



Universidade Federal de Uberlândia

Faculdade de Engenharia Elétrica

Graduação em Engenharia Elétrica

CAROLINA MOREIRA COELHO

**ANÁLISE DE COMPENSAÇÃO DE REATIVOS PARA MELHORIA DA
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM UM EMPREENDIMENTO DO SETOR
COMERCIAL**

Uberlândia

2026

CAROLINA MOREIRA COELHO

**ANÁLISE DE COMPENSAÇÃO DE REATIVOS PARA MELHORIA DA
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM UM EMPREENDIMENTO DO SETOR
COMERCIAL**

Trabalho de Conclusão de Curso de
graduação apresentado para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica
da Universidade Federal de Uberlândia.

Orientador: Luciano Coutinho Gomes

Assinatura do Orientador

Uberlândia
2026

CAROLINA MOREIRA COELHO

**ANÁLISE DE COMPENSAÇÃO DE REATIVOS PARA MELHORIA DA
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM UM EMPREENDIMENTO DO SETOR
COMERCIAL**

Trabalho de Conclusão de Curso de
graduação apresentado para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica
da Universidade Federal de Uberlândia.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Daniel Pereira de Carvalho

Prof. Dr. Victor Régis Bernardeli

Uberlândia

2026

AGRADECIMENTOS

A Deus, pela caminhada que traçou em minha vida e pelas oportunidades.

Aos professores da universidade, pela troca de ensinamentos.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	25
1.1 ENERGIA ELÉTRICA E EFICIÊNCIA NO USO DOS RECURSOS.....	25
1.2 IMPORTÂNCIA DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO SETOR COMERCIAL	26
1.3 JUSTIFICATIVA	26
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	29
2.1 CONCEITOS DE POTÊNCIA ELÉTRICA	29
2.2 INTRODUÇÃO AO FATOR DE POTÊNCIA	31
2.3 DEFINIÇÃO DE FATOR DE POTÊNCIA	32
2.4 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM SISTEMAS ELÉTRICOS	33
2.5 CAUSAS DO BAIXO FATOR DE POTÊNCIA	34
2.6 CONSEQUÊNCIAS DO BAIXO FATOR DE POTÊNCIA	35
2.7 IMPACTOS TÉCNICOS DE BAIXO FATOR DE POTÊNCIA NO SISTEMA ELÉTRICO ..	36
2.8 ENERGIA REATIVA E SEUS EFEITOS	40
2.9 IMPACTOS ECONÔMICOS E PENALIZAÇÕES	41
2.10 VANTAGENS DA CORREÇÃO.....	42
2.11 DISTORÇÕES HARMÔNICAS E QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA.....	43
3 METODOS DE CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA.....	47
3.1 CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA POR BANCOS DE CAPACITORES.....	47
3.1.1 <i>Princípio de funcionamento</i>	48
3.1.1.1 Bancos fixos	48
3.1.1.2 Bancos automáticos	48
3.2 ESTRATÉGIAS DE APLICAÇÃO DOS BANCOS DE CAPACITORES	49
3.2.1 <i>Correção lado alta/média tensão</i>	50
3.2.2 <i>Correção lado baixa tensão (correção geral)</i>	50
3.2.3 <i>Correção por grupo de cargas</i>	51
3.2.4 <i>Correção por carga individual</i>	52
3.2.5 <i>Correção mista</i>	52
3.2.6 <i>Reatores Shunt</i>	54
3.2.7 <i>Reatores em Série</i>	54
3.3 CORREÇÃO DOS HARMÔNICOS NA CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA	55
3.3.1 <i>Bancos de capacitores shunt</i>	55

3.3.2	<i>Reatores de dessintonia aplicados a bancos de capacitores.....</i>	56
3.4	FUNÇÃO Q NIGHT EM INVERSORES FOTOVOLTAICOS	57
3.4.1	<i>Princípio físico.....</i>	58
3.4.1.1	<i>Fabricantes no mercado</i>	59
3.5	COMPENSADORES SÍNCRONOS.....	61
3.6	FILTROS ATIVOS DE POTÊNCIA.....	62
3.6.1	<i>Sistemas estáticos de compensação de reativos (SVC e STATCOM) 63</i>	
3.6.2	<i>Medidas complementares de eficiência energética para melhoria do fator de potência</i>	64
3.6.3	<i>Sistemas de chaveamento eletrônico de capacitores e reatores .</i>	65
4	ESTRUTURA REGULATÓRIA E TARIFÁRIA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	67
4.1	REGULAMENTAÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA NO BRASIL	67
4.2	SISTEMA DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS	69
4.3	ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO.....	70
4.4	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA.....	73
4.5	CONCEITO DE DEMANDA E IMPLICAÇÕES TARIFÁRIAS	74
4.6	MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA	75
5	ESTUDO DE CASO.....	79
5.1	METODOLOGIA.....	79
5.2	CARACTERIZAÇÃO E DESCRIÇÃO DO EMPREENDIMENTO.....	79
5.3	CONDIÇÃO OPERACIONAL DA UNIDADE DURANTE A FASE DE OBRA	82
5.4	METODOLOGIA DE ANÁLISE E COLETA DE DADOS	83
5.5	ANÁLISE DO DIMENSIONAMENTO DA DEMANDA CONTRATADA E TRANSIÇÃO TARIFÁRIA.....	84
5.5.1	<i>Eventos pós-inauguração e necessidade de adequação.....</i>	86
5.5.2	<i>Ajuste contratual de demanda e gestão de titularidade: estratégia recomendada</i>	87
5.6	ANÁLISE DO FATOR DE POTÊNCIA E ENERGIA REATIVA EXCEDENTE	88
5.6.1	<i>Impacto das multas por excedente reativo (ufer/ere)</i>	91

5.7 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE CORREÇÃO E ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	91
5.7.1 <i>Análise econômica e tempo de retorno (payback)</i>	92
5.8 INFLUÊNCIA DOS TRANSFORMADORES	96
5.8.1 <i>Impacto da baixa carga durante a obra</i>	97
5.8.2 <i>Diagnóstico do problema</i>	97
5.9 LACUNA TEMPORAL NO PROJETO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E OTIMIZAÇÃO VIA INVERSORES FOTOVOLTAICOS	99
5.10 O PAPEL DOS INVERSORES FOTOVOLTAICOS NA COMPENSAÇÃO REATIVA NOTURNA (Q-NIGHT)	99
5.11 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO REATIVA E ANÁLISE DE VIABILIDADE	101
5.12 IMPACTO COMBINADO: CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA E O MERCADO LIVRE DE ENERGIA	104
5.13 INOVAÇÃO TECNOLÓGICA: INTEGRAÇÃO COM INVERSORES FOTOVOLTAICOS (FUNÇÃO Q-NIGHT)	105
5.14 MEDIDAS COMPLEMENTARES DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA PARA A FASE OPERACIONAL	106
6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	109
6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	110
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	113

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Triângulo de Potências. Representação vetorial das componentes de potência ativa (P), reativa (Q) e aparente (S), evidenciando o ângulo de defasagem (ϕ) entre a tensão e a corrente.	30
Figura 2 - Influência da potência reativa na corrente de linha e no fator de potência, bem como o efeito da compensação reativa em sistemas elétricos.	37
Figura 3 - Relação entre seção mínima do condutor e fator de potência	39
Figura 4 - Decomposição de uma forma de onda com distorção harmônica. O gráfico ilustra a superposição da frequência fundamental com a 3ª componente harmônica, resultando em uma forma de onda distorcida, típica de cargas não lineares em sistemas de potência.....	45
Figura 5 – Relação entre Fator de Potência e Corrente elétrica.....	68
Figura 6 - Classificação atualizada da unidade consumidora	86
Figura 7 - Detalhamento dos valores faturados referentes ao mês de agosto de 2020, durante a fase de obras do empreendimento. Fonte: O Autor (2026).	86
Figura 8 - Detalhamento dos valores faturados referentes ao mês de fevereiro de 2021, refletindo a transição para a fase operacional. Fonte: O Autor (2026).	87
Figura 9 - Gráfico de evolução da energia reativa excedente e custo associado	90
Figura 10 - Fatura Cemig JUN/2020	95
Figura 11 - Fatura Cemig JUL/2020	96
Figura 12 - Simbologia do transformador retirado do diagrama trifilar	98
Figura 13 - Comparativo da cobertura do empreendimento: Cenário em 2023, antes da implantação do sistema fotovoltaico; Cenário em 2024, após a instalação da usina solar.	101
Figura 14 - Fatura de agosto/2020	102

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Relação entre potência do transformador e fator de potência.	38
Tabela 2 - Comparação entre bancos de capacitores fixos e automáticos.	49
Tabela 3 - Comparativo das estratégias de compensação de potência reativa por bancos de capacitores.	53
Tabela 4 - Grupos tarifários de alta e média tensão	70
Tabela 5 - Tarifas de energia elétrica para consumidores do Grupo A4 (2,3 kV a 25 kV).....	72
Tabela 6 - Tarifas de energia elétrica para consumidores do Grupo A4 (2,3 kV a 25 kV).....	72
Tabela 7 - Histórico de Faturamento e Demanda na Fase de Obra Civil Out/18 a Ago/19).....	80
Tabela 8 - Histórico de Faturamento e Demanda na Fase de Obra Elétrica (Out/19 a Dez//20).....	81
Tabela 9 - Histórico de Faturamento e Demanda pós-obra (Nov/20 a Jul//22)	81
Tabela 10 - Caracterização das Cargas do Canteiro de Obras e Impactos no Fator de Potência (FP)	82
Tabela 11 - Composição do faturamento de energia reativa e ativa (referência agosto/2020). Fonte: Elaborado pelo autor (2026), adaptado de dados da concessionária.	90
Tabela 12 - Análise de Viabilidade do Retrofit de Iluminação	92
Tabela 13 - Comparativo técnico e financeiro da substituição	93

LISTA DE SIGLAS

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

kWh - Quilowatt-hora

REN 414 - Resolução Normativa nº 414/2010

REN 569 - Resolução Normativa nº 569/2013

ONS - Operador Nacional do Sistema

UC – Unidade Consumidora

HP - Horário ponta

HFP – Horário fora ponta

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

FP – Fator de potência

LISTA DE SÍMBOLOS

k – Quilo.

m – Metro

A – Ampère.

V – Volt.

W – Watt.

VA – Volt-Ampère.

var – Volt-Ampère reativo.

Ω – Ohm.

RESUMO

Este trabalho aborda a instalação elétrica de uma unidade consumidora comercial do setor financeiro, destacando a eficiência energética desde a construção até a entrega da obra. Serão apresentados indicadores para apoiar a seleção de alternativas construtivas voltadas à qualidade de energia, eficiência energética e economia. Em um ambiente competitivo e orientado à sustentabilidade, a gestão eficiente da energia é essencial; contudo, muitos empreendimentos subestimam o impacto do baixo fator de potência. A avaliação de faturas de um estudo de caso no período de 15 meses, identificou o aumento do consumo de energia reativa mesmo com poucas cargas conectadas em fase de obra. Equipamentos indutivos, como transformadores, motores e sistemas de climatização, demandam alta potência reativa, o que reduz o fator de potência da instalação. Paralelamente, o agrupamento de cargas não lineares introduz distorções harmônicas na rede, comprometendo a qualidade da energia elétrica. O objetivo geral é avaliar os impactos do baixo fator de potência e propor soluções técnicas e economicamente viáveis. Consideraram-se três alternativas: (i) banco de capacitores automático; (ii) inversores fotovoltaicos com compensação reativa (Q Night) e fontes renováveis e (iii) estratégias de uso racional no pós-obra. Os resultados apontam potencial de redução de penalidades tarifárias e otimização do uso de potência ativa, com ganhos de eficiência global. A unidade analisada é classificada como Comercial, subclasse “Outros serviços e atividades”, modalidade THS Verde (A4), sob concessão da Cemig, alimentada em 13,8 kV, secundário 380/220V localizada em Uberlândia-MG, com obras entre 2018 e 2020.

Palavras-chave: eficiência energética; fator de potência; energia reativa; banco de capacitores; distorções harmônicas; qualidade de energia; Q Night (Controle de potência reativa noturno).

ABSTRACT

This study investigates the electrical installation of a commercial consumer unit in the financial sector, highlighting energy efficiency from the construction phase through the completion of the project. Indicators are presented to support the selection of construction alternatives aimed at improving power quality, energy efficiency, and economic performance. In a competitive and sustainability-oriented environment, efficient energy management is essential; however, many projects underestimate the impact of a low power factor (PF). An analysis of utility bills from a 15-month case study identified an increase in reactive energy consumption even with only a limited number of loads connected during the construction phase. Inductive equipment, such as transformers, motors and air-conditioning systems, requires a significant amount of reactive power, reducing the installation's power factor. In parallel, the aggregation of nonlinear loads introduces harmonic distortion into the electrical network, compromising power quality. The main objective of this study is to evaluate the impacts of a low power factor and propose technically and economically feasible solutions. Three alternatives were considered: (i) an automatic capacitor bank; (ii) photovoltaic inverters with reactive power compensation (Q Night) and renewable energy sources; and (iii) rational energy-use strategies for the post-construction phase. The results indicate the potential for reducing tariff penalties and optimizing the use of active power, resulting in improvements in overall energy efficiency. The analyzed consumer unit is classified as Commercial, subclass **"Other Services and Activities,"** under the Green Time-of-Use Tariff (THS Green – A4), supplied by Cemig at 13.8 kV, with a secondary voltage of 380/220 V, located in Uberlândia, Minas Gerais, Brazil, where construction activities were carried out between 2018 and 2020.

Keywords: energy efficiency; power factor; reactive power; automatic capacitor bank; harmonic distortion; power quality; Q Night.

1 INTRODUÇÃO

1.1 Energia elétrica e eficiência no uso dos recursos

A energia elétrica é essencial ao funcionamento das edificações modernas, constituindo um dos principais insumos para o desenvolvimento das atividades comerciais, industriais e de serviços. Em empreendimentos de médio à grande porte, o consumo energético está diretamente associado ao desempenho operacional, ao conforto ambiental, à confiabilidade dos sistemas e à produtividade dos usuários. Nesse contexto, a fatura de energia elétrica reflete não apenas a quantidade de energia consumida, expressa em quilowatt-hora (kWh), mas também a forma como essa energia é utilizada, incorporando tarifas aplicadas, encargos setoriais e eventuais penalidades decorrentes de ineficiências operacionais.

Diante do crescimento contínuo da demanda energética e da necessidade de uso racional dos recursos naturais, a eficiência energética assume papel estratégico, sendo definida como a capacidade de realizar as mesmas atividades ou obter os mesmos resultados com menor consumo de energia. A promoção da eficiência energética envolve a modernização tecnológica dos equipamentos, a otimização dos sistemas de iluminação e climatização, a automação predial, a adoção de boas práticas operacionais e de manutenção, bem como a incorporação de tecnologias sustentáveis — incluindo fontes renováveis —, sempre considerando critérios de viabilidade técnica, econômica, ambiental e social.

Em projetos elétricos, a eficiência energética e a qualidade da energia devem ser consideradas de forma integrada desde as fases iniciais de concepção e planejamento, estendendo-se à execução da obra e à etapa de operação da edificação. As decisões adotadas nessas etapas, tais como a seleção criteriosa dos equipamentos, o correto dimensionamento dos sistemas elétricos e a definição da arquitetura energética, impactam diretamente o consumo de energia, os custos operacionais e o desempenho energético ao longo de toda a vida útil da instalação.

1.2 Importância da eficiência energética no setor comercial

O consumo de energia elétrica representa uma das principais despesas operacionais em empreendimentos comerciais, caracterizado pela presença de sistemas de climatização contínuos, infraestrutura de tecnologia da informação, data centers, iluminação intensiva e equipamentos eletromecânicos diversos. Nesse cenário, a eficiência energética torna-se um diferencial competitivo, contribuindo para a redução de custos, melhoria da sustentabilidade e otimização da infraestrutura elétrica.

Entre os indicadores de desempenho elétrico, destaca-se o fator de potência (FP), que expressa o grau de aproveitamento da potência elétrica disponibilizada pela concessionária para a realização de trabalho útil. Quando esse valor é baixo, indicam presença significativa de potência reativa no sistema, associada principalmente a cargas indutivas, como motores de indução, transformadores, reatores, sistemas de climatização, inversores de frequência, elevadores entre outros equipamentos eletromagnéticos, que impõem comportamento predominantemente indutivo ao sistema, conduz, em geral, à operação com fator de potência indutivo.

A presença excessiva de potência reativa provoca diversos impactos técnicos e econômicos, por isso o controle e a correção do FP assumem papel estratégico dentro de um plano de eficiência energética, especialmente para consumidores atendidos em média e alta tensão, nos quais os efeitos financeiros são mais expressivos. Além dos aspectos econômicos, contribui para a melhoria da qualidade da energia, aumento da confiabilidade do sistema elétrico, redução do desperdício energético e uso mais racional da infraestrutura de geração, transmissão e distribuição, alinhando-se aos princípios de sustentabilidade e responsabilidade ambiental.

1.3 Justificativa

A relevância deste estudo reside no fato de que decisões tomadas nas fases iniciais de planejamento, projeto e execução de empreendimentos elétricos influenciam diretamente o desempenho energético, os custos operacionais e a qualidade da energia ao longo de toda a vida útil da instalação. A escolha criteriosa de equipamentos eficientes, o correto dimensionamento dos sistemas elétricos e a

adoção antecipada de soluções de compensação reativa podem evitar perdas, penalidades tarifárias e investimentos corretivos futuros, justificando técnica e economicamente a realização deste trabalho.

