energia</i>	36
3.2.2	<i>Projetos anteriores</i>	36
3.3	Dimensionamento e especificação	38
3.3.1	<i>Unidades capacitivas</i>	38
3.3.1.1	<i>Tipo I</i>	38
3.3.1.2	<i>Tipo II</i>	41

3.3.2	<i>Correção dos transformadores a vazio</i>	43
3.3.3	<i>Acionamento</i>	46
3.3.3.1	<i>Controladores automáticos de fator de potência</i>	46
3.3.3.1.1	<i>Ligação do transformador de corrente (TC) e cabos de tensão</i>	47
3.3.3.1.2	<i>Configuração para os capacitores</i>	48
3.3.3.1.3	<i>Parâmetro de proporcionalidade</i>	48
3.3.3.1.4	<i>Ajustes extras necessários</i>	48
3.3.3.2	<i>Contatores</i>	49
3.3.4	<i>Alimentação</i>	49
3.3.5	<i>Proteções de baixa tensão de circuito e vidas</i>	53
3.3.6	<i>Sistema de controle de temperatura</i>	54
3.3.7	<i>Banco automático de capacitores</i>	55
3.4	<i>Sistema proposto</i>	56
3.4.1	<i>Quadro de cargas</i>	56
3.4.2	<i>Especificações adicionais</i>	62
3.4.3	<i>Diagrama unifilar</i>	62
3.5	<i>Análise de economia gerada</i>	64
4	RESULTADOS E CONCLUSÕES	67
4.1	<i>Conclusão técnica</i>	67
4.2	<i>Conclusão econômica</i>	67
5	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	69
	REFERÊNCIAS	70

1 INTRODUÇÃO

Os ambientes para realização de eventos no mundo em geral tem como expressivo custo operacional a energia elétrica. No entanto, a fatura é composta por diversas parcelas, como o consumo de energia ativa, contratação de demanda, dentre outros. Uma destas parcelas diz respeito ao consumo de energia reativa excedente.

De acordo com (AMORIM, 2008), devido à falta de instrução dos responsáveis pela análise financeira destas faturas e devido à ausência de clareza nos demonstrativos mensais por parte das concessionárias de energia elétrica, esses locais estão sujeitos a pagar multas mensais decorrentes deste consumo, resultante de um baixo fator de potência da instalação.

A energia ativa, medida em kWh, é aquela convertida em energia útil e a energia reativa, em kVArh, é empregada como energia magnetizante na manutenção de campos eletromagnéticos de equipamentos e não realiza trabalho.

Como citado em (ELÉTRICO, 2011), o fator de potência é utilizado como um parâmetro para avaliar a qualidade da energia elétrica, ele é uma relação entre potência ativa e reativa do sistema e seu valor tem consequências diretas no carregamento das linhas de distribuição da concessionária. Para amenizar os impactos do baixo fator de potência, elevando a qualidade da energia local e evitando multas na fatura de energia por excedentes reativos, grandes consumidores devem corrigi-lo.

O Centro de eventos do Ceará é um local de múltiplas funções, devido ao seu tamanho, possui uma densidade de máquinas que consomem um quantitativo de energia reativa acima da permitida por (RESOLUÇÃO, 2021). Desta forma, o local paga multas por consumo de reativo excedente elevando o valor final da fatura energética. Fora isso, a instalação interna e externa são prejudicadas pelo fluxo deste tipo de potência, baixando a qualidade de energia elétrica do Centro de eventos e da região.

1.1 Objetivos

O objetivo geral desse Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) é fazer um projeto para a correção de fator de potência de deslocamento no Centro de Eventos do Ceará - CEC.

Objetiva-se a elaboração de um painel elétrico com os seguintes resultados:

- Dimensionar e projetar bancos de capacitores incluindo suas proteções termomagnéticas;
- Dimensionar e projetar controladores automáticos de fator de potência;
- Verificar os benefícios técnicos e econômicos que possuem o uso de banco de capacitores no local;
- Avaliar e analisar o custo benefício do investimento com relação à implantação e os ganhos gerados com o banco de capacitor;
- Comparar as reduções comutadas na fatura de energia, buscando estreitar as relações e permitindo verificar a viabilidade e rentabilidade do investimento.

1.2 Estrutura do trabalho

Este trabalho está estruturado da seguinte forma:

- No Capítulo 1, é apresentado as motivações de eliminar os excessos de reativos do local, assim como os objetivos gerais e específicos do trabalho;
- No Capítulo 2, é apresentado as definições sobre eletricidade necessárias para o estudo, além de contemplar os métodos de tarifação, elementos que compõe uma fatura de energia elétrica e uma fundamentação sobre as células capacitivas;
- No Capítulo 3, é apresentado o projeto levando em consideração a situação atual do Centro de Eventos do Ceará, mostrando o sistema proposto e dimensionamento dos bancos de capacitores e seus respectivos controladores de fator de potência;
- No Capítulo 4, são apresentadas as análises de resultados e conclusões do técnicas e econômicas estudo feito;

2 FUNDAMENTAÇÃO E DEFINIÇÕES

Neste capítulo serão abordados definições e conceitos de energia elétrica e os aspectos do sistema tarifário brasileiro.

2.1 Energia elétrica

Segundo (CREDER, 2016), a energia elétrica em forma de corrente alternada pode ser separada em duas componentes: a energia ativa e a energia reativa. Esses dois elementos são de extrema importância para o funcionamento de dispositivos e equipamentos elétricos, além de indispensáveis para o cálculo da tarifa de energia.

Na matemática existe uma ferramenta utilizada para a representação visual e numérica desse sistema, esta é chamada de plano imaginário, ou, plano complexo de Argand-Gauss que veremos com mais detalhes à frente.

2.1.1 *Energia ativa*

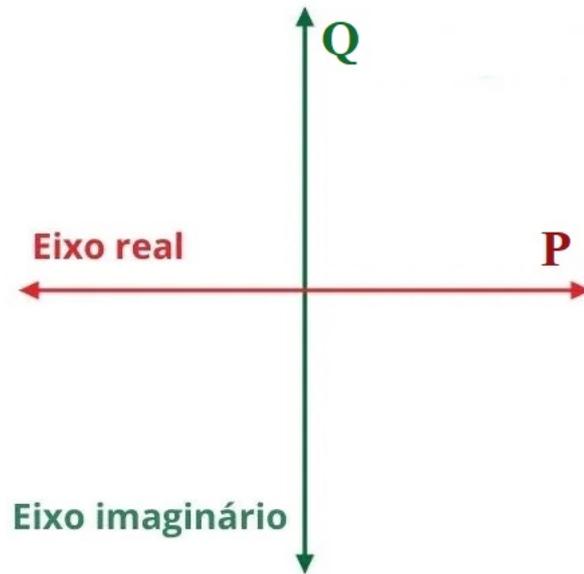
A energia ativa, medida em kWh, é aquela convertida em energia útil, por exemplo energia térmica, luminosa ou cinética, e que realiza trabalho. A razão entre a energia ativa consumida (kWh) em um intervalo de tempo e este próprio intervalo resulta na demanda ativa média ou potência ativa, expressa em kW e representada pela letra P.

No plano cartesiano imaginário, esta grandeza é representada pelo eixo dos números reais.

2.1.2 *Energia reativa*

A energia reativa, em kVAh, é empregada como energia magnetizante na manutenção de campos eletromagnéticos de equipamentos e não realiza trabalho, sendo necessária para o funcionamento dos mesmos. A razão entre a energia reativa consumida (kVAh) em um intervalo de tempo e este próprio intervalo resulta na demanda reativa média ou potência reativa, expressa em kVA e representada pela letra Q.

Figura 1 – O plano imaginário das potências



Fonte: O Autor

A figura 1 mostra um plano cartesiano imaginário sintetizado onde são apresentadas as localizações de ambas as potências.

Cabe ressaltar que, a potência reativa, não é um elemento imaginário, é uma potência existente que ocupa seu espaço na rede elétrica e equipamentos elétricos, o fato dessa potência ser representada pelo eixo imaginário do plano de Argand-Gauss é apenas uma convenção matemática.

Como dito, a potência reativa não pode ser convertida em outras formas de energia pois esta não gera trabalho, mas este elemento é responsável pela indução dos campos magnéticos em fios, linhas, bobinas, motores e afins. Os campos magnéticos são de extrema importância para o funcionamento dos equipamentos, então pode-se resumir que, mesmo não gerando trabalho diretamente, as máquinas não converteriam energia sem o auxílio desta potência.

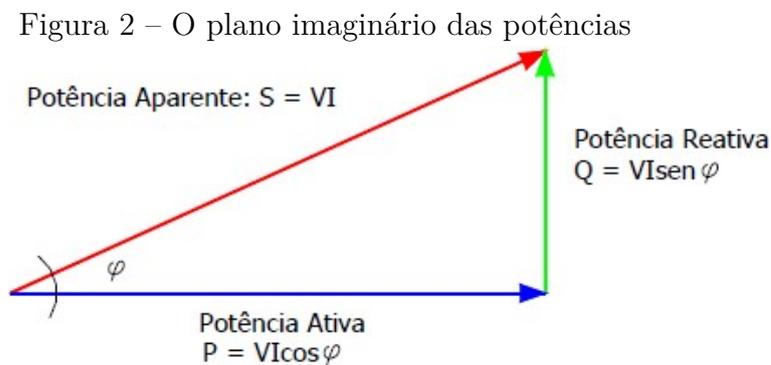
2.1.3 Energia aparente

A composição da energia ativa e reativa forma a energia aparente, porém deve-se lembrar que a convenção matemática utilizada é do plano complexo de Argand-Gauss, logo a energia aparente é um número complexo, em kVAh. A razão entre a energia aparente consumida (kVAh) em um intervalo de tempo e este próprio intervalo resulta na demanda aparente média ou potência aparente, expressa em kVA e representada pela letra S.

No plano complexo, a potência aparente representa um vetor, comumente chamado de fasor que se estende da origem até o ponto referente as coordenadas das potências ativa e reativa.

2.2 Fator de potência

A relação entre as potências ativa, reativa e aparente em um sistema pode ser ilustrada pelo triângulo das potências, apresentado na figura 2, o qual utiliza a representação vetorial. A soma vetorial das potências ativa (P) e reativa (Q) resulta na potência total ou aparente (S) (CREDER, 2016).



Fonte: O Autor

Com base nestas definições, é possível então caracterizar o fator de potência, FP, sendo calculado pela equação:

$$FP = \frac{\text{Potência Ativa}}{\text{Potência Aparente}} = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{VI \cos \varphi}{VI} = \cos \varphi \quad (2.1)$$

Como mostrado anteriormente, (φ) é o ângulo entre a potência aparente e a potência ativa. Quando é mencionado o valor do fator de potência, é necessário identificá-lo, mencionando (indutivo) para quando o ângulo do fasor da potência aparente é positivo e (capacitivo) para quando o ângulo é negativo.

Analogamente, segundo ANEEL (2012) o fator de potência em um determinado intervalo de tempo pode ser calculado com base nas energias consumidas neste período, portanto:

$$FP = \frac{\text{Energia Ativa}}{\text{Energia Aparente}} = \frac{E_{\text{ativa}}}{E_{\text{aparente}}} = \frac{E_{\text{ativa}}}{\sqrt{E_{\text{ativa}}^2 + E_{\text{reativa}}^2}} \quad (2.2)$$

2.3 Harmônicas

Todas as definições apresentadas são válidas para um sistema puramente senoidal, ou seja, a tensão e corrente do sistema são senoides com apenas uma frequência fundamental (60Hz para o caso em estudo). No entanto, de acordo com (Cotrim, 2009), atualmente as instalações elétricas contam amplamente com cargas não lineares. As correntes drenadas por estas cargas possuem, além da componente fundamental, outras componentes em frequências múltiplas da fundamental, as denominadas harmônicas.

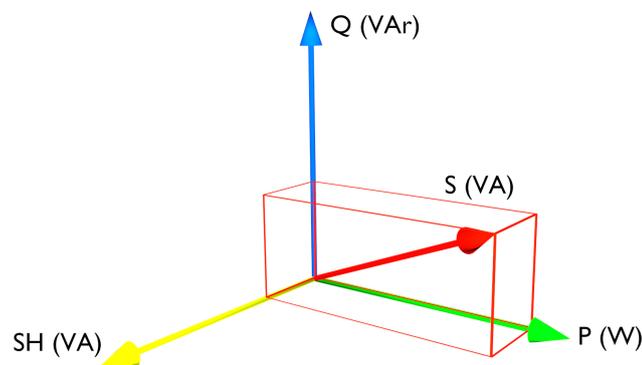
A corrente eficaz demandada neste caso, integrada pelas componentes fundamental e harmônicas, é definida pela Equação 2.3 (Cotrim, 2009). Devido às contribuições das harmônicas, tanto a corrente como a potência aparente se tornam superiores aos valores calculados considerando-se somente a frequência fundamental.

$$I_{\text{rms}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n I_{hi}^2} \quad (2.3)$$

Com essa equação, sabe-se que a corrente eficaz do sistema é uma soma fasorial de todas as componentes I_{hi} harmônicas de ordem i .

