



**ANÁLISE DA QUALIDADE DE ENERGIA EM PRÉDIOS
INTELIGENTES DE BRASÍLIA**

SAMUEL DA SILVA GONÇALVES

**TRABALHO DE GRADUAÇÃO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

**ANÁLISE DA QUALIDADE DE ENERGIA EM PRÉDIOS
INTELIGENTES DE BRASÍLIA**

SAMUEL DA SILVA GONÇALVES

Trabalho final de graduação submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

APROVADO POR:

Ivan Marques de Toledo Camargo, Ph.D. (ENE-UnB)
(Orientador)

Francis Arody Moreno Vásquez, Ph.D. (ENE-UnB)
(Examinador Interno)

Rafael Amaral Shayani, Ph.D. (ENE-UnB)
(Examinador Interno)

Brasília/DF, Abril de 2022.

FICHA CATALOGRÁFICA

GONÇALVES, SAMUEL DA SILVA

Análise da qualidade de energia em prédios inteligentes de Brasília. [Distrito Federal] 2022. xiv, 80p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, Engenharia Elétrica, 2022).

Trabalho de Graduação – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Qualidade de Energia Elétrica

3. PRODIST Módulo 8

I. ENE/FT/UnB

2. Análise de Dados

4. IEEE 1159-2019

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

GONÇALVES, S. S. (2022). Análise da qualidade de energia em prédios inteligentes de Brasília, Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica, Publicação 2022, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Samuel da Silva Gonçalves

TÍTULO: Análise da qualidade de energia em prédios inteligentes de Brasília.

GRAU: Engenheiro Eletricista ANO: 2022

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho de graduação e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desse trabalho de graduação pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Samuel da Silva Gonçalves

Departamento de Eng. Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pela minha vida e por ter sido meu sustento nesta jornada. Aos meus pais, Cidéia e Jorge pelo apoio incondicional durante estes anos de faculdade. Agradeço também à minha namorada Isabelle, por ser um presente de Deus na minha vida, dividindo o fardo deste processo, sempre disposta a ajudar no que fosse preciso.

Agradeço ao meu orientador Ivan Camargo por ter tido paciência e discernimento nessa jornada e ter confiado a mim a experiência de ser orientado por ele. Seus ensinamentos foram de grande importância para que este trabalho fosse entregue com a qualidade que almejava.

Agradeço também aos meus amigos que compartilharam comigo esta etapa, principalmente, agradeço ao Daniel e João Carlos, por serem meus companheiros de estudo, tornando este processo prazeroso dentro da Universidade. Acredito que conseguimos honrar ao nome de Deus durante a nossa trajetória dentro da UnB.

A todas as demais amizades e conexões que estabeleci dentro destes anos de curso, por compartilharem comigo momentos de aprendizado e de descontração.

Por fim, à instituição de ensino Universidade de Brasília, por ser um local onde pude aprimorar habilidades e entender, de forma mais clara, o propósito pelo qual nasci. Sou grato por tudo que vivenciei na UnB, de forma especial pelo anos vividos na ENETEC, que trouxeram luz ao caminho que ambiciono profissionalmente.

RESUMO

A análise da qualidade de energia elétrica é de suma importância para o gestor de manutenção predial de grandes complexos corporativos, visto que, a partir disto é possível verificar o motivo de multas por excedente reativo, de abatimentos em contas de energia devido a má qualidade na distribuição da rede elétrica e a diminuição na vida útil de equipamentos que compõem as instalações elétricas. Este trabalho faz uma análise de três parâmetros de qualidade de energia (tensão em regime permanente, fator de potência e desequilíbrio entre fases) obtidos a partir da instalação do analisador de energia *Fluke 438-II*. Inicialmente, foi verificada que a tensão em regime permanente, fornecida pela concessionária, está satisfatória, ou seja, dentro do que está regulamentado pela norma. Já em relação ao fator de potência, foram encontradas diferenças significativas em comparação ao que é proposto pelo procedimentos de distribuição de energia elétrica. Por fim, avaliou-se o desequilíbrio entre fases pela tensão e corrente, onde encontrou-se discrepâncias relevantes no desbalanceamento da corrente. Os resultados foram avaliados de acordo com a norma nacional da ANEEL – PRODIST e com o documento da renomada instituição internacional *IEEE* – IEEE 1159:2019. Além disso, o estudo foi feito de forma replicada, isto é, para quatro bases de dados diferentes, reforçando o diagnóstico obtido. Os resultados apresentados indicam que há a necessidade de melhorias no prédio corporativo e espera-se que, a partir da implementação das propostas, os custos reduzam.

Palavras-chave: Qualidade de energia elétrica, fator de potência, tensão em regime permanente, desequilíbrio, PRODIST, IEEE 1159:2019.

ABSTRACT

The analysis of electrical energy quality is very important for the building maintenance of the large corporate complexes manager, since, from this, it is possible to verify the reason of fines for reactive surplus power, rebates of energy bills due to poor quality in voltage distribution and the decrease in the lifespan of equipment that integrate the electrical installations. This work analyzes three power quality parameters (steady-state voltage, power factor and phase imbalance) obtained from the installation of a power analyzer *Fluke 438-II*. Initially, it was verified that the steady-state voltage, supplied by the concessionaire, is satisfactory, i.e., within what is expected by the standard. In relation to the power factor, significant differences were found compared to what is proposed by the regulation. Finally, the imbalance between phases by voltage and current was evaluated, where relevant discrepancies were found in the current imbalance. The results were assessed according to the national standard of ANEEL – PRODIST and documents from renowned international institution *IEEE* – IEEE 1159:2019. In addition, the study was carried out in a replicated way, for four different databases, reinforcing the obtained diagnosis . The results presented indicate that there is a need for improvements in the corporate building and it is expected that from this the costs will reduce.

Keywords: Electric power quality, power factor, steady state voltage, imbalance, PRODIST, IEEE 1159:2019.

SUMÁRIO

Sumário	i
Lista de Figuras	iv
Lista de Tabelas	vi
Glossário	viii
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Contextualização do Tema	1
1.2 Objetivos do Trabalho	1
1.3 Organização do Texto	2
Capítulo 2 – Fundamentação Teórica	3
2.1 Qualidade	3
2.2 ANEEL	4
2.2.1 PRODIST	4
2.2.2 Módulo 8	5
2.3 <i>IEEE Power & Energy Society</i>	6
2.3.1 IEEE 1159:2019	6
2.4 Parâmetros de Qualidade de Energia Elétrica	6
2.4.1 Tensão em Regime Permanente	6
2.4.1.1 Limites Normativos do PRODIST	7
2.4.1.2 Limites propostos pelo IEEE 1159:2019	9
2.4.2 Fator de Potência	11
2.4.2.1 Correção do Fator de Potência	12
2.4.3 Corrente Elétrica	14
2.4.3.1 Desequilíbrio de Corrente Elétrica	14
2.5 Tarifação de Energia Elétrica	15
2.5.1 Classificação das Unidades Consumidoras	15
2.5.1.1 Tarifação Monômnia	16

2.5.1.2	Tarifação Binômia	17
2.5.1.3	Tarifação por excesso de energia reativa (EREX)	18
2.6	Análise de Dados	20
2.6.1	Tipos de Análises de Dados	20
Capítulo 3 – Descrição da Carga		21
3.1	Características do Prédio Corporativo	21
3.1.1	Base de dados	22
3.1.1.1	Medições	22
3.1.2	Grupo Motor-Gerador	23
3.1.2.1	Características do GMG	24
3.1.3	<i>Uninterruptible Power Supply</i> (UPS)	24
3.1.3.1	Característica do UPS	26
3.1.4	Central de Água Gelada	26
3.1.4.1	Característica da CAG	26
3.1.5	Geração Fotovoltaica	27
3.1.5.1	Características da microgeração	27
3.2	<i>Power Log 430-II</i>	28
3.3	<i>Python</i>	30
3.3.1	Preparação dos dados	30
3.3.2	Análise estatística	31
Capítulo 4 – Apresentação e análise dos resultados		32
4.1	Análise da qualidade de energia elétrica	32
4.1.1	Tensão em Regime Permanente	32
4.1.1.1	Evento de Onda - Variação de Tensão de Curta Duração	36
4.1.2	Fator de Potência	39
4.1.2.1	Torre E - 2021	41
4.1.2.2	Outras medições	49
4.1.2.3	Proposição de soluções aos problemas encontrados	51
4.1.2.3.1	Baixo fator de potência nos finais de semana	51
4.1.2.3.2	Baixo fator de potência na fase C da torre F	53
4.1.3	Desequilíbrio entre fases	55
4.1.3.1	Tensão	55
4.1.3.2	Corrente	56
Capítulo 5 – Conclusão		57

Referências Bibliográficas	58
Apêndice A – Código para tratamento da base de dados	60
Apêndice B – Código com as análises feitas durante o trabalho	61

LISTA DE FIGURAS

2.1	Limites de tensão em regime permanente regulamentados pela ANEEL. Adaptada de (ANEEL, 2021a).	7
2.2	Limites de tensão em regime permanente propostos pelo IEEE. Adaptada de (IEEE, 2019).	10
2.3	Classificação do fator de potência.	12
2.4	Triângulo das potências para correção do FP.	13
3.1	Diagrama unifilar para uma das torres do empreendimento corporativo.	23
3.2	Configuração típica de um sistema <i>Online UPS</i>	25
3.3	(a) Interface com os 48 parâmetros analisados nas medições de 2020. (b) Interface de exportação dos 33 parâmetros restantes das medições de 2020.	29
4.1	(a) Tensão em regime permanente das três fases de alimentação da torre E, durante as medições de 2021; (b) Histograma das três fases - QGBT - Torre E.	33
4.2	(a) Tensão em regime permanente das três fases de alimentação da torre F, durante as medições de 2021; (b) Histograma das medições das três fases - QGBT - Torre F.	34
4.3	(a) Forma de onda da tensão e corrente da L3 durante o evento de queda abrupta de tensão; (b) Tensão das três fases durante o evento de onda.	37
4.4	Temperatura e precipitação de chuva em Maio de 2021.	39
4.5	Fator de potência - Torre E (2021).	41
4.6	(a) Fator de potência das três fases durante todo o período de análise; (b) Histogramas das medições de fator de potência.	42

4.7	(a) Fator de potência das três fases durante o terceiro dia (sábado); (b) Histogramas das medições de fator de potência.	43
4.8	(a) Fator de potência das três fases durante o quarto dia (domingo); (b) Histogramas das medições de fator de potência.	44
4.9	(a) Potência Ativa durante o período de medição de 2021 na torre E; (b) Potência Reativa durante o período de medição de 2021 na torre E; (c) Potência Aparente durante o período de medição de 2021 na torre E.	46
4.10	(a) Potência ativa e reativa no terceiro dia de medição (sábado); (b) Potência ativa e reativa no quarto dia de medição (domingo).	47

LISTA DE TABELAS

2.1	Faixa de variação em relação à tensão nominal. Adaptada de (ANEEL, 2021a).	8
2.2	Faixa de variação em relação à tensão nominal de 380V (fase-fase) e 220V (fase-neutro). Adaptada de (ANEEL, 2021a).	8
2.3	Faixa de variação em relação à tensão nominal de 380V (fase-fase) e 220V (fase-neutro). Adaptada de (IEEE, 2019).	11
2.4	Estrutura tarifária dos consumidores do grupo A. Adaptada de (ANEEL, 2021b).	17
2.5	Modalidades tarifárias dos consumidores do grupo A. Adaptada de (ANEEL, 2021b).	18
3.1	Descrição das medições realizadas no prédio corporativo.	22
3.2	Características do grupo motor-gerador.	24
3.3	Características do sistema UPS.	26
3.4	Características da central de água gelada.	27
3.5	Características do sistema fotovoltaico.	28
3.6	Descrição das medições realizadas no prédio corporativo.	28
4.1	Valor mínimo, médio e máximo das medições de tensão.	35
4.2	Avaliação da tensão em regime permanente de acordo com o PRODIST e o IEEE 1159:2019.	36
4.3	Valores de tensão antes, durante e após o evento de onda analisado.	38
4.4	Custo EREX entre janeiro de 2020 e fevereiro de 2022.	40

4.5	Porcentagem de medições registradas do fator de potência abaixo do valor mínimo aceitável pela ANEEL.	45
4.6	Fator de potência médio diário das medições da torre E em 2021.	48
4.7	Custo EREX diário da torre E em 2021.	48
4.8	Fator de potência médio diário das outras medições realizadas.	49
4.9	Custo EREX diário das outras medições realizadas.	50
4.10	Média de energia injetada por hora pela concessionária durante as medições. . .	52
4.11	Custo para compensação da utilização do sistema fotovoltaico.	52
4.12	Ângulo de defasagem a ser configurado no inversor para a correção do fator de potência nos finais de semana.	53
4.13	Potência reativa diária antes e depois da correção do fator de potência na fase C da torre F e o tamanho do banco de capacitores para fp igual a 0,92	54
4.14	Fator de potência antes e depois da instalação do banco de capacitores de 120 kvar.	54
4.15	Desequilíbrio de tensão e corrente nas medições realizadas.	55
4.16	Análise do desequilíbrio de tensão de acordo com as normas vigentes.	55
4.17	Análise do desequilíbrio de corrente de acordo com o IEEE 1159:2019.	56

GLOSSÁRIO

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAG	Central de Água Gelada
EREX	Excedente Reativo
GMG	Grupo Moto-Gerador
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
PES	<i>Power & Energy Society</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
SDBT	Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão
SFV	Sistema Fotovoltaico
SRD	Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição
UnB	Universidade de Brasília
UPS	<i>Uninterruptible Power Supply</i>

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

O uso de equipamentos eletroeletrônicos, o aumento do consumo energético e a instalação de geração própria em prédios corporativos vem aumentando exponencialmente nos últimos anos. A análise da qualidade de energia elétrica por meio da instalação de analisadores de energia pode auxiliar no entendimento destes novos fenômenos na rede elétrica, através do que é descrito em normas nacionais e internacionais - por meio dos parâmetros de qualidade de energia - e avaliando a satisfação à regulação.

Ademais, tem-se que para um gestor de um prédio corporativo, a análise destes parâmetros auxiliará no entendimento de distúrbios e aumento no custo mensal de energia do seu empreendimento, pois a verificação de indicadores de qualidade está diretamente ligada ao custo financeiro por multas, ao abatimento de consumo energético e a vida útil de equipamentos conectados à rede elétrica do empreendimento.

Neste trabalho, serão utilizados os procedimentos de distribuição (PRODIST) elaborados pela ANEEL (ANEEL, 2021a) e as recomendações práticas para o monitoramento da qualidade de energia elétrica formulado pelo *IEEE* (IEEE, 2019) para avaliar três dos parâmetros de qualidade de energia de um prédio corporativo e obter conclusões úteis para a tomada de decisão dos problemas encontrados.

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo deste trabalho é analisar três parâmetros de qualidade de energia: tensão em regime permanente, fator de potência e desequilíbrio entre fases. A partir disso, serão avaliados se os parâmetros estão dentro do que é permitido por norma, caso não, serão levantadas soluções aos problemas encontrados. Estes parâmetros foram obtidos por meio da instalação

do analisador de energia *Fluke* 438-II nos quadros gerais e parciais das torres de um prédio corporativo.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Este trabalho encontra-se organizado da seguinte maneira:

- No capítulo 2, são abordados os conceitos teóricos utilizados neste trabalho, incluindo os indicadores de qualidades dispostos em documentos nacionais e internacionais.
- No capítulo 3, são apresentados os métodos usados e a descrição da carga do prédio analisado, para a realização deste estudo.
- No capítulo 4, são apresentados os resultados obtidos e discussões acerca disto, a partir da aplicação de tais métodos.
- Por fim, no capítulo 5, são apresentadas as conclusões e propostas para futuros trabalhos.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são apresentados conceitos teóricos relacionados à qualidade, à regulação, aos parâmetros de qualidade de energia elétrica e à análise de dados necessárias para fundamentar o que está sendo proposto neste trabalho.

2.1 QUALIDADE

O conceito de qualidade em relação aos produtos ou serviços vendidos pode ser definido de inúmeras formas: pela conformidade esperada pelo cliente, pela relação custo-benefício, pela funcionalidade correta do produto, pelo valor agregado e distinto dos produtos que já existem no mercado etc. Além disso, a qualidade pode ser analisada por duas visões: a do produtor e a do cliente. O produtor associa a qualidade baseando-se na produção, na concepção do produto e na supressão das necessidades do cliente por meio deste produto. Já o cliente valida a qualidade pelo custo-benefício e pela utilidade do produto para suprir alguma necessidade (DEMING, 1990).

Para mensurar a qualidade são criados modos de representação das propriedades e qualidades de um produto ou serviço, quer eles sejam qualitativos ou quantitativos. Estes indicadores são de suma importância para trazer norma àquele produto ou serviço, por exemplo, a fabricação de peças industriais necessita de parâmetros para indicar se a peça é de boa ou má qualidade (DEMING, 1990).

A *International Standard Organization*, popularmente conhecida como ISO, define a qualidade por meio da comparação entre um conjunto de características que lhe são inerentes com um conjunto de especificações. Se as características atendem todas as especificações, este produto ou serviço tem qualidade. Caso contrário, a qualidade alcançada é pequena (VIEIRA, 2011).

O conjunto de especificações deve ser definido por meio de documentações que definam

as exigências os quais, obrigatoriamente, devem ser satisfeitas (VIEIRA, 2011). Ou seja, é necessário que órgãos regulatórios ou associações determinem esses padrões de qualidade para certo produto ou serviço. No caso da qualidade da energia elétrica, existe, nacionalmente, a ANEEL e, internacionalmente, tem-se o IEEE PES como referência para tratativa neste campo da engenharia elétrica.

2.2 ANEEL

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) responsável por regular e fiscalizar todas as partes integrantes do sistema elétrico: geração, transmissão e a distribuição da energia elétrica (TAVARES, 2003).

A estrutura organizacional da agência é dividida em dois níveis hierárquicos, proporcionando maior agilidade e eficiências nas decisões advindas deste órgão. Há, também, a divisão por superintendências conforme macroprocessos. Uma dessas superintendências é a Superintendência de Regulação de Serviços de Distribuição (SRD).

A SRD tem a função de regular tecnicamente os serviços de distribuição de energia elétrica, baseando-se em regras e procedimentos, referindo-se ao planejamento do acesso, à operação, à expansão e à medição do sistema de distribuição. Também possui a função de estabelecer normativas para indicadores de qualidade do serviço e do produto energia elétrica, incluindo o desenvolvimento de redes inteligentes e o gerenciamento do lado da demanda. Por fim, a superintendência regula as condições gerais de fornecimento de energia elétrica quanto à relação entre consumidores e distribuidoras de energia elétrica, à propagação do acesso à energia elétrica e à aplicação da tarifa social de energia elétrica.

2.2.1 PRODIST

Os procedimentos de distribuição, comumente conhecido como PRODIST, são documentos oficiais elaborados pela ANEEL, com a participação de outros agentes do sistema de distribuição, cujo objetivo é normatizar e padronizar atividades relacionadas ao funcionamento e desempenho do sistema de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2021a).

Sua primeira versão foi aprovada pela Resolução Normativa nº 345/2008 e este documento é

aplicável a sistemas elétricos de distribuição, que incluem todas as redes e linhas de distribuição de energia elétrica em tensão inferior a 230 kV, seja em tensão baixa, média ou alta. No final de 2021 foi anuída a Resolução Normativa nº 956/2021 que traz atualização ao PRODIST (ANEEL, 2021a).

No total, o PRODIST é composto por onze módulos:

- Módulo 1 - Introdução;
- Módulo 2 - Planejamento da Expansão;
- Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição;
- Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuições;
- Módulo 5 - Sistemas de Medição;
- Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações;
- Módulo 7 - Cálculo das Perdas na Distribuição;
- Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica;
- Módulo 9 - Ressarcimento de Danos Elétricos;
- Módulo 10 - Sistema de Informação Geográfica Regulatório;
- Módulo 11 - Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares.

2.2.2 Módulo 8

O módulo 8 estabelece os procedimentos relativos à qualidade da energia, considerando os aspectos como produtos, serviço e atendimento ao consumidor (ANEEL, 2021a).