Do ponto de vista ambiental, a otimização do uso da energia elétrica contribui para a redução do consumo de recursos naturais, das emissões associadas à geração de energia e da sobrecarga do sistema elétrico nacional, alinhando-se às diretrizes de desenvolvimento sustentável. Diante disso, este trabalho tem como objetivo geral avaliar os impactos do baixo fator de potência em uma edificação comercial do setor financeiro, propondo soluções técnicas e economicamente viáveis para a compensação reativa. Para alcançar esse propósito, a pesquisa propõe-se a analisar 15 meses de faturas elétricas da unidade (incluindo a fase de obra), dimensionar alternativas como bancos de capacitores automáticos e inversores fotovoltaicos com função *Q at Night*, e determinar a viabilidade financeira das soluções por meio do método de *Payback* Simples.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Conceitos de Potência Elétrica

Em sistemas elétricos de corrente alternada (CA), a potência elétrica representa a taxa de conversão ou transferência de energia em um determinado intervalo de tempo, sendo fundamental para a análise do desempenho e da eficiência das instalações elétricas. Diferentemente dos sistemas em corrente contínua, nos quais a potência é diretamente proporcional ao produto da tensão e da corrente, nos sistemas em corrente alternada a defasagem angular entre essas grandezas torna necessária a decomposição da potência em três componentes fundamentais:

Potência Ativa (P): corresponde à parcela da potência elétrica efetivamente convertida em trabalho útil, manifestando-se sob a forma de calor, luz, movimento mecânico ou outras formas de energia. É expressa em watts (W) e representa a energia que realiza efetivamente a função desejada pelas cargas elétricas.

Potência Reativa (Q): está associada à energia necessária para a formação e manutenção dos campos magnéticos e elétricos nos equipamentos eletromagnéticos, como motores, transformadores, reatores e indutores. Embora indispensável ao funcionamento desses dispositivos, essa potência não realiza trabalho útil, sendo expressa em volt-ampère reativo (VAr). Do ponto de vista físico, a circulação de potência reativa impõe correntes adicionais ao sistema, o que pode provocar elevação das perdas elétricas, quedas de tensão e redução da eficiência global da instalação.

Potência Aparente (S): representa a potência total demandada da rede elétrica por uma instalação, resultando da composição vetorial das potências ativa e reativa. Sua unidade é o volt-ampère (VA) e seu valor indica a capacidade total que deve ser fornecida pelo sistema elétrico e pode ser obtida pela relação da Equação (1):

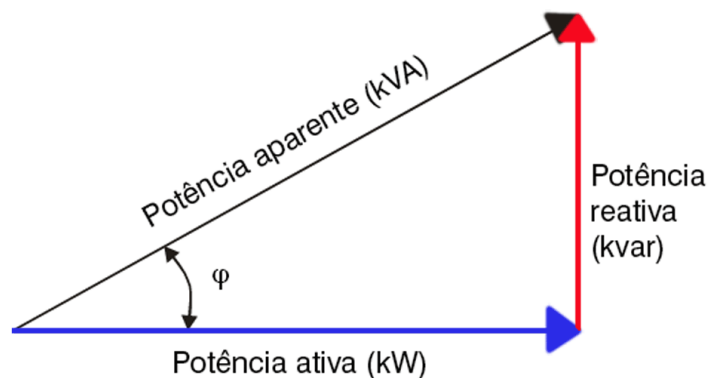
$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (1)$$

Onde:

- S : Potência Aparente (VA);
- P : Potência Ativa (W);
- Q : Potência Reativa (var).

A relação entre essas grandezas é tradicionalmente representada pelo triângulo de potências, no qual a potência ativa constitui o cateto adjacente, a potência reativa o cateto oposto e a potência aparente a hipotenusa. Essa representação geométrica permite compreender de forma clara a interação entre os componentes da potência em sistemas de corrente alternada.

Figura 1 - Triângulo de Potências. Representação vetorial das componentes de potência ativa (P), reativa (Q) e aparente (S), evidenciando o ângulo de defasagem (ϕ) entre a tensão e a corrente.



FONTE: Linha Luminárias LED Comerciais. WINLED, 2026. Catálogo técnico.

$$FP = \frac{P}{|S|} = \frac{kW}{kVA} = \cos(\phi) = \cos(\arctan \frac{kW}{kVA}) \quad (2)$$

$$FP = \frac{kWh}{\sqrt{kWh^2 + kVARh^2}} \quad (3)$$

No contexto do consumo elétrico, a potência está diretamente associada ao conceito de energia elétrica, que corresponde à utilização da potência ao longo de um intervalo de tempo. Assim, a energia elétrica consumida pode ser expressa pelas seguintes grandezas:

Energia ativa: energia associada à potência ativa, responsável pela realização de trabalho útil, expressa em quilowatt-hora (kWh);

Energia reativa: energia associada à potência reativa necessária à magnetização dos equipamentos, expressa em quilovolt-ampère-reactivo-hora (kVARh).

Outro conceito essencial para a análise de sistemas elétricos é a demanda, definida como o valor médio da potência ativa solicitada por uma instalação em um intervalo de tempo padronizado, usualmente de 15 minutos. A demanda é expressa em quilowatt (kW) ou quilovolt-ampère (kVA) e representa um dos principais parâmetros utilizados pelas concessionárias para o dimensionamento da infraestrutura elétrica e para a aplicação da estrutura tarifária.

A compreensão integrada desses conceitos — potência, energia e demanda — é fundamental para a correta análise do fator de potência, das perdas elétricas e dos impactos técnicos e econômicos associados à operação das instalações elétricas, constituindo a base teórica necessária para o desenvolvimento das seções seguintes.

2.2 Introdução ao fator de potência

O fator de potência (FP) é um dos principais indicadores da eficiência elétrica em instalações comerciais e industriais, refletindo o grau de aproveitamento da potência elétrica disponibilizada pela concessionária. Instalações que operam com baixo fator de potência utilizam parte significativa da capacidade da rede apenas para a circulação de potência reativa, sem a correspondente geração de trabalho útil. Essa condição resulta na ocupação desnecessária da infraestrutura elétrica, comprometendo a eficiência do sistema, a qualidade da energia fornecida e a confiabilidade operacional.

A correção do fator de potência permite a liberação de capacidade instalada, possibilitando o atendimento de maiores cargas ativas sem a necessidade de ampliação da infraestrutura elétrica, além de reduzir perdas, quedas de tensão e sobrecargas em condutores, transformadores e equipamentos. Dessa forma, a melhoria do fator de potência contribui não apenas para a redução de custos operacionais, mas também para a otimização técnica do sistema elétrico como um todo.

Embora a correção do fator de potência seja frequentemente associada apenas às penalidades tarifárias impostas pelas concessionárias, sua relevância vai além do

aspecto econômico. O controle adequado do fator de potência constitui requisito técnico fundamental para a eficiência energética, a confiabilidade operacional e o uso racional da infraestrutura elétrica, impactando diretamente o desempenho global das instalações.

O fator de potência é uma grandeza adimensional definida como a razão entre a potência ativa e a potência aparente, podendo ser expresso matematicamente conforme a Equação (1):

$$FP = \frac{P}{|S|} = \frac{kW}{kVA} = \cos(\phi) = \cos(\arctan \frac{kW}{kVA}) \quad (4)$$

Onde:

- FP : Fator de Potência (adimensional);
- P : Potência Ativa (W);
- S : Potência Aparente (VA).
- $\cos \phi$ (Cosseno de phi): Conhecido como Fator de Potência de Deslocamento. Ele representa a relação entre a potência ativa e a potência aparente em um sistema senoidal puro. Matematicamente, ele indica o quanto a forma de onda da corrente está "atrasada" ou "adiantada" em relação à tensão devido à carga (indutiva ou capacitiva)

Valores reduzidos de fator de potência indicam elevada participação da potência reativa na demanda total, exigindo maior circulação de corrente para fornecer a mesma quantidade de potência ativa. Essa condição acarreta consequências técnicas indesejáveis, como quedas de tensão, aumento das perdas elétricas, aquecimento dos condutores e sobrecarga dos equipamentos, tornando essencial sua correção em instalações não residenciais.

2.3 Definição de fator de potência

Do ponto de vista físico, o fator de potência é definido como o cosseno do ângulo de defasagem (φ) entre as formas de onda da tensão e da corrente em um sistema elétrico de corrente alternada. O desfasamento angular entre as ondas de tensão e corrente, fenômeno característico de instalações com predominância de

cargas lineares indutivas quando não há defasagem entre essas grandezas, o fator de potência assume valor unitário, condição considerada ideal, pois indica o aproveitamento máximo da energia elétrica disponível.

Matematicamente, o fator de potência pode ser expresso conforme as Equações (5) e (6):

$$FP = \frac{kW}{kVA} = \cos \varphi = \cos \left(\arctan \frac{kVAr}{kW} \right) \quad (5)$$

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (6)$$

Quando calculado a partir das energias medidas ao longo de um determinado período, o fator de potência pode ser obtido por:

$$fp = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (7)$$

Onde E_A representa a energia ativa consumida e E_R a energia reativa demandada.

Valores de fator de potência fora dos limites estabelecidos pelas normas técnicas e pelos regulamentos das concessionárias acarretam impactos operacionais relevantes, tais como aumento das perdas elétricas, redução da vida útil dos equipamentos, sobrecarga da infraestrutura elétrica e aplicação de penalidades tarifárias na fatura de energia elétrica, conforme regulamentação vigente.

2.4 Eficiência energética em sistemas elétricos

A eficiência energética fundamenta-se na aplicação racional da energia elétrica, por meio da otimização dos processos produtivos, do correto dimensionamento dos sistemas elétricos, da modernização tecnológica e da adoção de práticas operacionais que minimizem desperdícios e perdas. Seu objetivo central consiste em obter o máximo desempenho dos sistemas com o menor consumo energético possível, assegurando viabilidade técnica, econômica e operacional.

Os ganhos em eficiência energética podem ser alcançados por meio de intervenções nos processos e equipamentos, incluindo a substituição de máquinas obsoletas por modelos de alto rendimento, a implantação de sistemas de controle e automação, a manutenção preventiva e preditiva de motores e transformadores, bem como a modernização dos sistemas de iluminação, aquecimento, ventilação e climatização. Adicionalmente, a adequada gestão da demanda e a correção do fator de potência desempenham papel fundamental na redução das perdas elétricas e na melhoria do aproveitamento da infraestrutura existente.

Em instalações comerciais, a melhoria da eficiência energética está diretamente associada à atualização tecnológica dos equipamentos, à racionalização do consumo nos horários de ponta e à adoção de estratégias de gerenciamento energético, que possibilitam a redução dos custos operacionais, o aumento da confiabilidade do sistema elétrico e a postergação de investimentos em ampliação da capacidade instalada.

2.5 Causas do baixo fator de potência

O baixo fator de potência em instalações elétricas está principalmente associado à elevada concentração de cargas indutivas e não lineares conectadas ao sistema. As cargas indutivas demandam potência reativa para a formação dos campos magnéticos necessários ao seu funcionamento, sendo as principais responsáveis pela degradação do fator de potência.

Entre os equipamentos indutivos mais comumente presentes nas instalações elétricas, destacam-se os motores elétricos de indução, transformadores, máquinas operatrizes, sistemas de bombeamento, elevadores, sistemas de climatização, além de lâmpadas fluorescentes e luminárias dotadas de reatores eletromagnéticos. A operação prolongada desses equipamentos em regime de baixa carga ou em vazio agrava ainda mais o consumo relativo de potência reativa, reduzindo significativamente o fator de potência global da instalação.

Além das cargas indutivas, a presença de equipamentos não lineares contribui de forma expressiva para a deterioração do fator de potência. Dispositivos como inversores de frequência, fontes chaveadas, retificadores, máquinas de solda,

nobreaks e outros equipamentos eletrônicos introduzem correntes harmônicas no sistema elétrico. Essas distorções elevam a potência aparente demandada, sem acréscimo correspondente de potência ativa, resultando na redução do fator de potência efetivo.

A presença de harmônicos também provoca efeitos adversos adicionais, como aquecimento excessivo de condutores e transformadores, aumento das perdas elétricas, interferências eletromagnéticas e possível redução da vida útil dos equipamentos. Consequentemente, instalações com elevada concentração de cargas não lineares tornam-se mais suscetíveis ao descumprimento dos limites mínimos de fator de potência estabelecidos pelas concessionárias, culminando na aplicação de penalidades financeiras.

2.6 Consequências do baixo fator de potência

O baixo FP em instalações elétricas acarreta diversas consequências técnicas, operacionais e econômicas. Sua principal implicação é o aumento da circulação de potência reativa no sistema, o que eleva a potência aparente demandada da rede sem acréscimo proporcional de potência ativa útil. Para uma mesma demanda de potência ativa, a redução do fator de potência exige maior corrente elétrica, impactando diretamente o desempenho e a eficiência da instalação.

O aumento da corrente elétrica resulta em maiores perdas por efeito Joule nos condutores, transformadores e demais equipamentos do sistema, além de provocar aquecimento excessivo desses componentes. Condutores, cabos, transformadores e dispositivos de manobra são dimensionados para operar dentro de limites específicos de corrente e potência aparente (kVA), de modo que a operação contínua acima desses valores pode ocasionar sobrecarga, aumento das perdas elétricas, redução da vida útil dos equipamentos e limitação da capacidade disponível do sistema para a conexão de novas cargas.

A presença excessiva de potência reativa também implica no superdimensionamento de transformadores, condutores, dispositivos de proteção e manobra, elevando os custos de implantação e operação da instalação. Além disso, parcela significativa da capacidade de condução dos condutores passa a ser ocupada

por corrente que não produz trabalho útil, reduzindo a eficiência global do sistema elétrico.

Outro efeito relevante refere-se às variações de tensão ao longo dos circuitos de distribuição. Instalações predominantemente indutivas tendem a provocar quedas de tensão nos pontos de consumo, enquanto instalações com comportamento capacitivo podem causar elevação da tensão, resultando em condições de subtensão ou sobretensão. Essas variações comprometem o desempenho dos equipamentos, a qualidade da energia fornecida e a confiabilidade do sistema, podendo inclusive ocasionar falhas operacionais e interrupções no fornecimento.

Dessa forma, o controle e a correção do fator de potência são essenciais para a preservação da infraestrutura elétrica, para a melhoria da qualidade da energia e para o uso eficiente da capacidade instalada, evitando reforços desnecessários na rede de distribuição.

2.7 Impactos técnicos de baixo fator de potência no sistema elétrico

A presença excessiva de potência reativa no sistema elétrico provoca diversos impactos técnicos relevantes. O aumento da potência aparente demandada implica no superdimensionamento de transformadores, condutores, dispositivos de proteção e manobra, elevando os custos de implantação e operação da instalação. Além disso, parcela significativa da capacidade de condução de corrente dos condutores passa a ser ocupada por corrente que não produz trabalho útil, reduzindo a eficiência global do sistema.

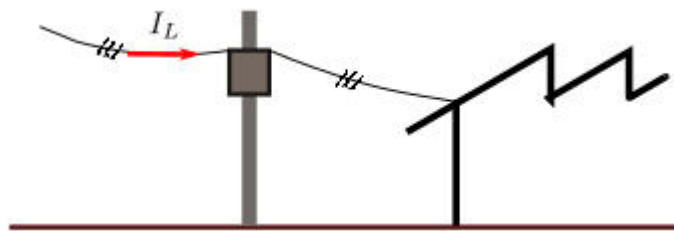
Outro efeito importante refere-se ao aumento das quedas de tensão ao longo dos circuitos, podendo resultar em subtensões nos pontos de consumo, comprometendo o desempenho dos equipamentos, ou em sobretensões locais, afetando a vida útil dos componentes elétricos. Esses fenômenos contribuem para o aumento das perdas elétricas, sobrecarga da infraestrutura e redução da confiabilidade do sistema.

A circulação excessiva de corrente reativa também compromete a capacidade disponível da rede para o atendimento de novas cargas, uma vez que parte da

infraestrutura é ocupada sem produção de potência ativa útil. Além disso, as variações de tensão ao longo dos alimentadores podem tornar-se mais pronunciadas, afetando todas as unidades consumidoras conectadas ao mesmo transformador de distribuição. Instalações com fator de potência predominantemente indutivo tendem a provocar redução da tensão no ponto de conexão, enquanto instalações com comportamento capacitivo podem causar sua elevação, resultando em condições de subtensão ou sobretensão.

Dessa forma, a correção do fator de potência mostra-se essencial para a preservação da rede de distribuição, para a melhoria da qualidade da energia elétrica e para o uso eficiente da infraestrutura instalada, considerando que os custos de operação, manutenção e expansão do sistema são compartilhados por todos os consumidores conectados à rede.

Figura 2 - Influência da potência reativa na corrente de linha e no fator de potência, bem como o efeito da compensação reativa em sistemas elétricos.



Fonte: Eng.º Dr. Eudemário S. de Santana (2022).

$$FP = \frac{P}{|S|} = \frac{P}{S = \sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (8)$$

À medida que Q aumenta, FP abaixa.

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3}V_L} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3}V_L} \quad (9)$$

Em que:

I_L é a corrente de linha,

S é a potência aparente,

V_L é a tensão de linha.

Na medida que Q aumenta, I_L também cresce.

Essa relação evidencia que, para uma mesma tensão de alimentação, a redução do fator de potência eleva diretamente a corrente elétrica circulante, provocando maiores perdas por efeito Joule, elevação das quedas de tensão e sobrecarga dos condutores, transformadores e dispositivos de proteção.

Além disso, a diminuição do fator de potência exige maior capacidade instalada dos transformadores e maior seção dos condutores. A Figura 1 ilustra a relação entre a potência aparente requerida do transformador e o fator de potência, evidenciando o aumento significativo da potência necessária à medida que o fator de potência diminui. A Figura 2 apresenta a variação da seção mínima dos condutores em função do fator de potência, demonstrando que fatores de potência reduzidos exigem condutores de maior bitola para o transporte da mesma potência ativa.

Tabela 1 - Relação entre potência do transformador e fator de potência.

Potência útil absorvida – kW	FP	Potência do transformador kVA
800	0,50	1.600
	0,80	1.000
	1,00	800

O baixo fator de potência implica elevação da potência aparente requerida pela instalação. Para uma mesma potência ativa, a corrente elétrica cresce à medida que o fator de potência diminui, conforme a relação:

$$I_L = S / (\sqrt{3} \cdot V_L)$$

Em que:

I_L é a corrente de linha, S é a potência aparente, V_L é a tensão de linha.

Esse aumento da corrente intensifica as perdas por efeito Joule, provoca elevação das quedas de tensão ao longo dos condutores e impõe maior solicitação térmica aos transformadores e dispositivos de proteção, reduzindo sua vida útil e comprometendo a confiabilidade operacional do sistema.

Adicionalmente, a redução do fator de potência exige maior capacidade instalada dos transformadores e maior seção dos condutores, implicando elevação dos custos de implantação, operação e manutenção das instalações elétricas.