Se unir todas as correntes sem a fundamental e multiplicando pela tensão o resultado é uma potência aparente de distorção harmônica que está a 90° em relação as outras componentes de potência do plano complexo. Desta maneira têm-se a figura

Figura 3 – Tetraedro das Potências



Fonte: O Autor

Dessa maneira, a verdadeira potência aparente do sistema e fator de potência

são calculados pelas seguintes equações:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \implies P = S \cos \alpha \quad (2.4)$$

$$S_{\text{total}} = \sqrt{P^2 + Q^2 + SH^2} = \frac{S}{\cos \beta} \quad (2.5)$$

$$FP = \frac{P}{S_{\text{total}}} = \frac{S \cos \alpha}{S / \cos \beta} = \cos \alpha \cos \beta \quad (2.6)$$

Conclui-se que, em função do conteúdo harmônico de uma carga, a obtenção do fator de potência próximo da unidade requer um tratamento especial, não somente injetando energia reativa, mas também filtrando algumas harmônicas presentes. (Cotrim, 2009, p.424)

2.4 Demanda elétrica

De acordo com a RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414, DE 9 DE SETEMBRO DE 2010, Art.2º, §1º, XX da ANEEL:

Demanda é a média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado, expressa em quilowatts (kW) e quilovolt-ampère-reactivo (kVAr), respectivamente. (RESOLUÇÃO, 2021, p.4)

As unidades consumidoras de média tensão precisam estipular um valor de demanda com a distribuidora para faturamento da sua conta de energia, essa demanda é chamada de "demanda contratada". Na mesma resolução citada anteriormente essa demanda é definida como:

Demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, e que deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW); (RESOLUÇÃO, 2021, p.4)

O faturamento da demanda é composto por 3 elementos: demanda faturada, demanda medida e demanda contratada. Essas 3 demandas são utilizadas para o cálculo do faturamento da conta de energia.

2.5 Regulamentação e faturamento

Os tópicos anteriores expuseram o assunto fator de potência, suas causas e consequências, ilustrando as características deste quando abordado na perspectiva de uma instalação elétrica, um parque fabril ou uma grande instalação, por exemplo. No entanto, as implicações técnicas advindas de um baixo fator de potência estendem-se à toda a cadeia de fornecimento de energia elétrica, ou seja, geração, transmissão, distribuição e consumo.

Para os agentes do sistema elétrico, as vantagens obtidas com um alto fator de potência das cargas (consumidores) são consequências relativas à não necessidade de geração e transmissão de valores elevados de potência reativa. Dentre estas vantagens, pode-se citar: a redução das perdas no sistema, o aumento da capacidade de fornecimento de potência ativa para atendimento a novos consumidores e a diminuição no custo de geração (WEG, 2009).

(AMORIM, 2008) exemplifica que, considerando a demanda do sistema elétrico brasileiro igual a 62.000 MW, a elevação do fator de potência de 0,92 para unitário acarretaria em uma liberação na geração de 5.391 MVA, equivalente a uma UHE de Belo Monte.

2.5.1 Grupos e modalidades tarifárias

As unidades consumidoras são divididas em dois grupos, o Grupo A (unidades atendidas com tensão superior a 2,3kV) e o Grupo B (unidades atendidas com tensão inferior a 2,3kV). Esses grupos podem ser subdivididos de acordo com a atividade de consumo e tensão de atendimento (ANEEL, 2012).

Segundo o Manual de Tarifação de Energia Elétrica (PROCEL, 2002): O Grupo B é dividido em subgrupos, de acordo com a atividade do consumidor, conforme apresentados a seguir:

- Subgrupo B1 – residencial e residencial baixa renda;
- Subgrupo B2 – rural e cooperativa de eletrificação rural;
- Subgrupo B3 – demais classes;
- Subgrupo B4 – iluminação pública.

Os consumidores atendidos em alta tensão, acima de 2300 volts, como o Centro de Eventos do Ceará, são classificados no Grupo A. Esse grupo é subdividido de acordo com a tensão de atendimento, como mostrado a seguir.

- Subgrupo A1 para o nível de tensão de 230 kV ou mais;
- Subgrupo A2 para o nível de tensão de 88 a 138 kV;
- Subgrupo A3 para o nível de tensão de 69 kV;
- Subgrupo A3a para o nível de tensão de 30 a 44 kV;
- Subgrupo A4 para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- Subgrupo AS para sistema subterrâneo.

A referida resolução também trata das modalidades tarifárias, definidas como o “conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas” (ANEEL, 2010, p. 6). As modalidades definidas são: convencional monômnia e binômnia, horária branca, azul e verde.

- Modalidade tarifária convencional binômnia: aplicada às unidades consumidoras do grupo A caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;
- Modalidade tarifária horária verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;
- Modalidade tarifária horária azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia (ANEEL, 2010, p. 6).

Vale ressaltar que a modalidade tarifária convencional binômia não é mais válida a partir do terceiro ciclo de revisão tarifária periódica (3CRTP), ocorrido entre janeiro de 2011 a dezembro de 2014 (ANEEL, 2011), os consumidores até então enquadrados nesta modalidade migraram para as modalidades horária verde ou horária azul.

A diferenciação das tarifas de acordo com as horas de utilização dos dias, para as tarifas horárias, implica em tarifas diferentes para os períodos de horário ponta, fora ponta e, para o grupo B, intermediário. No entanto esta diferenciação não é praticada nos finais de semanas e feriados nacionais, nestes dias as 24 horas são consideradas “fora ponta”.

O horário de ponta é definido como um período de 03 horas consecutivas, determinado pela distribuidora de acordo com a curva de carga do seu sistema elétrico, sendo este o horário no qual o sistema apresenta maior carregamento.

2.5.2 Fator de potência e reativo excedente

Uma vez definidos os grupos e modalidades tarifárias, são apresentadas as premissas para medição e faturamento referentes ao fator de potência. Além de promover o uso racional da energia e liberação do sistema elétrico, a medição e faturamento de energia reativa excedente visa a criação de condições para que os custos de expansão do sistema elétrico nacional sejam distribuídos para a sociedade de forma mais justa.

A ANEEL 1000/2021 define o fator de potência como: “razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas em um mesmo período especificado” (ANEEL, 2021, p. 4).

De acordo com a RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 1000, DE 20 DE DEZEMBRO DE 2021, Art.76º, 95º e 96º, §1º, XX da ANEEL:

Art. 76. O fator de potência da unidade consumidora, para efeito de faturamento, deve ser verificado pela distribuidora por meio de medição permanente, de forma obrigatória para o grupo A e facultativa para o grupo B. (RESOLUÇÃO, 2021, p.143)

Art. 95. O fator de potência de referência (f_R), indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido, para as unidades consumidoras do grupo A, o valor de 0,92. (RESOLUÇÃO, 2021, p.158)

Art. 96. Para unidades consumidoras do Grupo A, incluindo as que optaram pelo faturamento com a aplicação da tarifa do Grupo B nos termos do art. 100, a distribuidora deve efetuar cobrança referente aos montantes de energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes, conforme as seguintes equações: (RESOLUÇÃO, 2021, p.159)

$$E_{RE} = \sum_{T=1}^n [EEAM_T * (\frac{f_R}{f_T} - 1)] * VR_{ERE}$$

$$D_{RE}(p) = [\max_{T=1}^n (PAM_T * \frac{f_R}{f_T}) - PAF(p)] * VR_{DRE}$$

(RESOLUÇÃO, 2021, p.159)

onde:

E_{RE} = valor correspondente à energia elétrica reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência (f_R), no período de faturamento, em Reais (R\$);

$EEAM_T$ = montante de energia elétrica ativa medida em cada intervalo “T” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento, em megawatt-hora (MWh);

f_R = fator de potência de referência igual a 0,92;

f_T = fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo “T” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento, observadas as definições dispostas nos incisos I e II do § 1o deste artigo;

VR_{ERE} = valor de referência equivalente à tarifa de energia “TE” da bandeira verde aplicável ao subgrupo B1, em Reais por megawatt-hora (R\$/MWh);

$D_{RE}(p)$ = valor, por posto tarifário “p”, correspondente à demanda de potência

reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “fR” no período de faturamento, em Reais (R\$);

PAM_T = demanda de potência ativa medida no intervalo de integralização de 1 (uma) hora “T”, durante o período de faturamento, em quilowatt (kW);

$PAF(p)$ = demanda de potência ativa faturável, em cada posto tarifário “p” no período de faturamento, em quilowatt (kW);

VR_{DRE} = valor de referência, em Reais por quilowatt (R\$/kW), equivalente às tarifas de demanda de potência – para o posto tarifário fora de ponta – das tarifas de fornecimento aplicáveis aos subgrupos do grupo A para a modalidade tarifária horária azul;

MAX = função que identifica o valor máximo da equação, dentro dos parênteses correspondentes, em cada posto tarifário “p”;

T = indica intervalo de 1 (uma) hora, no período de faturamento;

p = indica posto tarifário ponta ou fora de ponta para as modalidades tarifárias horárias ou período de faturamento para a modalidade tarifária convencional binômia;

$n1$ = número de intervalos de integralização “T” do período de faturamento para os postos tarifários ponta e fora de ponta; e

$n2$ = número de intervalos de integralização “T”, por posto tarifário “p”, no período de faturamento.

2.6 Capacitores para correção do fator de potência

O fator de potência não passa de uma relação entre a energia ativa (Que é convertida em trabalho) e a energia total que realmente entra no sistema, nesse caso, existem formas de reduzir essa relação. Segundo (Cotrim, 2009), é possível elevar esse fator de três formas: elevar o consumo ativo, utilizar máquinas síncronas (superexcitadas) e utilizar capacitores.

O primeiro método consiste em instalar mais equipamentos com fatores de potência elevados. Isso resultaria em um consumo maior de energia e conseqüentemente uma fatura com valores muito altos.

O segundo método consiste em instalar máquinas síncronas operando de forma superexcitada, dessa forma irá consumir energia ativa e fornecer energia reativa para o sistema, reduzindo o consumo de reativos do sistema da concessionária. Uma aplicação para grandes consumidores é substituir os motores assíncronos por síncronos, porém este método é bastante interessante, porém existe uma complexidade muito mais elevada de usar máquinas síncronas e elevados custos.

O terceiro método, consiste na utilização de capacitores que é aplicado neste trabalho. Os capacitores não consomem energia ativa e fornece energia reativa para o sistema, sendo assim o modo mais economicamente viável e mais utilizado.

2.6.1 O capacitor

Uma unidade capacitiva, também chamado de célula capacitiva ou usualmente por capacitor é formado por conjuntos de elementos capacitivos, estes são formados por dois eletrodos separados por um material dielétrico.

No capacitor, com corrente alternada, haverá sempre uma corrente entrando e saindo das placas, porém, o campo elétrico formado no dielétrico dificulta a passagem, resultando assim numa impedância denominada de reatância capacitiva.

Os capacitores encontrados no mercado já vem com valores de potência reativa capacitiva, fazendo com que o cálculo se torne mais simples uma vez que não precisa trabalhar com valores de capacitâncias ou reatâncias. Esses dispositivos podem ser monofásicos ou trifásicos como apresentados na figura 4 abrangendo as necessidades de grandes consumidores.

Figura 4 – Capacitores monofásicos e trifásicos



Fonte: (Grupo WEG - Unidade Automação, 2017)

2.6.1.1 Características elétricas nominais

A potência nominal reativa (kVAR) calculada pela expressão abaixo é utilizada no projeto de bancos de capacitores, se diferencia de outros equipamentos elétricos que normalmente são dimensionados pela potência aparente.

$$Q_C = 2\pi \times f \times C \times V^2 \quad (2.7)$$

A capacitância nominal (C) é totalmente ligada à construção do equipamento, desta forma ela é fixa e medida em Farad, porém são empregados comercialmente como microfarad (μF) pois possui valores numericamente pequenos.

Em termos da frequência nominal (f), os capacitores são fabricados para operarem em determinados valores e como visto na equação 2.7, a potência reativa é diretamente proporcional à frequência imposta ao capacitor, então isso deve ser levado em consideração no projeto.

A tensão nominal (V) dos capacitores pode variar conforme o mesmo seja monofásico ou trifásico, e são fabricados seguindo as tensões nominais das redes que normalmente 220/380/440/480 Volts.