Na seção 8.1, referente a qualidade do produto, são definidos os termos e os indicadores da qualidade de energia elétrica, os quais evidenciam os fenômenos, determinam quais são os limites e os valores de referência, indicam como devem ser feitas as medições, gerem as reclamações relativas aos parâmetros analisados (tensão em regime permanente e perturbações na forma de onda de tensão) e trazem análises específicas de qualidade da energia elétrica para fins de acesso aos sistemas de distribuição (ANEEL, 2021a).

Os fenômenos analisados da qualidade de produto no módulo 8 para determinar a qualidade de energia elétrica são divididos em permanentes e transitórios. Os permanentes são: tensão em regime permanente, fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão

e variação de frequência. Enquanto para o transitório há apenas o indicador de variações de tensão de curta duração (VTCD) (ANEEL, 2021a).

2.3 IEEE POWER & ENERGY SOCIETY

O *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) possui grupos de estudos em inúmeras áreas de interesse na engenharia elétrica e eletrônica. Um destes grupos é o *IEEE Power & Energy Society* ou IEEE PES, responsável pela produção de estudos e documentos na área potência trazendo maior clareza e direcionamento a temas atuais inerentes à vida de um engenheiro.

2.3.1 IEEE 1159:2019

Um desses guias produzidos pelo grupo IEEE PES, por meio do comitê de transmissão e distribuição, é o documento 1159:2019, que fornece um conjunto de termos, definições e práticas para descrever fenômenos de qualidade de energia (IEEE, 2019). Esse documento é amplamente usado como auxílio na regulação da qualidade de energia elétrica no mundo.

Os fenômenos que estão presentes nesse documento podem ser categorizados como transientes, curta duração, longa duração, desbalanceamento, distorções de forma de onda, flutuações de tensão e variações de frequência (IEEE, 2019).

2.4 PARÂMETROS DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

2.4.1 Tensão em Regime Permanente

A tensão elétrica é a diferença de potencial elétrico entre dois pontos de uma região de um campo eletrostático. Quando o trabalho realizado, contrário as forças elétricas, for igual a 1 joule ao se descolar uma carga entre estes dois pontos, haverá uma tensão de 1 volt (CREDER, 2016).

Regime permanente é a condição posterior aos efeitos dos transientes em um sistema, ou seja, quando estes efeitos já não são mais importantes para descaracterizar uma função senoidal, uma característica fundamental de um sistema alternado. Portanto, tensão em regime permanente

é a diferença de potencial elétrico entre dois pontos após os efeitos transientes do sistema, caracterizando uma função senoidal.

2.4.1.1 Limites Normativos do PRODIST

De acordo com o item 2.1.1. do Módulo 8 do PRODIST, a qualidade de energia elétrica no que tange a tensão em regime permanente se dá pela análise da conformidade deste parâmetro, baseando-se nos limites adequados, precários e críticos, conforme é demonstrado na figura 2.1 (ANEEL, 2021a).

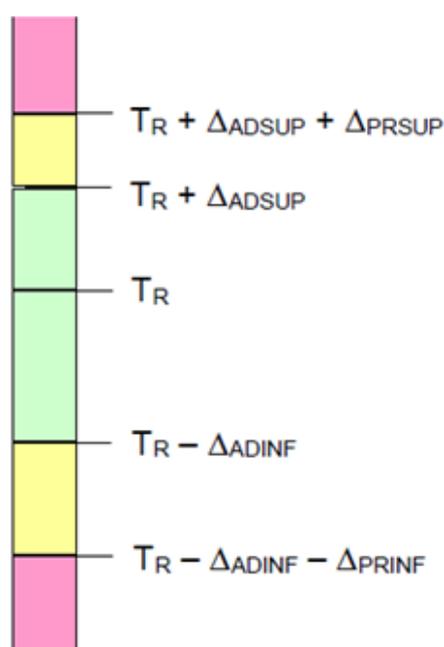


Figura 2.1. Limites de tensão em regime permanente regulamentados pela ANEEL. Adaptada de (ANEEL, 2021a).

em que, a T_R é a tensão de referência, $T_R + \Delta_{ADSUP}$ e $T_R - \Delta_{ADINF}$ são os limites da faixa adequada de tensão. Por fim, $T_R + \Delta_{ADSUP+PRSUP}$ e $T_R - \Delta_{ADINF-PRINF}$ são os limites da faixa precária de tensão.

Além disso, é definido pelo PRODIST, a forma de avaliação de tensão em regime permanente por meio de indicadores individuais e coletivos de conformidade da tensão elétrica, como serão os critérios destas medições e do registro delas e o tempo para a compensação pela não-conformidade de tensão.

A faixa de tensão de atendimento é mostrada na tabela 2.1. Caso a tensão nominal de

atendimento seja 380 volts (fase-fase) e 220 volts (fase-neutro), a tabela 2.2 apresenta quais são os valores reais que limitam as faixas adequadas, precária e crítica.

Tabela 2.1. Faixa de variação em relação à tensão nominal. Adaptada de (ANEEL, 2021a).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da tensão de leitura (TL) em relação à tensão nominal (TN)
Adequada	$0,92TN \leq TL \leq 1,05TN$
Precária	$0,87TN \leq TL < 0,92TN$ ou $1,05TN < TL \leq 1,06TN$
Crítica	$TL < 0,87TN$ ou $TL > 1,06TN$

Tabela 2.2. Faixa de variação em relação à tensão nominal de 380V (fase-fase) e 220V (fase-neutro). Adaptada de (ANEEL, 2021a).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da tensão de leitura (TL) em relação à tensão nominal (TN)
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399)/(202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350)$ ou $(399 < TL \leq 403)/$ $(191 \leq TL < 202)$ ou $(231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331$ ou $TL > 403)/$ $(TL < 191$ ou $TL > 233)$

Além disso, de acordo com os procedimentos de distribuição normativos, a tensão é considerada de má qualidade analisando o percentual de medições que estão acima destes valores supracitados. Para a faixa precária de tensão, são permitidos até 3% das medições (DRP_{limite}) obtidas em um mês civil, fora dos valores adequados. E para a faixa crítica, 0,5% das medições (DRC_{limite}).

$$DRP = \frac{nlp}{1008} * 100[\%] \quad (2.1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} * 100[\%] \quad (2.2)$$

em que, DRP é a duração relativa da transgressão de tensão precária; nlp é o maior valor entre fases do número de leituras situadas na faixa precária, DRC é a duração relativa da

transgressão de tensão crítica e nlc é o maior valor entre fases do número de leituras situadas na faixa crítica.

É importante salientar que caso as medições de DRP e DRC estiverem acima do limite supracitado, a concessionária deverá compensar os titulares das unidades consumidoras. Para o cálculo da compensação utiliza-se a equação 2.3.

$$Comp_{tensão} = \left[\left(\frac{DRP - DRP_{limite}}{100} \times k_1 \right) + \left(\frac{DRC - DRC_{limite}}{100} \times k_2 \right) \right] \times EUSD \quad (2.3)$$

sendo que,

$$k_1 = 0, \text{ se } DRP \leq DRP_{limite};$$

$$k_1 = 3, \text{ se } DRP > DRP_{limite};$$

$$k_2 = 0, \text{ se } DRC \leq DRC_{limite};$$

$$k_2 = 7, \text{ para consumidores atendidos em Baixa Tensão, se } DRC > DRC_{limite};$$

$$k_2 = 5, \text{ para consumidores atendidos em Média Tensão, se } DRC > DRC_{limite};$$

$$k_2 = 3, \text{ para consumidores atendidos em Alta Tensão, se } DRC > DRC_{limite};$$

DRP = valor do DRP expresso em percentual, apurado na última medição;

$$DRP_{limite} = 3\%;$$

DRC = valor do DRC expresso em percentual, apurado na última medição;

$$DRC_{limite} = 0.5\%; \text{ e}$$

$EUSD$ = valor do Encargo de Uso do Sistema de Distribuição correspondente ao mês de referência da última medição.

2.4.1.2 Limites propostos pelo IEEE 1159:2019

De acordo com as práticas recomendadas do IEEE 1159, o regime permanente dá-se após um minuto de intercorrência do evento, conforme mostrado na figura 2.2. Diferentemente do que é dito pelo documento elaborado pela agência reguladora do Brasil, as tensões não possuem níveis precários e críticos, apenas denota que a sobretensão ocorre quando o valor médio quadrático

da tensão (V_{RMS}) é maior que 1,1 pu¹, ou seja, acima de 110% da tensão nominal do sistema. Enquanto, a subtensão é quando a tensão está abaixo de 0,9 pu ou 90% (IEEE, 2019).

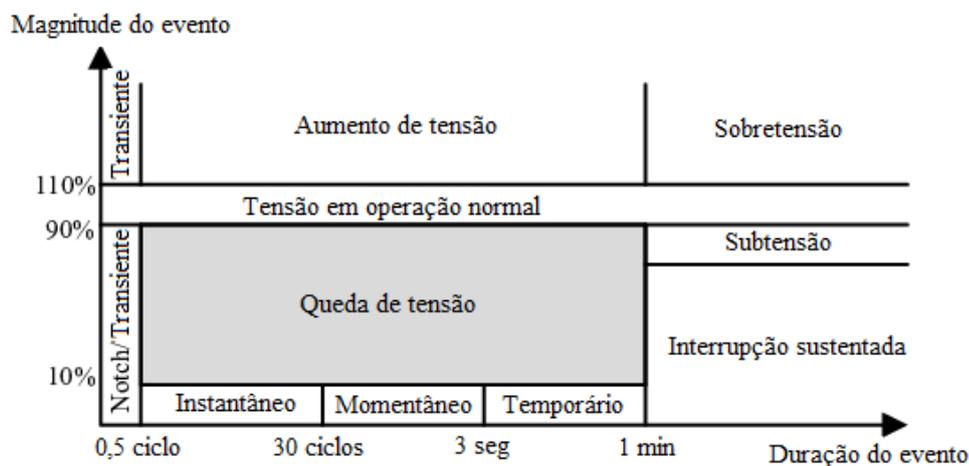


Figura 2.2. Limites de tensão em regime permanente propostos pelo IEEE. Adaptada de (IEEE, 2019).

A tabela 2.3 apresenta os valores de sobretensão e subtensão de acordo com o que é proposto pelo IEEE 1159:2019.

¹pu é a unidade utilizada no sistema por unidade. Um sistema por unidade fornece unidade para potência, tensão, corrente, impedância e admitância. A partir da potência aparente base (S_{base}) e da tensão base (V_{base}) é possível encontrar as outras grandezas

Tabela 2.3. Faixa de variação em relação à tensão nominal de 380V (fase-fase) e 220V (fase-neutro). Adaptada de (IEEE, 2019).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da tensão de leitura (TL) em relação à tensão nominal (TN)
Adequada	$(342 \leq TL \leq 418)/(198 \leq TL \leq 242)$
Não Adequada	$(TL < 342 \text{ ou } TL > 418)/$ $(TL < 198 \text{ ou } TL > 242)$

2.4.2 Fator de Potência

O fator de potência é um parâmetro importantíssimo na qualidade de energia elétrica, pois revela o quanto de energia é realmente consumida pelo cliente. Esta importância decorre também do impacto econômico que tem sobre os usuários de grandes quantidades de energia (IRWIN; NELMS, 2020).

De acordo com a Resolução Normativa nº 1000/2021 da ANEEL, o fator de potência é a razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias ativas e reativas que são consumidas em um período específico. Este indicador também pode ser feito pela divisão entre a potência ativa e a raiz quadrada da potência ativa mais a reativa (ANEEL, 2021b).

$$\frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (2.4)$$

$$\frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (2.5)$$

O fator de potência pode ser classificado de duas formas: pela natureza da carga ou pela defasagem angular entre corrente e tensão. Se a defasagem angular é positiva, a natureza da carga é indutiva; por outro lado, se o ângulo for negativo, diz-se que a carga é capacitiva, conforme é mostrado na figura 2.3.

O fator de potência, tanto indutivo ou capacitivo, tem como valor mínimo permitido por norma, o valor de 0,92. Caso a medição deste parâmetro esteja fora da faixa regulamentada será feita a cobrança de tarifas adicionais na conta de energia do consumidor final (ANEEL,

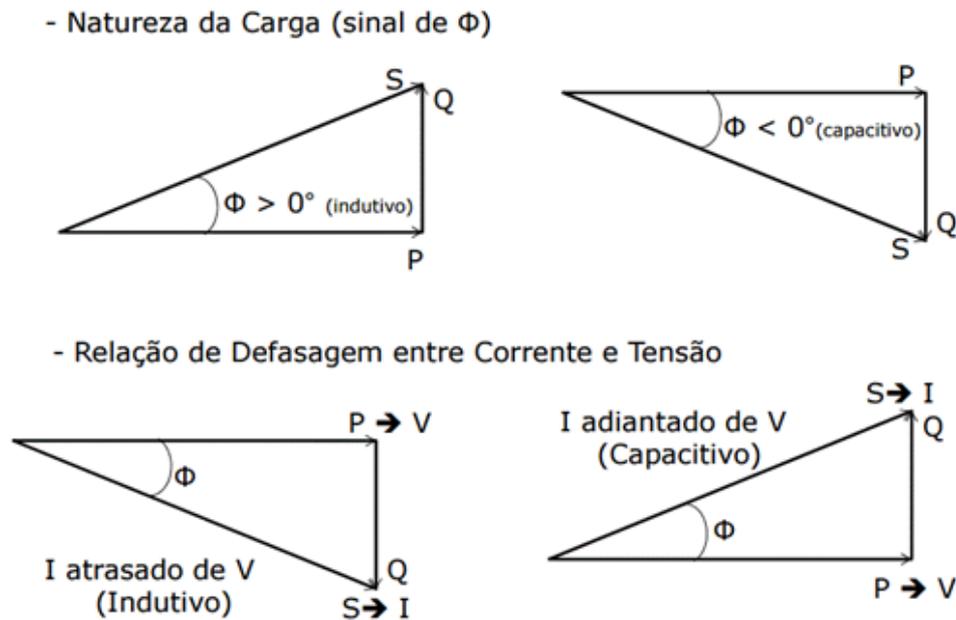


Figura 2.3. Classificação do fator de potência.

2021b).

2.4.2.1 Correção do Fator de Potência

Para que não haja cobranças devido a fator de potência abaixo do valor descrito no PRO-DIST, faz-se necessária a utilização de uma unidade para elevação deste indicador. Para isso, a alternativa mais econômica para a correção do fator de potência é a instalação de um banco de capacitores nas instalações elétricas do edifício.

A instalação do banco de capacitores pode ser feita de diversas maneiras e faz-se necessária a análise da melhor solução para a compensação de energia reativa presente. As compensações são:

- Individual: instalação do banco de capacitores será feita junto ao equipamento que está causando esta diminuição no fator de potência;
- Parcial por grupos de carga: instalação do banco de capacitores será feita em um conjunto de equipamentos, por exemplo, um quadro parcial que alimenta cargas reativas;
- Centralizada: instalação do banco de capacitores no quadro geral de baixa tensão (QGBT) do edifício;
- Combinada: instalação do banco de capacitores será feita por mais de uma maneira;

- Regulação automatizada: comumente conhecido por banco automático de capacitores (BAC), este tipo de correção é feito pelo uso de relés sensíveis às variações de energia reativa, acionando os bancos de capacitores de acordo com a demanda reativa existente.

O dimensionamento do banco de capacitores será feito pela obtenção da potência reativa necessária para que o fator de potência esteja igual ou acima do que é regulamentado. Para isso, utiliza-se o triângulo das potências, apresentado na figura 2.4.

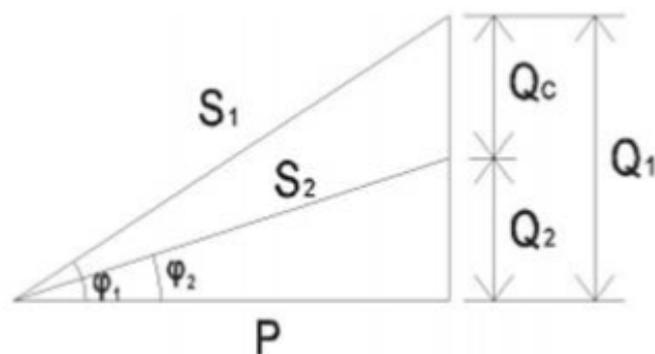


Figura 2.4. Triângulo das potências para correção do FP.

Analisando trigonometricamente, obtêm-se as seguintes fórmulas:

$$Q_1 = \text{sen}(\varphi_1) * S_1 \quad (2.6)$$

$$Q_2 = \text{sen}(\varphi_2) * S_2 \quad (2.7)$$

$$Q_c = Q_1 - Q_2 \quad (2.8)$$

Em que, Q_1 , $\text{sen}(\varphi_1)$ e S_1 são a potência reativa, o seno do ângulo de defasagem entre a tensão e a corrente e a potência aparente, antes da correção do fator de potência. E, Q_2 , $\text{sen}(\varphi_2)$ e S_2 são as mesmas variáveis, porém após a correção do fator de potência. Por fim, Q_c é a potência reativa capacitiva que será utilizada para dimensionar o banco de capacitores em quilo volt-ampere reativo (kvar).

2.4.3 Corrente Elétrica

A corrente elétrica pode ser definida como a movimentações de cargas elétricas de um condutor quando existe uma tensão entre suas extremidades. Ou seja, a corrente elétrica é o fluxo de cargas elétricas que atravessam a seção de um condutor por unidade de tempo (CREDER, 2016).

$$I = \frac{\Delta Q}{\Delta t} \quad (2.9)$$

onde, I é a intensidade da corrente elétrica, ΔQ é a variação da carga elétrica e Δt é a variação de tempo.

Diz-se que o sistema está em equilíbrio quando a soma das correntes elétrica de um sistema trifásico conectado em estrela é igual a zero. Ou seja,

$$\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C = \dot{I}_N, \text{ para ligações em estrela} \quad (2.10)$$

em que, \dot{I}_A , \dot{I}_B , \dot{I}_C e \dot{I}_N são as correntes fasoriais A, B e C e do neutro, respectivamente.

2.4.3.1 Desequilíbrio de Corrente Elétrica

O desequilíbrio de corrente em um sistema trifásico pode ser definido pela razão entre o módulo da corrente de sequência negativa pelo módulo da corrente de sequência positiva (IEEE, 2019) expressa matematicamente pela equação 2.11.

$$\% \text{ Desbalanceamento de corrente} = \frac{|I_{neg}|}{|I_{pos}|} * 100\% \quad (2.11)$$

Além disso, as recomendações do IEEE enfatizam que em equipamentos de medição, como analisadores de energia, é usualmente definido o desbalanceamento expresso na ANSI C84.1, onde o desequilíbrio é o máximo desvio em relação à média das três correntes dividido pela média das correntes fase-fase, expressa matematicamente pela equação 2.12 (IEEE, 2019).

$$\% \text{ Desbalanceamento de corrente} = \frac{MAX(\sigma) \bar{I}}{\bar{I}} * 100\% \quad (2.12)$$

No que tange aos procedimentos de distribuição da ANEEL não há regulamentação quanto ao desequilíbrio de corrente elétrica. Porém, a documentação do IEEE referente à qualidade de energia diz que níveis saudáveis para o desbalanceamento de corrente é entre 1% e 3% (IEEE, 2019).

É importante ressaltar que o desbalanceamento de corrente, ocasionada pela carga, pode provocar problemas ao sistema elétrico do edifício, por exemplo, o desgaste por aquecimento nos condutores que estão trabalhando com maior corrente e surgimento de harmônicas.

2.5 TARIFAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A tarifação de energia elétrica também é regulamentada pela ANEEL e tem como objetivo assegurar aos prestadores de serviços receita suficiente para cobrir os custos operacionais eficientes, remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade.

A tarifação tem o seu valor composto por três custos distintos: a energia gerada, o transporte da energia até as unidades consumidoras e os encargos setoriais. Além da tarifa, os Governos Federal, Estadual e Municipal cobram na conta de luz alguns tributos: PIS/COFINS, ICMS e Contribuição para Iluminação Pública.