Figura 3 - Relação entre seção mínima do condutor e fator de potência

Seção relativa		Fator de potência
1,00	○	1,00
1,23	○	0,9
1,56	○	0,8
2,04	○	0,7
2,78	○	0,6
4,00	○	0,5
6,25	○	0,4
11,1	○	0,3

Fonte: Produtos para correção do fator de potência WEG Automação S.A. (2022).

A circulação excessiva de corrente reativa ocupa parte da capacidade de condução dos condutores sem produzir trabalho útil, reduzindo a disponibilidade da rede para o atendimento de outras cargas. Além disso, a queda de tensão ao longo dos condutores pode se tornar significativa, afetando todas as unidades consumidoras conectadas ao mesmo transformador de distribuição. Instalações com fator de potência indutivo tendem a provocar redução da tensão no ponto de conexão, enquanto instalações com comportamento capacitivo podem causar sua elevação, resultando em condições de subtensão ou sobretensão.

Dessa forma, a correção do fator de potência é essencial para a preservação da rede de distribuição e para o uso eficiente da infraestrutura elétrica, considerando que os custos de operação e manutenção do sistema são compartilhados por todos os consumidores conectados à rede.

2.8 Energia reativa e seus efeitos

A potência reativa está associada ao intercâmbio contínuo de energia entre a fonte de alimentação e os elementos indutivos e capacitivos do sistema elétrico. Em regime permanente, essa potência oscila entre a fonte e as cargas, apresentando valor médio nulo ao longo de um ciclo completo da rede elétrica, correspondente a $1/60$ s em sistemas de 60 Hz. Assim, a energia absorvida durante um semiciclo é devolvida à fonte no semiciclo seguinte, não sendo convertida em trabalho útil.

Os efeitos no sistema elétrico são usualmente caracterizados pelos termos “consumo” e “fornecimento” de potência reativa, associados, respectivamente, ao comportamento indutivo e capacitivo das cargas. No regime indutivo, a corrente elétrica apresenta atraso em relação à tensão, enquanto no regime capacitivo ocorre o adiantamento da corrente em relação à tensão.

Embora necessária ao funcionamento dos equipamentos eletromagnéticos, a presença excessiva de potência reativa, seja ela indutiva ou capacitiva, compromete a eficiência operacional das instalações elétricas. Elevados níveis de potência reativa resultam no aumento da corrente elétrica circulante, intensificando as perdas por efeito Joule, provocando maiores quedas de tensão ao longo dos condutores e, conseqüentemente, exigindo o superdimensionamento de cabos, transformadores e dispositivos de proteção.

Para uma mesma potência ativa demandada, o aumento da potência reativa implica maior magnitude da corrente elétrica necessária ao suprimento da instalação, em virtude da redução do fator de potência. Esse fenômeno compromete o aproveitamento da capacidade dos equipamentos elétricos e eleva os custos operacionais do sistema. Tais efeitos manifestam-se tanto em sistemas monofásicos quanto trifásicos; embora as expressões matemáticas se diferenciem pela presença do fator $\sqrt{3}$ no caso trifásico, as implicações físicas e operacionais permanecem equivalentes.

2.9 Impactos econômicos e penalizações

Sob a ótica econômica, o baixo fator de potência resulta em penalidades financeiras aplicadas pelas concessionárias de energia elétrica, conforme os limites mínimos estabelecidos pelas normas técnicas e pelos regulamentos vigentes da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Essas penalidades materializam-se, principalmente, por meio da cobrança do excedente de energia reativa, impactando diretamente o valor da fatura mensal de energia elétrica. Dessa forma, a manutenção de níveis adequados de fator de potência torna-se fundamental não apenas para a eficiência energética e a confiabilidade operacional das instalações, mas também para a mitigação dos custos associados ao consumo de energia.

No Brasil, de acordo com a regulamentação da ANEEL, quando o fator de potência médio mensal da unidade consumidora apresenta valor inferior a 0,92 indutivo, é aplicada a cobrança adicional referente ao excedente de energia reativa. Esse mecanismo tarifário tem como finalidade sinalizar economicamente o uso ineficiente da infraestrutura elétrica, incentivando a adoção de medidas técnicas que reduzam a circulação desnecessária de corrente reativa nos sistemas de distribuição.

O impacto econômico dessas penalidades pode ser significativo, sobretudo em unidades consumidoras de médio e grande porte, caracterizadas pela elevada concentração de cargas indutivas, como motores elétricos, transformadores, sistemas de climatização e processos industriais. Nesses contextos, a ausência de sistemas adequados de compensação reativa pode resultar em acréscimos expressivos nos custos operacionais, comprometendo a competitividade econômica das instalações.

As penalizações tarifárias visam estimular a implementação de soluções técnicas para correção do fator de potência, tais como bancos de capacitores automáticos, filtros ativos de potência ou sistemas híbridos de compensação. Esses equipamentos fornecem potência reativa localmente, reduzindo a demanda sobre a rede de distribuição, melhorando o aproveitamento da capacidade instalada e contribuindo para a postergação de investimentos em expansão da infraestrutura elétrica. Além do atendimento às exigências regulatórias, a correção do fator de potência promove benefícios técnicos, econômicos e energéticos, consolidando-se como uma estratégia essencial para a gestão eficiente do consumo de energia elétrica

2.10 Vantagens da correção

A correção do fator de potência proporciona benefícios expressivos de ordem técnica, econômica e operacional, contribuindo diretamente para a eficiência global das instalações elétricas. Entre as principais vantagens, destacam-se:

- Redução significativa dos custos com energia elétrica, em virtude da eliminação ou mitigação das penalidades associadas ao consumo excessivo de energia reativa;
- Aumento da eficiência energética da instalação, por meio da diminuição da circulação de correntes desnecessárias nos condutores e equipamentos;
- Melhoria dos níveis de tensão nos pontos de consumo, promovendo maior estabilidade operacional e melhor desempenho dos equipamentos elétricos;
- Ampliação da capacidade disponível de transformadores, condutores e dispositivos de manobra, possibilitando o atendimento de novas cargas sem necessidade imediata de investimentos em infraestrutura;
- Prolongamento da vida útil dos equipamentos e da rede elétrica, em decorrência da redução do aquecimento, das perdas elétricas e dos esforços térmicos e dielétricos;
- Redução das perdas elétricas por efeito Joule, resultando em maior aproveitamento da energia fornecida;
- Diminuição da circulação de corrente reativa na rede de distribuição, contribuindo para a otimização do uso da infraestrutura elétrica existente.

Dessa forma, a correção do fator de potência configura-se como uma estratégia essencial não apenas para o atendimento às exigências regulatórias, mas também para a promoção da eficiência energética, da confiabilidade operacional e da sustentabilidade econômica das instalações elétricas.

2.11 Distorções harmônicas e qualidade da energia elétrica

Distorções harmônicas são deformações na forma de onda da tensão ou corrente elétrica causadas por frequências múltiplas da fundamental, comprometendo a qualidade da energia e o funcionamento de equipamentos.

Em um sistema elétrico ideal, a tensão e a corrente deveriam seguir uma onda senoidal pura, com frequência de 60 Hz no Brasil. As distorções harmônicas surgem quando aparecem outras frequências múltiplas da fundamental, como a 2ª harmônica em 120 Hz, a 3ª em 180 Hz, e assim por diante, alterando a forma senoidal original e aumentando o índice de Distorção Harmônica Total (DHT), que indica a qualidade da energia elétrica entregue aos equipamentos.

$$DHT_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \quad (10)$$

Onde:

- I_h : Corrente eficaz da componente harmônica de ordem h (A);
- I_1 : Corrente eficaz da componente fundamental (A).

A presença dessas componentes harmônicas altera o cálculo da potência aparente total (S) do sistema. Enquanto em regime senoidal puro a potência aparente é apenas o produto de tensão e corrente na fundamental, na presença de harmônicos é necessário considerar a potência de distorção (D), essa componente surge quando há distorção nas formas de onda de tensão e/ou corrente, normalmente causada pela presença de cargas não lineares, conforme expresso na Equação 11:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (11)$$

Onde:

- P : Potência Ativa (W);
- Q : Potência Reativa (var);
- D : Potência de Distorção Harmônica (VAd).

Como consequência, o Fator de Potência global, definido pela Equação 12, é degradado não apenas pelo desfasamento angular (ϕ) entre tensão e corrente fundamental, mas também pelo aumento da potência de distorção:

$$FP = \frac{P}{|S|} = \cos(\phi) \cdot \frac{I_1}{I_{rms}} \quad (12)$$

I_1 (Corrente da fundamental): Refere-se ao valor eficaz (RMS) da componente da corrente na frequência fundamental do sistema (60 Hz no Brasil). É a parte da corrente que realmente contribui para a transferência de potência ativa útil à carga.

I_{rms} (Corrente eficaz total): Representa o valor eficaz real da corrente total medida no circuito, considerando todas as frequências presentes (a fundamental somada a todas as harmônicas existentes). Matematicamente, ela é dada por $I_{rms} = \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 + \dots + I_n^2}$.

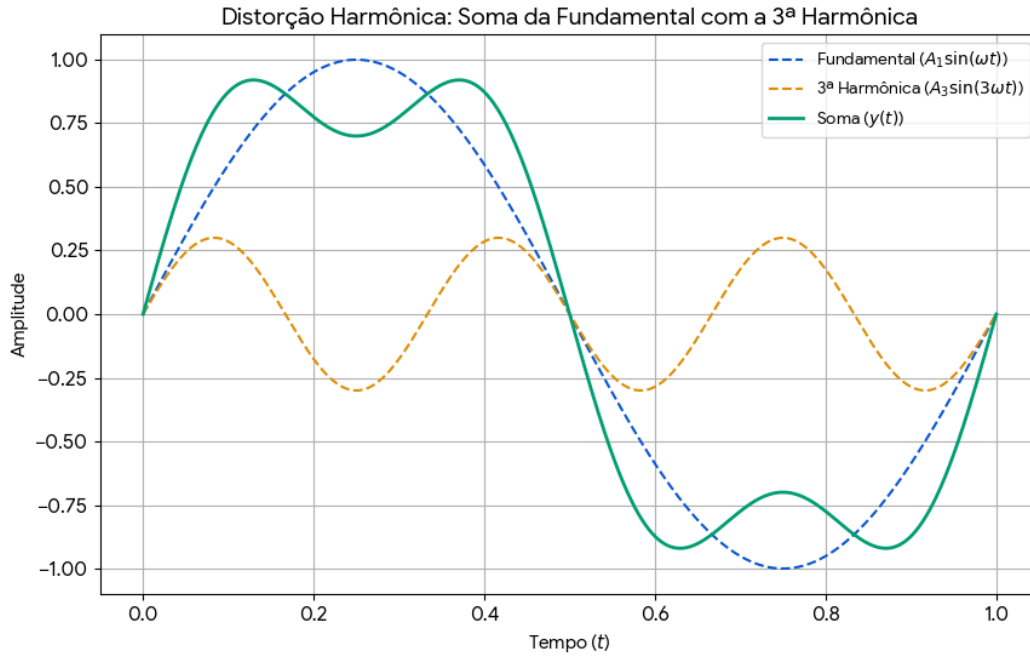
Além dos impactos associados ao baixo fator de potência, o crescente emprego de equipamentos eletrônicos de potência em instalações elétricas, como inversores de frequência, retificadores, sistemas de *nobreak*, sistemas de climatização (VRF/Chillers), iluminação LED e conversores utilizados em fontes renováveis de energia, como sistemas fotovoltaicos e eólicos, tem contribuído para o aumento da presença de correntes harmônicas nas redes elétricas.

Essas distorções podem ocasionar aumento da corrente eficaz (RMS), elevação das perdas por efeito Joule, aquecimento excessivo de cabos, transformadores e dispositivos de proteção, além de interferências no funcionamento de equipamentos sensíveis e, conseqüentemente, a potência aparente demandada. O resultado é a queda do FP global, mesmo que a defasagem angular na frequência fundamental seja mínima, e comprometer o desempenho de sistemas de compensação reativa baseados em bancos de capacitores.

Esse cenário reforça a necessidade de considerar os efeitos das distorções harmônicas ainda na fase de projeto e planejamento das instalações elétricas, uma vez que a interação entre cargas não lineares, bancos de capacitores e demais equipamentos baseados em eletrônica de potência pode comprometer a qualidade da energia, favorecer fenômenos de ressonância e reduzir a confiabilidade operacional do sistema. A propagação de harmônicos no sistema resulta em maiores perdas, equipamentos que podem ser danificados por sobre corrente ou sobre tensão, resultantes de ressonâncias, interferências nos sistemas de controle, de comunicação e de proteção de equipamentos (DAS, 2016) e (ABU-HASHIM, BURCH, et al., 1999). Ao planejar a instalação de grandes componentes não lineares, ou a entrada de uma

nova grande carga no sistema elétrico, deve ser analisado o projeto dos dispositivos não lineares, se necessário, incluindo projetos e instalação de e equipamentos de compensação harmônica nos terminais (ARRILAGA e WATSON, 2004).

Figura 4 - Decomposição de uma forma de onda com distorção harmônica. O gráfico ilustra a superposição da frequência fundamental com a 3ª componente harmônica, resultando em uma forma de onda distorcida, típica de cargas não lineares em sistemas de potência.



Fonte: Elaborado pelo autor utilizando MATLAB/Octave (2026).

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \quad (13)$$

3 METODOS DE CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA

A correção do fator de potência consiste na adoção de técnicas destinadas à compensação da potência reativa presente em instalações elétricas, com o objetivo de elevar o fator de potência a valores compatíveis com os limites estabelecidos pelas normas técnicas e regulamentos das concessionárias de energia elétrica. Essa medida visa reduzir a circulação de potência reativa, minimizar as perdas elétricas, liberar capacidade do sistema, melhorar a qualidade da energia elétrica e evitar penalidades financeiras decorrentes do consumo excessivo de energia reativa.

Entre as principais alternativas para a correção do fator de potência destacam-se os bancos de capacitores, reatores, compensadores síncronos, filtros ativos de potência, sistemas estáticos de compensação de reativos (SVC e STATCOM), bem como a modernização tecnológica e o correto dimensionamento das cargas. Adicionalmente, recursos presentes em sistemas de geração fotovoltaica conectados à rede, como a função Q Night em inversores, podem complementar os métodos convencionais de compensação, proporcionando maior flexibilidade operacional e eficiência energética.

3.1 Correção do fator de potência por bancos de capacitores

A otimização do fluxo de potência reativa em sistemas elétricos constitui um dos pilares da engenharia de sistemas de potência, impactando diretamente a eficiência energética, a estabilidade de tensão e a viabilidade econômica das instalações. No contexto regulatório brasileiro, o faturamento da energia reativa excedente é disciplinado pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 (REN 1000), consolidada e atualizada por alterações posteriores. Em conformidade com o art. 304 dessa resolução, as unidades consumidoras do Grupo A estão sujeitas ao faturamento da energia elétrica reativa excedente e da demanda de potência reativa excedente, de acordo com os critérios estabelecidos na regulamentação vigente.

A escolha do método e da estratégia de aplicação da correção do fator de potência depende de uma análise da topologia da instalação elétrica, do perfil de carga, da variabilidade da demanda de potência reativa, da presença de cargas não lineares e distorções harmônicas, bem como dos requisitos de qualidade da energia e da viabilidade técnica e econômica da solução. Além de selecionar o método mais

adequado, é fundamental definir o posicionamento dos elementos compensadores na rede elétrica, uma vez que essa decisão influencia diretamente a eficiência da compensação, a redução das perdas elétricas, a liberação da capacidade de cabos e transformadores, a regulação de tensão e a confiabilidade operacional do sistema. Dessa forma, busca-se a combinação de estratégias que proporcione maior eficiência energética, segurança e integridade dos equipamentos elétricos.

3.1.1 Princípio de funcionamento

O método mais amplamente empregado para a correção do fator de potência indutivo em instalações elétricas consiste na utilização de bancos de capacitores, os quais fornecem potência reativa capacitiva com a finalidade de compensar a potência reativa indutiva demandada pelas cargas. Essa compensação promove o equilíbrio do comportamento reativo do sistema elétrico, resultando na elevação do fator de potência, na redução das perdas elétricas, na liberação da capacidade dos equipamentos e na mitigação de penalidades tarifárias.

Em instalações comerciais e industriais, a predominância de cargas indutivas, impõem comportamento predominantemente indutivo ao sistema, conduz, em geral, à operação com fator de potência indutivo. A correção dessa condição é tradicionalmente realizada por meio da instalação de capacitores adequadamente dimensionados, considerando-se as características operacionais da instalação, o perfil de variação das cargas ao longo do tempo e os limites estabelecidos pelas normas técnicas vigentes.

3.1.1.1 Bancos fixos

Os bancos de capacitores podem ser classificados, de modo geral, em dois tipos. Os bancos fixos caracterizam-se pela injeção constante de potência reativa, independentemente das variações de carga, sendo indicados para sistemas com perfil de consumo relativamente estável.

3.1.1.2 Bancos automáticos

Os bancos automáticos permitem o ajuste dinâmico da compensação reativa por meio do acionamento sequencial de estágios capacitivos, controlados por dispositivos eletrônicos que monitoram as grandezas elétricas do sistema, tais como

corrente, tensão e fator de potência. Essa configuração é recomendada para instalações com significativa variação de carga, pois proporciona maior precisão na correção e reduz o risco de sobrecompensação.

Ressalta-se que tanto o consumo excessivo quanto o fornecimento excessivo de potência reativa podem comprometer o desempenho do sistema elétrico. A sobrecompensação, caracterizada pela condição capacitiva, pode ocasionar elevação dos níveis de tensão, ocorrência de ressonâncias elétricas, amplificação de componentes harmônicas e possíveis danos aos equipamentos. Dessa forma, o correto dimensionamento e o controle adequado dos bancos de capacitores tornam-se fundamentais para garantir a segurança, a confiabilidade e a eficiência operacional da instalação.

Tabela 2 - Comparação entre bancos de capacitores fixos e automáticos.