A corrente nominal (I) de um capacitor é obtida a partir da potência e tensão nominal, é calculada da seguinte forma:

- Monofásico:

$$I = \frac{Q_C}{V} \quad (2.8)$$

- Trifásico:

$$I = \frac{Q_C}{\sqrt{3}V} \quad (2.9)$$

2.6.2 *Locais da instalação*

Segundo (CREDER, 2016), existem quatro tipos de locais para a instalação de capacitores:

- No primário do transformador, ou seja, lado de alta tensão;
Este local representa um desafio de Engenharia muito alto, pois ele necessita de consideráveis proteções e isolamentos com níveis de tensão maiores.
- No secundário do transformador, lado de baixa tensão;
Neste local geralmente é feita a conexão no quadro de distribuição geral (QGBT). É o local com custos mais acessíveis que beneficiam na compensação dos reativos internos para a medição da concessionária.
- Nos barramentos secundários onde exista agrupamento de cargas indutivas;
Neste caso, os capacitores são instalados em quadros secundários com grande carregamento indutivo, resulta nos mesmos benefícios do anterior com adição de que o ramal alimentador destes quadros ficam livres de cargas reativas.
- Junto a grandes cargas individuais.
É aplicado em máquinas de indução de grande porte como o próprio transformador do sistema.

O local de instalação utilizado nesse trabalho foi o do secundário dos transformadores do sistema, especificamente no QGBT.

2.6.3 *Método de controle*

Segundo (CREDER, 2016), existem quatro tipos de maneiras de como injetar os reativos capacitivos no sistema:

- Controle fixo;
Este modo é dado por capacitores ligados diretamente ao sistema somente através de disjuntores, com isso, não é possível controlar dinamicamente como vai ser a compensação de reativos, podendo gerar excedentes capacitivos e proporcionar multas na fatura de energia.

- Controle semiautomático;

Este tipo prevê que a compensação será acionada juntamente com a máquina indutiva, é um método de baixo custo, porém, pode gerar excedentes capacitivos como o exemplo anterior.

- Controle automático;

Neste caso, os capacitores são controlados diretamente por controladores automáticos de fator de potência, estes dispositivos fazem a leitura da rede e determina quais unidades deverão ser acionadas para a compensação correta programada.

- Controle estático.

Este método é utilizado para máquinas com dinâmica muito rápida, como as máquinas de prensa. Nesse caso os capacitores são acionados por dispositivos de eletrônica de potência (estáticos) para responder simultaneamente com a máquina.

O método utilizado nesse trabalho será o de controle automático devido ao modo de consumo do local que se dá por eventos não previsíveis, tornando o consumo de reativos também não previsíveis.

2.7 Banco de capacitores com controladores automáticos de fator de potência (BC-CAFP)

Os bancos de capacitores com controladores automáticos de fator de potência (BC-CAFP) são quadros elétricos com diversas unidades capacitivas previamente dimensionadas e que são acionadas no momento correto por contadores elétricos que recebem o sinal do CAFP.

Os controladores automáticos de fator de potência são instalados na porta do quadro para facilitar o acesso as configurações por técnicos especializados sem precisar abri-lo. O disjuntor geral alimenta os disjuntores secundários por meio de cabos e/ou barramentos de cobre. Os disjuntores secundários são conectados nos capacitores, porém, esta conexão é chaveada por meio de contadores elétricos.

Um exemplo de montagem de um BC-CAFP está mostrado na figura 5.

Figura 5 – BC-CAFP



Fonte: Acervo do Autor

3 PROJETO

O projeto de correção de reativos é resumido da seguinte forma por (CREDER, 2016):

A correção do fator de potência tem por objetivo a especificação da potência reativa necessária para a elevação do fator de potência, de forma a evitar a ocorrência de cobranças pela concessionária dos valores referentes aos excedentes de demanda reativa e de consumo reativo e a obter os benefícios adicionais em termos de redução de perdas e de melhoria do perfil de tensão da rede elétrica. (CREDER, 2016, p.273)

3.1 Objeto de estudo

O Centro de Eventos do estado do Ceará trata-se de um local de múltiplas funções cuja vocação é receber palestras, feiras, shows, congressos, workshops, exposições, seminários, eventos esportivos e outros tipos de eventos. É divisível em 44 espaços diferentes, adaptáveis às necessidades dos organizadores, abrigando ao mesmo tempo eventos de diferentes tipos, portes e vocações. (CEC)

Desta forma, percebe-se que o consumo de energia elétrica se dá por caráter eventual onde não se tem uma rotina padrão de cargas demandadas, com isso, a correção de reativos deverá abranger desde o mínimo até o máximo de cargas instaladas. A figura 6 apresenta a vista aérea do prédio.

Figura 6 – Centro de Eventos do Estado do Ceará



Fonte: Página do Centro de Eventos do Ceará

3.2 Levantamento de dados

3.2.1 Concessionária de energia

Com a ajuda dos documentos de faturamentos obtidos da Secretaria da infraestrutura do estado do Ceará (SEINFRA), foi possível tabelar os fatores de potência e custos por valor pago de excedentes reativos. Foram utilizados os meses do ano de 2019 como base de estudo, pois foi o ano de funcionamento normal antes da pandemia causada pelo vírus SARS-COVID-19. A tabela 1 apresenta os dados mencionados.

Tabela 1 – Fatores de potência e custos de excedentes reativos

DATA	FATOR DE POTÊNCIA	VALOR PAGO DO EXCEDENTE REATIVO			VALOR DA FATURA
		FORA PONTA	NA PONTA	TOTAL	
01/01/2019	0,81	R\$ 15.886,11	R\$ 2.146,41	R\$ 18.032,52	R\$ 265.611,06
01/02/2019	0,78	R\$ 11.394,29	R\$ 1.783,38	R\$ 13.177,67	R\$ 191.325,04
01/03/2019	0,76	R\$ 13.227,26	R\$ 1.921,43	R\$ 15.148,69	R\$ 193.878,81
01/04/2019	0,82	R\$ 15.397,95	R\$ 2.311,96	R\$ 17.709,91	R\$ 276.492,14
01/05/2019	0,8	R\$ 12.711,29	R\$ 1.870,88	R\$ 14.582,17	R\$ 219.096,81
01/06/2019	0,83	R\$ 24.835,84	R\$ 3.915,02	R\$ 28.750,86	R\$ 435.629,73
01/07/2019	0,82	R\$ 18.546,06	R\$ 2.521,05	R\$ 21.067,11	R\$ 284.350,50
01/08/2019	0,81	R\$ 16.056,54	R\$ 2.752,62	R\$ 18.809,16	R\$ 275.752,86
01/09/2019	0,83	R\$ 28.183,20	R\$ 3.836,70	R\$ 32.019,90	R\$ 495.083,09
01/10/2019	0,82	R\$ 17.226,30	R\$ 2.880,87	R\$ 20.107,17	R\$ 299.694,93
01/11/2019	0,83	R\$ 28.172,40	R\$ 4.349,22	R\$ 32.521,62	R\$ 488.060,26
01/12/2019	0,82	R\$ 18.061,10	R\$ 2.706,80	R\$ 20.767,90	R\$ 300.581,53

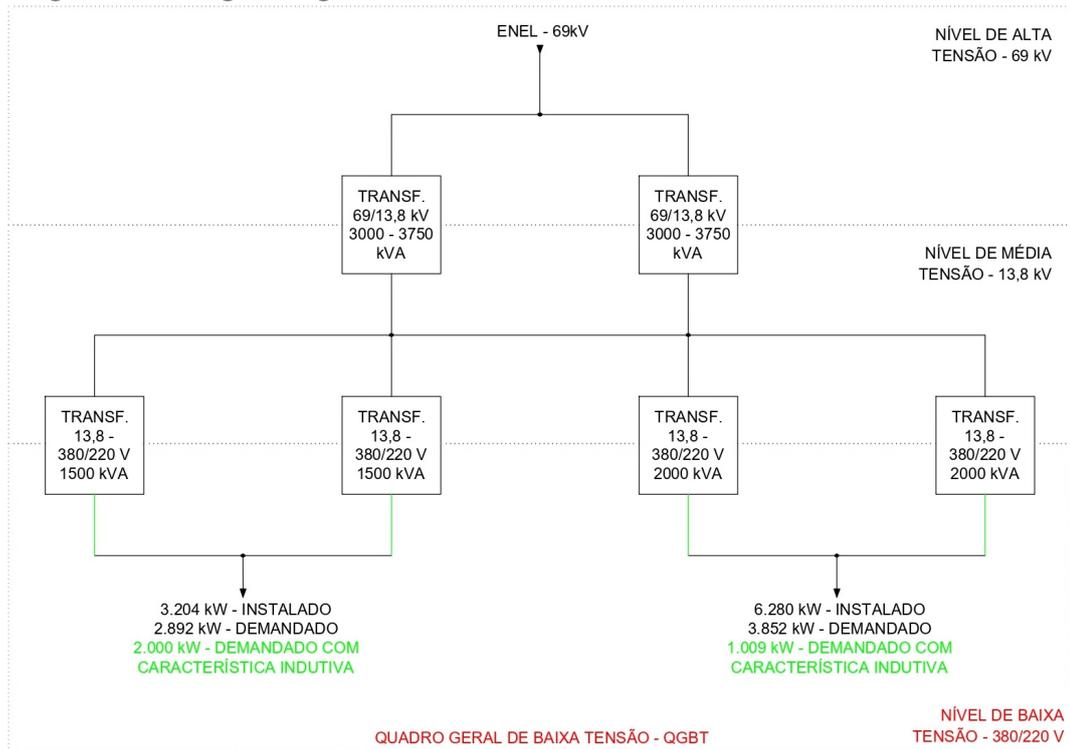
Fonte: Secretaria da infraestrutura do estado do Ceará

Nota-se um fator de potência mínimo de 0,76 indutivo em Março de 2019. Os custos pagos por excedentes reativos presentes na tabela 1 e a perspectiva de economia serão aprofundados mais a frente no capítulo 4.

3.2.2 Projetos anteriores

Com os arquivos de cargas e diagramas da subestação elétrica (SE) e quadro geral de baixa tensão (QGBT) foi possível obter a carga ativa projetada para o sistema. A figura 7 apresenta um diagrama de blocos com o resumo de toda a documentação com ênfase apenas nas potências.

Figura 7 – Diagrama geral de blocos



Fonte: O Autor

Os capacitores tem a capacidade de fornecer energia reativa para cargas indutivas, então o foco desse trabalho é a correção do fator de potência de deslocamento. Com isso, as cargas de iluminação e tomadas foram desconsiderados para o projeto, pois o baixo fator de potência destas unidades decorrem de distorções harmônicas causadas pela circuitaria presente nos reatores de lâmpadas e possíveis equipamentos conectados nas tomadas.

O QGBT da instalação é subdividido em duas partes, uma é alimentada por dois transformadores de potência de 1500 kVA em paralelo e outra é alimentada por dois transformadores de 2000 kVA também em paralelo, formando assim, quatro entradas. Deste modo, a documentação existente de projeto especifica todas as cargas instaladas para cada conjunto.

Também na figura 7, o projeto especifica a potência ativa demandada do sistema, pois, não é previsto que todos os equipamentos e dispositivos estejam acionados ao mesmo tempo.

3.3 Dimensionamento e especificação

Com o resumo do sistema feito, foi idealizado a alocação de dois tipos de banco de capacitores:

- Banco tipo I;

Este tipo de banco visa atender as necessidades da parte do QGBT alimentada pelos dois transformadores de 1500 kVA. Neste caso, será dimensionado com base na carga demandada que tem característica indutiva, ou seja, máquinas com funcionamento baseado em indutores. O banco resultante será dividido em dois e alocado cada parte no alimentador que vem de cada transformador de 1500 kVA.

- Banco tipo II;

Este tipo de banco visa atender as necessidades da parte do QGBT alimentada pelos dois transformadores de 2000 kVA. Neste caso, será dimensionado também com base na carga demandada que tem característica indutiva. O banco resultante também será dividido em dois e alocado cada parte no alimentador que vem de cada transformador de 2000 kVA.

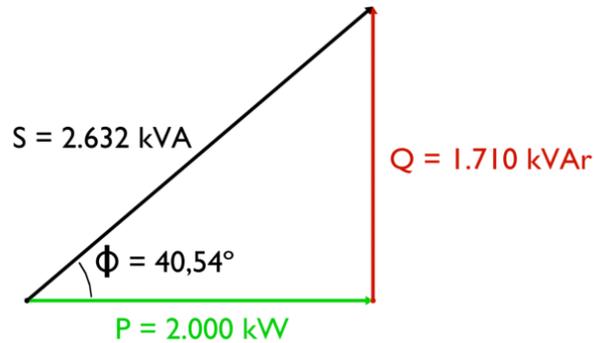
3.3.1 Unidades capacitivas

A análise se dará pelo Triângulo de Potência, onde será visto a relação entre as potências ativas, reativas e aparentes e, conseqüentemente, possibilitará a análise gráfica do fator de potência da instalação. Com isso, pode-se projetar um banco de capacitores para compensar o excedente reativo ao patamar de 0,96, obedecendo ao Art. 95 da (RESOLUÇÃO, 2021), que define o limite mínimo permitido, para as unidades consumidoras do grupo A, o valor de 0,92.