2.5.1 Classificação das Unidades Consumidoras

As unidades consumidoras podem ser classificadas em grupo tarifário A e grupo tarifário B. O grupo A é composto pelas unidades consumidoras com conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão menor que 2,3 kV, o qual é subdividido nos seguintes subgrupos (ANEEL, 2021b):

- subgrupo A1: tensão de conexão maior ou igual a 230 kV;
- subgrupo A2: tensão de conexão maior ou igual a 88 kV e menor ou igual a 138 kV;
- subgrupo A3: tensão de conexão igual a 69 kV;
- subgrupo A3a: tensão de conexão maior ou igual a 30 kV e menor ou igual a 44 kV;
- subgrupo A4: tensão de conexão maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 25 kV; e
- subgrupo AS: tensão de conexão menor que 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de

distribuição;

O grupo B é composto de unidades consumidoras com conexão em tensão menor que 2,3 kV e subdividido nos seguintes subgrupos:

- subgrupo B1: residencial;
- subgrupo B2: rural;
- subgrupo B3: demais classes; e
- subgrupo B4: Iluminação Pública;

Além disso, o grupo A pode ser tarifado de três formas diferentes enquanto o grupo B terá sua tarifação definida apenas pelo consumo energético (tarifação monômnia) (ANEEL, 2021b).

2.5.1.1 Tarifação Monômnia

A tarifa monômnia é constituída pelo valor monetário aplicável unicamente ao consumo de energia elétrica ativa, obtida pela conjunção da componente de demanda de potência e de consumo de energia elétrica que compõem a tarifa binômnia (ANEEL, 2021b).

2.5.1.2 Tarificação Binômia

A tarificação binômia é constituída pela tarifa de fornecimento de demanda de potência e do consumo de energia elétrica. Existem três subtipos desse tipo de tarificação: convencional, horo-sazonal verde, horo-sazonal azul.

As tarificações horo-sazonais possuem tarificações distintas dependendo do horário e do mês de utilização da energia elétrica ou da demanda de potência. O custo pelo horário de utilização é dividido em ponta e fora de ponta. O consumo em ponta é o período entre às 18h e 21h e o restante é considerado fora de ponta. Enquanto a tarificação sazonal é denominada período úmido (entre dezembro e abril) e período seco (de maio a novembro).

Vale ressaltar que os subgrupos que possuem alimentação acima de 69kV são tarifados, obrigatoriamente, pela tarifa horo-sazonal azul. A tabela 2.4 apresenta a estrutura tarifária dos consumidores pertencentes ao grupo A.

Tabela 2.4. Estrutura tarifária dos consumidores do grupo A. Adaptada de (ANEEL, 2021b).

Consumidores		Demanda Contratada	
Subgrupos	Tensão	≥ 150 kW	< 150 kW
A1	≥ 230 kV	Tarifa Horo-Sazonal Azul Obrigatória	Tarifa Horo-Sazonal Azul Obrigatória
A2	88 kV a 138 kV	Tarifa Horo-Sazonal Azul Obrigatória	Tarifa Horo-Sazonal Azul Obrigatória
A3	69 kV	Tarifa Horo-Sazonal Azul Obrigatória	Tarifa Horo-Sazonal Azul Obrigatória
A3a	30 kV a 44 kV	Tarifa Horo-Sazonal Azul Tarifa Horo-Sazonal Verde Convencional	Tarifa Horo-Sazonal Azul Tarifa Horo-Sazonal Verde Convencional
A4	2,3 kV a 25 kV	Tarifa Horo-Sazonal Azul Tarifa Horo-Sazonal Verde Convencional	Tarifa Horo-Sazonal Azul Tarifa Horo-Sazonal Verde Convencional
AS	$> 2,3$ kV	Tarifa Horo-Sazonal Azul Tarifa Horo-Sazonal Verde Convencional	Tarifa Horo-Sazonal Azul Tarifa Horo-Sazonal Verde Convencional

A modalidade tarifária convencional binômia é a aplicada às unidades consumidoras pertencentes ao grupo A que são tarifadas pelo consumo de energia elétrica e pela demanda de potência, independentemente das horas de utilização da energia elétrica (ANEEL, 2021b).

A modalidade de tarifação horo-sazonal verde é feita mediante contrato com a concessionária de energia elétrica, em que a demanda contratada independe do horário, porém há diferenciação na tarifação pelo consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização no período de ponta e no período fora de ponta e, também, de acordo com o período de tarifação úmido ou seco (ANEEL, 2021b).

Por fim, a tarifação horo-sazonal azul que também necessita de contratação com a concessionária, porém nesse caso a tarifação de demanda também é dividida entre ponta e fora de ponta e a tarifação por consumo de energia elétrica é feita da mesma forma que a tarifação verde.

A tabela 2.5 traz o resumo de cada uma das modalidades de tarifação regulamentadas pela ANEEL.

Tabela 2.5. Modalidades tarifárias dos consumidores do grupo A. Adaptada de (ANEEL, 2021b).

Modalidade Tarifária	Tarifa de Demanda (R\$/kW)	Tarifa de Consumo (R\$/kWh)
Convencional	Única	Única
Horo-Sazonal Verde	Única	Horário de Ponta Úmido/Seco
	Única	Horário de Fora de Ponta Úmido/Seco
Horo-Sazonal Azul	Horário de Ponta	Horário de Ponta Úmido/Seco
	Horário Fora de Ponta	Horário de Fora de Ponta Úmido/Seco

2.5.1.3 Tarifação por excesso de energia reativa (EREX)

Na seção VIII da Resolução Normativa nº 1000/2021 diz que a unidade consumidora do grupo A será cobrada pelo montante de energia elétrica e pela demanda de potência reativas excedentes ao que está estabelecido, conforme as seguintes equações:

$$\sum_{T=1}^n \left[EEAM_T \times \left(\frac{f_R}{f_T} - 1 \right) \right] \times VR_{ERE} \quad (2.13)$$

$$D_{RE}(p) = \left[\prod_{T=1}^n MAX \left(DAM_T \times \frac{f_R}{f_T} \right) - DAF(p) \right] \times VR_{DRE} \quad (2.14)$$

em que:

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 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 uma hora, durante o período de faturamento, observadas as definições dispostas nos incisos I e II do § 1º;

VR_{ERE} = valor de referência equivalente à tarifa de energia "TE" de 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 " f_R ", no período de faturamento, em reais (R\$);

DAM_T = demanda de potência ativa medida no intervalo de integralização de uma hora "T", durante o período de faturamento, em quilowatt (kW);

$DAF(p)$ = 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 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 = intervalo de uma hora no período de faturamento;

p = posto tarifário ponta ou fora de ponta para as modalidades tarifárias horárias;

n = número de intervalos de integralização "T", por posto tarifário "p", no período de

faturamento.

2.6 ANÁLISE DE DADOS

A análise de dados é um processo de inspeção, limpeza, transformação e modelagem de dados com o objetivo de se obter informações relevantes, adquirir conclusões fundamentadas e dar suporte na tomada de decisão (BROWN; KUDYBA, 2014).

Atualmente, a análise de dados pode ser dividida em 5 categorias: análise descritiva, análise diagnóstica, análise preditiva, análise prescritiva e análise cognitiva. É importante salientar que essas categorias coexistem e se complementam (KRÓL; ZDONEK, 2020).

2.6.1 Tipos de Análises de Dados

A análise descritiva permite aprender e entender a realidade por meio da categorização dos dados e da separação pelo padrão que eles contêm. É considerada como a fonte primária de informação provendo a resposta para a pergunta "O que aconteceu?".

A análise diagnóstica fornece a resposta para a pergunta "Por que isso aconteceu?". Muitas vezes é considerada equivalente à análise tradicional, pois as decisões tomadas possuem um certo atraso ao recebimento dos dados.

A análise preditiva pode ser considerada como análise avançada pois envolve o uso de modelagem, a preparação de simulações e previsões quanto aos resultados obtidos. A análise preditiva está focada nas previsões oferecendo resposta para a questão "O que acontecerá no futuro?". Esse tipo de análise procura por padrões e relações que ocorreram no passado para produzir previsões.

A análise prescritiva usa simulações e aprendizado de máquina para sugerir ações que devem ser tomadas para alcançar os resultados desejados. Este tipo de análise provê a resposta para a pergunta "Quais ações devem ser tomadas?".

Por fim, a análise cognitiva utiliza a inteligência artificial e análises de alta performance para automatizar o processo de tomada de decisão e aprimorar a eficiência das decisões tomadas através da cooperação com máquinas inteligentes (KRÓL; ZDONEK, 2020).

CAPÍTULO 3

DESCRIÇÃO DA CARGA

Neste capítulo são descritas as medições realizadas e as cargas que compõem os prédios analisados.

3.1 CARACTERÍSTICAS DO PRÉDIO CORPORATIVO

O prédio analisado neste trabalho está localizado na cidade de Brasília e é composto de duas torres (torre E e F) de 8 pavimentos cada, sendo 3 destes compartilhados (auditório, 1° subsolo e 2° subsolo) e o restante dos andares (térreo, 1° ao 3° andar e cobertura) é espelhado para cada um dos blocos.

A área do empreendimento é de 24 mil m^2 , sendo que 12,8 mil m^2 são para ambiente de escritório e os demais são ambientes de uso comum ou das instalações (elétricas, hidrossanitárias, climatização do ar) que compõem as torres.

Com classificação AAA¹, o prédio corporativo estudado possui tecnologias de ponta. Este empreendimento possui aproveitamento da iluminação e ventilação natural, somado ao ar-condicionado central com sistema entálpico, proporcionando a redução no consumo de energia elétrica. Além disso, o sistema de supervisão predial e de automação propiciam segurança e redução dos custos operacionais.

Além disso, o empreendimento, em relação à tarifação utilizada, se enquadra no grupo AS, ou seja, possui tensão de alimentação abaixo de 2,3 kV e sua demanda é maior do que 150 kW. A tarifação escolhida para este prédio foi a horo-sazonal verde, portanto sua tarifação de demanda é igual em todos os períodos do dia e ano, enquanto a tarifação de consumo muda, conforme mostrado na tabela 2.5.

¹A classificação de Triplo A (ou AAA) refere, no mercado imobiliário, ao que há de melhor atualmente na categoria de empreendimentos corporativos, ou seja, máxima qualidade, padrão de construção e de tecnologia em relação aos sistemas prediais.

3.1.1 Base de dados

As bases de dados utilizadas neste trabalho foram extraídas do analisador de energia *Fluke 438-II*, instalado em diferentes locais do edifício em que o estudo está sendo realizado. Os dados extraídos estão na extensão *.fpqo*, específica para ser lida pelo aplicativo da fabricante do analisador de qualidade de energia, o *Power Log 430-II*.

3.1.1.1 Medições

As medições realizadas foram feitas primeiramente nos quadros gerais do prédio corporativo. Após a análise dos dados dos quadros gerais, foram percebidos alguns problemas que necessitavam de novas medições em locais específicos, com o objetivo de trazer maior assertividade na proposta de solução aos distúrbios.

A tabela 3.1 mostra os locais de instalação, o período que o equipamento esteve instalado nos painéis elétricos e a quantidade de medições feitas.

Tabela 3.1. Descrição das medições realizadas no prédio corporativo.

Nº	Local	Torre	Início	Fim	Intervalo entre Medições	Quantidade de Medições
1	Quadro Geral	F	26/06/2020 08:16	03/07/2020 08:15	1 minuto	10080
2	Quadro Geral	E	19/08/2020 08:23	26/08/2020 07:09	1 minuto	10007
3	Quadro CAG	E	26/08/2020 07:35	26/08/2020 23:16	1 minuto	942
4	Quadro CAG	E	28/08/2020 07:15	28/08/2020 23:11	1 minuto	957
5	Quadro CAG	E	31/08/2020 07:41	31/08/2020 21:38	1 minuto	838
6	Quadro CAG	E	01/09/2020 06:51	01/09/2020 22:05	1 minuto	915
7	Quadro CAG	E	02/09/2020 06:36	02/09/2020 08:19	1 minuto	104
8	Quadro UPS	F	14/09/2020 08:35	21/09/2020 08:34	1 minuto	10080
9	Quadro Geral	F	06/05/2021 10:10	13/05/2021 08:38	1 minuto	9989
10	Quadro Geral	E	13/05/2021 09:09	20/05/2021 08:20	1 minuto	10032

No quadro geral da central de água gelada (CAG), não foi possível fazer a instalação de forma contínua, pois o quadro elétrico, onde é feita a instalação do analisador, está em um local aberto.

Por fim, a figura 3.1 apresenta o diagrama unifilar do prédio corporativo, a fim de auxiliar no entendimento dos resultados obtidos. Este diagrama unifilar é similar para as duas torres e nenhuma instalação elétrica é compartilhada entre si. O local de instalação do analisador de energia das medições 1, 2, 9 e 10 descritas na tabela 3.1 foram feitas após a medição da

concessionária, as medições 3 a 7 foram feitas no quadro da CAG (Central de Água Gelada) e a medição 8 foi feita nos barramentos de alimentação do quadro QGD-U (Quadro Geral de Distribuição UPS).

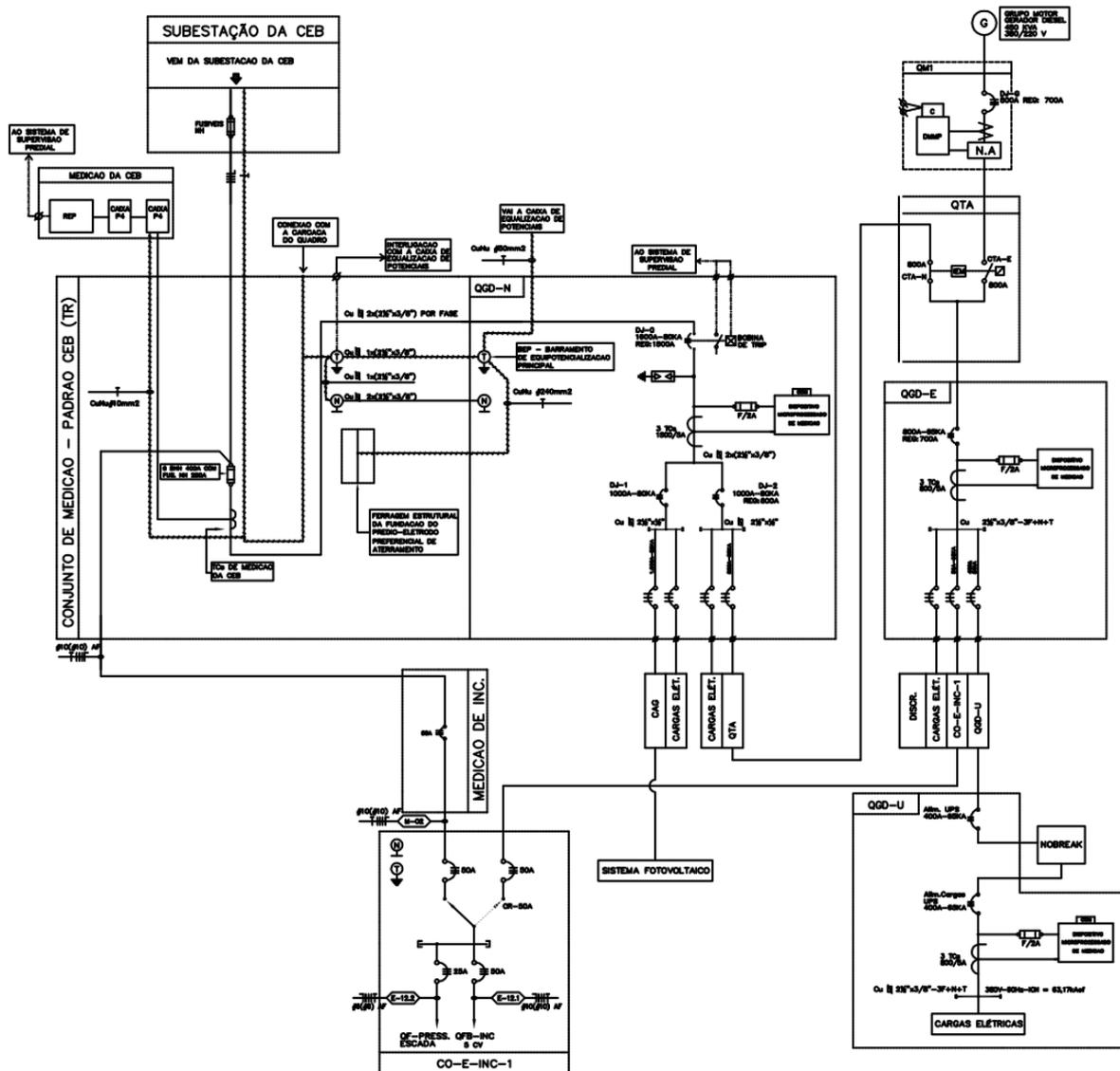


Figura 3.1. Diagrama unifilar para uma das torres do empreendimento corporativo.

3.1.2 Grupo Motor-Gerador

De acordo com a NBR 14464, um grupo motor-gerador é um equipamento cuja função é ser fonte principal ou auxiliar de energia elétrica, gerando energia confiável para alimentar as cargas de um empreendimento. Este equipamento é usado tanto para a redução de custos em horário de ponta quanto como garantia de fornecimento de energia elétrica caso ocorra alguma falha na rede de distribuição, ou ainda, como abastecimento elétrico em áreas remotas onde

não há rede de distribuição. Com isso, o GMG contribui para a redução de riscos e prejuízos, gerando economia, aumentando a segurança e mantendo a alimentação de cargas críticas em caso de perda da concessionária de energia.

É um sistema constituído por um motor a combustão, que opera normalmente com o diesel, e converte a energia mecânica em energia elétrica através de um gerador síncrono o qual gera uma tensão em sua saída, com um sinal estável independentemente da variação de carga e velocidade constante em operação com regime normal.

3.1.2.1 Características do GMG

O grupo motor-gerador instalado no prédio corporativo que está em análise possui as características que podem ser vistas na tabela 3.2.

Tabela 3.2. Características do grupo motor-gerador.

Grupo Motor-Gerador	
Modelo – Motor	Scania DC12
Modelo – Gerador	Cramaco G2R
Modelo – USCA	Stemac
Potência do GMG	500 kVA

É importante ressaltar que há um GMG para cada uma das torres, com os mesmos componentes (motor, gerador, USCA²).

3.1.3 Uninterruptible Power Supply (UPS)

O sistema UPS tem como objetivo o fornecimento de energia limpa, condicionada e ininterrupta para alimentação de cargas sensíveis, como por exemplo, data centers, sistemas de comunicação, sistema de suporte médico em hospitais. Em geral, a saída do sistema UPS deve ser uma senoide regulada com uma taxa de distorção harmônica baixa, independentemente de mudanças na alimentação do edifício e de mudanças abruptas em cargas que também estão conectadas ao sistema. Existem três principais classificações de sistema UPS, de acordo com a sua configuração topológica: *Offline UPS*, *Line Interactive UPS* e *Online UPS* (AAMIR *et*

²Unidade de Supervisão de Corrente Alternada é um equipamento microprocessado que é utilizado em quadros de transferência automática de grupos-geradores.

al., 2016).

Na figura 3.2 vê-se como é a configuração típica de um sistema UPS conectado à rede elétrica.

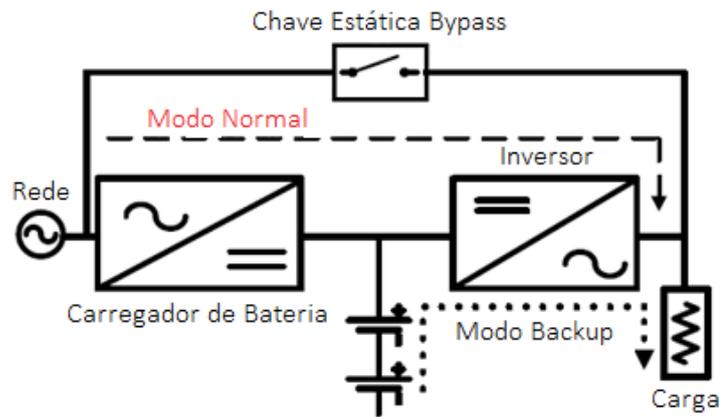


Figura 3.2. Configuração típica de um sistema *Online UPS*

3.1.3.1 Característica do UPS

O sistema UPS que está instalado no edifício possui características conforme exposto na tabela 3.3.

Tabela 3.3. Características do sistema UPS.

Sistema UPS	
Marca	<i>Chloride</i>
Modelo	90-NET/250
Potência Ativa	200,1 kW
Potência Aparente	249,9 kVA

Há dois *UPS Chloride 90-NET/250* no prédio, fornecendo alimentação ininterrupta para as cargas críticas de cada torre.

3.1.4 Central de Água Gelada

A refrigeração por central de água gelada é comumente empregado em grandes empreendimentos. O resfriamento da água é realizado por meio de *chillers*, que funcionam pelos princípios de troca de calor (FERREIRA *et al.*, 2018).