Característica	Banco Fixo	Banco Automático
Operação	Permanente	Variável
Custo	Menor	Maior
Complexidade	Baixa	Alta
Aplicação	Carga constante	Carga variável
Controle	Não possui	Controlador de FP

3.2 Estratégias de aplicação dos bancos de capacitores

Independentemente da estratégia de aplicação adotada, os bancos de capacitores modernos normalmente são integrados a sistemas de monitoramento e controle, compostos por medidores multifunção de grandezas elétricas e controladores de fator de potência. Esses dispositivos permitem acompanhar continuamente parâmetros como Tensão (V), Corrente (A), Potência ativa (kW), Potência reativa (kVAr), Potência aparente (kVA), Fator de potência (FP), Frequência (Hz), Energia (kWh), entre outras grandezas, fornecendo informações essenciais para a operação segura e eficiente do sistema.

O medidor multifunção de grandezas elétricas realiza a aquisição das grandezas elétricas da instalação e exibe em tempo real, disponibilizando essas informações localmente por meio de display ou remotamente através de protocolos

de comunicação industrial. As medições são utilizadas tanto para supervisão operacional quanto para o controle automático da compensação reativa.

O controlador de fator de potência utiliza os valores medidos para comparar o fator de potência instantâneo com um valor de referência previamente configurado. Quando identifica FP inferior ao ajuste estabelecido, o controlador comanda o acionamento sequencial dos estágios do banco de capacitores, fornecendo potência reativa capacitiva ao sistema. À medida que a carga diminui, os estágios são desligados gradativamente, evitando a sobrecompensação e mantendo a instalação operando dentro dos limites estabelecidos pela regulamentação vigente.

3.2.1 Correção lado alta/média tensão

A compensação realizada no lado AT/MT, normalmente aplicada nos barramentos de entrada de subestações de consumidoras do Grupo A, constitui uma solução centralizada voltada prioritariamente para o atendimento dos requisitos contratuais firmados com a distribuidora de energia elétrica. Ao alocar bancos de capacitores diretamente nos barramentos de média ou alta tensão, elimina-se de imediato a cobrança de excedente reativo no ponto de acoplamento comum (PAC).

A estratégia reduz o carregamento térmico da concessionária que alimentam a planta, otimizando o perfil de tensão na entrada da instalação. No entanto, por estar posicionada no topo da topologia elétrica da unidade consumidora, esta modalidade de correção apresenta a desvantagem técnica de não reduzir os condutores internos de baixa tensão, os quadros de distribuição secundários e os transformadores abaixadores da planta, os quais continuam trafegando toda a corrente reativa demandada pelas cargas indutivas industriais.

Adicionalmente, os equipamentos de manobra, proteção e os próprios capacitores exigem investimentos elevados e demandam manutenção especializada, além de estarem sujeitos a severos transientes de energização que requerem o uso de indutores de amortecimento (inrush reactors) dedicados.

3.2.2 Correção lado baixa tensão (correção geral)

A correção geral instalada no lado de baixa tensão, tipicamente junto ao Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT), representa a abordagem mais difundida em plantas industriais e comerciais de médio porte devido ao seu elevado equilíbrio entre custo de instalação e flexibilidade operacional. Essa estratégia baseia-se na instalação de um banco de capacitores automático centralizado que monitora continuamente, através de um controlador eletrônico de fator de potência acoplado a transformadores de corrente (TCs), as flutuações da demanda reativa da planta.

O controlador comuta de forma dinâmica diferentes estágios de capacitores, inserindo ou retirando degraus de potência reativa conforme a necessidade instantânea da instalação. Ao corrigir o fator de potência diretamente no QGBT, essa metodologia reduz a corrente circulante pelo transformador de rebaixamento principal da unidade consumidora, reduzindo suas perdas por efeito Joule e liberando capacidade térmica nominal para o acréscimo de novas cargas ativas.

A limitação técnica dessa configuração assemelha-se à da correção em alta tensão, no sentido de que os circuitos alimentadores que se estendem do QGBT até as cargas terminais (motores, compressores e painéis de iluminação) permanecem sobrecarregados pela corrente reativa. Apesar disso, o menor custo relativo dos capacitores de baixa tensão e a facilidade de manutenção em ambientes abrigados consolidam o QGBT como o ponto de instalação preferencial para a correção volumosa da planta.

3.2.3 Correção por grupo de cargas

A compensação por grupo de cargas consiste no posicionamento de bancos de capacitores associados a quadros de distribuição. Essa estratégia é tecnicamente indicada quando a planta possui setores bem definidos que concentram diversas cargas indutivas com regimes de funcionamento simultâneos e previsíveis, como uma linha de extrusão ou uma célula de usinagem.

Ao acoplar o banco de capacitores diretamente ao quadro setorial, a corrente reativa indutiva é neutralizada localmente, deixando de circular pelos cabos alimentadores principais que conectam o QGBT a esse setor. Isso possibilita o dimensionamento de condutores de menor seção transversal para as linhas

alimentadoras principais, reduz a queda de tensão acumulada ao longo da distribuição interna e diminui as perdas elétricas por dissipação térmica.

O acionamento do banco setorial é comumente intertravado com o funcionamento do próprio grupo de máquinas, permitindo que os capacitores sejam inseridos na rede apenas quando o setor estiver ativo, o que reduz significativamente o risco de sobrecompensação e elevação indesejada da tensão durante períodos de baixa atividade.

3.2.4 Correção por carga individual

A correção individual representa o nível máximo de descentralização e eficiência técnica na compensação de reativos, consistindo na instalação do capacitor diretamente nos terminais de conexão da carga indutiva, tipicamente motores de indução. Sob essa configuração, o capacitor e a carga indutiva passam a operar como um conjunto elétrico único. Quando o contator do motor é fechado, o capacitor é energizado simultaneamente, suprimindo localmente a corrente de magnetização necessária para o funcionamento da máquina.

A grande vantagem dessa abordagem é a eliminação completa da corrente reativa em toda a infraestrutura de distribuição elétrica a montante da carga, abrangendo os cabos alimentadores terminais, os quadros setoriais, o QGBT, o transformador e os condutores de entrada. No entanto, a descentralização excessiva eleva significativamente os custos de instalação e manutenção.

Além disso, exige-se rigor técnico no dimensionamento do capacitor individual para evitar o fenômeno da autoexcitação do motor. Se a potência reativa do capacitor for superior à potência reativa de magnetização em vazio do motor, quando o conjunto é desligado da rede, a energia armazenada no capacitor pode manter o campo magnético do motor ativo enquanto ele desacelera por inércia, fazendo-o funcionar temporariamente como um gerador assíncrono autoexcitado. Isso gera sobretensões severas em seus terminais capazes de perfurar o isolamento dos enrolamentos do motor e danificar os contatos de manobra.

3.2.5 Correção mista

A correção mista constitui o arranjo de projeto de engenharia mais robusto e otimizado, combinando os benefícios econômicos da compensação geral automática no QGBT com a eficiência técnica da compensação individual para equipamentos de alta potência e regime de funcionamento contínuo. Nessa configuração, os motores de indução, que operam ininterruptamente (como compressores de refrigeração e bombas de captação de água), recebem capacitores fixos dimensionados individualmente para suprir sua demanda de magnetização basal.

Tabela 3 - Comparativo das estratégias de compensação de potência reativa por bancos de capacitores.

Estratégia de correção	Ponto de instalação	Indicação técnica principal	Vantagens técnicas e econômicas	Desvantagens e limitações
Alta Tensão (AT/MT)	Subestação de entrada (13,8kV)	Grandes empresas com transformadores próprios e cargas pesadas.	Elimina multas por excedente de reativo no ponto de medição; não prejudica a rede da concessionária.	Não alivia transformadores e cabos internos da planta; equipamentos de manobra e manutenção de alto custo.
Geral (BT)	QGTB	Instalações com cargas altamente variáveis e perfil dinâmico.	Excelente relação custo-benefício; alivia o transformador de rebaixamento; controle automático centralizado.	Mantém os cabos alimentadores internos sobrecarregados por reativos.
Grupos de cargas	Quadro de distribuição setoriais	Setores ou células de produção com funcionamento simultâneo.	Alivia os cabos de alimentação principais até o setor; otimiza bitolas de condutores internos.	Requer automação ou intertravamento por setor para evitar sobrecompensação em vazio.
Carga individual	Terminais direto da carga	Cargas indutivas de grande porte e regime contínuo de operação.	Alivia toda a rede elétrica a montante da carga; reduz perdas térmicas locais ao mínimo.	Elevado custo de instalação descentralizada; risco de auto excitação se mal dimensionado.
Mista	QGBT + Terminais de grandes cargas combinados	Plantas industriais complexas com misturas de cargas basais e variáveis.	Maximiza a eficiência técnica e minimiza o CAPEX geral do sistema de compensação.	Exige maior complexidade de projeto e coordenação de dimensionamento.

Simultaneamente, as flutuações dinâmicas de carga da planta, causadas por motores menores e equipamentos de ciclo intermitente, são compensadas

centralizadamente pelo banco automático instalado no QGBT. Esse modelo otimiza o dimensionamento do banco centralizado ao mesmo tempo em que reduz de forma eficiente as perdas por efeito Joule nos ramos elétricos mais carregados da instalação.

Os reatores elétricos são dispositivos indutivos empregados em sistemas elétricos de potência para controlar o fluxo de potência reativa, limitar correntes transitórias e proteger equipamentos contra sobretensões e fenômenos de ressonância. Dependendo da aplicação, podem atuar na absorção de potência reativa capacitiva excedente, na limitação de correntes de energização e de curto-circuito, bem como na proteção de equipamentos e instalações elétricas.

Embora sua utilização seja mais comum em sistemas de média e alta tensão, os reatores também são empregados em instalações industriais e comerciais de grande porte, especialmente em sistemas de compensação reativa e qualidade da energia elétrica. Quando ocorre fator de potência capacitivo, decorrente do fornecimento excessivo de potência reativa ao sistema, os reatores shunt podem ser utilizados para absorver o excedente de potência reativa capacitiva, contribuindo para o restabelecimento do equilíbrio reativo e para a manutenção dos níveis adequados de tensão da instalação.

De acordo com sua finalidade, os reatores podem ser classificados em reatores shunt e reatores em série.

3.2.6 Reatores Shunt

Os reatores shunt são conectados em paralelo com a rede elétrica e têm como principal finalidade absorver potência reativa capacitiva excedente. São amplamente empregados em linhas de transmissão e cabos subterrâneos de grande extensão, cuja capacitância distribuída provoca geração de potência reativa, principalmente em condições de carga leve ou operação em vazio. Nessas situações, os reatores contribuem para a redução da sobretensão causada pelo efeito Ferranti e auxiliam no controle dos níveis de tensão do sistema elétrico.

3.2.7 Reatores em Série

Os reatores em série são instalados em série com linhas, alimentadores ou bancos de capacitores, tendo como principal função aumentar a impedância do

circuito. Essa característica permite limitar correntes transitórias, reduzir correntes de curto-circuito e controlar a energização de bancos de capacitores, diminuindo a corrente de inrush e protegendo os dispositivos de manobra. Entre as diversas aplicações dos reatores em série, destaca-se a utilização como reatores de dessintonia em bancos de capacitores destinados à correção do fator de potência em instalações com elevada presença de harmônicas. Nessa configuração, o reator desloca a frequência de ressonância do conjunto, reduzindo o risco de amplificação das correntes harmônicas. O funcionamento desse sistema é apresentado no item 3.4.2.

3.3 Correção dos harmônicos na correção do fator de potência

Conforme discutido anteriormente, a crescente presença de cargas não lineares nas instalações elétricas tem elevado os níveis de distorção harmônica das redes. Nessas condições, a utilização de bancos de capacitores convencionais para correção do fator de potência pode favorecer a ocorrência de ressonância entre a capacitância do banco e a indutância equivalente da rede elétrica, resultando na amplificação das correntes e tensões harmônicas.

3.3.1 Bancos de capacitores shunt

Os bancos de capacitores shunt, amplamente utilizados para a correção do fator de potência, requerem atenção especial quando empregados em instalações com elevada presença de distorções harmônicas. Nessas condições, a interação entre a capacitância do banco e a indutância equivalente da rede pode favorecer a ocorrência de fenômenos de ressonância, comprometendo a segurança e a confiabilidade da instalação.

A proliferação de cargas não lineares baseadas em eletrônica de potência, como inversores de frequência, retificadores, fontes chaveadas e outros conversores eletrônicos, faz com que a corrente consumida apresente componentes harmônicas, correspondentes a múltiplos inteiros da frequência fundamental (60 Hz no Brasil). Nessas condições, a reatância capacitiva do banco de capacitores diminui com o aumento da frequência, enquanto a reatância indutiva equivalente da rede aumenta, podendo ocorrer uma condição de ressonância quando essas impedâncias se igualam.

A frequência natural de ressonância do circuito formado pela indutância equivalente da rede e pela capacitância do banco pode ser estimada por:

$$f_r = \left(\frac{1}{2\pi\sqrt{L \cdot C}} \right) \quad (14)$$

f_r = frequência de ressonância (Hz);

L = indutância equivalente do sistema elétrico (H);

C = capacitância equivalente do banco de capacitores

3.3.2 Reatores de dessintonia aplicados a bancos de capacitores

A ressonância pode ocasionar sobrecorrentes nos capacitores, sobretensões, aquecimento excessivo, redução da vida útil dos equipamentos, atuação indevida de dispositivos de proteção e até a falha prematura dos bancos de capacitores e de transformadores.

Para evitar esse fenômeno, empregam-se reatores de dessintonia (anti-ressonantes) conectados em série com cada estágio do banco de capacitores. A associação entre o reator e o capacitor desloca a frequência natural de ressonância do conjunto para um valor inferior à menor componente harmônica significativa da instalação, impedindo que ocorra a amplificação das correntes harmônicas.

Dessa forma, o conjunto passa a fornecer potência reativa para a correção do fator de potência na frequência fundamental de 60 Hz, enquanto apresenta comportamento predominantemente indutivo para as frequências harmônicas, reduzindo significativamente o risco de ressonância elétrica.

Os graus de dessintonia mais utilizados são 5,67%, 7% e 14%, sendo o reator de 7% um dos mais empregados em instalações industriais alimentadas por conversores eletrônicos, pois desloca a frequência de ressonância para um valor inferior à quinta harmônica, normalmente a componente harmônica predominante em sistemas de 60 Hz.

É importante destacar que os reatores de dessintonia não eliminam as harmônicas da instalação nem realizam diretamente a correção do fator de potência. Sua principal função é proteger os bancos de capacitores contra os efeitos das

correntes harmônicas e evitar a ocorrência de ressonância, permitindo que a compensação de potência reativa seja realizada de forma segura e confiável. Quando há necessidade de reduzir efetivamente os níveis de distorção harmônica da rede, devem ser empregados filtros passivos sintonizados ou filtros ativos de potência.

3.4 Função Q Night em inversores fotovoltaicos

Devido à inserção das fontes renováveis conectadas com inversores de frequência, e a grande proliferação de cargas não lineares na sociedade atual, há uma tendência com a modernização das redes elétricas e a expansão acelerada da geração distribuída fotovoltaica (UFV), o uso de inversores solares para realizar funções de suporte dinâmico de reativos consolidou-se como uma das maiores inovações na gestão da qualidade da energia. Denominada comercialmente por diferentes termos — como "Q at Night" (SMA e Sungrow), "Night SVG" ou "24 Hrs Var" (Solis), ou "Compensação de Reativos no Período Noturno" (Huawei e WEG) —, essa funcionalidade permite ao inversor operar de forma contínua durante as 24 horas do dia, utilizando a sua capacidade ociosa de eletrônica de potência no período noturno ou sob baixa irradiância para atuar como um Compensador Estático de Reativos (SVG- *Static Var Compensator*).

Esse recurso avançado de inversores, podem complementar ou substituir parcialmente métodos tradicionais de correção do FP. Essa função permite a injeção ou absorção de potência reativa mesmo em períodos de baixa ou nula geração solar, contribuindo para a manutenção do fator de potência próximo da unidade, reduzindo a dependência exclusiva de bancos de capacitores e promovendo maior eficiência energética e preservação da infraestrutura elétrica.

Em condições normais de operação, os inversores fotovoltaicos convertem a energia elétrica em corrente contínua (CC) gerada pelos módulos solares em corrente alternada (CA) e a injetam na rede elétrica. Além disso, esses equipamentos podem controlar a potência reativa, contribuindo para a manutenção do fator de potência da instalação dentro dos limites estabelecidos pelas normas técnicas e regulatórias.

A função Q Night, também denominada modo de operação noturna em reativo, durante o período noturno, quando não há geração de energia ativa, inversores convencionais entram em modo de desligamento. Entretanto, inversores equipados

com a função Q Night permanecem conectados à rede e passam a atuar exclusivamente no controle da potência reativa (kVAr) conforme a necessidade do sistema elétrico local. Dessa forma, comportam-se como compensadores eletrônicos dinâmicos, capazes de mitigar penalidades por excedente de energia reativa, reduzir a circulação desnecessária de reativos na rede e contribuir para a estabilidade da tensão e da qualidade da energia elétrica.

Essa funcionalidade apresenta vantagens relevantes, tais como:

- Redução das penalidades tarifárias por excedente de energia reativa;
- Melhoria do fator de potência global da instalação;
- Suporte à regulação de tensão em redes fracas ou em final de linha;
- Redução da circulação desnecessária de potência reativa na rede.

Entretanto, sua aplicação deve considerar importantes limitações técnicas:

- Nem todos os inversores on-grid possuem a função Q Night, sendo este um recurso restrito a modelos específicos;
- A capacidade de injeção ou absorção reativa é limitada, normalmente inferior àquela oferecida por bancos de capacitores dedicados;
- A operação contínua em modo reativo implica perdas térmicas adicionais, podendo reduzir a vida útil do equipamento se não adequadamente dimensionado.

Dessa forma, a função Q Night deve ser compreendida como uma solução complementar, especialmente eficaz para ajustes finos e compensação dinâmica em horários de baixa ou nula geração ativa.

3.4.1 Princípio físico

Durante o dia, o inversor processa a potência ativa gerada pelos módulos fotovoltaicos e injeta opcionalmente potência reativa de forma simultânea. No período noturno, com a ausência de geração ativa ($P = 0$), os inversores solares convencionais entram em modo de espera (*standby*), desligando seus estágios de potência e permanecendo ociosos.

Inversores equipados com a função "Q at Night" mantêm seus barramentos de potência CA conectados à rede e utilizam uma pequena quantidade de energia ativa

da própria rede elétrica para alimentar seus circuitos eletrônicos internos de controle e manter carregados os capacitores de link CC acoplados à ponte de IGBTs.