3.3.1.1 Tipo I

O triângulo de potência presente na figura 8 é definido a partir da potência demandada com característica indutiva presente na primeira parte (esquerda) do QGBT representado na figura 7.

Figura 8 – Triângulo de potência tipo I sem banco de capacitores



Fonte: O Autor

Onde:

S: Potência aparente, em kVA;

P: Potência ativa, em kW;

Q: Potência reativa, em kVAr;

ϕ : Ângulo do fator de potência;

FP: Fator de potência.

Substituindo pelos valores das cargas da unidade consumidora, tem-se que o fator de potência, sem a presença do banco de capacitores, é:

$$\cos \phi = FP = \frac{2000}{2632} = 0,76$$

Logo, o ângulo do fator de potência é:

$$\phi = \arccos 0,76 = 40,54^\circ$$

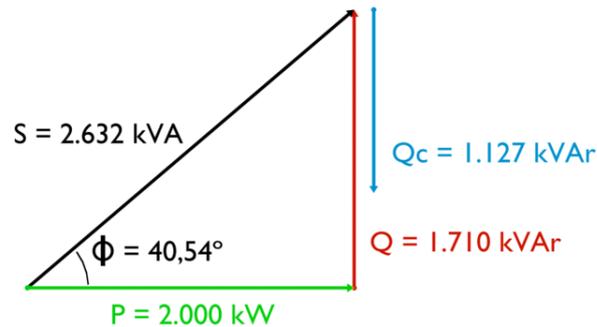
Para ajustar o fator de potência ao patamar desejado de 0,96, é necessário ajustar o triângulo de potência. Assim, o novo ângulo ϕ' desejado é o que segue.

$$\phi' = \arccos 0,96 = 16,26^\circ$$

Analisando o triângulo de potência, tem-se que a potência Q_C teórico do banco de capacitores necessária para ajustar o fator de potência ao patamar desejado de 0,96 é o que segue.

$$Q_C \text{ teórico} = P(\tan \phi - \tan \phi') = 2000(\tan 40,54 - \tan 16,26) = 1127 \text{ kVAr}$$

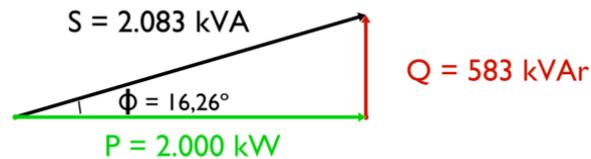
Figura 9 – Triângulo de potência tipo I e projeto de banco de capacitores



Fonte: O Autor

Com isso, o novo triângulo de potência resultante, com a compensação de reativos é o que segue.

Figura 10 – Triângulo de potência tipo I com banco de capacitores



Fonte: O Autor

Os novos valores de potência são:

$$S' = \frac{P}{\cos \phi'} = \frac{2000}{0,96} = 2083 \text{ kVA}$$

$$P = 2000 \text{ kW}$$

$$Q' = S \times \sin \phi' = 2083(\sin 16,26^\circ) = 583 \text{ kVAr}$$

$$FP = 0,96$$

$$Q_{C \text{ teórico}} = 1127 \text{ kVAr}$$

Adotando os critérios de confiabilidade e eficiência, será utilizado um controlador de acionamento progressivo dos capacitores, o RVC 12 da fabricante de equipamentos ABB ou similares de mesmas características técnicas, para até doze células.

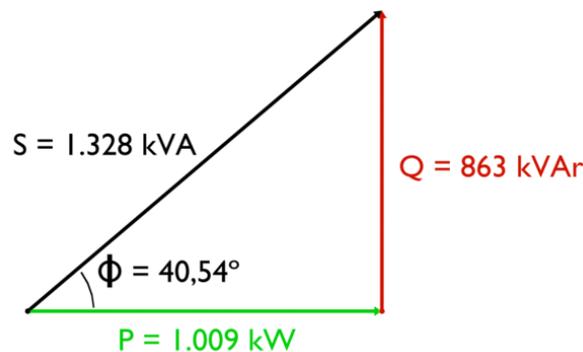
Desta forma, como o primeiro lado do QGBT é alimentado por dois transformadores em paralelo e este dimensionamento é para o circuito equivalente, é necessário que o projeto do tipo I seja dividido em duas partes iguais e que cada parte seja alocada em uma entrada do primeiro lado do QGBT.

O tipo I será formado por dois bancos de capacitores com 12 unidades capacitivas comerciais da marca WEG de 45 kVAr cada ou similares de mesmas características técnicas, formando assim $2 \times 12 \times 45 = 1080$ kVAr que é um valor extremamente próximo e aceitável do calculado em projeto.

3.3.1.2 Tipo II

O triângulo de potência presente na figura 11 é definido a partir da potência demandada com característica indutiva presente na primeira parte (direita) do QGBT representado na figura 7.

Figura 11 – Triângulo de potência tipo II sem banco de capacitores



Fonte: O Autor

Onde:

S: Potência aparente, em kVA;

P: Potência ativa, em kW;

Q: Potência reativa, em kVAr;

ϕ : Ângulo do fator de potência;

FP: Fator de potência.

Substituindo pelos valores das cargas da unidade consumidora, tem-se que

o fator de potência, sem a presença do banco de capacitores, é:

$$\cos \phi = FP = \frac{1009}{1328} = 0,76$$

Logo, o ângulo do fator de potência é:

$$\phi = \arccos 0,76 = 40,54^\circ$$

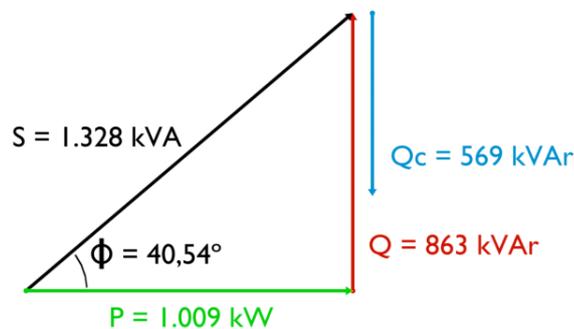
Para ajustar o fator de potência ao patamar desejado de 0,96, é necessário ajustar o triângulo de potência. Assim, o novo ângulo ϕ' desejado é o que segue.

$$\phi' = \arccos 0,96 = 16,26^\circ$$

Analisando o triângulo de potência, tem-se que a potência Q_C teórico do banco de capacitores necessária para ajustar o fator de potência ao patamar desejado de 0,96 é o que segue.

$$Q_{C \text{ teórico}} = P(\tan \phi - \tan \phi') = 1009(\tan 40,54 - \tan 16,26) = 569 \text{ kVAr}$$

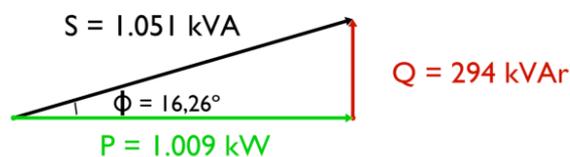
Figura 12 – Triângulo de potência tipo II e projeto de banco de capacitores



Fonte: O Autor

Com isso, o novo triângulo de potência resultante, com a compensação de reativos é o que segue.

Figura 13 – Triângulo de potência tipo II com banco de capacitores



Fonte: O Autor

Os novos valores de potência são:

$$S' = \frac{P}{\cos \phi'} = \frac{1009}{0,96} = 1051 \text{ kVA}$$

$$P = 1009 \text{ kW}$$

$$Q' = S \times \sin \phi' = 1051(\sin 16,26^\circ) = 294 \text{ kVAr}$$

$$FP = 0,96$$

$$Q_C \text{ teórico} = 569 \text{ kVAr}$$

Adotando os critérios de confiabilidade e eficiência, será utilizado um controlador de acionamento progressivo de capacitores, o RVC 12 da fabricante de equipamentos ABB ou similares de mesmas características técnicas, para até doze células.

Desta forma, como o segundo lado do QGBT é alimentado por dois transformadores em paralelo e este dimensionamento é para o circuito equivalente, é necessário que o projeto do tipo II seja dividido em duas partes iguais e que cada parte seja alocada em uma entrada do segundo lado do QGBT.

O tipo II será formado por dois bancos de capacitores com 12 unidades capacitivas comerciais da marca WEG de 25 kVAr cada ou similares de mesmas características técnicas, formando assim $2 \times 12 \times 25 = 600$ kVAr que é um valor dentro da margem de 10% adotada como aceitável.

3.3.2 Correção dos transformadores a vazio

Além da correção do fator de potência da carga, é necessária a implantação de banco de capacitores com potência fixa, para compensação do reativo, caso haja acionamento do transformador a vazio. Com base no Manual para Correção do Fator de Potência da WEG (Grupo WEG - Unidade Automação, 2009), a potência do banco de capacitores para correção em transformadores de força é:

$$Q_0 = \sqrt{\left(\frac{i_0 \times S_n}{100}\right)^2 - P_0^2} \quad (3.1)$$

Onde:

Q_0 : Potência reativa resultante para tornar o $FP = 1$;

I_0 : Corrente a vazio, em p.u. ou %;

S_n : Potência nominal, em kVA;

P_0 : Potência de perdas a vazio, em kW.

FP: Fator de potência.

Para os transformadores de 1500 kVA, foi utilizada a tabela presente no Manual para Correção do Fator de Potência da WEG (Grupo WEG - Unidade Automação, 2009).

A 14 mostra os dados do manual.

Figura 14 – Correção de reativos para transformadores de até 1500 kVA

Classe 25kV

TRANSFORMADOR KVA	CORRENTE DE EXCITAÇÃO $I_0\%$	kvAr	
		CALCULADO	NOMINAL
15	5,7	0,81	0,75
30	4,8	1,37	1,25
45	4,3	1,84	1,75
75	3,6	2,57	2,5
112,5	3,2	3,42	3,5
150	3,0	4,28	4,0
225	2,7	5,77	5,0
300	2,5	7,13	7,5
500	1,5	7,13	7,5
750	1,4	9,98	10,0
1000	1,3	12,35	12,5
1500	1,0	14,25	15,0

Nota: o valor calculado é para $F.P.=0,95$

Fonte: (Grupo WEG - Unidade Automação, 2009)

Logo a unidade capacitiva fixa e sempre ativa em cada banco do tipo I será de 15 kVAr.

Para os transformadores de 200kVA, foi utilizada a equação descrita junto aos dados de placa do equipamento contidos na figura 15:

Figura 15 – Correção de reativos para transformadores de 2000 kVA

FOLHA DE DADOS				
Transformador Seco				
Identificação				
Código do produto:	14543168			
Tipo :	Transformador abaixador			
Norma / Especificação :	NBR 5356-11			
Características do ambiente				
Instalação :	Abrigado			
Altitude máxima de instalação (m.s.n.m) :	1000.0			
Atmosfera :	Não agressiva			
Temperatura máxima do ambiente (°C) :	40.0			
Características elétricas				
Frequência (Hz): 60.0		Fases: Trifásico		Grupo de ligação: Dyn1
Enrolamento	Potência (kVA)	Tensão (kV)	Ligação	Comutação
Alta tensão	AN 2000.0	13.8 -4x0.6 kV	Triângulo	CST
Baixa Tensão		0.38	Estrela	
Elevação de temperatura dos enrolamentos média (°C)				100.0
Elevação de temperatura dos enrolamentos ponto mais quente (°C)				115.0
Classe do material isolante				F (155 °C)
Ensaio dielétricos	Alta tensão		Baixa Tensão	
	Fase	Neutro	Fase	Neutro
Nível de isolamento (kV)	15.0		1.1	1.1
Tensão de impulso (pleno) (kV)	95.0		0.0	0.0
Tensão de impulso (cortado) (kV)	105.0		0.0	
Tensão aplicada (kV)	34.0		3.0	3.0
Tensão induzida (kV)	2 x Vn		2xVn	2xVn
Temperatura de Referência @ 120.0 °C - AN				100%
Perdas a vazio (kW)				5.3
Perdas em carga (kW)				
Perda Total (kW)				22.5
Corrente de excitação (%)				1.4
Alta/Baixa tensão	Base		Impedância @ 120.0 °C - AN (%)	
	Posição (kV)	Potência (kVA)	6.5	
	13.8 / 0.38	2000.0		
Refrigeração				AN
Nível de ruído (dB)				66.0
Descargas parciais (pC)				10.0
Corrente de inrush (Apk)				
Fator K				K1
Fator de Carga [%]	Regulação (100% de carga)			
	AN (Φ = 0.8)	AN (Φ = 0.9)	AN (Φ = 1)	
100	4.66	3.73	1.07	
Rev.	Resumo das modificações	Executado	Verificado	Data
Executor				
Verificador			Página	Revisão
Data	11/01/2021		1 / 2	

Fonte: (Grupo WEG - Unidade Automação, 2009)

$$Q_0 = \sqrt{\left(\frac{i_0 \times S_n}{100}\right)^2 - P_0^2}$$

Onde:

i_0 : Corrente de excitação em %;

S_n : Potência nominal do transformador me kVA;

P_0 : As perdas do transformador a vazio em kW.

$$Q_0 = \sqrt{\left(\frac{1,4 \times 2000}{100}\right)^2 - 5,3^2} = 27,49 \text{ kVAr}$$

Logo a unidade capacitiva fixa e sempre ativa em cada banco do tipo II será de 25 kVAr.