O *chiller* é o principal equipamento de uma central de água gelada, sendo responsável pelo resfriamento da água, através do ciclo de compressão de vapor. Esta água é conduzida, por meio de tubulações distribuídas no edifício até os *fancoils*, que são ventiladores que auxiliam a troca de calor entre o ambiente e a água advinda do *chiller* (BARBOSA, 2013).

Os *fancoils* devem estar localizados adjacentes aos ambientes a serem climatizados, com o propósito de reduzir as perdas de carga interna do sistema de dutos responsável pela distribuição do ar refrigerado (BARBOSA, 2013). O *chiller* tem capacidade de refrigeração medida em TR³

3.1.4.1 Característica da CAG

O prédio corporativo analisado possui 4 *chillers*, sendo 2 para cada uma das torres. As características dos equipamentos estão descritos na tabela 3.4.

A torre E possui dois *chillers*, sendo um de cada modelo e a torre F possui dois *chillers* do

³TR é a unidade de medida de potência de refrigeração comumente utilizada para dimensionar equipamentos de grande porte (*Chillers e Self Contained*). A unidade TR corresponde a 12.000 BTUs/h.

Tabela 3.4. Características da central de água gelada.

Central de Água Gelada		
Marca	<i>Trane</i>	<i>Trane</i>
Modelo	CGAD100	CGAD120
Capacidade Nominal	95,3 TR	116,8 TR
Consumo Nominal	106,5 kW	135,3 kW

modelo CGAD120.

3.1.5 Geração Fotovoltaica

A geração fotovoltaica é a energia gerada através da luz solar (radiação solar) por meio das células fotovoltaicas que são feitas de um material semicondutor dopado, geralmente o silício.

Existem três classificações para os sistemas fotovoltaicos:

- Sistema conectado à rede (SFCR);
- Sistema isolado da rede (SFI);
- Sistema fotovoltaico híbrido (SFH).

De acordo com a Resolução Normativa nº 482/2012, a partir de centrais geradoras que utilizem fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada⁴ e que tenham a potência limitada é definida a micro e a minigeração pela segue faixa de valores:

- Microgeração distribuída: potência instalada menor ou igual a 100kW;
- Minigeração distribuída: potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1MW.

3.1.5.1 Características da microgeração

O empreendimento estudado possui um sistema conectado à rede, também conhecido como sistema *On-Grid*. A energia gerada em corrente contínua pelos painéis elétricos é convertida em corrente alterada, por meio de um inversor, com mesma tensão e frequência da distribuidora. Um diferencial dessa instalação é que toda a energia gerada deve ser obrigatoriamente consumida pelas cargas elétrica, visto que não há a possibilidade de troca do medidor para bidirecional, pois configuração da rede de distribuição não permite injeção de energia na rede

⁴De acordo com o artigo 4 da RN nº 021/2000, para uma unidade seja dita como cogeração distribuída, ela deve atender aos requisitos mínimos descritos e critérios avaliativos descritos em norma.

elétrica. Portanto caso haja excedente de geração, ou seja, a geração for maior que o consumo, não haverá abatimento de consumo, conforme regulado pela ANEEL.

O descritivo do sistema fotovoltaico do empreendimento corporativo estão demonstrados na tabela 3.5.

Tabela 3.5. Características do sistema fotovoltaico.

Sistema Fotovoltaico		
Potência do Módulo	330Wp	325 Wp
Quantidade de Módulos	170	96
Potência Total	87,3 kWp	

3.2 POWER LOG 430-II

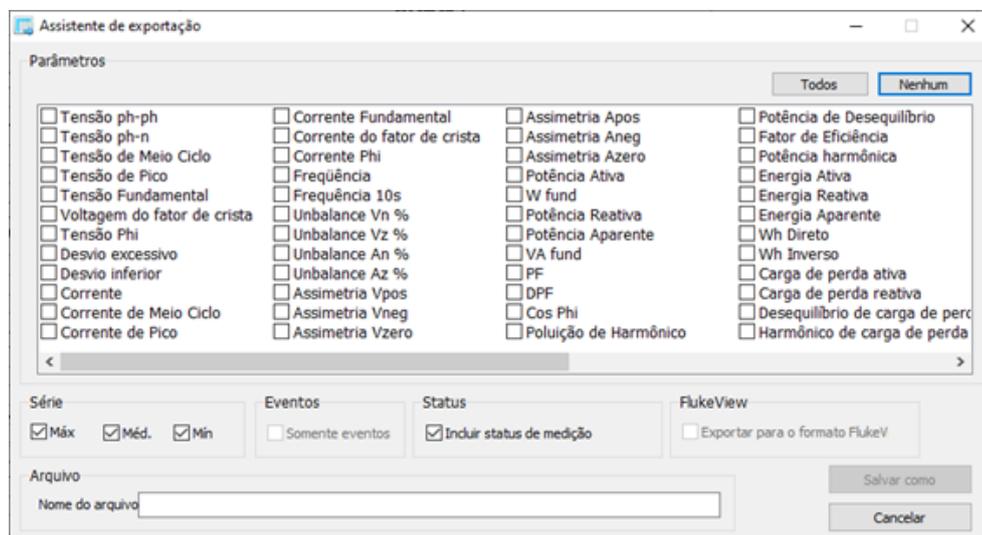
O *PowerLog 430-II* é um *software* desenvolvido pela fabricante do analisador de energia cuja função é analisar os dados coletados pelo equipamento e caso necessário, exportar os dados para verificações externas ao que o programa possibilita.

Os parâmetros analisados são escolhidos durante a configuração da medição que será feita. A tabela 3.6 expõe a quantidade de constantes coletadas em cada uma das medições realizadas no edifício.

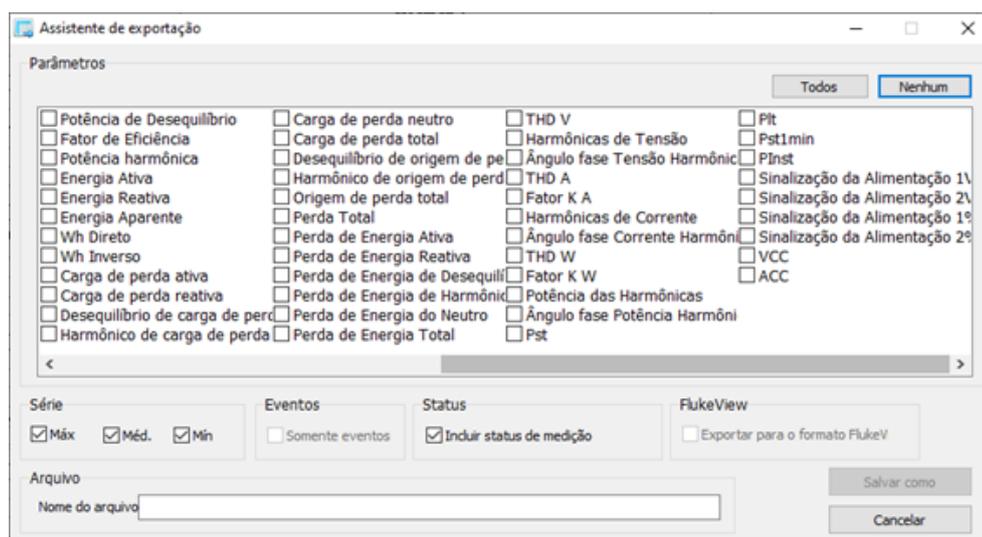
Tabela 3.6. Descrição das medições realizadas no prédio corporativo.

Nº	Local	Torre	Quantidade de Parâmetros
1	Quadro Geral	F	81
2	Quadro Geral	E	81
3	Quadro CAG	E	81
4	Quadro CAG	E	81
5	Quadro CAG	E	81
6	Quadro CAG	E	81
7	Quadro CAG	E	81
8	Quadro UPS	F	81
9	Quadro Geral	F	72
10	Quadro Geral	E	73

As figuras 3.3(a) e 3.3(b) apresentam as 81 constantes que podem ser consultadas nas medições realizadas em 2020. A análise dessas variáveis pode ser feita dentro do software ou exportadas, caso necessário.



(a)



(b)

Figura 3.3. (a) Interface com os 48 parâmetros analisados nas medições de 2020. (b) Interface de exportação dos 33 parâmetros restantes das medições de 2020.

Ademais, as medições realizadas no ano passado possuem medições distintas. As leituras da torre E possuem 73 variáveis enquanto a torre F possuem 72. As constantes que não estão nas análises feitas em 2021 são:

- Frequência 10s;
- Harmônicas de Tensão;
- Ângulo fase Tensão Harmônico;

- Fator K A;
- Harmônicas de Corrente;
- Ângulo fase Corrente Harmônico;
- Potência das Harmônicas;
- Ângulo fase Potência Harmônico.

Além disso, é importante informar que, na medição de 2021 da torre F, também não contém as medições da variável "Fator K W".

3.3 PYTHON

Durante o processo de análise dos bancos de dados, observou-se a necessidade de análises externas ao software *Power Log 430-II*. Para auxiliar nesta análise das extensas bases de dados gerada pelo analisador, foi elaborado um programa na linguagem de programação *Python* cujo objetivo é: preparar os dados, dividir as bases e criar gráficos auxiliares na tomada de decisão.

O programa foi desenvolvido com o auxílio de bibliotecas, que são coleções de módulos de *script* acessíveis a um programa *Python* para simplificar o processo de programação e remover a necessidade de reescrever os comandos mais usados. Outra motivação para a utilização do *Python* como auxiliador é devido ao tamanho dos arquivos gerados pelo software inviabilizando a análise.

3.3.1 Preparação dos dados

A preparação se inicia a partir da extração do dados que estão na extensão *.fpqo* do *Power Log 430-II*. A exportação dos dados será feita conforme explicado na subseção 3.2.

Esta exportação de dados gerará um arquivo na extensão de texto (*.txt*) que será o arquivo a ser tratado no programa desenvolvido em *Python*.

Os tratamentos feitos na base de dados são para corrigir a formatação da data, excluir dados que não possuem funcionalidade para o objetivo deste trabalho e para correção do tipo das células. Este tratamento prévio é de suma importância para que as próximas etapas sejam mais fáceis de serem realizadas. O código mencionado encontra-se no apêndice A.

3.3.2 Análise estatística

As análises feitas nos bancos de dados foram para avaliar a qualidade da tensão em regime permanente, fator de potência e desequilíbrio de tensão e corrente. Estas verificações possuíram o mesmo procedimento.

Primeiramente, foi feita uma análise gráfica das medições ao longo do tempo. Após isso, verificou-se, caso houvesse a necessidade, os parâmetros quanto a média das medições, a análise de medições *outliers* e a motivação para tais. O código mencionado encontra-se no apêndice B.

CAPÍTULO 4

APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo, é apresentada a análise do banco de dados, gerado pelo analisador de energia, em três parâmetros de qualidade de energia elétrica. A partir deste estudo serão feitas discussões acerca dos indicadores previstos nas normas vigentes e documentas auxiliares.

As análises foram feitas somente nas medições dos quadros gerais do prédio corporativo (QGBT-E e QGBT-F), pois as medições dos quadros parciais da CAG e do UPS não tiveram utilidade para o que está sendo proposto neste estudo. Diante disto, foi possível verificar a qualidade de energia elétrica de acordo com o que é descrito no módulo 8 do PRODIST e pelo IEEE 1159-2019.

As análises serão feitas em três indicadores de qualidade de energia:

- Tensão em Regime Permanente;
- Fator de Potência;
- Desequilíbrio de tensão e corrente.

Além disso, é importante destacar que, a primeira etapa é uma análise gráfica e estatística dos parâmetros analisados e, posteriormente, caso necessário, é feito um estudo aprofundado para a implementação de possíveis soluções aos problemas encontrados.

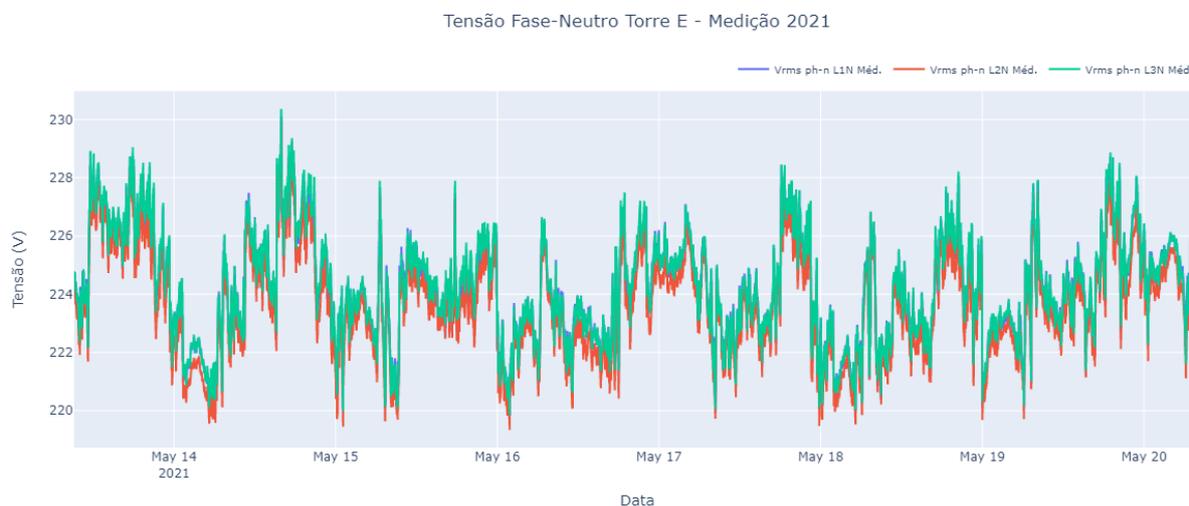
4.1 ANÁLISE DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1.1 Tensão em Regime Permanente

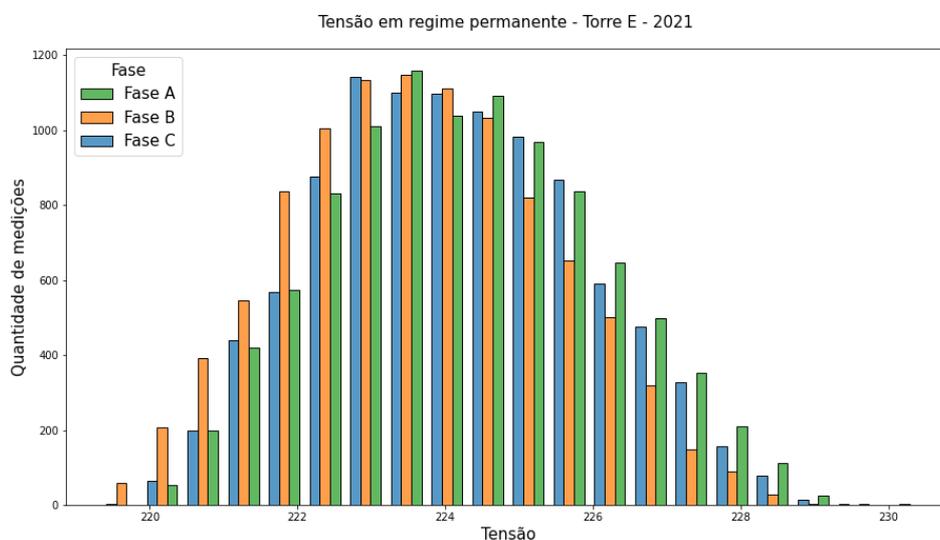
Conforme explicado na seção 2.4.1, a análise da tensão em regime permanente tem por objetivo verificar se os valores de alimentação estão dentro das faixas ditas como adequadas de acordo com a norma vigente.

Os limites de tensão descritos no Módulo 8 do PRODIST e no IEEE 1159-2019 estão descritos nas tabelas 2.2 e 2.3, respectivamente.

Na figura 4.1(a), vê-se o gráfico da tensão em regime permanente das três fases de alimentação do quadro geral de baixa tensão da torre E, a partir das medições realizadas em 2021. Ademais, na figura 4.1(b), é possível observar o histograma da tensão de alimentação das três fases que alimentam a Torre E.



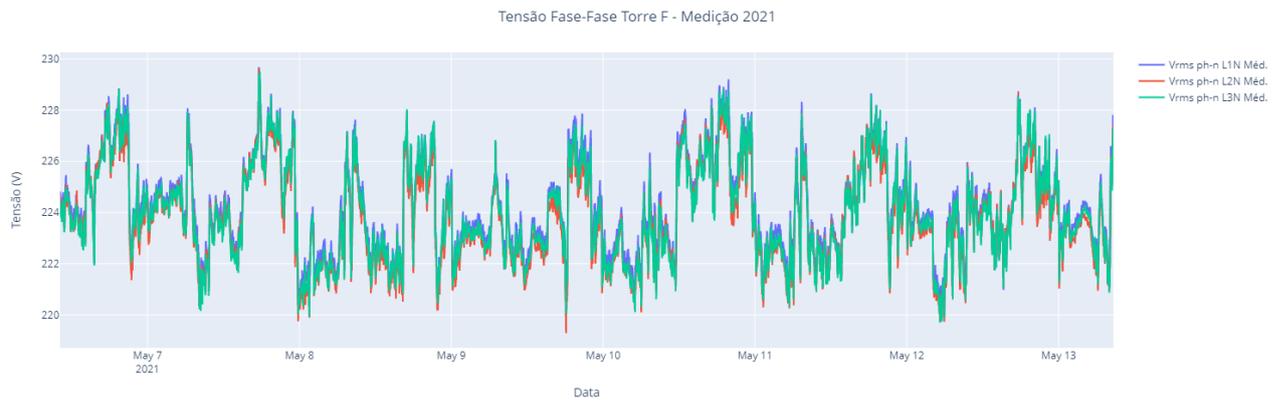
(a)



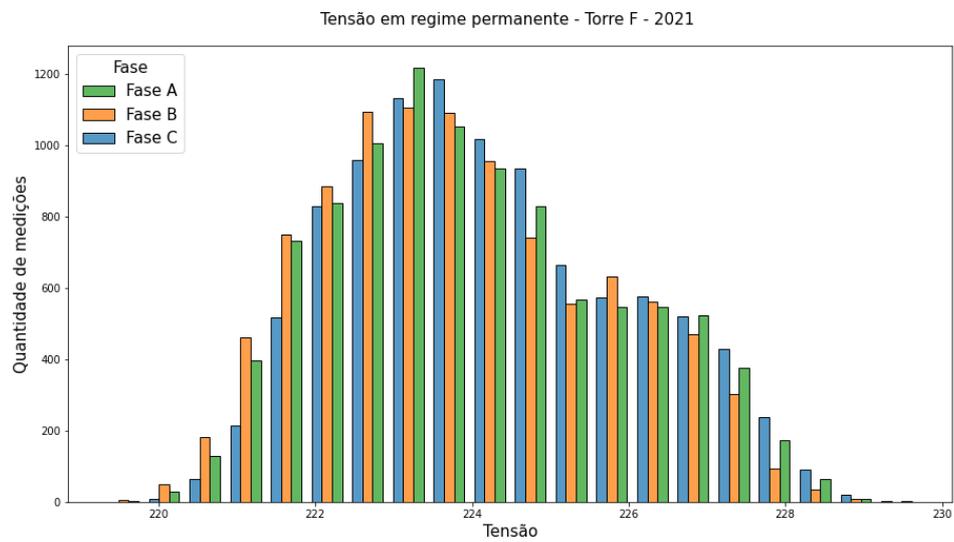
(b)

Figura 4.1. (a) Tensão em regime permanente das três fases de alimentação da torre E, durante as medições de 2021; (b) Histograma das três fases - QGBT - Torre E.

Na figura 4.2(a) mostra a tensão em regime permanente das três fases de alimentação do quadro geral de baixa tensão da torre F, a partir das medições realizadas em 2021. Além disso, na figura 4.2(b) é possível observar o histograma da tensão de alimentação das três fases que alimentam a Torre F.



(a)



(b)

Figura 4.2. (a) Tensão em regime permanente das três fases de alimentação da torre F, durante as medições de 2021; (b) Histograma das medições das três fases - QGBT - Torre F.

Através da análise gráfica das figuras acima, é possível concluir que as tensões das fases nas duas torres estão dentro do que é prescrito em norma. Porém, a fim de trazer assertividade na tomada de decisão quanto a este indicador é necessário analisar descritivamente as tensões, apresentando dados estatísticos das medições.