O controle eletrônico baseia-se na teoria do controle vetorial desacoplado no referencial síncrono rotativo (eixo $d - q$). A corrente alternada trifásica de saída do inversor é decomposta matematicamente em duas componentes de corrente contínua virtuais: a corrente de eixo direto (I_d), responsável pelo fluxo de potência ativa, e a corrente de eixo em quadratura (I_q), que comanda a potência reativa. Durante a noite, ao impor a referência $I_d = 0$, o inversor anula o tráfego de potência ativa e manipula de forma independente a componente I_q .

A injeção de reativos é governada pela variação dinâmica do ângulo de fase e da amplitude do vetor de tensão CA gerado pelo inversor ($\dot{U}_I$) em relação ao vetor de tensão da rede ($\dot{U}_s$) através de filtros indutivos ou LCL. Se a amplitude $\dot{U}_I > \dot{U}_s$, a corrente injetada apresenta um ângulo adiantado de 90° em relação à tensão da rede, fazendo com que o inversor se comporte de forma capacitiva e forneça reativos indutivos para as cargas locais. Se $\dot{U}_I < \dot{U}_s$, a corrente flui atrasada de 90° , operando de forma indutiva (absorvendo o excesso de reativos capacitivos do sistema).

A capacidade reativa máxima disponível no modo noturno (Q_{max}) coincide com a própria capacidade aparente nominal do inversor (S_{rated}), uma vez que a potência ativa instantânea (P_i) é nula:

$$Q_{max} = \sqrt{S_{rated}^2 - P_i^2} = \sqrt{S_{rated}^2 - 0} = S_{rated} \quad (15)$$

Na prática, os fabricantes limitam termicamente essa capacidade para garantir que o aquecimento contínuo dos IGBTs sob regime de chaveamento puramente reativo não degrade a vida útil do equipamento ou do transformador associado.

3.4.1.1 Fabricantes no mercado

A tecnologia de compensação noturna de reativos foi adotada de diferentes formas pelas principais marcas globais de inversores fotovoltaicos, apresentando variações substanciais em limites operativos e transições de software.

Huawei e WEG: Optaram por descrições mais diretas e traduzidas, como "Compensação de Reativos no Período Noturno".

SMA e Sungrow: Adotaram o termo internacional "Q at Night" (onde "Q" representa a potência reativa).

- Huawei (SUN2000): Disponibiliza a compensação reativa noturna coordenada centralizadamente pelo gerenciador SmartLogger3000 em conjunto com a plataforma FusionSolar. Inversores como o SUN2000-105KTL conseguem fornecer faixas amplas de reativos de forma dinâmica (de $-69,6$ kVAr indutivo a $+69,9$ kVAr capacitivo por unidade de 105 kW) diretamente comandados por loops de controle em malha fechada que monitoram o PAC da subestação.
- SMA (Sunny Central): Utiliza a função "Q at Night" em suas séries de inversores centralizados de grande porte (CP XT, CP-JP e CP-US). Para proteger o transformador de média tensão contra estresse térmico contínuo na ausência de fluxo de potência ativa, a SMA limita permanentemente a potência reativa máxima injetada durante a noite a 30% da potência nominal do inversor (S_{rated}). O controle do setpoint reativo é configurado pelo parâmetro QoDQ-VArMod. O inversor transita automaticamente para o modo noturno assim que a geração de potência ativa cai abaixo de 5 kW.
- Sungrow (Séries SG): Apresenta a funcionalidade "Q at night" em seus inversores string de alta potência para projetos de grande escala (como SG200HX, SG250HX, SG3125HV e SG3400HV). O inversor monitora as condições de radiação; se a geração cair abaixo de parâmetros rígidos (como potência CC de entrada $P_{dc} < 3$ kW por 10 minutos, ou potência CA de saída $P_{ac} < 6$ kW por 1 hora), os switches CC elétricos integrados se abrem fisicamente. Isso isola completamente a seção fotovoltaica CC, prevenindo correntes reversas nocivas nos módulos e permitindo que o inversor atue puramente como um compensador de reativos dinâmico com grande capacidade operativa.
- WEG (Séries SIW): Disponibiliza o recurso sob as designações de "Compensação de Reativos no Período Noturno" ou "Modo SVG

Noturno". Em seus inversores comerciais de alta potência e inversores centrais (como a linha SIW), a ativação do algoritmo é parametrizada via firmware através dos modos de controle de suporte de rede (regidos por loops de controle como o qcontrol ou controle direto de kVAr). A arquitetura de software da WEG permite que o inversor atue dinamicamente em malha fechada respondendo a comandos externos do sistema supervisório da planta. Para suportar o estresse térmico contínuo na ausência de potência ativa, o inversor aciona preventivamente o sistema de refrigeração forçada (cooling fans) baseado na temperatura interna dos módulos de IGBTs, garantindo a integridade dos semicondutores mesmo operando sob regime puramente reativo durante toda a madrugada.

- Solis (Ginlong): Comercializa o recurso sob o nome "Night SVG" ou "24 Hrs Var", sendo aplicável em inversores comerciais e de utilidade (como as séries Solis-255K-EHV-5G e Solis-50K/60K-LV). A Solis permite que seus inversores forneçam até 60% de sua capacidade aparente nominal na forma de energia reativa à noite a temperaturas ambientes de até 50°C. Esta função exige a desativação da rotina noturna de recuperação de degradação induzida por potencial, uma vez que ambas as funções competem pelo uso do circuito elétrico interno de polarização noturna.

3.5 Compensadores síncronos

O compensador síncrono é uma máquina rotativa clássica, constituída essencialmente por um motor síncrono trifásico operando sem carga mecânica acoplada ao seu eixo. O controle do fluxo de potência reativa é realizado por meio do ajuste da corrente contínua aplicada ao enrolamento de campo de seu rotor (corrente de excitação). Se a máquina opera em regime de sobre-excitação (alta corrente de campo), o compensador síncrono comporta-se como uma grande capacitância equivalente, gerando potência reativa capacitiva para dar suporte de tensão ao barramento. Se opera em sub-excitação, comporta-se de forma indutiva, absorvendo reativos do sistema para conter condições de sobretensão.

A grande vantagem técnica do compensador síncrono em relação aos capacitores estáticos é a sua robustez intrínseca e a injeção de inércia mecânica real

no sistema elétrico de potência, o que melhora significativamente a frequência e a estabilidade dinâmica da rede sob contingências. Ademais, a sua capacidade de fornecer elevadas correntes de curto-circuito temporárias auxilia na correta atuação dos relés de proteção em redes eletricamente fracas.

Devido aos elevados custos de implantação, às perdas mecânicas e à necessidade de manutenção especializada, os compensadores síncronos são empregados principalmente em sistemas de transmissão, subestações e grandes instalações industriais. Dessa forma, sua aplicação em edificações comerciais é, em geral, tecnicamente desnecessária e economicamente inviável, motivo pelo qual soluções baseadas em bancos de capacitores, filtros ativos e compensadores estáticos costumam ser preferidas.

3.6 Filtros ativos de potência

Os filtros ativos de potência (FAP) representam o estado da arte no tratamento simultâneo de distorções harmônicas e na correção dinâmica do fator de potência em baixa tensão. Baseados em conversores de fonte de tensão (CFT) com transistores IGBT de altíssima velocidade de comutação e processamento digital de sinais (PDS), os filtros ativos atuam monitorando continuamente a forma de onda da corrente consumida pelas cargas industriais.

Ao detectar os desvios de senoidalidade provocados pelas cargas não lineares, o controlador PDS processa em tempo real algoritmos matemáticos complexos de decomposição harmônica (como a teoria de potência instantânea p-q). O filtro ativo injeta instantaneamente correntes de compensação que possuem exatamente as mesmas ordens e magnitudes das componentes harmônicas geradas pelas cargas, porém com fase oposta (180° defasadas).

Este cancelamento mútuo faz com que a corrente vista no ponto de acoplamento comum seja puramente senoidal na frequência fundamental de 60 Hz, podendo reduzir a Distorção Harmônica Total de Corrente (DHT_I) para valores compatíveis com os limites recomendados pela norma IEEE 519, desde que corretamente dimensionados.

Uma das principais vantagens do filtro ativo é a sua capacidade de atuar também como compensador de fator de potência dinâmico. Ele injeta corrente

fundamental em quadratura de forma rápida e precisa, corrigindo o fator de potência instantaneamente sem os riscos de ressonância típicos de soluções passivas, além de realizar o balanceamento de correntes entre as três fases do sistema

3.6.1 Sistemas estáticos de compensação de reativos (SVC e STATCOM)

Os sistemas estáticos são tecnologias de eletrônica de potência de alta capacidade aplicadas em sistemas de subtransmissão, transmissão e subestações industriais pesadas para realizar a compensação dinâmica e ultrarrápida de reativos e regular o perfil de tensão da rede. Eles dividem-se em duas categorias principais de arquitetura tecnológica:

- **Compensadores Estáticos de Reativos (SVC - *Static Var Compensators*):** São sistemas baseados em impedâncias passivas controladas por tiristores. Sua topologia padrão é composta pela associação em paralelo de Reatores Controlados por Tiristores, que absorvem reativos indutivos de forma variável, e Bancos de Capacitores Chaveados por Tiristores, que injetam reativos capacitivos em degraus rápidos. Os tiristores ajustam o ângulo de disparo a cada meio ciclo da frequência fundamental, oferecendo uma resposta de controle na faixa de 20 ms a 40 ms. A limitação do SVC reside no fato de que a potência reativa máxima que ele consegue injetar decai de forma quadrática com a queda da tensão da rede ($Q \propto V^2$), reduzindo sua eficácia justamente nos momentos de severas quedas de tensão, onde o suporte de reativos é mais crítico.
- **Compensadores Estáticos Síncronos (STATCOM- *Static Synchronous Compensator*):** Representam a evolução tecnológica dos SVCs, baseando-se em conversores do tipo VSC (*Voltage Source Converter*) com transistores IGBT, atuando como fontes de tensão reguladas em paralelo com a rede. O STATCOM regula de forma independente o fluxo de reativos controlando a amplitude de sua tensão de saída em relação à tensão do sistema. A grande vantagem técnica do STATCOM sobre o SVC é que a corrente reativa injetada não depende diretamente do módulo da tensão da rede, decaindo apenas linearmente sob severas subtensões ($Q \propto V$). Ele consegue manter a injeção total de corrente reativa nominal mesmo durante afundamentos de tensão

profundos, provendo excelente suporte dinâmico para a estabilidade do sistema elétrico.

Por utilizarem semicondutores e componentes projetados para níveis de potência da rede de transmissão e subtransmissão, os sistemas SVC e STATCOM exigem investimentos de capital extremamente elevados e equipes de manutenção altamente especializadas. Dessa forma, essas tecnologias são restritas a grandes subestações de concessionárias e indústrias de grande porte com cargas severamente dinâmicas, mostrando-se técnica e economicamente inviáveis para aplicação na infraestrutura elétrica de edificações comerciais.

3.6.2 Medidas complementares de eficiência energética para melhoria do fator de potência

Embora a compensação por bancos de capacitores e outros dispositivos seja a solução mais empregada para correção do fator de potência, medidas de eficiência energética também podem contribuir significativamente para sua melhoria, reduzindo a demanda de potência reativa diretamente nas cargas da instalação.

Sob essa perspectiva, a primeira medida recomendada consiste em identificar e corrigir as fontes responsáveis pelo elevado consumo de potência reativa, antes do dimensionamento dos equipamentos de compensação.

Os motores de indução demandam uma potência reativa de magnetização praticamente constante, independentemente da carga mecânica aplicada ao seu eixo, para estabelecer o campo magnético giratório no estator. Quando um motor de ar-condicionado é superdimensionado para a aplicação (por exemplo, operando com apenas 30% de sua capacidade nominal), a potência ativa consumida (kW) cai significativamente, enquanto a potência reativa indutiva de magnetização (kVAr) permanece inalterada. Como consequência, a potência ativa diminui significativamente enquanto a potência reativa de magnetização sofre pouca variação, reduzindo o fator de potência do motor, que pode atingir valores inferiores a 0,50 em condições severas de subcarregamento.

A modernização tecnológica e o correto redimensionamento das cargas comerciais englobam as seguintes ações corretivas de alta prioridade:

- Adequação Nominal do Motor à Carga Mecânica: Substituir motores de refrigeração superdimensionados por motores de menor potência nominal operando próximos à sua faixa de eficiência máxima (entre 75% e 100% de carregamento), o que eleva naturalmente o fator de potência basal da instalação comercial.
- Substituição por Motores de Alto Rendimento (Premium - IE3 ou Super Premium - IE4): Os motores de alto rendimento modernos possuem projetos eletromagnéticos otimizados com chapas de aço silício de alta qualidade e menores entreferros, o que diminui a dispersão magnética e reduz substancialmente a potência reativa necessária para a magnetização do núcleo, apresentando fatores de potência de operação inerentemente mais elevados do que os motores antigos.
- Uso de Inversores de Frequência com Filtros LCL: O acoplamento de inversores de frequência para controle de velocidade de motores de climatização elimina a circulação de reativo fundamental na rede CA a montante, uma vez que o link CC do inversor desacopla a demanda de magnetização do estator do motor. A rede passa a enxergar o inversor com fator de potência de deslocamento próximo da unidade. Entretanto, a presença de correntes harmônicas pode reduzir o fator de potência total, tornando recomendável a utilização de filtros adequados e a avaliação da distorção harmônica da instalação.

3.6.3 Sistemas de chaveamento eletrônico de capacitores e reatores

O chaveamento tradicional de bancos de capacitores automáticos comerciais é realizado por contadores mecânicos especiais equipados com resistores de pré-carga para amortecer as correntes de *inrush*. Apesar de robustos, os contadores mecânicos possuem tempos de resposta lentos (na faixa de segundos) e sofrem severo desgaste físico por arco elétrico nos contatos principais durante as manobras, limitando a vida útil do sistema de compensação.

Para contornar essas limitações em redes comerciais críticas e dinâmicas, utilizam-se Sistemas de Chaveamento Eletrônico baseados em tiristores de estado sólido (SCRs) conectados em oposição de fase (antiparalelo) em substituição aos contadores mecânicos. Conhecidos como chaves estáticas ou contadores estáticos, esses dispositivos operam sob o princípio do chaveamento em cruzamento por zero (*zero-crossing switching*), controlando de forma segura a inserção dos capacitores e de seus respectivos reatores de dessintonia associados:

- Inserção do Conjunto (Capacitor e Reator): O tiristor é disparado no instante exato em que a diferença de potencial entre a tensão da rede e a tensão residual armazenada no capacitor é igual a zero, reduzindo significativamente as correntes transitórias (*inrush current*) de energização sem a necessidade de resistores de amortecimento físicos.
- Retirada do Conjunto: O corte de condução do tiristor ocorre no instante em que a corrente que circula pelo ramo passa naturalmente pelo zero da onda senoidal, eliminando a formação de arcos elétricos e extinguindo transientes de sobretensão de desligamento.

O uso de chaves eletrônicas de tiristores possibilita a construção de bancos automáticos de resposta ultrarrápida (bancos de tempo real), capazes de compensar de forma síncrona o conjunto de capacitores e reatores associados a cargas elétricas altamente dinâmicas e de ciclo rápido (como elevadores comerciais de grande fluxo) em intervalos de milissegundos. Além disso, a eliminação completa de transientes mecânicos prolonga consideravelmente a vida útil dos capacitores e reatores envolvidos e evita a perturbação eletromagnética em equipamentos sensíveis de TI instalados na mesma rede corporativa.

4 ESTRUTURA REGULATÓRIA E TARIFÁRIA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

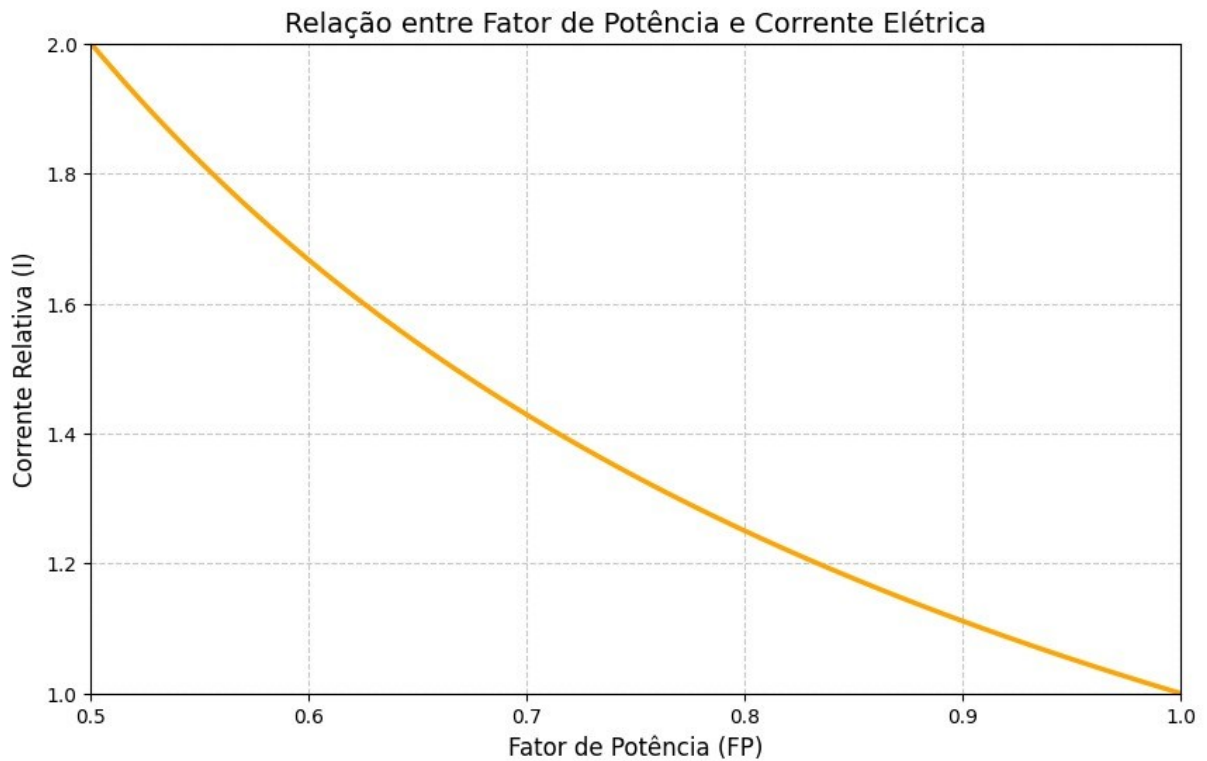
4.1 Regulamentação do fator de potência no Brasil

A regulamentação do fator de potência no Brasil é estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), principalmente por meio da Resolução Normativa nº 1.000/2021 e do Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Esses dispositivos normativos definem os valores de referência, os limites operacionais aceitáveis e os critérios de apuração do excedente de energia reativa para fins de faturamento.