3.3.3 Acionamento

3.3.3.1 Controladores automáticos de fator de potência

Como mencionado anteriormente, para esse projeto deverá ser utilizado o controlador de fator de potência de 12 estágios RVC 12 (ou similares com a mesma compatibilidade).

Este dispositivo faz a leitura do estado atual da rede através de um transformador de corrente (TC) instalado em um dos barramentos de entrada e dois cabos elétricos, um conectado diretamente em um dos barramentos de baixa tensão e outro conectado no neutro, ambos são conectados nas entradas de referência de tensão do dispositivo. Com tais informações ele aciona suas saídas que são conectadas cada uma em um contator elétrico que por fim energiza a respectiva célula capacitiva para tentar elevar o fator de potência para o que foi programado em sua memória interna.

Como são quatro entradas de energia no QGBT, serão utilizados quatro controladores com quatro transformadores de correntes. Dois controladores são para o banco do tipo I e irão acionar cada um, doze estágios de capacitores de 45 kVAr. Os dois referentes ao banco do tipo II irão acionar cada um, doze estágios de capacitores de 25 kVAr. Para a coordenação destes dispositivos basta programar tempos de espera diferentes na comutação dos contadores.

Para um bom funcionamento do dispositivo, as seguintes configurações devem ser ajustadas no mesmo.

3.3.3.1.1 Ligação do transformador de corrente (TC) e cabos de tensão

É recomendável que o transformador de corrente (TC) seja do tipo janela e que seja instalado no barramento central do secundário do disjuntor geral (fase B), além disso, os cabos de referência de tensão devem ser instalados entre a fase A e o neutro do secundário do disjuntor geral. A tabela 2 mostra todos os valores para os esquemas de ligação.

Tabela 2 – Esquema de conexão da leitura de rede

Conexão do TC	Esquema de conexão	Fase a ser programada
L1 Direta		0
L1 Invertida		180
L2 Direta		240
L2 Invertida		60
L3 Direta		120
L3 Invertida		300

Fonte: (ABB)

Dessa forma, o ajuste “fase” do equipamento deverá ser definida para 240. Se a instalação for diferente da mencionada o manual do equipamento deverá ser consultado para que o valor seja ajustado corretamente.

3.3.3.1.2 Configuração para os capacitores

As saídas do controlador de fator de potência deverão acionar contadores que conectarão as células no barramento principal e serão protegidos por disjuntores individuais.

3.3.3.1.3 Parâmetro de proporcionalidade

Este parâmetro é denominado de ajuste C/k , e é uma variável que determina a sensibilidade do dispositivo em acionar um estágio capacitivo perante uma variação da corrente do barramento.

O ajuste recomendado de C/k pode ser calculado através da fórmula a seguir:

$$C/k = 0,62 \times \frac{Q_C \text{ unidade} \times 1000}{\sqrt{3} \times V \times k} \quad (3.2)$$

$$k = \frac{I_{TC \text{ primário}}}{I_{TC \text{ secundário}}} \quad (3.3)$$

O projeto existente indica que os transformadores de corrente (TC) que estão instalados nos secundários dos disjuntores gerais do QGBT são de 2500-5A, para as entradas referentes aos transformadores de 1500kVA, e 3500-5A para as entradas referentes aos transformadores de 2000kVA. Nesse caso, serão utilizados equipamentos de mesma escala e se a instalação for diferente da mencionada o manual do equipamento deverá ser consultado para que o valor seja ajustado corretamente.

- Banco tipo I:

$$C/k = 0,62 \times \frac{45\text{kVAr} \times 1000}{\sqrt{3} \times 380 \times \frac{2500}{5}} = 0,085$$

- Banco tipo II:

$$C/k = 0,62 \times \frac{25\text{kVAr} \times 1000}{\sqrt{3} \times 380 \times \frac{3500}{5}} = 0,034$$

3.3.3.1.4 Ajustes extras necessários

- Tempo de espera - deverá ser programado para no mínimo 40 segundos para assegurar o tempo de vida útil dos capacitores;

- Saída - deverá ser programado para 6, por causa da quantidade de células escolhidas no estudo;
- Sequência - deverá ser programado para 1.1.1, pois o sistema possui todas as células idênticas
- FP indutivo / capacitivo - deverão ser programados para 0,95 e 0,92 respectivamente;
- Sobretensão / Subtensão - deverão ser programados para 490 V e 260 V respectivamente pelo o catálogo dos capacitores.

3.3.3.2 Contatores

Será instalado um contator elétrico para cada unidade capacitiva do projeto. Este dispositivo possui modelo indicado no manual WEG (Grupo WEG - Unidade Automação, 2017) para cada potência de célula capacitiva escolhida em projeto.

O acionamento se dá por sua bobina, quando energizada produz um campo magnético com força suficiente para contactar mecanicamente as peças internas do dispositivo. Cada saída do controlador automático de fator de potência irá ser conectada em uma bobina dessa.

3.3.4 Alimentação

Os condutores utilizados na baixa tensão foram unipolares de isolamento de PVC para os circuitos terminais e com isolamento EPR/XLPE para os alimentadores de quadros e para cabos subterrâneos.

Mesmo permitido por norma, optou-se pela adoção de condutores com seção de, no mínimo, 2,5 mm², garantindo melhor facilidade e segurança no puxamento e conexões dos cabos. Todos os cabos de baixa tensão deverão seguir o padrão de cores normativos, conforme (ABNT-NBR-5410, 2008) sendo azul-claro reservado para o condutor neutro e verde (ou verde-amarelo) reservado para o condutor de proteção. Recomenda-se o uso de condutor preto para os retornos. Em todos os casos, é importante o uso de anilhas identificando os cabos e circuitos dentro dos quadros elétricos.

Há duas metodologias para definição das correntes de projeto, sendo um caso para circuito monofásico e outro para circuito trifásico. No caso monofásico, a corrente é

fruto da relação entre a potência do circuito (S) e a tensão de fase (V_{FASE}):

$$I_{\text{PROJETO 1F}} = \frac{S}{V_{\text{FASE}}} \quad (3.4)$$

No caso dos circuitos trifásicos, a corrente é obtida pela relação entre a potência trifásica do circuito (S), a tensão de linha (V_{LINHA}) e o fator de $\sqrt{3}$:

$$I_{\text{PROJETO 3F}} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{\text{LINHA}}} \quad (3.5)$$

Os fatores de correção de corrente considerados, seguido as premissas dos tópicos 6.2.5.3, 6.2.5.4 e 6.2.5.5 da (ABNT-NBR-5410, 2008) foram os de temperatura máxima (F_T) e agrupamento de circuitos (F_A). A temperatura ambiente foi considerada de 35°C para todos os casos, tendo como base a temperatura mais coerente com a média anual para cidade de Fortaleza. A correção devido a agrupamento foi definida através da metodologia de projeto de ter, no máximo, três circuitos terminais (ou um circuito alimentador) e não agrupar circuitos monofásicos e trifásicos no mesmo eletroduto/eletrocalha. Então, no geral, os fatores de correção por agrupamento é 0,7 para circuitos terminais e 1,0 para circuitos alimentadores. A definição das correntes corrigidas ($I_{\text{CORRIGIDA}}$) para adotar a condução de corrente dos condutores é:

$$I_{\text{CORRIGIDA}} = \frac{I_{\text{PROJETO 1F}}}{F_T \times F_A} \quad (3.6)$$

$$I_{\text{CORRIGIDA}} = \frac{I_{\text{PROJETO 3F}}}{F_T \times F_A} \quad (3.7)$$

Além disso, os condutores apresentam queda de tensão por causa de seu material, então seguindo a norma (ABNT-NBR-5410, 2008) especificamente os tópicos 6.2.7.1 – 6.2.7.2 onde diz que os limites de queda de tensão admitidos são:

- 7%, calculados a partir dos terminais secundários do transformador MT/BT, no caso de transformador de propriedade da(s) unidade(s) consumidora(s);
- 7%, calculados a partir dos terminais secundários do transformador MT/BT da empresa distribuidora de eletricidade, quando o ponto de entrega for aí localizado;

- 5%, calculados a partir do ponto de entrega, nos demais casos de ponto de entrega com fornecimento em tensão secundária de distribuição;
- 7%, calculados a partir dos terminais de saída do gerador, no caso de grupo gerador próprio.

Além disso, o tópico 6.2.7.2 da (ABNT-NBR-5410, 2008) afirma que: Em nenhum caso a queda de tensão nos circuitos terminais pode ser superior a 4%;

Para o projeto atual, foi considerado 7% calculado a partir do secundário transformador MT/BT, sem ultrapassar 1% internamente dos bancos de capacitores.

As isolações escolhidas para estes condutores foram:

- XLPE - Para alimentadores de quadros, circuitos subterrâneos e circuitos aéreos;
- PVC - Para circuitos terminais onde há presença de eletroduto embutido em alvenaria (ou outro método de instalação que atenda ao critério de instalação B1).

A queda de tensão é uma função das características dos circuitos, como corrente (I_c , [A]), comprimento (L_c , [m]), número de condutores em paralelo por fase (N_{cp}), tensão de fase (V_{FASE} , [V]) ou tensão de linha (V_{LINHA} , [V]) e ângulo do fator de potência (ϕ).

Além disso, a queda de tensão também é função das características do condutor, como a resistência (R , [Ω /km]) e a reatância (X , [Ω /km]). Os valores de resistência e impedância dos cabos para determinação da queda de tensão monofásica (QT_{1F}) e queda de tensão trifásico (QT_{3F}) foram retirados do Guia de Dimensionamento de Baixa Tensão da fabricante de cabos Prysmian representados na figura 16:

$$QT_{1F} = \frac{I_c \times L_c \times [R \times \cos \phi + X \times \sin \phi]}{10 \times N_c \times V_{LINHA}} \quad (3.8)$$

Figura 16 – Resistência e reatância indutiva para cabos com isolamento PVC, EPR e XLPE em condutos fechados (em Ω/km)

seção (mm ²)	R_{cc} (A)		condutos não-magnéticos (B) circuitos FN/FF/3F	
	(1)	(2)	R_{ca} (3)	X_L (4)
1,5		12,1	14,48	0,16
2,5		7,41	8,87	0,15
4		4,61	5,52	0,14
6		3,08	3,69	0,13
10		1,83	2,19	0,13
16		1,15	1,38	0,12
25		0,73	0,87	0,12
35		0,52	0,63	0,11
50		0,39	0,47	0,11
70		0,27	0,32	0,10
95		0,19	0,23	0,10
120		0,15	0,19	0,10
150		0,12	0,15	0,10
185		0,099	0,12	0,094
240		0,075	0,094	0,098
300		0,060	0,078	0,097
400		0,047	0,063	0,096
500		0,037	0,052	0,095
630		0,028	0,043	0,093
800		0,022	0,037	0,089
1000		0,018	0,033	0,088

Fonte: Guia de Dimensionamento de Baixa Tensão da Prysmian

A seção dos cabos para o critério de queda de tensão foi obtida através da substituição dos valores de resistência e impedância dos cabos. Assim, foi possível determinar a área do condutor (S), tal que a queda de tensão percentual não ultrapassasse os limites estabelecidos por norma e já citados neste documento.

Para a decisão da seção dos condutores em XLPE em método de instalação B1 devido a capacidade de condução de corrente foi utilizada a tabela 37 da norma (ABNT-NBR-5410, 2008). Para a decisão da seção dos condutores em PVC em método de instalação B1 devido a capacidade de condução de corrente foi utilizada a tabela 36 da norma (ABNT-NBR-5410, 2008).

Para a decisão da seção mínima dos condutores de cada quadro, também foi considerado o critério das correntes de curto circuito à montante de todos os quadros. Para calcular esta seção mínima foi utilizada uma das equações mais difundidas nos materiais:

$$S_c = \frac{\sqrt{t_e} \times I_{cs}}{0,34 \times \sqrt{\log_{10} \left(\frac{234+T_f}{234+T_i} \right)}} \quad (3.9)$$

Onde S_c é a seção mínima do condutor; t_e é o tempo de eliminação do efeito; I_{cs} é a corrente de curto-circuito (em kA); T_f é a temperatura máxima de curto-circuito

suportado pela isolamento do condutor, em °C; T_1 é a temperatura máxima admissível pelo condutor em regime normal de operação, em °C.