A tabela 4.1 apresenta a análise estatística dos valores máximo, mínimo e a média das três tensões de alimentação em cada uma das medições realizadas nos quadros gerais no decorrer deste estudo.

Tabela 4.1. Valor mínimo, médio e máximo das medições de tensão.

Ano	Local	Fase	Mínimo	Médio	Máximo
2020	Torre E	L1	219,13 V	224,22 V	229,09 V
2020	Torre E	L2	218,75 V	223,69 V	228,46 V
2020	Torre E	L3	219,12 V	224,23 V	229,16 V
2020	Torre F	L1	218,53 V	225,16 V	230,12 V
2020	Torre F	L2	218,59 V	224,98 V	230,02 V
2020	Torre F	L3	218,22 V	224,87 V	230,02 V
2021	Torre E	L1	219,83 V	224,12 V	230,11 V
2021	Torre E	L2	219,34 V	223,65 V	229,90 V
2021	Torre E	L3	219,85 V	224,23 V	230,36 V
2021	Torre F	L1	219,97 V	224,23 V	229,68 V
2021	Torre F	L2	219,29 V	223,85 V	229,62 V
2021	Torre F	L3	219,70 V	223,99 V	229,49 V

A tabela 4.2 mostra a avaliação da qualidade da tensão por meio dos valores apresentados acima, ou seja, se a alimentação das cargas do prédio corporativo possui uma qualidade de produto boa ao que é regulamentado pela ANEEL e o que é proposto como boa prática pelo IEEE PES.

Tabela 4.2. Avaliação da tensão em regime permanente de acordo com o PRODIST e o IEEE 1159:2019.

Ano	Local	Fase	IEEE 1159:2019	PRODIST - MÓDULO 8
2020	Torre E	L1	Satisfatório	Satisfatório
2020	Torre E	L2	Satisfatório	Satisfatório
2020	Torre E	L3	Satisfatório	Satisfatório
2020	Torre F	L1	Satisfatório	Satisfatório
2020	Torre F	L2	Satisfatório	Satisfatório
2020	Torre F	L3	Satisfatório	Satisfatório
2021	Torre E	L1	Satisfatório	Satisfatório
2021	Torre E	L2	Satisfatório	Satisfatório
2021	Torre E	L3	Satisfatório	Satisfatório
2021	Torre F	L1	Satisfatório	Satisfatório
2021	Torre F	L2	Satisfatório	Satisfatório
2021	Torre F	L3	Satisfatório	Satisfatório

A partir do que é apresentado na tabela supracitada é possível concluir que não houve amplitudes de tensão, fornecida pela concessionária, fora dos limites regulamentados e, com isso, é possível afirmar que possui boa qualidade de produto.

É importante salientar que, de acordo com o PRODIST, as medições possuem critérios a serem seguidos (quantidade de medições, periodicidade da medição) a fim de avaliar outros indicadores de qualidade da tensão em regime permanente como por exemplo o indicador DRP e DRC citados na seção 2.4.1.1. Entretanto, para avaliar desta forma seria necessário a instalação do analisador de energia *Fluke 438-II* ao longo de um mês civil, coletando dados a cada 10 minutos. A análise feita nesta seção é proveitosa para avaliar a qualidade da tensão de forma geral e, caso houvesse valores de tensão discrepantes ao que é descrito em norma, seria feitas novas medições, seguindo o padrão descrito no PRODIST.

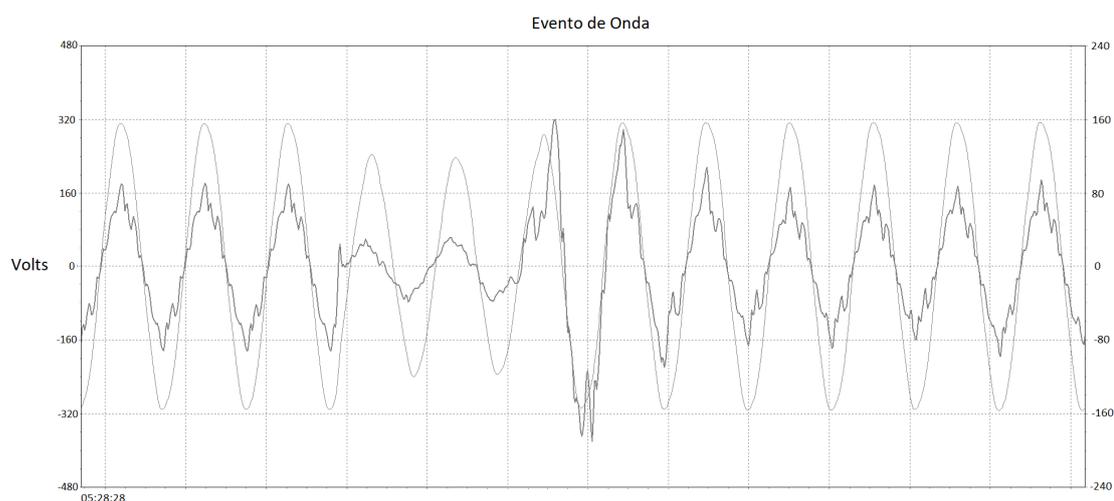
4.1.1.1 Evento de Onda - Variação de Tensão de Curta Duração

O analisador de energia *Fluke 438-II* também registra dados de eventos de onda quando a tensão tem uma queda drástica. Os limites são escolhidos no momento na configuração prévia à instalação do analisador.

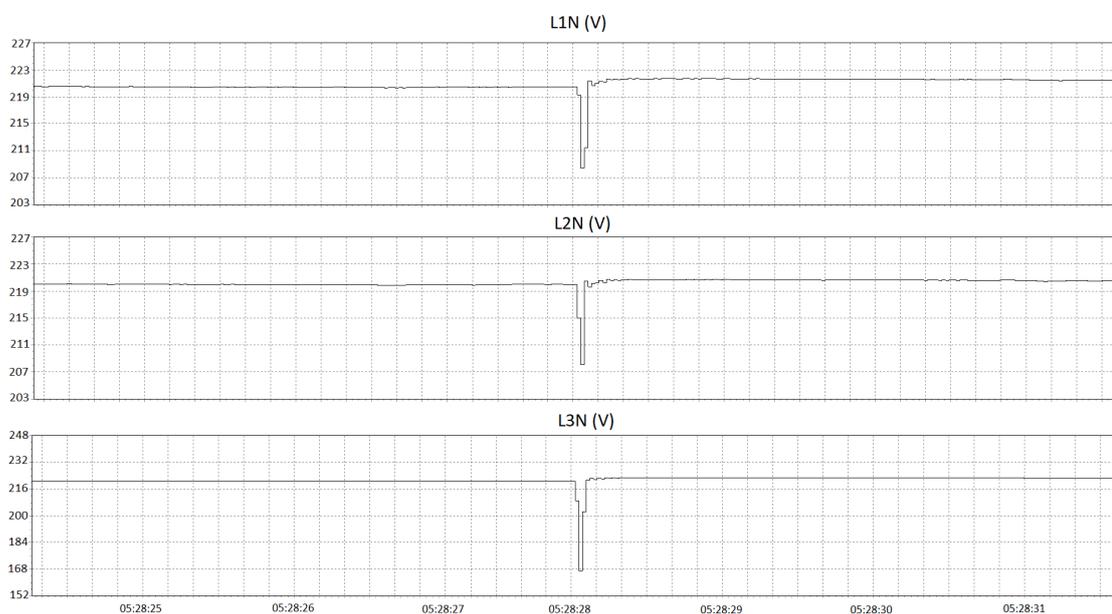
Durante as medições realizadas na torre E, por exemplo, houveram 64 eventos registrados no equipamento, com a descrição de todos os parâmetros explicitados na figura 3.3. Entre todos estes eventos, apenas um possui características de queda de tensão abaixo dos níveis de tensão

descritos na seção 2.4.1.

A figura 4.3(a) apresenta a forma de onda da tensão e corrente da fase L3 durante o evento analisado. É possível notar que, durante o evento, houve uma queda na amplitude da tensão e corrente elétrica. A figura 4.3(b) mostra a amplitude de tensão das três fases, ao longo do tempo, em que todas sofreram com este distúrbio, sendo mais claro na fase C.



(a)



(b)

Figura 4.3. (a) Forma de onda da tensão e corrente da L3 durante o evento de queda abrupta de tensão; (b) Tensão das três fases durante o evento de onda.

Este distúrbio causou uma abrupta queda de tensão, onde os níveis chegaram a 0,75pu (fase C) da tensão de alimentação nominal, conforme mostrado na tabela 4.3.

Tabela 4.3. Valores de tensão antes, durante e após o evento de onda analisado.

	Pré-Evento	Durante o Evento	Pós-Evento	Varição da Tensão
Fase L1	220,46 V	208,45 V	221,67 V	12,01 V
Fase L2	219,98 V	208,14 V	220,70 V	11,84 V
Fase L3	220,50 V	166,82 V	222,73 V	53,68 V

De acordo com o IEEE 1159-2019, a classificação de um evento possui dois fatores principais: a magnitude e a duração (IEEE, 2019).

Neste evento, somente a fase C esteve fora da tensão em operação normal (entre 110% e 90% da tensão nominal). Somado a isso, a duração do evento, de acordo com o que é mostrado na figura 4.3(b), foi de 25 milissegundos, ou um ciclo e meio.

De acordo com o documento produzido pelo IEEE PES, é possível afirmar que houve uma queda de tensão de curta-duração mas sem danos à carga do prédio corporativo. Para a análise deste parâmetro, também vale ressaltar que, segundo o PRODIST, a análise de variação de tensão de curta duração (VTCD) não abrange os sistemas de distribuição de baixa tensão (SDBT), portanto, este distúrbio não é previsto em regulamentos nacionais.

Por fim, motivado a entender a procedência desta queda de tensão, foi feita a verificação meteorológica de precipitação neste dia e, como mostra na figura 4.4, não houve nenhum evento de chuva em Brasília, descartando a hipótese de queda de tensão devido a descargas atmosféricas na rede de alimentação.

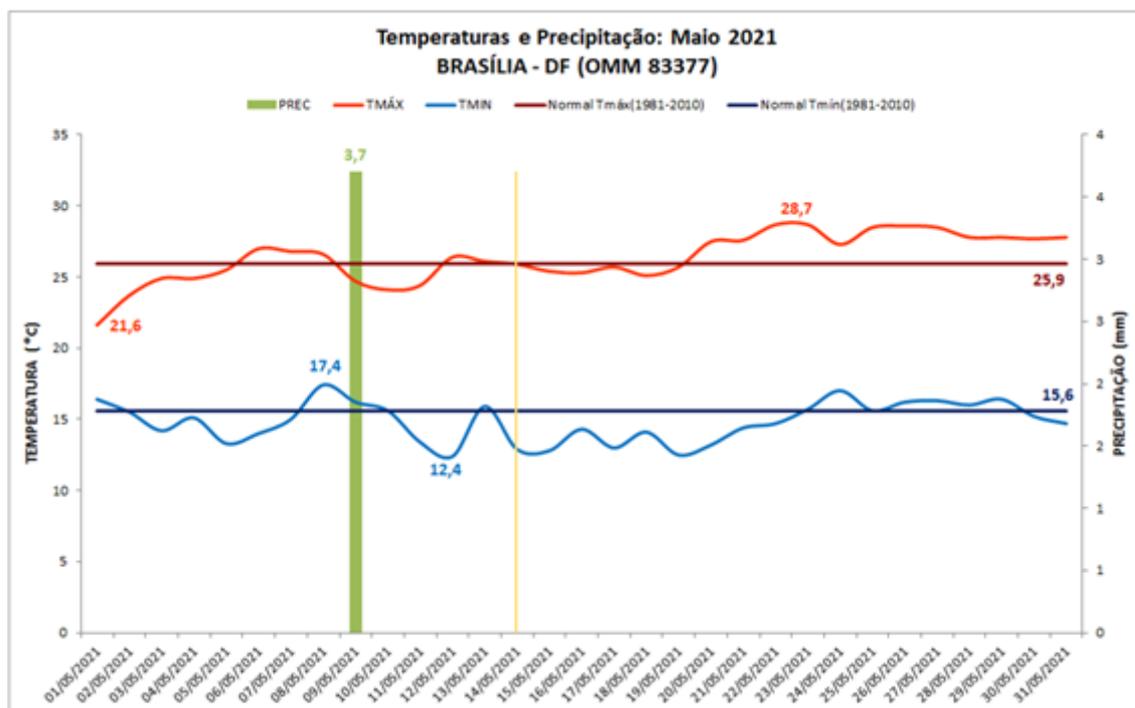


Figura 4.4. Temperatura e precipitação de chuva em Maio de 2021.

Existem outros possíveis causadores desta queda de tensão, como por exemplo, a partida de grandes cargas, seccionamento de chaves da rede de distribuição, curto-circuito por diferentes motivos, entretanto, por falta de informações, não é possível confirmar que estes são os motivadores deste distúrbio na rede de alimentação.

Portanto, é importante acompanhar estes eventos e realizar uma análise com dados externos ao adquirido pelo analisador de energia (precipitação de chuva, relatórios da ANEEL de queda de tensão, relatório da concessionária).

4.1.2 Fator de Potência

A segunda análise feita neste estudo foi a avaliação da qualidade de energia por meio do fator de potência. A motivação principal para esta parte do estudo advém do pagamento recorrente de multas por excedente reativo (EREX) nas duas torres deste prédio corporativo, o que é de suma importância para os gestores de contratos, pois é um custo a mais ao condômino.

A tabela 4.4 apresenta o custo de EREX dos últimos três anos nas torres E e F. Além disso, é importante destacar que, devido a pandemia de COVID-19, os valores demonstrados na tabela representam um valor menor do que seria pago em uso contínuo deste prédio corporativo.

Tabela 4.4. Custo EREX entre janeiro de 2020 e fevereiro de 2022.

Ano	Torre E		Torre F	
	EREX Ponta	EREX Fora de Ponta	EREX Ponta	EREX Fora de Ponta
2020	R\$ 119,35	R\$ 3.076,76	R\$ 244,16	R\$ 4.492,50
2021	R\$ 36,22	R\$ 1.103,03	R\$ 85,00	R\$ 4.484,81
2022	R\$ 3,87	R\$ 503,43	R\$ 21,30	R\$ 1.185,42
Custo de EREX - jan/2020 a fev/2022			R\$ 15.355,88	

Assim sendo, serão feitas, inicialmente, análises gráficas do fator de potência na medição a torre E no ano de 2021 e demonstrado em subseqüentes tabelas se os valores são satisfatórios ao prescrito em norma, em todas as medições realizadas. Semelhantemente ao que foi apresentado na análise anterior, caso seja necessário, serão realizadas outras abordagens, trazendo clareza a este problema.

Com isso, através dos dados advindos das análises de energia, obter-se-á soluções assertivas para a redução do custo monetário devido ao EREX.

4.1.2.1 Torre E - 2021

Como pode ser visto na figura 4.5, foi feita a análise gráfica do fator de potência total da Torre E, em que o fator de potência total é a média ponderada da razão entre as potências ativa e aparente de cada uma das fases que alimentam as cargas. Através desta figura já é possível inferir alguns pontos quanto a qualidade de energia do empreendimento.

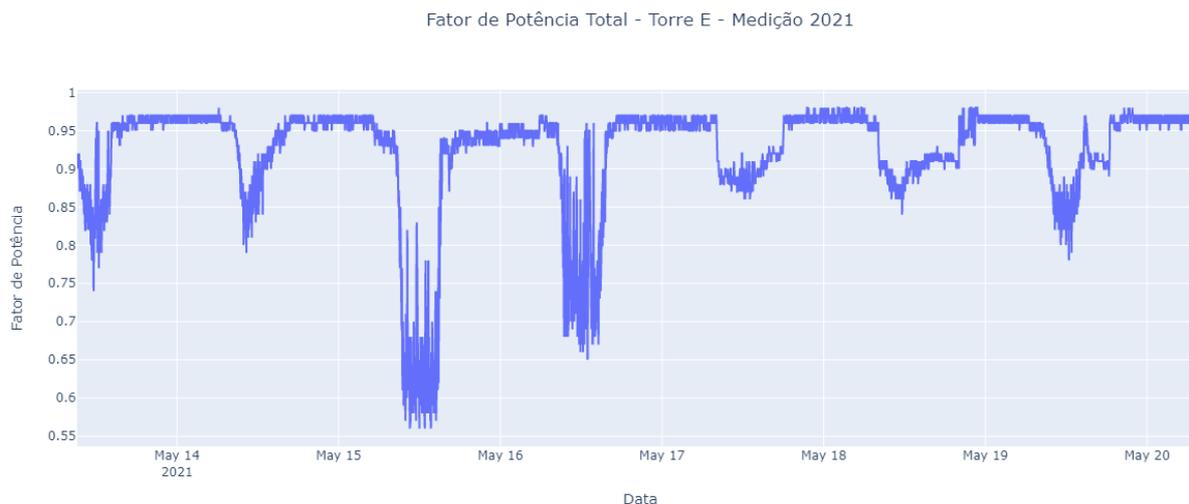
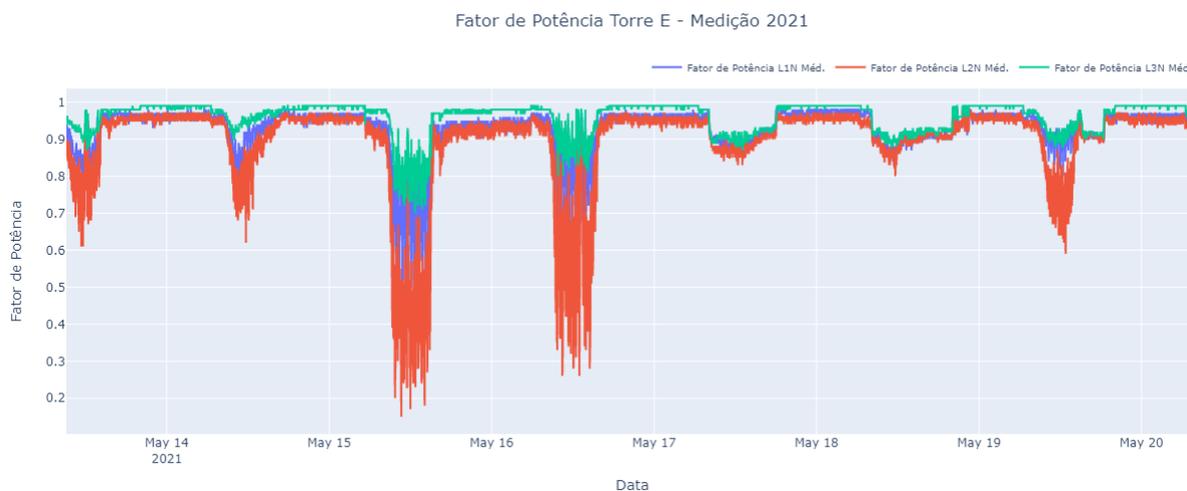


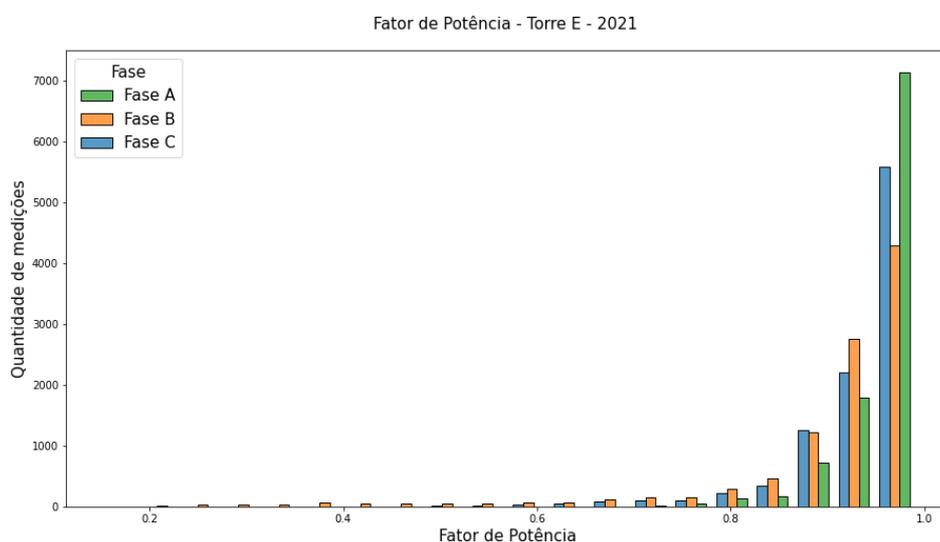
Figura 4.5. Fator de potência - Torre E (2021).