Para unidades consumidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve permanecer entre 0,92 e 1,00 indutivo, ou entre 1,00 e 0,92 capacitivo, de acordo com a regulamentação vigente. Valores fora dessas faixas caracterizam condição inadequada de operação, representando má utilização da capacidade elétrica instalada, gerando custos adicionais e exigindo reforços desnecessários na infraestrutura da distribuidora — motivo pelo qual são passíveis de penalização. Além de atender à legislação, manter o FP dentro dos limites recomendados contribui para a eficiência energética e o uso racional da infraestrutura elétrica.

A exigência de manutenção de níveis adequados de fator de potência contribui para a otimização do aproveitamento da capacidade instalada, beneficiando tanto o consumidor quanto o sistema elétrico como um todo, com o objetivo de promover o uso eficiente, reduzir perdas no sistema de distribuição, minimizar sobrecargas nos equipamentos da rede e garantir melhores níveis de qualidade da energia fornecida.

Figura 5 – Relação entre Fator de Potência e Corrente elétrica



Fonte:Elaborado pelo autor utilizando Python (2026).

Sob o aspecto econômico, o baixo fator de potência impacta diretamente na fatura de energia elétrica por meio da cobrança da energia reativa excedente (ExR). Conforme estabelecido pela regulamentação vigente da ANEEL, essa cobrança incide quando o consumo de potência reativa ultrapassa 8% da energia ativa medida no mesmo período.

A energia reativa excedente é calculada com base na energia ativa consumida, sendo determinada por:

$$E_{re,exc} = E_{re} - E_{re,lim} \quad (16)$$

Em que:

$$E_{re,lim} = E_a \cdot \tan(\arccos(0,92)) \quad (17)$$

Onde:

$E_{re,exc}$ = energia reativa excedente [kVArh]

E_{re} = energia reativa medida [kVArh]

$E_{re,lim}$ = limite regulamentar de energia reativa [kVArh]

E_a = energia ativa consumida [kWh]

A parcela de energia reativa excedente apurada é então tarifada conforme os valores estabelecidos no contrato de fornecimento da Unidade Consumidora, resultando em acréscimos financeiros diretamente proporcionais ao grau de afastamento do fator de potência em relação ao limite mínimo permitido.

Esse mecanismo tarifário fundamenta-se no princípio de que a circulação excessiva de potência reativa impõe maior esforço à infraestrutura da rede elétrica, exigindo reforços em transformadores, condutores e sistemas de proteção. Caso esse custo fosse absorvido integralmente pela concessionária, haveria repasse tarifário aos demais consumidores. Assim, a penalização financeira busca induzir as UCs à correção local do fator de potência, promovendo o uso racional da rede e a eficiência energética global do sistema.

Dessa forma, a correção do fator de potência não deve ser encarada apenas como uma exigência normativa, mas como uma estratégia técnica e econômica essencial para a preservação da infraestrutura elétrica, redução das perdas, melhoria da qualidade da energia e otimização dos custos operacionais das instalações.

4.2 Sistema de bandeiras tarifárias

O Sistema de Bandeiras Tarifárias, instituído pela Resolução Normativa nº 547/2013, foi implantado em 2015 com o objetivo de sinalizar ao consumidor os custos reais da geração de energia elétrica, refletindo as condições momentâneas de geração no Sistema Interligado Nacional (SIN).

As faturas de energia elétrica passaram a incorporar o Sistema de Bandeiras Tarifárias como um mecanismo de transparência tarifária, sendo aplicável a todos os consumidores cativos das distribuidoras, com exceção daqueles localizados em sistemas isolados. O sistema é composto pelas modalidades verde, amarela e vermelha, a distribuidora informa mensalmente, na fatura, a bandeira tarifária vigente conforme descrito a seguir:

Bandeira verde: representa a geração em condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;

Bandeira amarela: representa a geração em condições menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01885 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos; (Valor informado sem cálculo de impostos).

Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,04463 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,07877 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

Além da bandeira escassez hídrica de 0,1420 que é pontual em alguns, vigente entre setembro de 2021 e abril de 2022, restrita a determinados estados, não estando atualmente em vigor.

4.3 Enquadramento tarifário

O enquadramento tarifário estabelece a forma de cobrança da energia elétrica em função do nível de tensão de fornecimento, da demanda contratada e do perfil de consumo da unidade consumidora. Ele alinha o perfil de consumo com opções regulamentada pela ANEEL. Os consumidores são divididos em faixas de acordo com a sua tensão de alimentação com o Grupo Tarifário, segundo as opções de contratação definidas na Resolução Normativa ANEEL nº 1000/2021 no Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret. Unidades consumidoras da Alta Tensão (Subgrupos A1, A2 e A3), Média Tensão (Subgrupos A3a e A4), e de sistemas subterrâneos (Subgrupo AS) e grupo B (baixa tensão).

estabelece a forma de cobrança da energia elétrica em função do nível de tensão de fornecimento, da demanda contratada e do perfil de consumo da unidade consumidora.

Tabela 4 - Grupos tarifários de alta e média tensão

Grupo A	Alimentação em alta tensão
A1	Acima de 230kV
A2	Entre 88 e 138kV
A3	69kV
A3a	Entre 30kV e 44kV
A4	Entre 2,3 e 25kV
AS	Para sistema subterrâneo

O enquadramento tarifário também permite maior previsibilidade do consumo para o Operador Nacional do Sistema (ONS), contribuindo para o planejamento da operação do sistema elétrico. Os custos por quilowatt-hora (kWh) e as penalidades por ultrapassagem de demanda variam conforme a modalidade tarifária adotada, destacando-se as modalidades convencional binômia, horo-sazonal verde e horo-sazonal azul.

Convencional binômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracteriza-se pela cobrança de duas parcelas: consumo de energia elétrica (kWh) e demanda de potência (kW), independentemente do horário de utilização.

Tarifa horo-sazonal verde: aplicada às unidades consumidoras dos subgrupos A3a, A4 e AS, distingue o consumo de energia elétrica nos períodos de ponta e fora de ponta, mantendo uma única tarifa de demanda de potência.

Tarifa horo-sazonal azul: aplicada obrigatoriamente às unidades consumidoras dos subgrupos A1, A2 e A3. Nessa modalidade, tanto o consumo quanto a demanda são tarifados com valores distintos para os períodos de ponta e fora de ponta, resultando em duas tarifas de demanda e duas tarifas de consumo.

De acordo com o Informativo Tarifário de Energia Elétrica do Ministério de Minas e Energia (MME), Seção III – Do Enquadramento, Art. 57, as unidades consumidoras devem ser enquadradas conforme os seguintes critérios:

I – Modalidade tarifária horária azul: unidades com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV;

II – modalidade tarifária horária azul ou verde, conforme opção do consumidor, para unidades com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW;

III – modalidade tarifária convencional binômia, horária azul ou verde, conforme opção do consumidor, para unidades com tensão inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW.

Para consumidores atendidos em média e alta tensão, o sistema tarifário pode considerar diferentes postos tarifários, que refletem as condições operacionais do sistema elétrico.

No contexto tarifário brasileiro, a medição da demanda ocorre de forma diferenciada conforme os postos tarifários, classificados em horário de ponta e fora de ponta. O horário de ponta corresponde ao período de maior carregamento do sistema elétrico, definido por cada distribuidora regional, compreendendo três horas consecutivas entre 17h e 22h, exclusivamente em dias úteis. Nos sábados, domingos e feriados, todo o consumo é considerado fora de ponta. Em razão das condições operacionais do sistema, as tarifas aplicadas no horário de ponta são significativamente superiores às praticadas fora de ponta.

A principal distinção entre as modalidades azul e verde está na cobrança da demanda no horário de ponta. Na modalidade azul, há contratação e tarifação específicas para os períodos de ponta e fora de ponta. Já na modalidade verde, existe apenas uma tarifa de demanda, pressupondo-se consumo reduzido no horário de ponta ou inexistente. Caso haja consumo significativo nesse período, incidem tarifas mais elevadas de uso do sistema e de energia elétrica, impactando diretamente o custo final da fatura.

Tabela 5 - Tarifas de energia elétrica para consumidores do Grupo A4 (2,3 kV a 25 kV)

A4 Verde – 2,3kV à 25kV	Demanda R\$/kWh	Bandeira verde – consumo R\$/kWh	Bandeira amarela – consumo R\$/kWh	Bandeira vermelha 1 – consumo R\$/kWh	Bandeira vermelha 2 – consumo R\$/kWh
Demanda	23,77	(*)	(*)	(*)	(*)
Demanda Ultrap.	47,54	(*)	(*)	(*)	(*)
Cons. Ponta		2,38718	2,406030	2,431810	2,465950
Cons. Fora Ponta		0,48077	0,499620	0,525400	0,559540

Tabela 6 - Tarifas de energia elétrica para consumidores do Grupo A4 (2,3 kV a 25 kV)

A4 Azul – 2,3kV à 25kV	Demanda R\$/kWh	Bandeira verde – consumo R\$/kWh	Bandeira amarela – consumo R\$/kWh	Bandeira vermelha 1 – consumo R\$/kWh	Bandeira vermelha 2 – consumo R\$/kWh
Demanda Ponta	71,13	(*)	(*)	(*)	(*)
Demanda Fora de Ponta	23,77	(*)	(*)	(*)	(*)
Demanda Ultra	142,26	(*)	(*)	(*)	(*)
Demanda Ultrap. Fora Ponta	47,54	(*)	(*)	(*)	(*)

Cons. Ponta		0,66001	0,678860	0,704640	0,738780
Cons. Fora Ponta		0,48077	0,499620	0,525400	0,559540

**Tabela retirada do site em julho/2026, Tarifas Vigentes - Cemig*
www.cemig.com.br/valores-e-tarifas/tarifas-vigentes/

As tarifas do Grupo A são destinadas às unidades consumidoras atendidas em alta tensão (subgrupos A1, A2 e A3) e média tensão (A3a e A4), como empresas e indústrias de grande porte, e sistemas subterrâneos (AS).

Aqui, detalhamos as modalidades tarifárias disponíveis para o Grupo A, incluindo:

- Tarifa Azul: tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários). Disponível para todos os subgrupos do Grupo A;
- Tarifa Verde: tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários), e de uma única tarifa de demanda de potência. Disponível para os subgrupos A3a, A4 e AS.

4.4 Eficiência energética

Seus fundamentos são otimizar processos, aplicar tecnologias mais econômicas, reformular projetos, reduzir impactos ambientais, benefícios econômicos, melhoria de vida. A mudança de chave é eliminar os desperdícios e em complemento produzir com fontes renováveis, tudo isso após analisados viabilidade no empreendimento técnico, econômico, social e ambiental.

Os ganhos em eficiência energética podem vir de intervenções em processos e equipamentos, manutenção preventiva de máquinas e sistemas de iluminação, aquecimento e resfriamento, investimentos em tecnologias que priorizem fontes geradoras sustentáveis, e adoção de melhores práticas de gestão, além de consumo consciente e comprometimento com boas práticas.

A melhoria da eficiência energética comercial, se dá por meio da substituição de equipamentos e a atualização das tecnologias.

4.5 Conceito de demanda e implicações tarifárias

A demanda elétrica corresponde ao valor médio da potência ativa requisitada por uma instalação ao longo de intervalos de integração padronizados de 15 minutos, sendo expressa em quilowatts (kW). Para fins de faturamento, a concessionária considera o maior valor de demanda registrado durante o ciclo mensal.

Para as unidades consumidoras enquadradas no Grupo A (média e alta tensão), é obrigatória a contratação prévia de um montante de potência, denominado demanda contratada. Este valor corresponde à potência ativa que a distribuidora deve manter continuamente disponibilizada no ponto de conexão da unidade consumidora, conforme as diretrizes da Resolução Normativa nº 1.000/2021 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A demanda faturada é o valor base utilizado pela concessionária para a aplicação da tarifa de demanda, podendo corresponder à demanda contratada ou à demanda medida, de acordo com as regras vigentes de faturamento. Esse mecanismo tarifário tem como finalidade principal estimular o correto dimensionamento dos projetos elétricos, evitando tanto a subutilização quanto a sobrecarga dos sistemas de distribuição, promovendo assim o uso racional e eficiente da infraestrutura disponível.

No contexto tarifário brasileiro, a medição e o faturamento do consumo e da demanda ocorrem de forma diferenciada conforme os postos tarifários, que são classificados em horário de ponta (HP) e horário fora de ponta (HFP).

O horário de ponta corresponde ao período de maior carregamento do sistema elétrico nacional, definido por cada distribuidora regional e compreendendo três horas diárias consecutivas (geralmente entre 17h e 22h), aplicadas exclusivamente em dias úteis. Em contrapartida, o horário fora de ponta engloba as demais horas dos dias úteis, além da totalidade das horas aos sábados, domingos e feriados nacionais. Em razão da severidade das condições operacionais do sistema elétrico durante o pico de consumo, as tarifas (em R\$/kW e R\$/kWh) aplicadas no horário de ponta são significativamente superiores às praticadas no horário fora de ponta.

No faturamento dessas unidades, a relação entre a demanda medida (registrada) e a demanda contratada define o valor a ser pago, estabelecendo três cenários operacionais distintos:

$\text{Demanda registrada} < \text{Demanda contratada}$: O consumidor paga integralmente pelo valor da demanda contratada. Esta situação caracteriza subutilização da infraestrutura disponibilizada e gera custos por um recurso não consumido. Cabe ressaltar que, por determinação tributária (Súmula 391 do STJ), o ICMS incide apenas sobre a demanda efetivamente medida, sendo a parcela ociosa faturada sem o acréscimo deste imposto.

$\text{Demanda contratada} < \text{Demanda registrada} \leq \text{Demanda contratada} + 5\%$: O consumidor paga o valor exato correspondente à demanda registrada. A regulamentação permite essa tolerância de 5% sem a aplicação de multas, sendo esta a faixa operacional ideal.

$\text{Demanda registrada} > \text{Demanda contratada} + 5\%$: O consumidor paga a demanda medida e sofre a incidência da tarifa de ultrapassagem (penalidade financeira) sobre o montante que excedeu a tolerância, encarecendo significativamente a fatura.

O gerenciamento contínuo desse indicador constitui um fator essencial para a mitigação de custos operacionais, otimização da eficiência energética da instalação e garantia da confiabilidade do fornecimento elétrico.

4.6 Mercado livre de energia elétrica

A ampliação do acesso ao mercado livre de energia elétrica, vigente a partir de janeiro de 2024, possibilitou que todos os consumidores atendidos em média e alta tensão passem a escolher livremente seus fornecedores de energia, promovendo maior flexibilidade contratual, competitividade e potencial redução de custos. Nesse ambiente, os consumidores podem negociar diretamente com comercializadoras os preços, volumes contratados, prazos e condições de fornecimento.

A viabilidade da migração para o mercado livre depende de análise técnico-econômica criteriosa, fundamentada no perfil de consumo da unidade, na curva de

carga, no volume anual de energia demandada, nos custos associados ao uso do sistema de distribuição (TUSD), nos encargos setoriais e nos preços praticados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Para unidades consumidoras enquadradas no subgrupo A4, estudos técnicos indicam potencial de redução da fatura de energia elétrica entre 30% e 35%, desde que os contratos de demanda (CUSD) e de fornecimento de energia sejam corretamente dimensionados e alinhados às características operacionais da instalação.

Entretanto, a decisão de migração deve considerar, além dos benefícios econômicos, os riscos associados à volatilidade dos preços no Ambiente de Contratação Livre (ACL), à previsibilidade da carga e às particularidades operacionais do empreendimento, tornando imprescindível a realização de estudos de sensibilidade e análise de cenários.

Consumidores do subgrupo A4, caracterizados por consumo anual superior a 2.000 MWh, apresentam, em geral, maior atratividade econômica para migração ao mercado livre, uma vez que o elevado volume de energia contratada amplia o potencial de negociação comercial e de diluição dos encargos fixos.

Do ponto de vista operacional, a migração para o mercado livre não implica alterações no fornecimento físico da energia, que permanece sendo realizado pela distribuidora local. As principais adequações concentram-se nos sistemas de medição, faturamento e contratação. No período pré-migração, faz-se necessária a adequação do sistema de medição para atendimento aos requisitos da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

No ambiente regulado, o consumidor recebe uma única fatura da distribuidora, que engloba tanto a energia consumida quanto o uso da rede. Após a migração, ocorre a bipartição do faturamento: uma fatura referente ao uso do sistema de distribuição, emitida pela concessionária (TUSD), e outra correspondente à energia contratada junto à comercializadora, conforme os termos do contrato firmado no ACL.

No âmbito contratual, permanece vigente o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), que estabelece a demanda contratada e as condições de acesso à rede. Em contrapartida, o Contrato de Compra de Energia Regulada (CCER), vigente no mercado cativo, é encerrado, sendo substituído por contrato bilateral de fornecimento de energia firmado com a comercializadora varejista.

5 ESTUDO DE CASO

5.1 Metodologia

A presente pesquisa caracteriza-se como um estudo de caso de natureza quantitativa e aplicada, focado em uma edificação comercial pertencente ao setor financeiro. O procedimento metodológico foi estruturado em três etapas consecutivas:

1. Coleta e Análise de Dados Tarifários: Foram coletados os dados históricos de faturamento de energia elétrica da unidade consumidora correspondentes a um período de 12 meses, abrangendo inclusive a fase de obra do empreendimento. Esta etapa consistiu na tabulação e análise dos registros de demanda, consumo de potência ativa, consumo de potência reativa excedente e das respectivas penalidades e custos faturados pela concessionária local.