3.3.5 *Proteções de baixa tensão de circuito e vidas*

O dimensionamento dos disjuntores de proteção individual segue as premissas contidas na tabela 12 inserida na (ABNT-NBR-5410, 2008). O dimensionamento segue as orientações do tópico 5.3.4.1 da norma (ABNT-NBR-5410, 2008) para corrente nominal.

- Deve ser mantida a coordenação entre condutores e dispositivos de proteção;
- Corrente de projeto Corrente nominal dos dispositivos de proteção Capacidade de condução de corrente dos condutores.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (3.10)$$

Para a capacidade de interrupção dos dispositivos foi utilizado os valores de curto circuito no barramento do QGBT existentes em projetos anteriores.

Com o objetivo de garantir a coordenação e seletividade, todos os disjuntores de baixa tensão foram dimensionados com coordenação amperimétrica, garantindo que disjuntores a jusante não possuem corrente nominal superior aos disjuntores a montante.

A proteção contra sobretensão transitória será feita através de Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS) conforme as premissas de recomendação no item 5.4.2 (ABNT-NBR-5410, 2008). Desta forma, todos os quadros serão montados com DPS Classe I/II, da fabricante CLAMPER, modelo 005137, com tensão máxima de operação de 275V, com sinalização local (SL). Os detalhes deste equipamento podem ser vistos na figura 17.

Figura 17 – Detalhes do DPS

ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS GERAIS VCL SLIM CLASSE I/II			
PARÂMETROS	Unid.	VCL SLIM / VCL SLIM SR	
		175V/275V	460V
Tempo de resposta típico	ns	25	
Proteção térmica	-	Sim	
Máxima corrente de curto-circuito sem fusível backup	kA	5	
Fusível backup máximo	A	100 gL/gG	
Temperatura de operação	°C	-40 a +85	
Seção dos condutores de conexão	mm ²	4 a 25	
Fixação	-	Tribo DIN 35 mm ou garras (NEMA)*	
Torque	Nm	3,0	
Grau de proteção	-	IP 20	
Acondicionamento	-	Termoplástico reforçado com fibra de vidro não propagante à chamas	
Dimensões máximas (C x A x L)	mm	90 x 64 x 17,5	90 x 64 x 35
Sinalização remota	-	Opcional	
Parâmetros elétricos dos contatos de sinalização remota	-	120V _{cc} @1A / 24V _{cc} @1A	
Seção transversal do cabo dos contatos da indicação remota	mm ²	1,5	

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS VCL SLIM CLASSE I/II											
Código CLAMPER		Modelo	Tensão máxima de operação contínua	Corrente de descarga nominal @8/20µs	Corrente de descarga máxima @8/20µs	Corrente de impulso @10/350µs	Energia específica	Carga	Nível de Proteção	Tensão residual @5kA	Peso Aprox.
SL	SL+SR		U _c	I _n	I _{máx}	I _{imp}	W/R	Q	U _p	U _{res}	g
005138	005162	VCL 175V 12.5/60kA Slim	175 VCA	30 kA	60 kA	12.5 kA	39 kJ/Ω	6.25 As	0.8 kV	0.5 kV	120
005137	005163	VCL 275V 12.5/60kA Slim	275 VCA	30 kA	60 kA	12.5 kA	39 kJ/Ω	6.25 As	1.3 kV	0.8 kV	135
008518	008772	VCL 460V 12.5/120kA Slim	460 VCA	60 kA	120 kA	12.5 kA	39 kJ/Ω	6.25 As	2.5 kV	1.3 kV	260

Fonte: (CLAMPER)

3.3.6 Sistema de controle de temperatura

A temperatura de operação é um fator crítico na determinação da vida útil dos capacitores, portanto, é essencial a manutenção deste parâmetro dentro dos limites, conforme especificação técnica. (SIEMENS, 2014) apresenta uma metodologia de cálculo para a verificação da elevação de temperatura em um painel elétrico, de acordo com as perdas em forma de calor. As equações abaixo são aplicadas em situações distintas, sendo a primeira para painéis totalmente fechados e a segunda para painéis equipados com dispositivos de ventilação.

$$T_{\text{rise}} = \frac{P_{\text{kVAr}} \times Q_{\text{banco}}}{5,5 \times S} \quad (3.11)$$

$$T_{\text{rise}} = \frac{P_{\text{kVAr}} \times Q_{\text{banco}} \times 0,053}{F} \quad (3.12)$$

onde T_{rise} é elevação de temperatura em relação à ambiente ($^{\circ}\text{C}$), P_{kVAr} é a perda por kVAr, em Watts/kVAr, S é a superfície exposta do painel (m^2) e F é o fluxo de ar provido pelo sistema de ventilação (m^3/min). O valor das perdas utilizado na avaliação da elevação de temperatura pode ser calculado conforme especificações dos componentes e características do sistema, ou então, pode-se adotar um valor estimativo de 2,5 W/kVAr para sistemas sem reatores de dessintonia e 9 W/kVAr para sistemas dessintonizados (SCHNEIDER ELECTRIC, 2018).

Para os dois tipos de banco de capacitores serão utilizados quatro exaustores para quadros elétricos da AIRFAN ou similar com vazão de 3,55 m^3/min , com isso:

$$Q_{\text{banco}} = Q_{\text{c tipo I}} + Q_{\text{c tipo II}} + Q_{\text{c trafos 1500kVA}} + Q_{\text{c trafos 2000kVA}}$$

$$Q_{\text{banco}} = (24 \times 45) + (24 \times 25) + (2 \times 15) + (2 \times 25) = 1760\text{kVAr}$$

$$T_{\text{rise}} = \frac{P_{\text{kVAr}} \times Q_{\text{banco}} \times 0,053}{F} = \frac{2,5 \times 1760 \times 0,053}{4 \times 3,55} = 16,42^{\circ}$$

Com isso, têm-se uma elevação de 16,42 $^{\circ}$ em relação a temperatura ambiente, é um valor muito satisfatório para a operação dos componentes e dispositivos internos do quadro.

3.3.7 Banco automático de capacitores

Todos os quadros deverão ser devidamente identificados conforme projeto, tais como todos os seus circuitos internos. Os quadros também deverão conter aviso de “PERIGO – QUADRO ELÉTRICO ENERGIZADO” na parte externa da tampa e o desenho do diagrama unifilar do quadro impresso e fixado na parte interna da tampa dos quadros, com as devidas identificações de circuitos.

Todos os quadros deverão ser instalados com o melhor alinhamento e fixação possível e, quando for necessário fazer furos para entrada/saída de eletrodutos/eletrocaldas, deve-se ter o cuidado para não causar danos, deixar sobras afiadas (rebarba) ou aberturas maiores que o necessário.

3.4 Sistema proposto

3.4.1 Quadro de cargas

Unindo todas as definições citadas ao longo deste trabalho e aplicando os cálculos da maneira como foi mencionado, pode-se sintetizar todo o dimensionamento do banco de capacitores com controlador automático de fator potência (BC-CAFP) em um quadro de cargas, as tabelas 3 até 14 apresentam esse resumo.

Tabela 3 – Quadro de cargas - Tipo I - 1 - Definições

CIRCUITO	DESCRIÇÃO	POTÊNCIA REATIVA (var)	TENSÃO (V)	FASE
C-1.1	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA I	45.000	380	ABC
C-1.2	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA I	45.000	380	ABC
C-1.3	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA I	45.000	380	ABC
C-1.4	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA I	45.000	380	ABC
C-1.5	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA I	45.000	380	ABC
C-1.6	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA I	45.000	380	ABC
C-1.7	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA I	45.000	380	ABC
C-1.8	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA I	45.000	380	ABC
C-1.9	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA I	45.000	380	ABC
C-1.10	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA I	45.000	380	ABC
C-1.11	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA I	45.000	380	ABC
C-1.12	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA I	45.000	380	ABC
C-TR1	CORREÇÃO DO TRANSFORMADOR 1500kVA I	15.000	380	ABC
ENTRADA 1	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA I	555.000	380	ABC

Fonte: O Autor

Tabela 4 – Quadro de cargas - Tipo I - 2 - Definições

CIRCUITO	DESCRIÇÃO	POTÊNCIA REATIVA (var)	TENSÃO (V)	FASE
C-2.1	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA II	45.000	380	ABC
C-2.2	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA II	45.000	380	ABC
C-2.3	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA II	45.000	380	ABC
C-2.4	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA II	45.000	380	ABC
C-2.5	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA II	45.000	380	ABC
C-2.6	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA II	45.000	380	ABC
C-2.7	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA II	45.000	380	ABC
C-2.8	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA II	45.000	380	ABC
C-2.9	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA II	45.000	380	ABC
C-2.10	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA II	45.000	380	ABC
C-2.11	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA II	45.000	380	ABC
C-2.12	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA II	45.000	380	ABC
C-TR2	CORREÇÃO DO TRANSFORMADOR 1500kVA II	15.000	380	ABC
ENTRADA 2	TIPO I - TRANSFORMADOR 1500kVA II	540.000	380	ABC

Fonte: O Autor

Tabela 5 – Quadro de cargas - Tipo II - 1 - Definições

CIRCUITO	DESCRIÇÃO	POTÊNCIA REATIVA (var)	TENSÃO (V)	FASE
C-3.1	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA I	25.000	380	ABC
C-3.2	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA I	25.000	380	ABC
C-3.3	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA I	25.000	380	ABC
C-3.4	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA I	25.000	380	ABC
C-3.5	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA I	25.000	380	ABC
C-3.6	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA I	25.000	380	ABC
C-3.7	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA I	25.000	380	ABC
C-3.8	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA I	25.000	380	ABC
C-3.9	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA I	25.000	380	ABC
C-3.10	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA I	25.000	380	ABC
C-3.11	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA I	25.000	380	ABC
C-3.12	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA I	25.000	380	ABC
C-TR3	CORREÇÃO DO TRANSFORMADOR 2000kVA I	25.000	380	ABC
ENTRADA 3	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA I	325.000	380	ABC

Fonte: O Autor

Tabela 6 – Quadro de cargas - Tipo II - 2 - Definições

CIRCUITO	DESCRIÇÃO	POTÊNCIA REATIVA (var)	TENSÃO (V)	FASE
C-4.1	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA II	25.000	380	ABC
C-4.2	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA II	25.000	380	ABC
C-4.3	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA II	25.000	380	ABC
C-4.4	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA II	25.000	380	ABC
C-4.5	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA II	25.000	380	ABC
C-4.6	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA II	25.000	380	ABC
C-4.7	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA II	25.000	380	ABC
C-4.8	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA II	25.000	380	ABC
C-4.9	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA II	25.000	380	ABC
C-4.10	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA II	25.000	380	ABC
C-4.11	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA II	25.000	380	ABC
C-4.12	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA II	25.000	380	ABC
C-TR4	CORREÇÃO DO TRANSFORMADOR 2000kVA II	25.000	380	ABC
ENTRADA 4	TIPO II - TRANSFORMADOR 2000kVA II	325.000	380	ABC

Fonte: O Autor

Tabela 7 – Quadro de cargas - Tipo I - 1 - Cálculos

CIRCUITO	MÉTODO DE INST.	TEMP.	CORRENTE DE PROJETO (A)	FATOR DE AGRUP.	FATOR DE TEMP.	CORRENTE CORRIGIDA (A)	MÁX. DIST. (m)	QUEDA DE TENSÃO (%)
C-1.1	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-1.2	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-1.3	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-1.4	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-1.5	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-1.6	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-1.7	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-1.8	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-1.9	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-1.10	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-1.11	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-1.12	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-TR1	B1	50	22,79	0,70	0,82	39,70	5,0	0,01%
ENTRADA 1	B1	50	843,24	0,70	0,82	1469,05	5,0	-

Fonte: O Autor

Tabela 8 – Quadro de cargas - Tipo I - 2 - Cálculos

CIRCUITO	MÉTODO DE INST.	TEMP.	CORRENTE DE PROJETO (A)	FATOR DE AGRUP.	FATOR DE TEMP.	CORRENTE CORRIGIDA (A)	MÁX. DIST. (m)	QUEDA DE TENSÃO (%)
C-2.1	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-2.2	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-2.3	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-2.4	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-2.5	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-2.6	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-2.7	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-2.8	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-2.9	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-2.10	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-2.11	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-2.12	B1	50	68,37	0,70	0,82	119,11	5,0	0,02%
C-TR2	B1	50	22,79	0,70	0,82	39,70	5,0	0,01%
ENTRADA 2	B1	50	820,45	0,70	0,82	1429,35	5,0	-