- O fator de potência tem valores abaixo de 0,92, principalmente em horário comercial (9h às 18h);
- O fator de potência tem valores abaixo de 0,92, principalmente em horário com maior irradiação solar (9h às 16h);
- O baixo fator de potência se agrava nos finais de semana.

Abaixo, as figuras 4.6(a) e 4.6(b) apresentam o fator de potência, em cada uma das fases, durante o período de instalação do analisador de energia e o histograma destas medições, respectivamente.



(a)

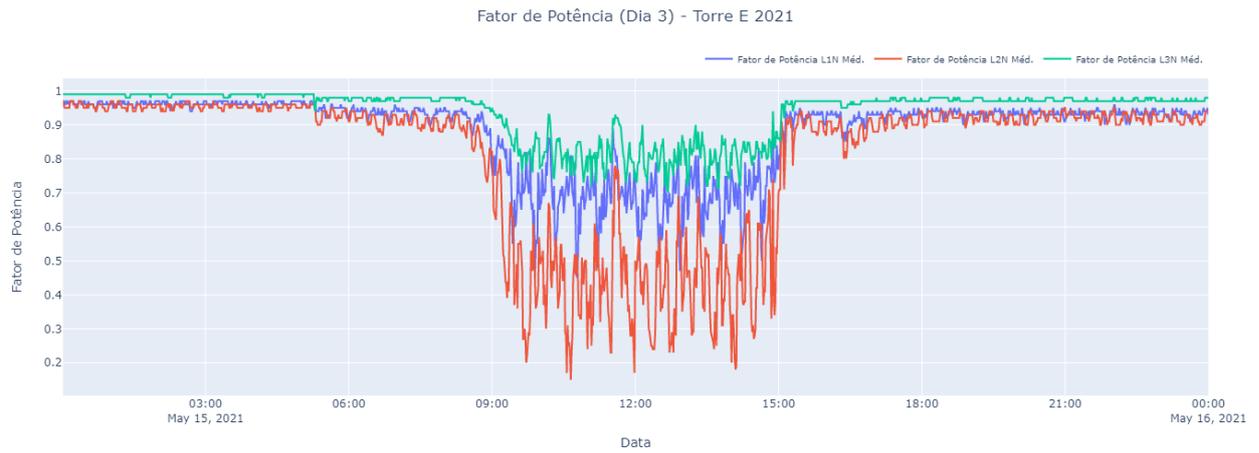


(b)

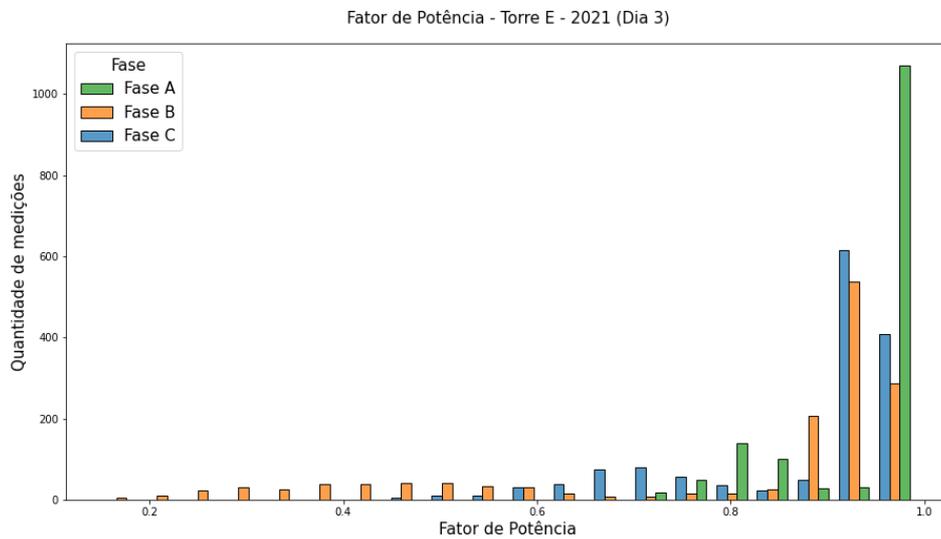
Figura 4.6. (a) Fator de potência das três fases durante todo o período de análise; (b) Histogramas das medições de fator de potência.

A partir do exposto acima nas figuras acima, constata-se que, o baixo fator de potência, causador da tarifa EREX, é mais constante nas medições do final de semana e, majoritariamente, na fase B.

A fim de trazer clareza na proposta de solução, foi feita análise focada nos finais de semana. As figuras 4.7(a) e 4.7(b) apresentam o fator de potência e o histograma das medições de 2021 realizadas no sábado. Em seguida, as figuras 4.8(a) e 4.8(b), apresentam as medições do domingo.

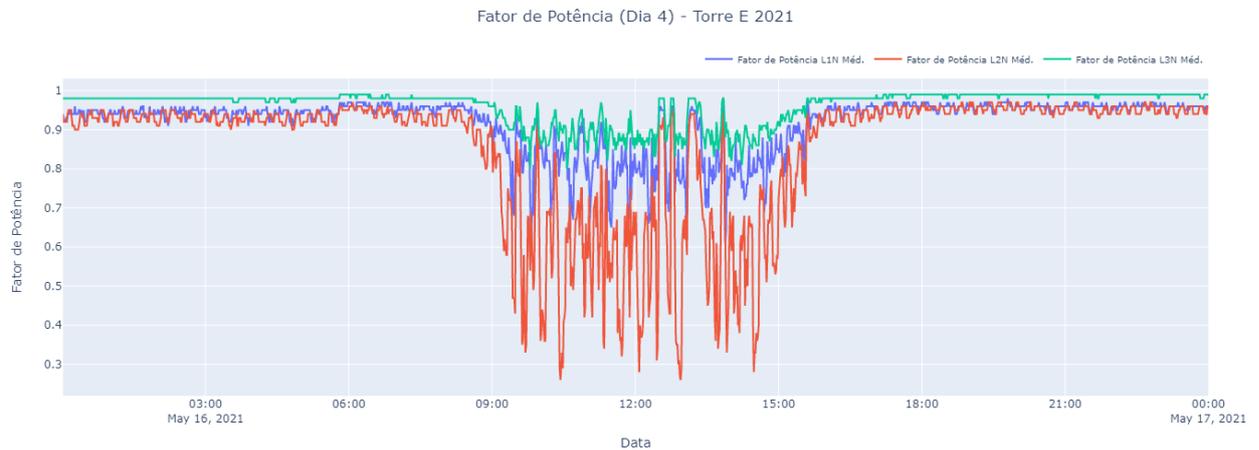


(a)

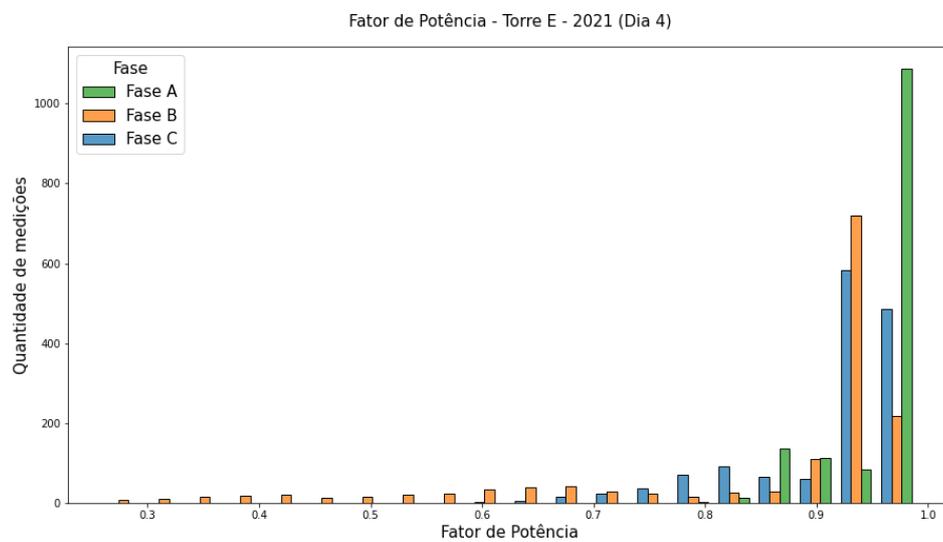


(b)

Figura 4.7. (a) Fator de potência das três fases durante o terceiro dia (sábado); (b) Histogramas das medições de fator de potência.



(a)



(b)

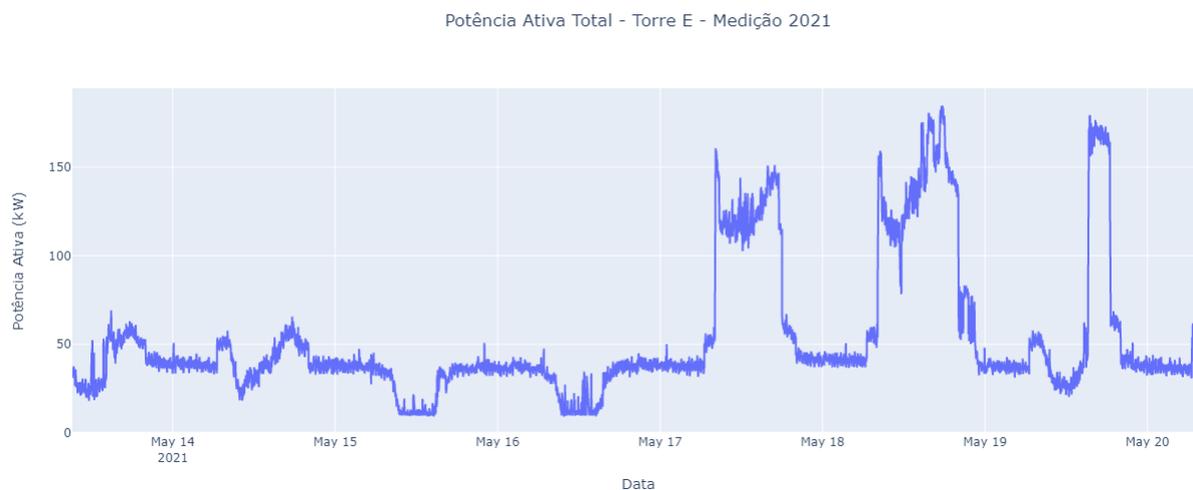
Figura 4.8. (a) Fator de potência das três fases durante o quarto dia (domingo); (b) Histogramas das medições de fator de potência.

A partir do exposto nas figuras acima, conclui-se que houve uma dispersão no histograma do fator de potência, demonstrando que nos finais de semana a quantidade de valores acima de 0,92 é maior que durante a semana. A tabela 4.5 mostra a porcentagem de valores que estão abaixo da regulação normativa da ANEEL.

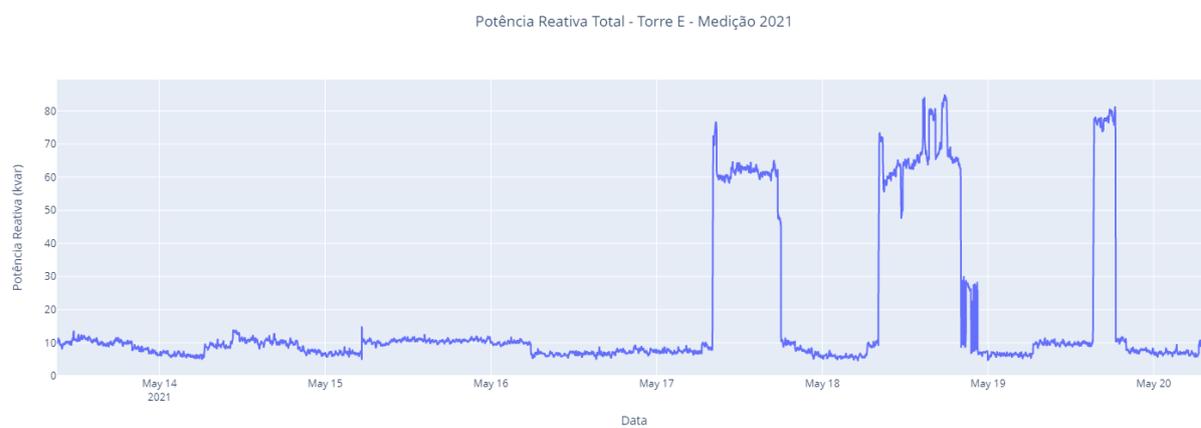
Tabela 4.5. Porcentagem de medições registradas do fator de potência abaixo do valor mínimo aceitável pela ANEEL.

	Quantidade de Medições	Fase A	Fase B	Fase C
Dia 1	891	31,43 %	33,22 %	8,19 %
Dia 2	1440	14,58 %	25,83 %	0,76 %
Dia 3	1440	32,85 %	51,67 %	26,68 %
Dia 4	1440	25,90 %	34,72 %	18,54 %
Dia 5	1440	30,28 %	39,65 %	25,28 %
Dia 6	1440	47,43 %	47,36 %	19,93 %
Dia 7	1440	27,28 %	35,90 %	20,63 %
Dia 8	501	0,00 %	0,00 %	0,00 %

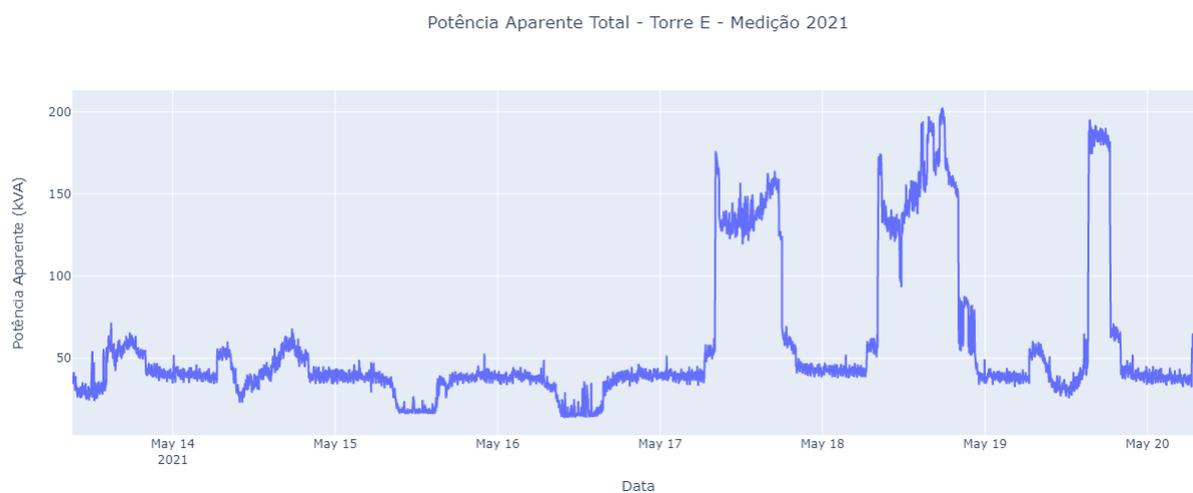
Outra importante análise a ser feita é em relação as grandezas de potência ativa, reativa e aparente. As figuras 4.9(a), 4.9(b) e 4.9(c) apresentam o gráfico ao longo do período de medição destas potências supracitadas.



(a)



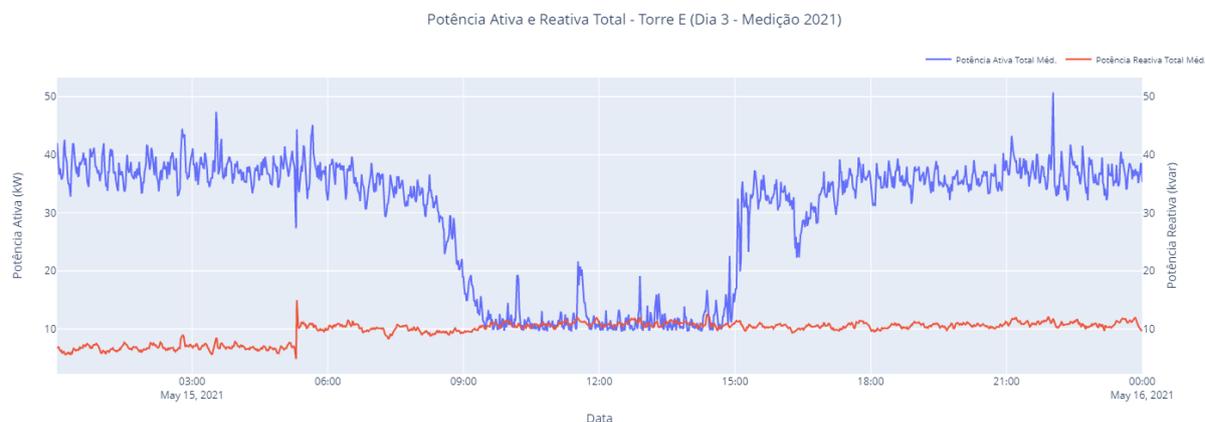
(b)



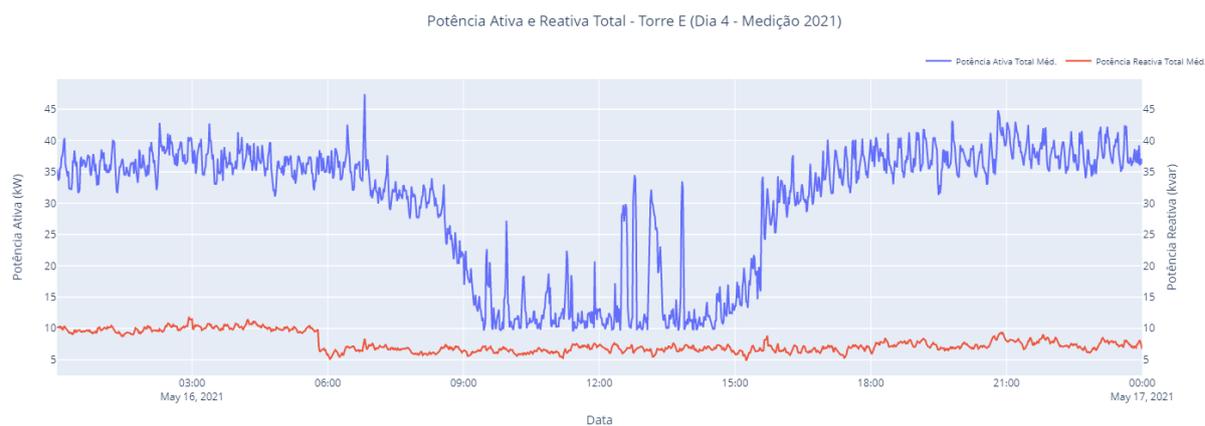
(c)

Figura 4.9. (a) Potência Ativa durante o período de medição de 2021 na torre E; (b) Potência Reativa durante o período de medição de 2021 na torre E; (c) Potência Aparente durante o período de medição de 2021 na torre E.

Nota-se que, nos dias 15 e 16 de maio, a potência ativa, principalmente no período de irradiação solar, esteve em níveis menores do que a média do final de semana. Por outro lado, a potência reativa se manteve constante. As figuras 4.10(a) e 4.10(b) apresentam o gráfico da potência ativa e reativa nos finais de semana.



(a)



(b)

Figura 4.10. (a) Potência ativa e reativa no terceiro dia de medição (sábado); (b) Potência ativa e reativa no quarto dia de medição (domingo).

Contudo, o custo de EREX se dá, conforme mostrado na seção 2.5.1.3, pela razão do fator de potência de referência e o fator de potência médio do período, multiplicado pelo montante de energia consumido no período. Assim, para se ter uma assertividade na solução proposta, o custo deve ser avaliado diariamente.

A tabela 4.6 apresenta o fator de potência médio diário no período de instalação do analisador de energia. As células em destaque representam as fases que estão abaixo do fator de potência referência, de acordo com o PRODIST.

Tabela 4.6. Fator de potência médio diário das medições da torre E em 2021.

	Fase A	Fase B	Fase C
Dia 1	0,9269	0,9011	0,9641
Dia 2	0,9438	0,9234	0,9745
Dia 3	0,8779	0,8038	0,9374
Dia 4	0,9155	0,8519	0,9609
Dia 5	0,9385	0,9240	0,9559
Dia 6	0,9322	0,9233	0,9500
Dia 7	0,9396	0,9078	0,9589
Dia 8	0,9591	0,9488	0,9854

A fim de mensurar o custo diário de EREX ao prédio corporativo, foi feita a análise conforme explicado na seção 2.5.1.3. A tabela 4.7 apresenta o custo monetário de excedente reativo da torre E no período de instalação de 2021.