2. Avaliação de Alternativas Técnicas: Com base no perfil operacional da edificação e na caracterização das cargas indutivas e não lineares, realizou-se o dimensionamento técnico de três soluções voltadas à qualidade e eficiência energética:

- (i) Implantação de banco de capacitores automático;
- (ii) Integração de inversores fotovoltaicos com funcionalidade de compensação reativa noturna (Q at Night);
- (iii) Proposição de estratégias de uso racional de energia para a fase pós-obra.

5.2 Caracterização e descrição do empreendimento

A unidade consumidora analisada é classificada como Grupo A, subgrupo A4, sendo atendida em tensão nominal de fornecimento de 13,8 kV pela concessionária Cemig, no município de Uberlândia–MG.

A edificação abriga, em sua fase definitiva, um estabelecimento comercial pertencente ao setor financeiro, possuindo enquadramento atual na classe Comercial (subclasse “Outros serviços e atividades”). Contudo, é fundamental ressaltar que, durante os meses iniciais da fase de implantação abrangidos por este estudo, a unidade herdou o cadastro do titular anterior do terreno, operando transitoriamente sob a classe Rural (subclasse Agropecuária). Essa particularidade histórica no

cadastro teve impacto direto e significativo na dinâmica de faturamento da instalação durante a execução da obra.

O empreendimento possui dois pavimentos com uma infraestrutura elétrica robusta. As cargas definitivas previstas em projeto são predominantemente de natureza indutiva, destacando-se motores, elevadores, sistema de climatização central com distribuição por dutos, bombas de recalque, equipamentos eletromecânicos, além de uma subestação com 2 transformadores de 300 kVA e um sistema de backup com 2 geradores de 300 kVA.

Do ponto de vista arquitetônico e de eficiência energética, o projeto contempla seis aberturas zenitais destinadas ao aproveitamento estratégico da iluminação natural no salão principal. Este elemento construtivo contribui substancialmente para a redução da demanda de energia ativa do sistema de iluminação artificial, especialmente durante os períodos diurnos.

O período de análise engloba as etapas de implantação e execução do empreendimento. Destaca-se que, embora as obras de engenharia civil tenham sido iniciadas em fevereiro de 2019 (atendidas provisoriamente em baixa tensão), conforme Tabela 6. O acompanhamento do faturamento do Grupo A concentra-se no intervalo de outubro de 2019 a dezembro de 2020 (15 meses), período que marca a transição para a obra elétrica com a entrada em vigor da demanda contratada de 410 kW, conforme detalhado na Tabela 7. A Tabela 8 mostra dados após inauguração.

Tabela 7 - Histórico de Faturamento e Demanda na Fase de Obra Civil Out/18 a Ago/19)

HISTÓRICO DE CONSUMO – INÍCIO OBRA – PARTE CIVIL						
Mês/ Ano	Demanda Medida (kW)		Demanda Contratada (kW)	Energia (kWh)		
	HP	HFP		HP	HFP	Total kWh
OUT/18	0	7	0	0	1.050	1.050
NOV/18	0	0	0	0	0	0
DEZ/18	0	4	0	0	1.050	1.050
JAN/19	0	0	0	0	1.050	1.050
FEV/19	4	18	0	350	1.750	2.100
MAR/19	25	32	0	0	3.500	3.500
ABR/19	25	32	0	350	2.800	3.150
MAI/19	28	32	0	350	3.150	3.500

JUN/19	28	39	0	700	3.850	4.550
JUL/19	28	39	0	350	4.550	4.900
AGO/19	28	39	0	1.050	7.000	8.050

Tabela 8 - Histórico de Faturamento e Demanda na Fase de Obra Elétrica (Out/19 a Dez//20)

HISTÓRICO DE CONSUMO – PERÍODO OBRA – INÍCIO PARTE ELÉTRICA							
Mês/ Ano	Demanda Medida (kW)		Demanda Contratada (kW)	Energia (kWh)			Valor Total (R\$)
	HP	HFP		HP	HFP	Total kWh	
OUT/19	32	42	410	1.400	8.750	10.150	R\$ 7.527,32
NOV/19	35	42	410	700	7.700	8.400	R\$ 5.529,30
DEZ/19	18	35	410	1.400	10.850	12.250	R\$ 8.356,10
JAN/20	0	0	410	0	0	0	R\$ 9.114,29
FEV/20	0	0	410	0	0	0	R\$ 10.814,20
MAR/20	28	49	410	1.050	15.050	16.100	R\$ 9.362,24
ABR/20	32	84	410	1.750	17.150	18.900	R\$ 12.307,50
MAI/20	25	35	410	700	9.450	10.150	R\$ 6.913,59
JUN/20	21	28	410	700	7.000	7.700	R\$ 6.283,21
JUL/20	11	21	410	350	4.900	5.250	R\$ 10.794,66
AGO/20	28	35	410	1.400	11.200	12.600	R\$ 17.553,92
SET/20	32	39	410	1.750	16.100	17.850	R\$ 20.098,73
OUT/20	35	42	410	1.400	17.500	18.900	R\$ 18.568,13
NOV/20	49	116	410	1.750	20.650	22.400	-
DEZ/20	53	60	410	2.800	24.150	26.950	-

Tabela 9 - Histórico de Faturamento e Demanda pós-obra (Nov/20 a Jul//22)

HISTÓRICO DE CONSUMO – OBRA FINALIZADA – COMÉRCIO EM FUNCIONAMENTO							
Mês/ Ano	Demanda Medida (kW)		Demanda Contratada (kW)	Energia (kWh)			Valor Total (R\$)
	HP	HFP		HP	HFP	Total kWh	
NOV/20	49	116	410	1.750	20.650	22.400	-
DEZ/20	53	60	410	2.800	24.150	26.950	R\$ 85.658,02
JAN/21	364	389	410	9.100	61.600	70.700	-
FEV/21	357	375	410	13.300	93.800	107.100	-
JUL/21	221	277	-	7.000	57.750	64.750	-
AGO/21	291	375	-	8.750	68.600	77.350	-

SET/21	378	399	-	15.400	94.850	110.250	-
OUT/21	368	392	-	14.700	84.000	98.700	-
NOV/21	417	452	-	14.350	92.750	107.100	-
DEZ/21	441	462	-	19.600	108.500	128.100	-
JAN/22	424	466	-	16.100	95.550	111.650	-
FEV/22	410	452	-	13.650	88.900	102.550	-
MAR/22	452	455	-	16.100	114.100	130.200	-
ABR/22	382	441	-	13.300	100.800	114.100	-
MAI/22	322	385	-	9.450	65.800	75.250	-
JUN/22	266	319	-	7.350	56.350	63.700	-
JUL/22	266	322	550	7.350	57.050	64.400	R\$ 47.890,57

**Nota: Os campos assinalados com "-" referem-se a meses cujas faturas de energia não estavam disponíveis no histórico fornecido para compor o estudo financeiro, mantendo-se apenas o registro técnico do consumo (kWh) e demandas medidas (kW).*

5.3 Condição operacional da unidade durante a fase de obra

Durante o período analisado, o empreendimento encontrava-se em fase de construção, não estando ainda em operação comercial plena. Nesse estágio, a instalação elétrica atendia predominantemente cargas provisórias típicas de canteiro de obras e de apoio administrativo. Essas cargas apresentam características elétricas distintas da operação definitiva do edifício e podem influenciar diretamente o comportamento do fator de potência da instalação.

Tabela 10 - Caracterização das Cargas do Canteiro de Obras e Impactos no Fator de Potência (FP)

EQUIPAMENTOS/APLICAÇÕES	CARACTERÍSTICA ELÉTRICA	IMPACTOS FP E NA REDE
Transformadores da Subestação / Canteiro	Carga indutiva	Consumo constante de potência reativa para magnetização do núcleo, mesmo em vazio ou com baixa carga ativa.

Máquinas de Solda	Carga indutiva / Não linear	Consumo elevado de potência reativa e potencial injeção de distorções harmônicas durante o arco elétrico.
Equipamentos Mecânicos e Ferramentas (<i>Betoneiras, compressores, bombas, martelos, furadeiras, serras</i>)	Carga indutiva (Motores de indução e universais)	Consumo de potência reativa durante a operação, com redução do FP principalmente na partida e em funcionamento a vazio/baixa carga.
Climatização do Escritório de Obra	Carga indutiva	Demanda adicional de reativo e picos de corrente nos arranques dos compressores.
Infraestrutura de Apoio (<i>Geladeiras, filtros de água e ventiladores</i>)	Carga indutiva (Pequenos motores/compressores)	Consumo contínuo e fracionado de energia reativa.
Instalações de Vivência (<i>Marmiteiros e aquecedores de marmitta</i>)	Carga resistiva (Efeito Joule)	Fator de potência unitário ($\text{FP} = 1,0$). Consome apenas potência ativa, não gerando nem consumindo energia reativa.
TI e Escritório (<i>Notebooks, monitores, impressoras</i>)	Carga eletrônica / Não linear (Fontes chaveadas)	FP próximo à unidade, porém introduzem distorções harmônicas de corrente na rede.
Iluminação do Canteiro de Obras (<i>Lâmpadas mistas / Refletores LED</i>)	Descarga / Eletrônica (Drivers LED)	FP relativamente elevado, com baixo consumo de potência reativa (dependente do tipo de driver/reator).

5.4 Metodologia de análise e coleta de dados

A análise foi realizada a partir das faturas de energia elétrica disponibilizadas pela concessionária, considerando as grandezas elétricas registradas no período de

faturamento, tais como demanda ativa consumida (kWh), a relação entre demanda contratada e medida (kW), a energia reativa excedente (kVArh) e as penalidades financeiras associadas.

A análise do histórico de faturamento da unidade consumidora permitiu identificar dois componentes tarifários com maior impacto econômico durante a fase de implantação do empreendimento. O primeiro refere-se ao custo associado à demanda contratada não utilizada, decorrente do descompasso entre o valor contratado e o nível efetivo de carga demandada durante a execução das obras. O segundo está relacionado à cobrança por excedente de energia reativa, resultante do comportamento do fator de potência da instalação diante das características elétricas das cargas provisórias presentes no canteiro.

A partir dessa constatação, a análise foi estruturada em duas frentes principais. Inicialmente avaliou-se o dimensionamento da demanda contratada e os efeitos financeiros associados à capacidade elétrica ociosa ao longo do período de obras. Em seguida, investigou-se o comportamento do fator de potência da instalação e a ocorrência de cobrança por energia reativa excedente nas faturas de energia elétrica.

Essa abordagem permitiu compreender como aspectos de planejamento energético e de características das cargas instaladas podem influenciar diretamente os custos operacionais de empreendimentos ainda em fase de implantação.

5.5 Análise do dimensionamento da demanda contratada e transição tarifária

No presente estudo de caso, avaliou-se o perfil de consumo e a gestão tarifária de uma unidade consumidora, durante o seu período de implantação. A análise documental evidenciou que o empreendimento iniciou suas atividades em outubro de 2018 como ilustra a tabela 6, sendo atendido provisoriamente em baixa tensão. Posteriormente, em outubro de 2019, formalizou-se um contrato de fornecimento com demanda contratada de 410 kW, montante definido ainda na fase de projeto, balizado pelas estimativas de carga para o pleno funcionamento do edifício.

O exame do histórico de faturamento revelou um comportamento operacional de baixíssima utilização da infraestrutura elétrica, com uma demanda mínima de 21 kW (julho/2020) e um pico máximo de apenas 84 kW (abril/2020). Contudo, a análise minuciosa das faturas demonstrou a ocorrência de duas fases distintas de

faturamento, decorrentes da transição de titularidade e classificação da unidade consumidora.

- A Primeira Fase: Benefício de Faturamento pelo Medido Nos meses iniciais da amostra, o canteiro de obras herdou o cadastro tarifário do antigo titular do terreno (BRF S.A.), cuja classificação constava como "Classe Rural - Agropecuária". Conforme as diretrizes da ANEEL, os consumidores desta classe possuem regras diferenciadas de faturamento, não sendo submetidos à obrigatoriedade de pagamento integral da demanda contratada caso não a utilizem.

Essa condição evitou a incidência de cobranças sobre a capacidade contratada não utilizada durante a fase inicial da implantação. Na fatura de abril de 2020, por exemplo, embora o contrato estabelecesse 410 kW, a unidade registrou um pico de 84 kW e a concessionária faturou estritamente os 84 kW medidos. A capacidade ociosa de 326 kW não gerou qualquer custo para a instalação naquele momento.

- A Segunda Fase: A Aplicação da Regra Take or Pay Com o avanço da obra e a regularização da titularidade para a empresa responsável pela implantação, a unidade consumidora teve sua classificação atualizada para o setor "Comercial" entre junho e julho de 2020. A partir desse momento, a concessionária passou a aplicar rigorosamente a regra geral do Grupo A, que obriga o consumidor a pagar pelo valor integral contratado, independentemente do uso efetivo.

A Figura 8 ilustra essa mudança de paradigma tarifário, tomando como referência a fatura de agosto de 2020.

Figura 6 - Classificação atualizada da unidade consumidora

Classe Comercial	Subclasse Outros serviços e outras atividades	Modalidade Tarifária THS Verde A4
----------------------------	--	---

Fonte: Elaborado pelo autor, com base nas fatura de energia elétrica da CEMIG da instalação.

Figura 7 - Detalhamento dos valores faturados referentes ao mês de agosto de 2020, durante a fase de obras do empreendimento. Fonte: O Autor (2026).

Valores Faturados			
Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço	Valor(R\$)
Demanda Ativa kW HFP	35	21,27999444	744,78
Demanda Ativa kW HFP s/ ICMS	375	15,95999583	5.984,99
Energia Ativa kWh HFP	11.200	0,49369031	5.529,32
Energia Ativa kWh HP	1.400	2,32053339	3.248,72
Energia Reativa kWh HFP	5.250	0,38237316	2.007,44
Encargos/Cobranças			
Contrib Ilum Publica Municipal			38,67

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em fatura de energia elétrica da CEMIG referente a agosto de 2020.

Conforme observado, embora a demanda medida tenha sido de apenas 35 kW (utilizando cerca de 8,5% da capacidade), o empreendimento passou a ser faturado pelos 410 kW. A fatura discrimina a cobrança de 35 kW de "Demanda Ativa kW HFP" (com incidência de ICMS) e a cobrança do excedente ocioso de 375 kW (Demanda Ativa kW HFP s/ ICMS) a uma tarifa isenta de impostos de R\$ 15,95/kW.

Essa mudança expôs o impacto do superdimensionamento contratual. Apenas no mês de agosto de 2020, o desperdício financeiro com a capacidade não utilizada totalizou aproximadamente R\$ 5.985,00. Esse cenário evidencia como a desatenção ao enquadramento tarifário, associada a um contrato engessado, passa a gerar severos prejuízos operacionais mensais durante a fase de obras assim que a classe comercial é ativada.

5.5.1 Eventos pós-inauguração e necessidade de adequação

Com a transição para a fase operacional do edifício, o perfil de carga sofreu uma alteração abrupta. A Figura 9 apresenta a fatura de fevereiro de 2021, ilustrando o comportamento da unidade após a energização dos sistemas definitivos.

Figura 8 - Detalhamento dos valores faturados referentes ao mês de fevereiro de 2021, refletindo a transição para a fase operacional. Fonte: O Autor (2026).

Valores Faturados			
Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço	Valor(R\$)
Demanda Ativa kW HFP	375	20,45280390	7.669,79
Demanda Ativa kW HFP s/ ICMS	35	15,33960293	536,88
Energia Ativa kWh HFP	93.800	0,49404389	46.341,30
Energia Ativa kWh HP	13.300	2,24898642	29.911,49
Energia Reativa kWh HFP	3.150	0,36830373	1.160,13
Encargos/Cobranças			
Contrib Ilum Publica Municipal			38,43
Adicional Bandeiras - Já incluído no Valor a Pagar			
Bandeira Amarela			2.003,95

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em fatura de energia elétrica da CEMIG referente a fevereiro de 2021.

Observa-se que a demanda medida saltou para 375 kW, restando apenas 35 kW de margem em relação aos 410 kW contratados. O salto no consumo de energia ativa (de 11.200 kWh em agosto de 2020 para 93.800 kWh em fevereiro de 2021) ratifica a entrada em operação de cargas de elevada potência, notadamente os sistemas de climatização.

Relatos operacionais posteriores indicaram que o valor de 410 kW, embora superdimensionado e gerador de prejuízos durante a obra, mostrou-se limitante para o funcionamento simultâneo de todos os equipamentos na fase definitiva. Equipamentos como os chillers de ar-condicionado demandaram elevadas correntes de partida (inrush), contribuindo para quedas de tensão e reduzindo a margem disponível da demanda contratada, demandando posteriormente um pedido de acréscimo de carga para evitar a extrapolação do limite de 430,5 kW (410 kW + 5% de tolerância) e a consequente multa por ultrapassagem.

5.5.2 Ajuste contratual de demanda e gestão de titularidade: estratégia recomendada

A situação analisada evidencia uma lacuna comum no planejamento energético de grandes obras: a falta de alinhamento entre a gestão de contratos (documental) e a realidade física do canteiro.

Conforme constatado, o prejuízo financeiro não foi causado puramente pelo dimensionamento de 410 kW no início da obra, uma vez que o cadastro herdado na classe Rural isentava a unidade de multas por ociosidade. A verdadeira falha estratégica ocorreu no exato momento da transição tarifária. Ao assumir a titularidade e ter a instalação reclassificada para o setor Comercial, a gestão do empreendimento absorveu automaticamente a regra Take or Pay. O equívoco consistiu em manter o contrato engessado em 410 kW durante essa transferência, em vez de solicitar a sua imediata adequação para a realidade provisória do canteiro.

Para mitigar esse risco em projetos similares, recomenda-se uma gestão contratual dinâmica. Ao assumir uma instalação, a equipe de engenharia deve adequar a demanda para um valor reduzido (por exemplo, entre 50 e 100 kW), perfeitamente dimensionado para as ferramentas e maquinários da fase de construção. A partir daí, adota-se a estratégia de contratação de demanda em degraus (em rampa), solicitando à distribuidora a elevação progressiva deste montante apenas nos meses antecedentes ao comissionamento dos sistemas definitivos do edifício. A adoção desta metodologia blindava a obra contra transições tarifárias desfavoráveis, elimina o pagamento por capacidade não utilizada e promove uma otimização do OPEX (Operational Expenditure) altamente eficiente.