Fonte: O Autor

Tabela 9 – Quadro de cargas - Tipo II - 1 - Cálculos

CIRCUITO	MÉTODO DE INST.	TEMP.	CORRENTE DE PROJETO (A)	FATOR DE AGRUP.	FATOR DE TEMP.	CORRENTE CORRIGIDA (A)	MÁX. DIST. (m)	QUEDA DE TENSÃO (%)
C-3.1	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-3.2	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-3.3	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-3.4	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-3.5	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-3.6	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-3.7	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-3.8	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-3.9	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-3.10	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-3.11	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-3.12	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-TR3	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
ENTRADA 3	B1	50	493,79	0,70	0,82	860,26	5,0	-

Fonte: O Autor

Tabela 10 – Quadro de cargas - Tipo II - 2 - Cálculos

CIRCUITO	MÉTODO DE INST.	TEMP.	CORRENTE DE PROJETO (A)	FATOR DE AGRUP.	FATOR DE TEMP.	CORRENTE CORRIGIDA (A)	MÁX. DIST. (m)	QUEDA DE TENSÃO (%)
C-4.1	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-4.2	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-4.3	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-4.4	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-4.5	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-4.6	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-4.7	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-4.8	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-4.9	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-4.10	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-4.11	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-4.12	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
C-TR4	B1	50	37,98	0,70	0,82	66,17	5,0	0,01%
ENTRADA 4	B1	50	493,79	0,70	0,82	860,26	5,0	-

Fonte: O Autor

Tabela 11 – Quadro de cargas - Tipo I - 1 - Cabos e proteções

CIRCUITO	FASE (mm ²)	ISOLAÇÃO	CORRENTE NOMINAL DO DISJUNTOR (A)	IZ (A)	NÚMERO DE POLOS DO DISJUNTOR	CAPACIDADE MÁXIMA DE INTERRUPÇÃO DE CORRENTE (kA)
C-1.1	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-1.2	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-1.3	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-1.4	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-1.5	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-1.6	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-1.7	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-1.8	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-1.9	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-1.10	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-1.11	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-1.12	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-TR1	6,00	XLPE	32	48	3	> 57,3
ENTRADA 1	-	-	1000	-	3	> 57,3

Fonte: O Autor

Tabela 12 – Quadro de cargas - Tipo I - 2 - Cabos e proteções

CIRCUITO	FASE (mm ²)	ISOLAÇÃO	CORRENTE NOMINAL DO DISJUNTOR (A)	IZ (A)	NÚMERO DE POLOS DO DISJUNTOR	CAPACIDADE MÁXIMA DE INTERRUPÇÃO DE CORRENTE (kA)
C-2.1	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-2.2	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-2.3	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-2.4	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-2.5	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-2.6	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-2.7	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-2.8	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-2.9	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-2.10	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-2.11	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-2.12	35,00	XLPE	80	144	3	> 57,3
C-TR2	6,00	XLPE	32	48	3	> 57,3
ENTRADA 2	-	-	1000	-	3	> 57,3

Fonte: O Autor

Tabela 13 – Quadro de cargas - Tipo II - 1 - Cabos e proteções

CIRCUITO	FASE (mm ²)	ISOLAÇÃO	CORRENTE NOMINAL DO DISJUNTOR (A)	IZ (A)	NÚMERO DE POLOS DO DISJUNTOR	CAPACIDADE MÁXIMA DE INTERRUPÇÃO DE CORRENTE (kA)
C-3.1	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-3.2	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-3.3	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-3.4	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-3.5	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-3.6	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-3.7	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-3.8	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-3.9	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-3.10	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-3.11	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-3.12	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-TR3	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
ENTRADA 3	-	-	500	-	3	> 69,3

Fonte: O Autor

Tabela 14 – Quadro de cargas - Tipo II - 2 - Cabos e proteções

CIRCUITO	FASE (mm ²)	ISOLAÇÃO	CORRENTE NOMINAL DO DISJUNTOR (A)	IZ (A)	NÚMERO DE POLOS DO DISJUNTOR	CAPACIDADE MÁXIMA DE INTERRUPÇÃO DE CORRENTE (kA)
C-4.1	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-4.2	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-4.3	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-4.4	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-4.5	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-4.6	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-4.7	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-4.8	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-4.9	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-4.10	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-4.11	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-4.12	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
C-TR4	16,00	XLPE	50	88	3	> 69,3
ENTRADA 4	-	-	500	-	3	> 69,3

Fonte: O Autor

3.4.2 *Especificações adicionais*

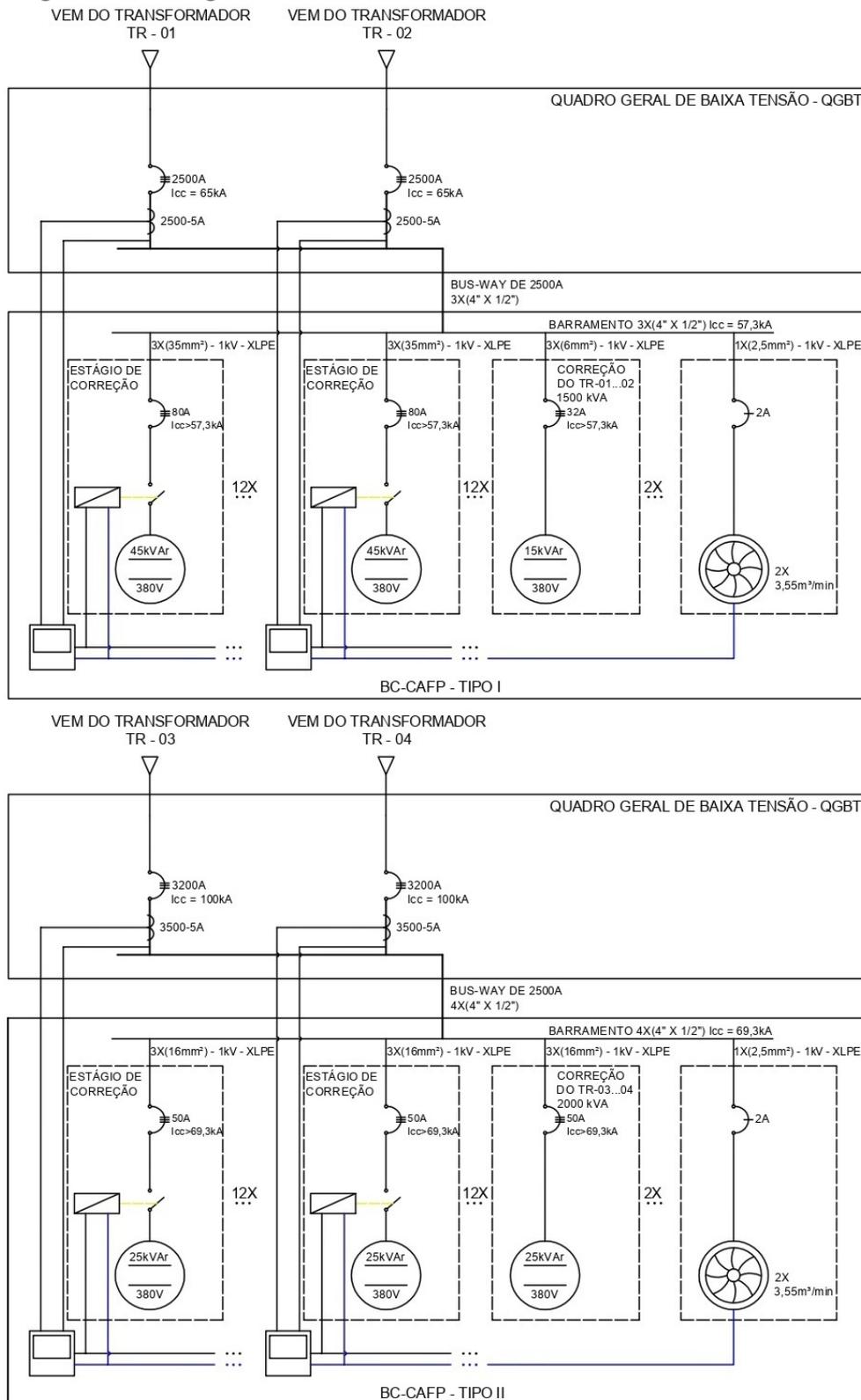
Em complemento às especificações principais, foram adotadas outras características complementares para o sistema que não estão presentes nos quadros de cargas, são elas:

- As entradas de energia serão realizadas por meio de *Busway* conectados nos respectivos barramentos e que serão dimensionados de acordo com os barramentos do QGBT que já existe em projetos anteriores;
- O *Busway* é uma infraestrutura elétrica blindada composto por barramentos de cobre separados por isolantes;
- Para as duas entradas do tipo I serão utilizados 3 barramentos por fase de 4" x 1/2" (polegadas). Para as duas entradas do tipo II serão 4 barramentos por fase de 4" x 1/2" (polegadas);
- Como mencionado, para cada circuito existirá um contator com características nominais que devem respeitar a corrente de projeto de cada um;
- O BC-CAFP deverá possuir 4 ventiladores, para quadros elétricos, com vazão de ar mínima de 3,55 m³/min. Cada equipamento será alimentado por cabos com isolamento XLPE de 2,5mm² de secção, além de ser atribuído um disjuntor monopolar curva C de 2A para cada dispositivo que servirá apenas como elemento de seccionamento, pois a carga de cada um é irrisória para o banco de capacitores como um todo.

3.4.3 *Diagrama unifilar*

Todo o modelo adotado e especificações definidas estão resumidos no diagrama unifilar do banco de capacitores com controlador automático de potência - BC-CAFP que está presente na figura 18 junto com sua legenda na figura 19.

Figura 18 – Diagrama unifilar do BC-CAFP



Fonte: O Autor

Figura 19 – Legenda do diagrama unifilar

	DISJUNTOR TERMOMAGNÉTICO MONOPOLAR 220V CAIXA MOLDADA
	DISJUNTOR TERMOMAGNÉTICO TRIPOLAR 380V CAIXA MOLDADA
	UNIDADE CAPACITIVA TRIPOLAR 380V
	TRANSFORMADOR DE CORRENTE TIPO JANELA PARA BARRAMENTO DE COBRE
	EXAUSTOR PARA QUADRO ELÉTRICO COM VAZÃO MÍNIMA DE 3,55 M³/min
	CONTROLADOR AUTOMÁTICO DE FATOR DE POTÊNCIA DE 12 ESTÁGIOS
	CONTATOR ELÉTRICO - BOBINA DE ACIONAMENTO NA ESQUERDA DE 220V E CONTATO TRIPOLAR NA DIREITA DE 380V

Fonte: O Autor

3.5 Análise de economia gerada

Foi feito o orçamento, entre novembro de 2021 e janeiro de 2022, de todos os dispositivos, equipamentos e componentes elétricos necessários para a instalação do BC-CAFP deste trabalho por meio de médias de preços de cada item em diversas lojas online. A tabela 15 apresenta esses valores.

Tabela 15 – Orçamento do banco de capacitores com controlador automático de fator de potência

DESCRIÇÃO	QUANT		PREÇO UNITÁRIO	PREÇO TOTAL
CAPACITOR TRIFÁSICO 380 V DE 15kVA WEG OU SIMILAR	2	UN	R\$ 396,45	R\$ 792,90
CAPACITOR TRIFÁSICO 380 V DE 25kVA WEG OU SIMILAR	26	UN	R\$ 610,11	R\$ 15.862,86
CAPACITOR TRIFÁSICO 380 V DE 45kVA WEG OU SIMILAR	24	UN	R\$ 1.159,17	R\$ 27.820,08
DISJUNTOR MONOPOLAR 220V 2A Icc = 100kA SIEMENS OU SIMILAR	4	UN	R\$ 99,90	R\$ 399,60
DISJUNTOR TRIPOLAR 380V 32A Icc = 100kA SIEMENS OU SIMILAR	2	UN	R\$ 950,00	R\$ 1.900,00
DISJUNTOR TRIPOLAR 380V 50A Icc = 100kA SIEMENS OU SIMILAR	26	UN	R\$ 530,13	R\$ 13.783,38
DISJUNTOR TRIPOLAR 380V 80A Icc = 100kA SIEMENS OU SIMILAR	24	UN	R\$ 554,72	R\$ 13.313,28
CONTATOR 220VCA 1NA 1NF 50A WEG OU SIMILAR	24	UN	R\$ 432,94	R\$ 10.390,56
CONTATOR 220VCA 2NA 2NF 80A WEG OU SIMILAR	24	UN	R\$ 950,74	R\$ 22.817,76
CONTROLADOR DE FATOR DE POTÊNCIA RVC-12 ABB OU SIMILAR	4	UN	R\$ 2.999,00	R\$ 11.996,00
TRANSFORMADOR DE CORRENTE TIPO JANELA 2500/5A KRON OU SIMILAR	2	UN	R\$ 484,99	R\$ 969,98
TRANSFORMADOR DE CORRENTE TIPO JANELA 3500/5A KRON OU SIMILAR	2	UN	R\$ 514,99	R\$ 1.029,98
BARRAMENTO DE COBRE 4"X1/2"	120	M	R\$ 779,90	R\$ 93.588,00
CABO DE COMANDO PVC 750V CINZA 1,5MM²	100	M	R\$ 1,45	R\$ 145,00
CABO COM ISOLAÇÃO XLPE 1kV PT 2,5MM²	100	M	R\$ 3,05	R\$ 305,00
CABO COM ISOLAÇÃO XLPE 1kV PT 6,0MM²	50	M	R\$ 6,18	R\$ 309,00
CABO COM ISOLAÇÃO XLPE 1kV PT 16MM²	50	M	R\$ 20,00	R\$ 1.000,00
CABO COM ISOLAÇÃO XLPE 1kV PT 35MM²	50	M	R\$ 35,78	R\$ 1.789,00
ARMÁRIO MODULAR ELÉTRICO 2000X1000X800	4	UN	R\$ 8.521,87	R\$ 34.087,48
TOTAL	-	-	-	R\$ 252.299,86

Fonte: O Autor

Apresentada pela primeira vez no Capítulo 3, a tabela 16 apresenta os dados de custos pagos por excedentes reativos ao longo de 2019.