Tabela 4.7. Custo EREX diário da torre E em 2021.

	Fase A	Fase B	Fase C
Dia 1	-	-	-
Dia 2	-	-	-
Dia 3	R\$ 4,16	R\$ 9,90	-
Dia 4	R\$ 0,43	R\$ 5,51	-
Dia 5	-	-	-
Dia 6	-	-	-
Dia 7	-	R\$ 1,86	-
Dia 8	-	-	-

4.1.2.2 Outras medições

O mesmo procedimento explicitado acima, nas tabelas 4.6 e 4.7, foi feito para as outras medições que o estudo dispõe. A tabela 4.8 apresenta, de forma semelhante ao realizado para os dados da torre E de 2021, os valores médios diários do fator de potência para cada fase para cada umas das medições gerais realizadas.

Tabela 4.8. Fator de potência médio diário das outras medições realizadas.

	Fase A	Fase B	Fase C
Torre E - 2020			
Dia 1	0,9165	0,8835	0,9157
Dia 2	0,9204	0,8968	0,9244
Dia 3	0,9215	0,8971	0,9362
Dia 4	0,9192	0,8719	0,9539
Dia 5	0,9191	0,8757	0,9458
Dia 6	0,9322	0,9107	0,9473
Dia 7	0,9505	0,9316	0,9570
Dia 8	0,9351	0,9322	0,9521
Torre F - 2020			
Dia 1	0,9316	0,9340	0,8491
Dia 2	0,8777	0,9008	0,7399
Dia 3	0,8705	0,8977	0,7266
Dia 4	0,9280	0,9418	0,8493
Dia 5	0,9385	0,9560	0,8530
Dia 6	0,9443	0,9500	0,8634
Dia 7	0,9380	0,9434	0,8514
Dia 8	0,9359	0,9481	0,8398
Torre F - 2021			
Dia 1	0,9366	0,8973	0,8562
Dia 2	0,9245	0,9332	0,8651
Dia 3	0,9198	0,9265	0,7872
Dia 4	0,9173	0,9268	0,7799
Dia 5	0,9324	0,9342	0,8721
Dia 6	0,9276	0,9333	0,8657
Dia 7	0,9162	0,9253	0,8488
Dia 8	0,9344	0,9525	0,8499

A tabela 4.9 exhibe o custo de excedente reativo nas outras medições realizadas para este estudo.

Tabela 4.9. Custo EREX diário das outras medições realizadas.

	Fase A	Fase B	Fase C
Torre E - 2020			
Dia 1	R\$ 0,72	R\$ 6,48	R\$ 0,78
Dia 2	-	R\$ 7,23	-
Dia 3	-	R\$ 5,59	-
Dia 4	R\$ 0,08	R\$ 4,36	-
Dia 5	R\$ 0,10	R\$ 4,12	-
Dia 6	-	R\$ 1,68	-
Dia 7	-	-	-
Dia 8	-	-	-
Torre F - 2020			
Dia 1	-	-	R\$ 9,16
Dia 2	R\$ 3,66	R\$ 1,39	R\$ 18,73
Dia 3	R\$ 4,11	R\$ 1,56	R\$ 19,39
Dia 4	-	-	R\$ 16,43
Dia 5	-	-	R\$ 12,97
Dia 6	-	-	R\$ 10,71
Dia 7	-	-	R\$ 13,45
Dia 8	-	-	R\$ 5,14
Torre F - 2021			
Dia 1	-	R\$ 2,17	R\$ 7,23
Dia 2	-	-	R\$ 12,91
Dia 3	R\$ 0,02	-	R\$ 12,54
Dia 4	R\$ 0,22	-	R\$ 13,22
Dia 5	-	-	R\$ 11,35
Dia 6	-	-	R\$ 11,49
Dia 7	R\$ 0,76	-	R\$ 15,42
Dia 8	-	-	R\$ 3,13

Sendo assim, a partir deste estudo analítico, foram feitas verificações quanto ao causador deste problema e avaliou-se as soluções para resolvê-lo.

4.1.2.3 Proposição de soluções aos problemas encontrados

4.1.2.3.1 Baixo fator de potência nos finais de semana

Conforme analisado, as figuras das potências da torre E (figura 4.7(a) e figura 4.8(a)) demonstram que há uma queda drástica da potência ativa no final de semana durante o período de irradiação solar. Por outro lado, a potência reativa se mantém constante.

O motivo disto ocorrer é devido a energização do sistema fotovoltaico das torres, fazendo com que o consumo de potência ativa injetada pela rede diminua e a potência reativa se mantenha. Acrescido a isto, vale destacar que o SFV está programado para energizar apenas caso a potência ativa solicitada pelas cargas seja maior do que a geração, para que não haja injeção de energia na rede, visto que a concessionária não permitiu a instalação do medidor bidirecional por causa do sistema de distribuição (*spot network*) que fornece a alimentação às torres do prédio corporativo estudado.

Com isso, serão avaliadas 2 possíveis soluções ao problema do fator de potência nos finais de semana:

- Desenergizar o sistema fotovoltaico nos finais de semana;
- Corrigir o fator de potência por meio de configuração do inversor.

A desenergização do sistema fotovoltaico só será favorável financeiramente ao gestor do empreendimento se, o custo da energia gerada pelas placas solares durante o final de semana for menor do que o custo de EREX pago no mesmo período. A tabela 4.10 apresenta os valores de consumo médio, para cada uma das medições realizadas, quando há a geração de energia fotovoltaica e quando não há. A tabela 4.11 apresenta o custo total diário para que haja a desenergização.

Tabela 4.10. Média de energia injetada por hora pela concessionária durante as medições.

			Energia Injetada pela Concessionária	
			00:00-08:59 e 18:00 a 23:59	09:00-17:59
2020	Torre E	Sábado	32,59 kWh	26,34 kWh
2020	Torre E	Domingo	33,83 kWh	23,48 kWh
2020	Torre F	Sábado	26,21 kWh	21,61 kWh
2020	Torre F	Domingo	25,85 kWh	19,19 kWh
2021	Torre E	Sábado	36,63 kWh	18,68 kWh
2021	Torre E	Domingo	36,75 kWh	19,24 kWh
2021	Torre F	Sábado	33,32 kWh	18,80 kWh
2021	Torre F	Domingo	33,60 kWh	17,23 kWh

Tabela 4.11. Custo para compensação da utilização do sistema fotovoltaico.

			Energia gerada pelo SFV	Custo Abatido Total
2020	Torre E	Sábado	56,23 kWh	R\$ 28,56
2020	Torre E	Domingo	93,14 kWh	R\$ 47,31
2020	Torre F	Sábado	41,48 kWh	R\$ 21,27
2020	Torre F	Domingo	59,94 kWh	R\$ 30,73
2021	Torre E	Sábado	161,52 kWh	R\$ 77,89
2021	Torre E	Domingo	157,64 kWh	R\$ 76,02
2021	Torre F	Sábado	130,72 kWh	R\$ 63,04
2021	Torre F	Domingo	147,35 kWh	R\$ 71,05

Portanto, evidencia-se que, a desenergização do geração fotovoltaica não é, financeiramente, uma boa sugestão, pois, em nenhum dos casos o custo de EREX nos finais de semana - apresentado nas tabelas 4.7 e 4.9) - foi maior do que a energia gerada pelo SFV, conforme mostrado na tabela 4.11.

Outra forma avaliada para solucionar este problema é a correção do fator de potência pela configuração angular entre tensão e corrente de saída do inversor. Os inversores instalados nas duas torres possuem a possibilidade de ajuste da defasagem angular entre a tensão e corrente, ocasionando o surgimento de energia reativa.

Para isso, é necessário saber qual é o fator de potência médio no momento que o sistema fotovoltaico está energizado no final de semana. Assim, por meio do triângulo retângulo das potências, conforme mostrado na figura 2.4, é possível encontrar a defasagem angular a ser configurada no inversor do empreendimento para estar dentro do que é regulamentado.

A tabela 4.12 apresenta os valores de defasagem angular a serem inseridos no inversor, para a correção do fator de potência, baseando na média das medições realizadas nos finais de semana. É necessário frisar ao gestor do empreendimento que a defasagem angular proposta se baseia nos valores disponibilizados pelas amostragens analisadas e necessita avaliação após o set do fator de potência no inversor.

Tabela 4.12. Ângulo de defasagem a ser configurado no inversor para a correção do fator de potência nos finais de semana.

			Menor fator de potência médio	Defasagem a ser configurada
2020	Torre E	Sábado	0,8335	10,47°
2020	Torre E	Domingo	0,7959	14,18°
2020	Torre F	Sábado	0,6901	23,28°
2020	Torre F	Domingo	0,6764	24,36°
2021	Torre E	Sábado	0,5956	30,73°
2021	Torre E	Domingo	0,7071	21,93°
2021	Torre F	Sábado	0,6668	25,11°
2021	Torre F	Domingo	0,6378	27,30°

Portanto, vê-se que, com base nos dados disponibilizados, a correção será feita pela inserção do maior ângulo de defasagem, ou seja, 30,73° no inversor da torre E e 27,30° na torre F.

A instalação de um banco de capacitores para o problema encontrado no final de semana não é uma boa alternativa, visto que o causador do problema é a injeção de energia ativa pela microgeração das torres.

4.1.2.3.2 Baixo fator de potência na fase C da torre F

Diferentemente do problema do fator de potência nos finais de semana, o distúrbio visto na fase C da torre F persistiu durante todo o período de medição, conforme mostrado na tabela 4.8. Neste caso, o problema se deve a carga instalada nesta fase e a melhor solução é a instalação de um banco de capacitores nesta fase.

O dimensionamento deste banco de capacitores será feito conforme explicitado na seção 2.4.2.1. A tabela 4.13 apresenta qual foi a potência reativa durante as medições e qual será a compensação necessária, por meio do banco de capacitores, para que o fator de potência esteja em 0,92.

Tabela 4.13. Potência reativa diária antes e depois da correção do fator de potência na fase C da torre F e o tamanho do banco de capacitores para fp igual a 0,92

Dia	2020			2021		
	Antes	Depois	Correção Necessária	Antes	Depois	Correção Necessária
1	179,92 kvar	123,21 kvar	56,72 kvar	179,09 kvar	126,44 kvar	52,65 kvar
2	184,46 kvar	86,43 kvar	98,02 kvar	360,74 kvar	265,06 kvar	95,68 kvar
3	181,60 kvar	81,82 kvar	99,78 kvar	177,99 kvar	96,77 kvar	81,21 kvar
4	323,52 kvar	221,76 kvar	101,76 kvar	180,63 kvar	95,88 kvar	84,75 kvar
5	266,17 kvar	185,31 kvar	80,86 kvar	354,49 kvar	269,14 kvar	85,35 kvar
6	251,71 kvar	183,50 kvar	68,20 kvar	346,88 kvar	255,55 kvar	91,33 kvar
7	271,11 kvar	187,50 kvar	83,61 kvar	349,93 kvar	239,28 kvar	110,65 kvar
8	91,75 kvar	60,47 kvar	31,28 kvar	71,96 kvar	49,45 kvar	22,52 kvar

A partir da tabela, vê-se que o pior caso - dia 7 na medição de 2021 - necessitará de uma correção no fator de potência de 110,65 kvar. Com isso, sugere-se a instalação de um banco de capacitores de 120 kvar para que não haja nenhum caso de fator de potência abaixo da norma

A tabela 4.14 mostra qual será o novo fator de potência, em cada dia, após a instalação do banco de capacitores nas instalações elétricas da torre F.

Tabela 4.14. Fator de potência antes e depois da instalação do banco de capacitores de 120 kvar.

Dia	2020		2021	
	Antes	Depois	Antes	Depois
1	0,8491	0,9792	0,8562	0,9808
2	0,7399	0,9531	0,8651	0,9326
3	0,7266	0,9522	0,7872	0,9689
4	0,8493	0,9314	0,7799	0,9656
5	0,8530	0,9479	0,8721	0,9375
6	0,8634	0,9563	0,8657	0,9353
7	0,8514	0,9458	0,8488	0,9255
8	0,8398	0,9808	0,8499	0,9240

A partir da tabela acima, é possível notar que, com a instalação do banco de capacitores, não haverá fator de potência, indutivo ou capacitivo, abaixo de 0,92.

Por fim, foi analisado o payback da instalação do banco de capacitores. Foi orçado um banco de capacitores de 120kvar de 220V e o custo total para a instalação é de R\$ 12.490,00. Como mostrando na tabela 4.4, o custo total de EREX da torre F foi de R\$ 10.513,22, ou seja, R\$ 404,35 mensais. Com isso, o retorno financeiro se dará após o 31º mês de instalação do banco de capacitores.

Portanto, tem-se que, com as sugestões propostas acima, não haverão mais altas multas

devido a excedente reativo nas contas de energia deste empreendimento.

4.1.3 Desequilíbrio entre fases

Por fim, a terceira e última análise feita foi o diagnóstico de qualidade quanto aos fatores de desequilíbrio de tensão e corrente das quatro medições realizadas. A motivação principal para esta parte do estudo, se deve ao pré-diagnóstico dos gráficos gerados pelo *Power Log 430-II*. A partir disso, avaliou-se que seria interessante um estudo sobre este tema.

Além disso, é importante saber que, o desbalanceamento de tensão é normatizado pelo PRO-DIST e, possui recomendações pelo documento IEEE 1159:2019. Contudo, o desbalanceamento de corrente é apenas descrito no documento do IEEE.

A tabela 4.15 apresenta os valores do fator de desequilíbrio de tensão e corrente das torres E e F.

Tabela 4.15. Desequilíbrio de tensão e corrente nas medições realizadas.

FD%			
Ano	Torre	Tensão	Corrente
2020	E	0,3948 %	33,6996 %
2020	F	0,3654 %	43,9791 %
2021	E	0,4983 %	59,8965 %
2021	F	0,4482 %	41,3043 %

4.1.3.1 Tensão

Inicialmente, foi avaliado o fator de desbalanceamento de tensão entre as fases. A tabela 4.16 mostra os valores de desequilíbrio fase-fase das medições e se o valor está dentro da normativa.

Tabela 4.16. Análise do desequilíbrio de tensão de acordo com as normas vigentes.

IEEE 1159:2019 PRODIST - Módulo 8			
Ano	Torre	IEEE 1159:2019	PRODIST - Módulo 8
2020	Torre E	Satisfatório	Satisfatório
2020	Torre F	Satisfatório	Satisfatório
2021	Torre E	Satisfatório	Satisfatório
2021	Torre F	Satisfatório	Satisfatório

A partir do que é exposto na tabela supracitada é possível inferir que não houve medições em que o fator de desequilíbrio de tensão, alimentação fornecida pela concessionária, fora dos limites

regulamentados e, desta forma, é possível afirmar que este indicador possui boa qualidade de produto.

4.1.3.2 Corrente

Acrescido a isto, foi avaliado o fator de desequilíbrio entre as correntes trifásicas. A tabela 4.17 mostra os valores de desequilíbrio de corrente fase-fase das medições e avalia a qualidade do produto.

Tabela 4.17. Análise do desequilíbrio de corrente de acordo com o IEEE 1159:2019.

IEEE 1159:2019		
2020	Torre E	Insatisfatório
2020	Torre F	Insatisfatório
2021	Torre E	Insatisfatório
2021	Torre F	Insatisfatório

A partir do que é apresentado na tabela supracitada, é possível estabelecer que, de acordo com o documento do IEEE, as fases estão com um alto desbalanceamento de corrente, trazendo problemas à instalação, como por exemplo a diminuição da vida útil das cargas instaladas devido ao aquecimento do barramento de alimentação. Entretanto, entende-se que, isto se dá a instalação de cargas monofásicas no sistema e não há uma forma simples de corrigir este desbalanceamento em um prédio desta magnitude, pois seria necessário rearranjar grande parte da infraestrutura elétrica para adequação aos níveis descritos no documento IEEE 1159:2019.

CONCLUSÃO

A análise realizada neste trabalho mostrou que o prédio corporativo analisado, em sua maioria, possui uma qualidade de energia elétrica boa. A tensão em regime permanente possui seus valores medidos satisfatórios ao que é previsto em normas e documentações internacionais. Já o fator de potência, que é regulamentado somente pela ANEEL, possui uma qualidade ruim nos finais de semana e na fase C da torre F, sendo necessária a implementação das soluções propostas no capítulo 4. Por fim, a avaliação da qualidade em relação ao desbalanceamento entre fases está satisfatório para a tensão, porém o desequilíbrio entre as correntes está em níveis altíssimos, visto que existem muitas cargas monofásicas que compõem o prédio corporativo. Este desequilíbrio pode trazer problemas as instalações elétricas e dever ser verificado, junto ao locador do prédio, se é interessante a readequação da infraestrutura.

Além disso, espera-se que este trabalho seja um estudo de caso para auxiliar gestores de manutenção predial em futuros problemas encontrados em seus contratos.

Algumas propostas para trabalhos futuros são descritas a seguir:

- implementação das soluções propostas e análise posterior do empreendimento;
- verificação de outros parâmetros de qualidade de energia descritos nas normas vigentes;
- automatizar as análises para rápida análise de outros prédios corporativos em Brasília;
- analisar outros empreendimentos corporativos de Brasília, a fim de trazer um panorama da qualidade de energia elétrica fornecida pela concessionária.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AAMIR, M.; Ahmed Kalwar, K.; MEKHILEF, S. Review: Uninterruptible power supply (ups) system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 58, p. 1395–1410, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115017189>>. Citado na página 25.

ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional—PRODIST: Módulo 8—Qualidade da Energia Elétrica*. 2021. Citado 8 vezes nas páginas iv, vi, 1, 4, 5, 6, 7, and 8.

ANEEL. Resolução normativa ANEEL n° 1000, de 7 de dezembro de 2021. *Agência Nacional de Energia Elétrica*, Brasília, DF, 2021. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>>. Citado 7 vezes nas páginas vi, 11, 12, 15, 16, 17, and 18.

BARBOSA, F. F. Análise computacional de central de água gelada com tanque de termoacumulação. 2013. Citado na página 26.

BROWN, M. S.; KUDYBA, S. Transforming unstructured data into useful information. In: *Big Data, Mining, and Analytics: Components of Strategic Decision Making*. [S.l.]: Taylor & Francis, 2014. Citado na página 20.

CREDER, H. *Instalações elétricas (16a. ed.)*. Grupo Gen - LTC, 2016. ISBN 9788521630722. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=Bz4RtAEACAAJ>>. Citado 2 vezes nas páginas 6 and 14.

DEMING, W. E. Qualidade: a revolução da administração. In: *Qualidade: a revolução da administração*. [S.l.: s.n.], 1990. p. 367–367. Citado na página 3.

FERREIRA, J. H. G.; BENTO, L. F.; MORALES, I. M. Aplicação de retrofit em sistema de comando e controle de um chiller. *Revista Científica Semana Acadêmica. Fortaleza, ano MMXVIII*, n. 000147, 2018. Citado na página 26.

IEEE. IEEE recommended practice for monitoring electric power quality. *IEEE Std 1159-2019 (Revision of IEEE Std 1159-2009)*, p. 1–98, 2019. Citado 9 vezes nas páginas iv, vi, 1, 6, 10, 11, 14, 15, and 38.

IRWIN, J. D.; NELMS, R. M. *Basic engineering circuit analysis*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2020. Citado na página 11.

KRÓL, K.; ZDONEK, D. Analytics maturity models: An overview. *Information*, v. 11, n. 3, 2020. ISSN 2078-2489. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2078-2489/11/3/142>>. Citado na página 20.

TAVARES, S. R. R. *O papel da ANEEL no setor elétrico brasileiro*. Tese (Doutorado) — Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas, 2003. Citado na página 4.

VIEIRA, S. Estatística para a qualidade: como avaliar com precisão a qualidade em produtos e serviços. In: *Estatística para a qualidade: como avaliar com precisão a qualidade em produtos e serviços*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 198–198. Citado 2 vezes nas páginas 3 and 4.