Tabela 16 – Fatores de potência e custos de excedentes reativos

DATA	FATOR DE POTÊNCIA	VALOR PAGO DO EXCEDENTE REATIVO			VALOR DA FATURA
		FORA PONTA	NA PONTA	TOTAL	
01/01/2019	0,81	R\$ 15.886,11	R\$ 2.146,41	R\$ 18.032,52	R\$ 265.611,06
01/02/2019	0,78	R\$ 11.394,29	R\$ 1.783,38	R\$ 13.177,67	R\$ 191.325,04
01/03/2019	0,76	R\$ 13.227,26	R\$ 1.921,43	R\$ 15.148,69	R\$ 193.878,81
01/04/2019	0,82	R\$ 15.397,95	R\$ 2.311,96	R\$ 17.709,91	R\$ 276.492,14
01/05/2019	0,8	R\$ 12.711,29	R\$ 1.870,88	R\$ 14.582,17	R\$ 219.096,81
01/06/2019	0,83	R\$ 24.835,84	R\$ 3.915,02	R\$ 28.750,86	R\$ 435.629,73
01/07/2019	0,82	R\$ 18.546,06	R\$ 2.521,05	R\$ 21.067,11	R\$ 284.350,50
01/08/2019	0,81	R\$ 16.056,54	R\$ 2.752,62	R\$ 18.809,16	R\$ 275.752,86
01/09/2019	0,83	R\$ 28.183,20	R\$ 3.836,70	R\$ 32.019,90	R\$ 495.083,09
01/10/2019	0,82	R\$ 17.226,30	R\$ 2.880,87	R\$ 20.107,17	R\$ 299.694,93
01/11/2019	0,83	R\$ 28.172,40	R\$ 4.349,22	R\$ 32.521,62	R\$ 488.060,26
01/12/2019	0,82	R\$ 18.061,10	R\$ 2.706,80	R\$ 20.767,90	R\$ 300.581,53

Fonte: Secretaria da infraestrutura do estado do Ceará

Levando os onze primeiros custos pagos por reativos excedentes para a mesma data da última fatura de 2019, pode-se obter a economia real no final do ano. Tal método pode ser obtido através da fórmula do valor futuro (VF):

$$VF = VP \times (1 + i)^n \quad (3.13)$$

Onde:

VF: é o valor no final do período;

VP: é o valor no início do período;

i: é a taxa de juros;

n: é o período de análise.

A taxa adotada é de 0,729% a.m. Este valor representa o custo de oportunidade e foi calculado realizando-se a média ponderada da taxa Selic, de 13/12/2018 a 11/12/2019, de acordo com seu período de vigência (BRASIL). Os resultados estão apresentados na tabela 17.

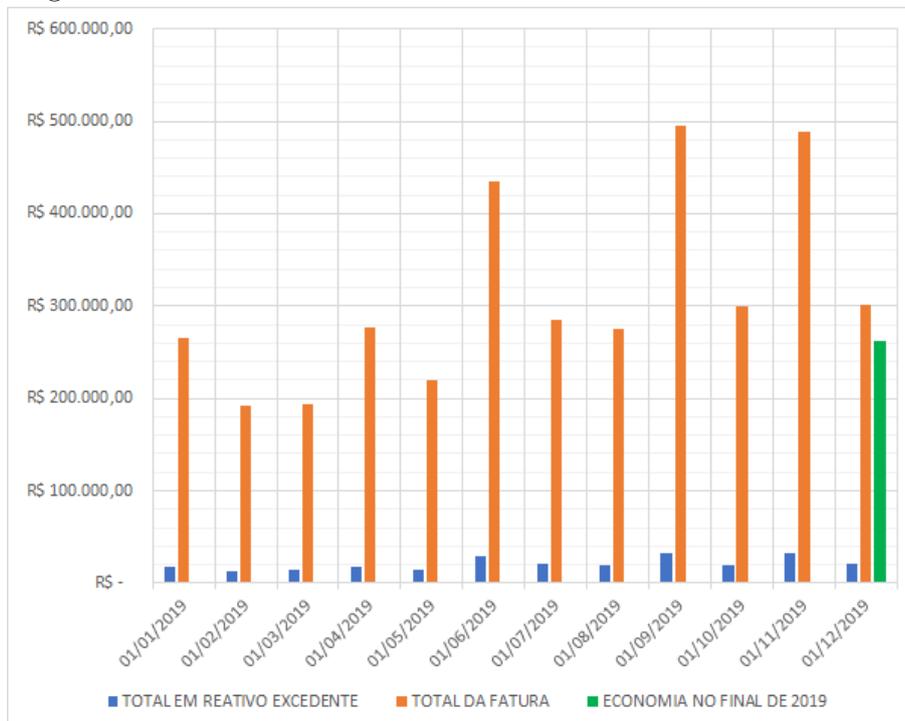
Tabela 17 – Economia em 2019

DATA	VALOR PRESENTE	VALOR NA ÚLTIMA DATA	PERÍODO DE INVESTIMENTO	TAXA
01/01/2019	R\$ 18.032,52	R\$ 19.532,43	11 MESES	0,729%
01/02/2019	R\$ 13.177,67	R\$ 14.170,46	10 MESES	
01/03/2019	R\$ 15.148,69	R\$ 16.172,08	9 MESES	
01/04/2019	R\$ 17.709,91	R\$ 18.769,49	8 MESES	
01/05/2019	R\$ 14.582,17	R\$ 15.342,77	7 MESES	
01/06/2019	R\$ 28.750,86	R\$ 30.031,57	6 MESES	
01/07/2019	R\$ 21.067,11	R\$ 21.846,28	5 MESES	
01/08/2019	R\$ 18.809,16	R\$ 19.363,66	4 MESES	
01/09/2019	R\$ 32.019,90	R\$ 32.725,29	3 MESES	
01/10/2019	R\$ 20.107,17	R\$ 20.401,40	2 MESES	
01/11/2019	R\$ 32.521,62	R\$ 32.758,70	1 MESES	
01/12/2019	R\$ 20.767,90	R\$ 20.767,90	0 MESES	
	R\$ -	R\$ 261.882,03	-	

Fonte: O Autor

Comparando o valor de economia no fim de 2019 (R\$ 261.882,03) com o custo de materiais do banco de capacitores (R\$ 252.299,86), pode concluir que em menos de um ano de funcionamento, todos os custos em equipamentos, dispositivos e materiais elétricos serão compensados.

Figura 20 – Valores da fatura e economia em 2019



Fonte: O Autor

4 RESULTADOS E CONCLUSÕES

O presente trabalho cumpre seu objetivo de apresentar uma proposta de implementação de bancos automáticos de capacitores no quadro geral de baixa tensão (QGBT) do Centro de Eventos do estado do Ceará (CEC), para uma possível correção dos fatores de potência na subestação, visando a redução de eventuais despesas com energia reativa. As medições tabeladas do fator de potência evidenciaram a necessidade de sua correção, pois, em diversos momentos, o fator de potência ficou abaixo do valor de referência 0,92 estipulado pela ANEEL, gerando, assim, despesas adicionais.

4.1 Conclusão técnica

Os resultados de projeto teórico do Capítulo 3 apresentaram dados extremamente satisfatórios tecnicamente com materiais, dispositivos e equipamentos com dimensões físicas e/ou especificações elétricas existentes no mercado a partir de marcas muito consolidadas no mercado como a WEG, ABB, SCHNEIDER, SIEMENS entre outras similares. Dessa forma, o projeto cumpre tecnicamente a viabilidade da instalação dos materiais previstos, respeitando os equipamentos elétricos já existentes no local.

4.2 Conclusão econômica

Somando os valores pagos por excedentes reativos como economia gerada e investida ao longo do ano, no fim de 2019 as multas se tornariam retornos financeiros no patamar de R\$ 261.882,03.

Nota-se que, por ser um instrumento público, a economia pode e deve ser reinvestida no estado. Vide art.2º, II, da LEI COMPLEMENTAR N.º 170, DE 28.12.16 (D.O. 13.01.17).

Art. 2º Constituem receitas do Fundo de Incentivo à Eficiência Energética
- FIEE:
(...)

III – recursos obtidos da economia promovida pelas ações técnicas de Eficiência Energética e/ou implantação da Micro e Minigeração Distribuída de energia elétrica, no percentual de 20% (vinte por cento) do valor economizado da conta de energia elétrica;

(...)

(CEARÁ, 2016)

5 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para trabalhos futuros, seria importante abordar temas que estudem como e o quanto as harmônicas influenciam no baixo fator de potência do Centro de Eventos do estado do Ceará, pois esse trabalho levou em consideração apenas as cargas com característica indutiva. Com isso, sugere-se a abordagem das seguintes questões:

- Levantamento da taxa de distorção harmônica (TDH) em tempo real;
- Instalação de filtros ativos de harmônicas (APF) para elevação do fator de potência;
- Aplicação simultânea de filtros ativos de harmônicas (APF) e banco automático de capacitores (BAC);
- Modelos de economia energética em ambientes com utilização eventual de cargas.

REFERÊNCIAS

ABB (Veranst.): *Instalação e instruções de operação - Controladores de Fator de Potência RVC*

ABNT-NBR-5410: *Instalações elétricas de baixa tensão*. Rio de Janeiro : Sede da ABNT, 2008. – ISBN 978-85-07-00562-9

AMORIM: *Efeitos da correção do FP na BT sob o ponto de vista da eficiência energética*. 2008. – URL <http://www.tec.abinee.org.br/2008/arquivos/20a2_1.pdf>

BRASIL, BANCO CENTRAL D.: *Taxas de juros básicas*. – URL <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>>

CEARÁ, ASSEMBLEIA LEGISLATIVA DO ESTADO D.: *LEI COMPLEMENTAR N.º 170, DE 28.12.16 (D.O. 13.01.17)*. 2016. – URL <<https://bela.ce.gov.br/index.php/legislacao-do-ceara/organizacao-tematica/fiscalizacao-e-controle/item/5681-lei-complementar-n-170-de-28-12-16-d-o-13-01-17>>

CEC: *Quem somos*. – URL <<https://centrodeeventos.ce.gov.br/quem-somos/>>

CLAMPER: *Catálogo Clamper*. – URL <<https://clamper.com.br/clamper-gcl-slim-n-pe>>

COTRIM, Ademaro A.: *Instalações elétricas*. Bd. volume. 5. São Paulo : Pearson Education do Brasil, 2009. – ISBN 978-85-7605-208-1

CREDER, HÉLIO: *Instalações elétricas*. Bd. volume. 16. Rio de Janeiro : LTC — Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda, 2016. – ISBN 978-85-216-3072-2

ELÉTRICO, O S.: *O SETOR ELÉTRICO*. Bd. volume. 66. São Paulo, 2011

Grupo WEG - Unidade Automação (Veranst.): *Manual para Correção do Fator de Potência*. 2009

Grupo WEG - Unidade Automação (Veranst.): *Capacitores em Corrente Alternada*. 1. 3 2017

RESOLUÇÃO, ANEEL: *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 1000, DE 20 DE DEZEMBRO DE 2021*. 2021. – URL <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>>

SCHNEIDER ELECTRIC (Veranst.): *Guide for the design and production of LV power factor correction cubicles*. 2018

SIEMENS (Veranst.): *Instruções para instalação de conversores de frequência*. 2014