APÊNDICE A

CÓDIGO PARA TRATAMENTO DA BASE DE DADOS

#Função para formatação da data do banco de dados

```
def parse(x, y):  
    return datetime.strptime(f"{x} {y}", '%d/%m/%Y %H:%M:%S.%f')
```

#Função para formatação do dataframe e criação de dataframe de data

```
def datafilter(dataframe):  
    dataframe['Data_Hora'] = pd.to_datetime(dataframe['Data_Hora'].dt.strftime('%Y-%m-%d %H:%M:%S'))  
    df_corrigido = dataframe.drop([col for col in dataframe.columns \  
    if dataframe[col].eq('U').any()], axis=1)  
    df_corrigido = dataframe.drop([col for col in dataframe.columns \  
    if dataframe[col].eq('?').any()], axis=1)  
    df_corrigido = df_corrigido.dropna(how='all', axis='columns')  
    df_corrigido.set_index("Data_Hora", inplace = True)  
    df_corrigido = df_corrigido.apply(lambda x: x.str.replace(',','.'))  
    df_corrigido = df_corrigido.astype(float)  
    df_corrigido = df_corrigido.reset_index()  
    df_data = df_corrigido.iloc[:, :1]  
    df_corrigido = df_corrigido.filter(regex='Méd.$', axis=1)  
    df_corrigido = df_data.join(df_corrigido)  
    return df_corrigido , df_data
```

APÊNDICE B

CÓDIGO COM AS ANÁLISES FEITAS DURANTE O TRABALHO

```
#Função para criação de gráfico interativo

def grafico_linha(df_grafico , nome, z):
    figura = px.line(title = nome)
    for i in df_grafico.columns[1:]:
        figura.add_scatter(x=df_grafico['Data_Hora'], y = df_grafico[i], name=i)
    figura.update_layout(
        title={'y':0.95,'x':0.5,'xanchor': 'center','yanchor': 'top'},
        xaxis_title = "Data",
        yaxis_title = z,
        legend=dict(orientation="h",yanchor="bottom",y=1.02,xanchor="right",x=1,font = dict(size = 10))
    )
    return figura.show()

#Função para contar a quantidade de medições abaixo de 0.92

def count_fp(nome_dataframe):
    A = nome_dataframe[nome_dataframe['Fator de Potência L1N Méd.']<0.92].count()
    B = nome_dataframe[nome_dataframe['Fator de Potência L2N Méd.']<0.92].count()
    C = nome_dataframe[nome_dataframe['Fator de Potência L3N Méd.']<0.92].count()
    return A , B , C

#Processo de Análise - Torre E 2021

#Tensão em Regime Permanente

#Leitura da base de dados (.txt)
dataframe_E_21 = pd.read_csv('/content/drive/MyDrive/CNJ_BE_21.txt', \
    parse_dates=[['Data','Hora']], date_parser=parse, sep="\t", encoding='utf-16-le')

#Criação de dataframes para auxílio na análise
df_corrigido_E_21 , df_data_E_21 = datafilter(dataframe_E_21)

df_tensaoBE21 = df_corrigido_E_21.filter(regex='Vrms ph-n L')
df_tensaoBE21 = df_data_E_21.join(df_tensaoBE21)
df_tensaoBE21

df_tensaoBE21_hist = df_tensaoBE21.copy()
df_tensaoBE21_hist.drop('Data_Hora', inplace=True, axis=1)
df_tensaoBE21_hist

#Criação de histogramas das 3 fases
plt.figure(figsize=(15,8))
x = 'Tensão em regime permanente - Torre E - 2021 '
plt.title(x, size=15, pad=20)
plt.xlabel('Fator de Potência', size=15)
plt.ylabel('Quantidade de medições',size=15)
```

```

sns.histplot(df_tensaoBE21_hist.melt(), x='value', hue='variable',
multiple='dodge', shrink=.75, bins=20, legend="Tensão");
plt.legend(title='Fase', loc='upper left', labels=['Fase A', 'Fase B', 'Fase C'], \
fontsize=15, title_fontsize=15)

plt.savefig("abc.png")
files.download("abc.png")

#Plotar o gráfico de linha ao longo do período de medição
grafico_linha(df_tensaoBE21, 'Tensão Fase-Neutro Torre E - Medição 2021' , 'Tensão (V)')

#Descritivo (mínimo, média e mediana) das 3 fases de alimentação
df_tensaoBE21.describe()

#Criação de dataframes diários
df_list_TBE21 = ['df_tensaoBE21']
form = ['_D1', '_D2', '_D3', '_D4', '_D5', '_D6', '_D7', '_D8']
Variable_new = []

for variable in form:
Variable_new.append(df_list_TBE21[0]+variable)

foo = 0
for foo in range(0, len(Variable_new)):
locals()[Variable_new[foo]] = None
mask_name = ['maskE']
mask_BE21 = ['2021-05-13 00:00:00', '2021-05-14 00:00:00', '2021-05-15 00:00:00', \
'2021-05-16 00:00:00', '2021-05-17 00:00:00', '2021-05-18 00:00:00', '2021-05-19 00:00:00', \
'2021-05-20 00:00:00', '2021-05-21 00:00:00']
Variable_newMask = []

for variable in form:
Variable_newMask.append(mask_name[0]+variable)

foo = 0
for foo in range(0, len(mask_BE21)-1):
locals()[Variable_newMask[foo]] = (df_data_E_21['Data_Hora'] > mask_BE21[foo]) \
& (df_data_E_21['Data_Hora'] <= mask_BE21[foo+1])
df_tensaoBE21_D1 = df_tensaoBE21.loc[maskE_D1]
df_tensaoBE21_D2 = df_tensaoBE21.loc[maskE_D2]
df_tensaoBE21_D3 = df_tensaoBE21.loc[maskE_D3]
df_tensaoBE21_D4 = df_tensaoBE21.loc[maskE_D4]
df_tensaoBE21_D5 = df_tensaoBE21.loc[maskE_D5]
df_tensaoBE21_D6 = df_tensaoBE21.loc[maskE_D6]
df_tensaoBE21_D7 = df_tensaoBE21.loc[maskE_D7]
df_tensaoBE21_D8 = df_tensaoBE21.loc[maskE_D8]

# Plotar gráfico de linha das 3 fases do primeiro dia de medição
grafico_linha(df_tensaoBE21_D1, 'Tensão Fase-Fase (Dia 1) - Torre E 2021' , 'Tensão (V)')

#Fator de Potência

#Criação de dataframes para auxílio na análise
df_FP_BE21 = df_corrigido_E_21.filter(regex='Fator de Potência L.')
df_FP_BE21 = df_data_E_21.join(df_FP_BE21)
df_FP_BE21

df_FP_BE21_hist = df_FP_BE21.copy()
df_FP_BE21_hist.drop('Data_Hora', inplace=True, axis=1)

```

```

df_FP_BE21_hist

#Plotar o histograma das medições do fator de potência
plt.figure(figsize=(15,8))
x = 'Fator de Potência - Torre E - 2021 '
plt.title(x, size=15, pad=20)
plt.xlabel('Fator de Potência', size=15)
plt.ylabel('Quantidade de medições',size=15)
sns.histplot(df_FP_BE21_hist.melt(), x='value', hue='variable',
multiple='dodge', shrink=.75, bins=20, legend="Fator de potência");
plt.legend(title='Fase', loc='upper left', labels=['Fase A', 'Fase B', 'Fase C'],\
fontsize=15, title_fontsize=15)

#Plotar gráfico de linha do fator de potência
grafico_linha(df_FP_BE21,'Fator de Potência Torre E - Medição 2021' , 'Fator de Potência')

#Criação de dataframes diários
df_list_PFBE21 = ['df_PF_BE21']
form = ['_D1', '_D2', '_D3', '_D4', '_D5', '_D6', '_D7', '_D8']
Variable_new = []

for variable in form:
Variable_new.append(df_list_PFBE21[0]+variable)

foo = 0
for foo in range(0, len(Variable_new)):
locals()[Variable_new[foo]] = None
mask_name = ['maskE']
mask_BE21 = ['2021-05-13 00:00:00', '2021-05-14 00:00:00', '2021-05-15 00:00:00', \
'2021-05-16 00:00:00', '2021-05-17 00:00:00', '2021-05-18 00:00:00', '2021-05-19 00:00:00', \
'2021-05-20 00:00:00', '2021-05-21 00:00:00']
Variable_newMask = []

for variable in form:
Variable_newMask.append(mask_name[0]+variable)

foo = 0
for foo in range(0, len(mask_BE21)-1):
locals()[Variable_newMask[foo]] = (df_data_E_21['Data_Hora'] > mask_BE21[foo]) & \
(df_data_E_21['Data_Hora'] <= mask_BE21[foo+1])

df_FP_BE21_D1 = df_FP_BE21.loc[maskE_D1]
df_FP_BE21_D2 = df_FP_BE21.loc[maskE_D2]
df_FP_BE21_D3 = df_FP_BE21.loc[maskE_D3]
df_FP_BE21_D4 = df_FP_BE21.loc[maskE_D4]
df_FP_BE21_D5 = df_FP_BE21.loc[maskE_D5]
df_FP_BE21_D6 = df_FP_BE21.loc[maskE_D6]
df_FP_BE21_D7 = df_FP_BE21.loc[maskE_D7]
df_FP_BE21_D8 = df_FP_BE21.loc[maskE_D8]

#Plotar gráficos diários do fator de potência
grafico_linha(df_FP_BE21_D1,'Fator de Potência (Dia 1) - Torre E 2021' , 'Fator de Potência')
grafico_linha(df_FP_BE21_D2,'Fator de Potência (Dia 2) - Torre E 2021' , 'Fator de Potência')
grafico_linha(df_FP_BE21_D3,'Fator de Potência (Dia 3) - Torre E 2021' , 'Fator de Potência')
grafico_linha(df_FP_BE21_D5,'Fator de Potência (Dia 5) - Torre E 2021' , 'Fator de Potência')
grafico_linha(df_FP_BE21_D6,'Fator de Potência (Dia 6) - Torre E 2021' , 'Fator de Potência')
grafico_linha(df_FP_BE21_D7,'Fator de Potência (Dia 7) - Torre E 2021' , 'Fator de Potência')
grafico_linha(df_FP_BE21_D8,'Fator de Potência (Dia 8) - Torre E 2021' , 'Fator de Potência')

```

```

#Descrição (mínimo, média e mediana) do fator de potência nas 3 fases
df_FP_BE21.describe()
df_FP_BE21_D1.describe()
df_FP_BE21_D2.describe()
df_FP_BE21_D3.describe()
df_FP_BE21_D4.describe()
df_FP_BE21_D5.describe()
df_FP_BE21_D6.describe()
df_FP_BE21_D7.describe()
df_FP_BE21_D8.describe()

# Avaliação da porcentagem de medições abaixo de 0.92
AFP1, BFP1, CFP1 = count_fp(df_FP_BE21_D1)
AFP2, BFP2, CFP2 = count_fp(df_FP_BE21_D2)
AFP3, BFP3, CFP3 = count_fp(df_FP_BE21_D3)
AFP4, BFP4, CFP4 = count_fp(df_FP_BE21_D4)
AFP5, BFP5, CFP5 = count_fp(df_FP_BE21_D5)
AFP6, BFP6, CFP6 = count_fp(df_FP_BE21_D6)
AFP7, BFP7, CFP7 = count_fp(df_FP_BE21_D7)
AFP8, BFP8, CFP8 = count_fp(df_FP_BE21_D8)
print(AFP1,"\n",BFP1,"\n",CFP1)
print(AFP2,"\n",BFP2,"\n",CFP2)
print(AFP3,"\n",BFP3,"\n",CFP3)
print(AFP4,"\n",BFP4,"\n",CFP4)
print(AFP5,"\n",BFP5,"\n",CFP5)
print(AFP6,"\n",BFP6,"\n",CFP6)
print(AFP7,"\n",BFP7,"\n",CFP7)
print(AFP8,"\n",BFP8,"\n",CFP8)

#Análise das Potências

#Criação do dataframe do fator de potência total
df_FP_BE21_total = df_corrigido_E_21.filter(regex='Fator de Potência Total Méd.')
df_FP_BE21_total = df_data_E_21.join(df_FP_BE21_total)
df_FP_BE21_total

#Plotar gráfico de linha do fator de potência total
grafico_linha(df_FP_BE21_total,'Fator de Potência Total - Torre E - Medição 2021', \
'Fator de Potência')

#Quantidade de medições abaixo de 0.92
df_FP_BE21_total[df_FP_BE21_total['Fator de Potência Total Méd.']>0.92].count()

#Criação dos dataframes de potência ativa, reativa e aparente
df_PA_BE21 = df_corrigido_E_21.filter(regex='Potência Ativa')
df_PA_BE21 = df_PA_BE21/1000
df_PA_BE21 = df_data_E_21.join(df_PA_BE21)

df_PR_BE21 = df_corrigido_E_21.filter(regex='Potência Reativa Total')
df_PR_BE21 = df_PR_BE21/1000
df_PR_BE21 = df_data_E_21.join(df_PR_BE21)

df_PAP_BE21 = df_corrigido_E_21.filter(regex='Potência Aparente Total')
df_PAP_BE21 = df_PAP_BE21/1000
df_PAP_BE21 = df_data_E_21.join(df_PAP_BE21)

#Plotar os gráficos das potências
grafico_linha(df_PA_BE21,'Potência Ativa Total - Torre E - \
Medição 2021','Potência Ativa (kW)')

```

```

grafico_linha(df_PR_BE21,'Potência Reativa Total - Torre E - \
Medição 2021', 'Potência Reativa (kVar)')
grafico_linha(df_PAP_BE21,'Potência Aparente Total - Torre E - \
Medição 2021', 'Potência Aparente (kVA)')

#Analisar o momento de máximos e mínimos das potências
df_PA_BE21.iloc[df_PA_BE21["Potência Ativa Total Méd."].idxmax()]
df_PR_BE21.iloc[df_PR_BE21["Potência Reativa Total Méd."].idxmax()]
df_PAP_BE21.iloc[df_PAP_BE21["Potência Aparente Total Méd."].idxmax()]

df_PA_BE21.iloc[df_PA_BE21["Potência Ativa Total Méd."].idxmin()]
df_PR_BE21.iloc[df_PA_BE21["Potência Ativa Total Méd."].idxmin()]
df_PAP_BE21.iloc[df_PA_BE21["Potência Ativa Total Méd."].idxmin()]

df_PR_BE21.iloc[df_PR_BE21["Potência Reativa Total Méd."].idxmin()]

df_PAP_BE21.iloc[df_PAP_BE21["Potência Aparente Total Méd."].idxmin()]
df_PA_BE21.iloc[df_PAP_BE21["Potência Aparente Total Méd."].idxmin()]
df_PR_BE21.iloc[df_PAP_BE21["Potência Aparente Total Méd."].idxmin()]

# Análise das médias diárias das potências para validação de possíveis soluções
df_PA_BE21 = df_PA_BE21.set_index('Data_Hora').resample('H').mean()
df_PA_BE21
df1 = df_PA_BE21.resample('D').sum()
df1
df_PA_BE21 = df_PA_BE21.reset_index()
df_PA_BE21
df_FP_BE21index = df_FP_BE21.set_index('Data_Hora').resample('H').mean()
df_FP_BE21index
df_FP_BE21index.resample('D').mean()
df_FP_BE21index

start_date_D3_i = '2021-05-15 00:00:00'
start_date_D3 = '2021-05-15 08:00:00'
end_date_D3 = '2021-05-15 17:00:00'
end_date_D3_f = '2021-05-16 00:00:00'
mask_D3 = (df_PA_BE21['Data_Hora'] > start_date_D3) & (df_PA_BE21['Data_Hora'] <= end_date_D3)
mask1_D3 = (df_PA_BE21['Data_Hora'] >= start_date_D3_i) & (df_PA_BE21['Data_Hora'] < start_date_D3)
mask2_D3 = (df_PA_BE21['Data_Hora'] > end_date_D3) & (df_PA_BE21['Data_Hora'] < end_date_D3_f)

df_PA_BE21_solD3 = df_PA_BE21.loc[mask_D3]
df_PA_BE21_solD3
df_PA_BE21_solD3.mean()

df_PA_BE21_madruD3 = df_PA_BE21.loc[mask1_D3]
df_PA_BE21_madruD3
df_PA_BE21_madruD3.mean()

df_PA_BE21_madruD31 = df_PA_BE21.loc[mask2_D3]
df_PA_BE21_madruD31
df_PA_BE21_madruD31.mean()

df_FP_BE21index1 = df_FP_BE21index.reset_index()
df_FP_BE21_solD3 = df_FP_BE21index1.loc[mask_D3]
df_FP_BE21_solD3
df_FP_BE21_solD3.mean()

df_FP_BE21_madruD3 = df_FP_BE21index1.loc[mask1_D3]
df_FP_BE21_madruD3

```

```

df_FP_BE21_madruD3.mean()

df_FP_BE21_madruD31 = df_FP_BE21index1.loc[mask2_D3]
df_FP_BE21_madruD31
df_FP_BE21_madruD31.mean()

start_date_D4_i = '2021-05-16 00:00:00'
start_date_D4 = '2021-05-16 08:00:00'
end_date_D4 = '2021-05-16 17:00:00'
end_date_D4_f = '2021-05-17 00:00:00'
mask_D4 = (df_PA_BE21['Data_Hora'] > start_date_D4) & (df_PA_BE21['Data_Hora'] <= end_date_D4)
mask1_D4 = (df_PA_BE21['Data_Hora'] >= start_date_D4_i) & (df_PA_BE21['Data_Hora'] < start_date_D4)
mask2_D4 = (df_PA_BE21['Data_Hora'] > end_date_D4) & (df_PA_BE21['Data_Hora'] < end_date_D4_f)

df_FP_BE21_solD4 = df_FP_BE21index1.loc[mask_D4]
df_FP_BE21_solD4
df_FP_BE21_solD4.mean()

df_FP_BE21_madruD4 = df_FP_BE21index1.loc[mask1_D4]
df_FP_BE21_madruD4
df_FP_BE21_madruD4.mean()

df_FP_BE21_madruD41 = df_FP_BE21index1.loc[mask2_D4]
df_FP_BE21_madruD41
df_FP_BE21_madruD41.mean()

#Desequilíbrio entre fases

#Criação de dataframe de tensão fase-fase
df_tensaoBE21_FF = df_corrigido_E_21.filter(regex='Vrms ph-ph', axis=1)
df_tensaoBE21_FF = df_data_E_21.join(df_tensaoBE21_FF)

# Coluna Betha e FD%
df_tensaoBE21_FF["betha"] = ((df_tensaoBE21_FF["Vrms ph-ph L12 Méd."]**4) + \
(df_tensaoBE21_FF["Vrms ph-ph L23 Méd."]**4) + (df_tensaoBE21_FF["Vrms ph-ph L31 Méd."]**4))/ \
(((df_tensaoBE21_FF["Vrms ph-ph L12 Méd."]**2) + (df_tensaoBE21_FF["Vrms ph-ph L23 Méd."]**2)
+ (df_tensaoBE21_FF["Vrms ph-ph L31 Méd."]**2))**2)

df_tensaoBE21_FF["FD"] = ((1-((3-(6*df_tensaoBE21_FF["betha"]))**(1/2))))/ \
(1+((3-(6*df_tensaoBE21_FF["betha"]))**(1/2))))**1/2
df_tensaoBE21_FF["FD"] = df_tensaoBE21_FF["FD"]*100

# Máximo valor de FD%
df_tensaoBE21_FF.iloc[df_tensaoBE21_FF["FD"].idxmax()]

#Criação de dataframe com as colunas de assimetria (Vpos, Vneg, Ipos e Ineg)
df_tensaoBE21_assimetria = df_corrigido_E_21.filter(regex='Assimetria', axis=1)
df_tensaoBE21_assimetria = df_data_E_21.join(df_tensaoBE21_assimetria)

df_tensaoBE21_assimetria
df_tensaoBE21_assimetria['FD_V'] = (df_tensaoBE21_assimetria['Assimetria Vneg Méd.']/ \
df_tensaoBE21_assimetria['Assimetria Vpos Méd.'])*100

df_tensaoBE21_assimetria['FD_A'] = (df_tensaoBE21_assimetria['Assimetria Aneg Méd.']/ \
df_tensaoBE21_assimetria['Assimetria Apos Méd.'])*100

# Medição com máximo desequilíbrio de tensão e corrente
df_tensaoBE21_assimetria.iloc[df_tensaoBE21_assimetria["FD_V"].idxmax()]
df_tensaoBE21_assimetria.iloc[df_tensaoBE21_assimetria["FD_A"].idxmax()]

```