5.6 Análise do fator de potência e energia reativa excedente

Além do passivo financeiro atrelado ao dimensionamento da demanda, a análise das faturas revelou um segundo componente tarifário de grande impacto econômico: a cobrança recorrente por energia reativa excedente, decorrente da degradação do FP da instalação durante a fase construtiva.

A análise mostrou que o fator de potência da instalação foi inferior a 0,92, ficando fora da faixa de referência para unidades consumidoras do Grupo A e os critérios estabelecidos pela regulamentação do setor elétrico brasileiro, notadamente a Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL e os módulos do PRODIST. A identificação das causas primárias exigiu a avaliação das características operacionais do canteiro de obras.

A natureza predominantemente indutiva das cargas provisórias conectadas influenciou diretamente o desbalanceamento da instalação, conforme detalhado na tabela de cargas a seguir.

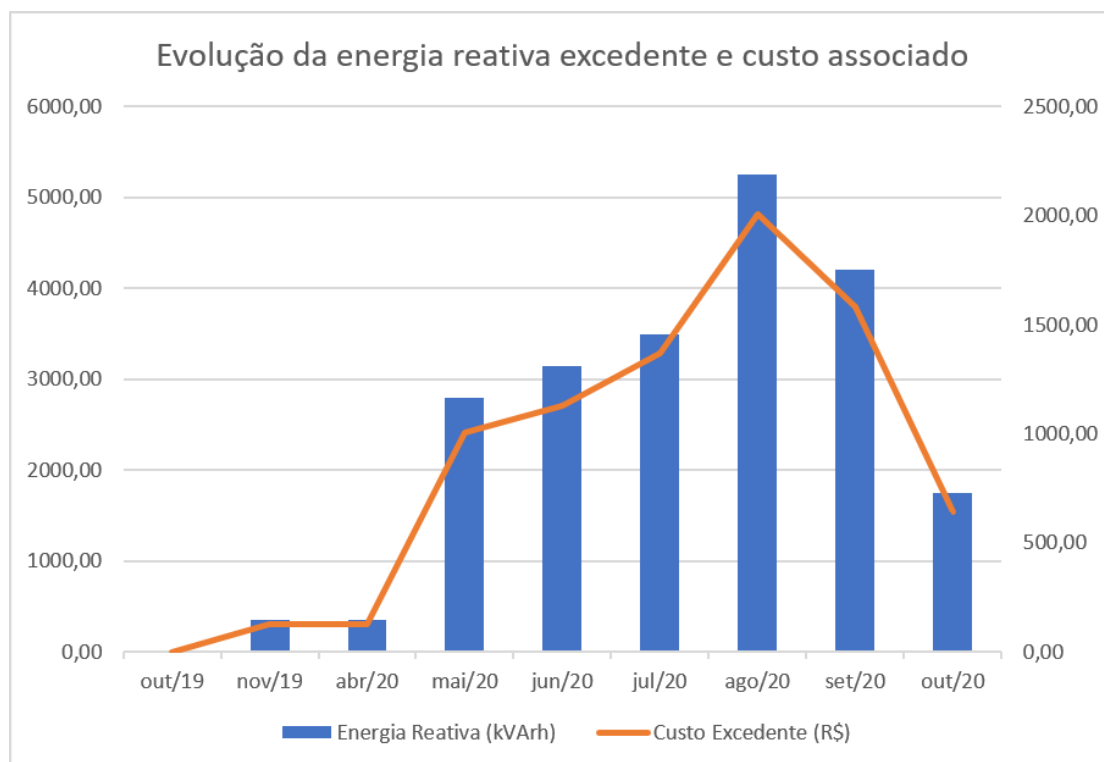
Conforme evidenciado no mapeamento das cargas, o principal agravante para a queda do fator de potência foi a infraestrutura da subestação. Para viabilizar contratualmente os 410 kW originais, a cabine primária mantinha seu transformador definitivo energizado. Operando com um fator de carregamento mínimo - visto que a demanda máxima da obra orbitava em torno de 21 a 84 kW - a potência reativa indutiva necessária para manter a magnetização do núcleo do equipamento operando a vazio elevou drasticamente a defasagem angular de toda a instalação, reduzindo significativamente o fator de potência global da instalação.

A análise detalhada do histórico de faturamento revela que, com a entrada em vigor do contrato de demanda em Média Tensão (Grupo A) a partir de outubro de 2019, a unidade consumidora passou a registrar um consumo significativo de energia reativa excedente (kVArh).

Mesmo nos meses em que o consumo de energia ativa (kWh) foi nulo ou extremamente baixo (como em janeiro e fevereiro de 2020), as faturas mantiveram cobranças elevadas, ultrapassando os R\$ 9.000,00 a R\$ 10.000,00 mensais. Isso demonstra que o custo do faturamento no período de obras foi fortemente impulsionado pelas parcelas relativas ao Fator de Potência (FP) abaixo do limite regulatório ($FP < 0,92$).

A dinâmica mensal desse excedente reativo ao longo do período de implantação pode ser observada no gráfico abaixo.

Figura 9 - Gráfico de evolução da energia reativa excedente e custo associado



Fonte: Elaborado pelo autor utilizando o Microsoft Excel (2026).

Tabela 11 - Composição do faturamento de energia reativa e ativa (referência agosto/2020).
Fonte: Elaborado pelo autor (2026), adaptado de dados da concessionária.

	out/19	nov/19	dez/19	jan/20	fev/20	mar/20	abr/20	mai/20	jun/20	jul/20	ago/20	set/20	out/20
	Quant.	Quant.	Quant.	Quant.	Quant.	Quant.	Quant.	Quant.	Quant.	Quant.	Quant.	Quant.	Quant.
Demanda Ativa kW HFP	42,00	42,00	35,00	42,00	49,00	49,00	84,00	35,00	28,00	21,00	35,00	39,00	42,00
Demanda Ativa kWh HFP s/ ICMS										389,00	375,00	371,00	368,00
Energia Ativa kWh HFP	8.750,00	7.700,00	10.850,00	14.700,00	15.400,00	15.050,00	17.150,00	9.450,00	7.000,00	4.900,00	11.200,00	16.100,00	17.500,00
Energia Ativa kWh HP	1.400,00	700,00	1.400,00	1.050,00	1.750,00	1.050,00	1.750,00	700,00	700,00	350,00	1.400,00	1.750,00	1.400,00
Energia Reativa kWh HFP	-	350,00	-	-	-	-	350,00	2.800,00	3.150,00	3.500,00	5.250,00	4.200,00	1.750,00

Para dimensionar o impacto financeiro e fundamentar os cálculos do sistema de correção (compensação reativa), adotou-se a fatura de agosto de 2020 como base de referência. A escolha deste mês justifica-se por representar o cenário mais crítico (pico) de faturamento de energia reativa excedente no período analisado.

Neste mês de referência, a concessionária (Cemig) registrou um consumo de 12.600 kWh de energia ativa total. Contudo, devido aos intervalos horários em que o

FP operou abaixo do limite de 0,92, foi aplicada uma penalidade financeira de R\$ 2.007,44, referente ao faturamento de 5.250 kVA_{rh} de energia reativa excedente.

Um equívoco comum na gestão energética de obras é a avaliação exclusiva do Fator de Potência médio mensal. O cálculo simplificado do FP médio da instalação em agosto de 2020 resultaria num valor próximo a 0,92 (no limite da norma). No entanto, a concessionária realiza a faturação através de apuração horária (intervalos de 15 minutos). Pelas regras da ANEEL, para manter o Fator de Potência no mínimo exigido de 0,92, a energia reativa consumida não pode ultrapassar a proporção de aproximadamente 42,6% da energia ativa registrada nesse mesmo intervalo. Sempre que a energia reativa medida ultrapassa este limite regulamentar, a diferença é acumulada e faturada como energia reativa excedente.

5.6.1 Impacto das multas por excedente reativo (ufer/ere)

Pela regulamentação da ANEEL (Resolução Normativa nº 1.000/2021), a concessionária aplica cobrança sobre a Unidade de Faturamento de Excedente Reativo (UFER) sempre que o Fator de Potência indutivo ou capacitivo médio no intervalo de uma hora estiver abaixo de 0,92.

Durante a fase de canteiro de obras, o registro contínuo de potências reativas indutivas sem a devida compensação resultou na incidência recorrente dessas penalidades, elevando consideravelmente a fatura de energia sem que houvesse, em contrapartida, um trabalho útil (potência ativa) proporcional sendo executado na edificação.

5.7 Dimensionamento do sistema de correção e análise de viabilidade econômica

Durante o acompanhamento presencial da execução da obra, identificou-se uma oportunidade significativa de otimização do consumo de energia ativa (kWh) através da intervenção no sistema de iluminação provisória do canteiro. O diagnóstico inicial revelou a utilização de um conjunto de 100 lâmpadas mistas (vapor de mercúrio com filamento incandescente) de 250W cada.

Além do elevado consumo energético inerente a essa tecnologia obsoleta, a equipe de engenharia constatou um índice elevado de queima dos bulbos. Este

fenômeno foi atribuído a fatores associados à provisoriedade das instalações de canteiro, tais como: oscilações de tensão, emendas inadequadas, mau contato nos soquetes (E27) e a vibração mecânica excessiva do ambiente de obras, que compromete o filamento de tungstênio dessas lâmpadas.

Intervenção Técnica: Para mitigar os custos operacionais e reduzir a necessidade de manutenção constante, propôs-se e executou-se o retrofit do sistema de iluminação. As 100 lâmpadas mistas de 250W foram substituídas por 100 lâmpadas de tecnologia LED de 30W. As luminárias LED, por não possuírem filamentos ou gases sob pressão, apresentam resistência superior às condições severas do canteiro, além de entregarem um fluxo luminoso adequado com uma fração da potência exigida pelo sistema anterior.

5.7.1 Análise econômica e tempo de retorno (payback)

Para a quantificação da viabilidade financeira da ação, adotou-se um regime estimado de funcionamento de 10 horas diárias (abrangendo o horário comercial de 8 horas acrescido de uma margem para iluminação de segurança noturna), totalizando 220 horas de uso mensal. O custo unitário de aquisição da lâmpada LED foi de R\$ 33,00, perfazendo um investimento total (CAPEX) de R\$ 3.300,00.

Tabela 12 - Análise de Viabilidade do Retrofit de Iluminação

Parâmetro Analisado	Antiga iluminação (Mista)	Nova iluminação (LED)	Variação (Economia)
Quantidade de lâmpadas	100	100	-
Potência Unitária	250 W	30W	Redução de 220W/un.
Potência Total Instalada	25 kW	3W	Redução de 22 kW
Consumo Mensal Estimado (220h)	5.500 kWh/mês	660 kWh/mês	4.840 kWh/mês
Custo Mensal com Iluminação	R\$ 2.495,35	R\$ 299,44	Economia de R\$ 2.195,91/mês
Investimento Inicial (CAPEX)	-	R\$ 3.300,00	-

A tabela 13 detalha o comparativo técnico e financeiro da substituição, considerando a tarifa de energia aplicável ao horário fora de ponta (HFP) estipulada em aproximadamente R\$ 0,4537/kWh.

Tabela 13 - Comparativo técnico e financeiro da substituição

Parâmetro / Especificação	Sistema Anterior (Lâmpada Mista)	Sistema Proposto (LED)
Tecnologia	Vapor de Mercúrio com Filamento	Diodos Emissores de Luz (LED)
Quantidade de Lâmpadas	100 unidades	100 unidades
Potência Unitária	250 W	30 W
Potência Total Instalada	25,0 kW	3,0 kW
Horas de Funcionamento Mensal	220 horas	220 horas
Consumo Mensal Estimado	5.500 kWh/mês	660 kWh/mês
Custo de Aquisição (CAPEX)	—	R\$ 3.300,00
Economia Mensal no OPEX	—	R\$ 2.195,90 / mês
Tempo de Retorno (<i>Payback</i>)	—	~ 1,5 meses

Com o dimensionamento de 100 unidades operando 10 horas por dia (220 horas mensais), o consumo mensal anterior do sistema de lâmpadas mistas de 250W era de:

$$E_{\text{antiga}} = 100 \text{ lâmpadas} \cdot 0,25 \text{ kW} \cdot 220 \text{ horas} = 5.500 \text{ kWh/mês}$$

Com a substituição pelas novas lâmpadas LED de 30W, o consumo mensal foi reduzido para:

$$E_{\text{LED}} = 100 \text{ lâmpadas} \cdot 0,03 \text{ kW} \cdot 220 \text{ horas} = 660 \text{ kWh/mês}$$

A economia líquida de energia proporcionada pelo *retrofit* alcançou impressionantes 4.840 kWh mensais. Multiplicando essa economia pela tarifa de referência fora de ponta (R\$ 0,4537/kWh), obtém-se uma redução direta no OPEX (*Operational Expenditure*) da ordem de R\$ 2.195,90 por mês apenas em custos com energia elétrica ativa.

Adicionalmente, deve-se considerar a drástica redução nos custos de manutenção corretiva e substituição de lâmpadas queimadas devido à fragilidade do filamento nas lâmpadas mistas. Com um CAPEX total de R\$ 3.300,00 referente à aquisição das novas luminárias LED, o cálculo do tempo de retorno do investimento (*Payback* simples) demonstra uma viabilidade econômica imediata:

$$\text{Payback} = \frac{\text{CAPEX}}{\text{Economia Mensal}} = \frac{3.300,00}{2.195,90} \approx 1,5 \text{ meses}$$

O resultado comprova que a intervenção se paga em menos de dois meses de operação. Esse cenário evidencia que a iluminação provisória de canteiros, muitas vezes negligenciada no planejamento por ser considerada um custo fixo irrelevante, representa um vetor crítico de perdas financeiras quando emprega tecnologias obsoletas, tornando o *retrofit* para LED uma medida altamente recomendada para a otimização de projetos de engenharia civil e elétrica.

A mudança das lâmpadas incandescentes para LED ocorreu no período de junho e julho de 2020. O valor em reais da fatura a ser paga não diminuiu, devido a mudança da Classe de Rural para Comercial, e subclasse de Agropecuária rural para Outros serviços e outras atividades acontecer no mesmo mês. A mudança da classe e subclasse tem impactos diferentes na fatura a ser paga devido aos diferentes impostos e taxas. Que é quando começa a ser cobrado a demanda Ativa kW HFP s/ ICMS, que é a cobrança da demanda contratada não utilizada.

Figura 10 - Fatura Cemig JUN/2020



Cemig Distribuição S.A. CNPJ 06.981.180/0001-16 / Insc. Estadual 062.322136.0097
 Av. Barbacena, 1.200 - 17º andar - Ala A1 - CEP 30190-131 - Belo Horizonte - MG

BTS LOCAÇÕES E ADM DE IMOVEIS LTDA
 AV IPE 115
 JARAGUA
 38413-015 UBERLÂNDIA, MG
 CNPJ 27.591.074/0001-04

Acesse o Cemig Atende
www.cemigatende.com.br
 Emergências: 0800 727 7520
Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE foi criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002

Nº DO CLIENTE 7201338759	Nº DA INSTALAÇÃO 3009012676
Referente a JUN/2020	Vencimento 06/07/2020
Valor a pagar (R\$) 6.283,21	

NOTA FISCAL - CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA - SÉRIE U - Nº043222665 - PTA Nº45.000014006.81 **REIMPRESSÃO**

Classe Rural	Subclasse Agropecuária Rural	Modalidade Tarifária THS Verde A4	Datas de Leitura Anterior 05/05 Atual 05/06 Próxima 05/07	Data de Emissão 08/06/2020
------------------------	--	---	---	--------------------------------------

Informações de faturamento

Informações Gerais

Aplicado desconto referente à classe rural.
 Tarifa vigente conforme Res Aneel nº 2.550, de 21/05/2019.
 Pela legislação tributária, os descontos a que se refere o Decreto Federal 7.891/13 também integram a base de cálculo do ICMS, PASEP e COFINS.
 Conforme DECRETO Nº 46.213, DE 11 DE ABRIL DE 2013, não será exigido o recolhimento do ICMS sobre a parcela de Demanda de Potência não utilizada

MAI/2020 Band. Verde - JUN/2020 Band. Verde

Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço	Valor(R\$)
Demanda Ativa kW HFP	28	17,71919084	496,12
Energia Ativa kWh HFP	7.000	0,45302700	3.171,18
Energia Ativa kWh HP	700	2,03191487	1.422,32
Energia Reativa kWh HFP	3.150	0,35795306	1.127,53
Encargos/Cobranças			
Religação Programada			209,95
Desligamento programado			209,95
Contrib Ilum Publica Municipal			37,70
Abatimentos e Devoluções			
Descontos			-391,54

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em fatura de energia elétrica da CEMIG referente a junho de 2020.

Figura 11 - Fatura Cemig JUL/2020



Cemig Distribuição S.A. CNPJ 06.981.180/0001-16 / Insc. Estadual 062.322136.0087
 Av. Barbacena, 1.200 - 17º andar - Ala A1 - CEP: 30190-131 - Belo Horizonte - MG

Acesse o Cemig Atende
www.cemigatende.com.br
 Emergências: 0800 727 7520
Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE foi criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002

BTS LOCACOES E ADM DE IMOVEIS LTDA AV IPE 115 JARAGUA 38413-015 UBERLANDIA, MG CNPJ 27.591.074/0001-04	Nº DO CLIENTE 7201338759	Nº DA INSTALAÇÃO 3009012676
	Referente a JUL/2020	Vencimento 06/08/2020
	Valor a pagar (R\$) 10.794,66	

NOTA FISCAL - CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA - SÉRIE U - Nº044436988 - PTA Nº45.000014006.81

Classe Comercial	Subclasse Outros serviços e outras atividades	Modalidade Tarifária THS Verde A4	Datas de Leitura Anterior: 05/06 Atual: 05/07 Próxima: 05/08	Data de Emissão 06/07/2020
----------------------------	---	---	--	--------------------------------------

Informações de faturamento

Informações Gerais

Tarifa vigente conforme Res Aneel nº 2.707, de 25/06/2020. ICMS aplicado conforme Lei nº 21.781/15. Conforme DECRETO Nº 46.213, DE 11 DE ABRIL DE 2013, não será exigido o recolhimento do ICMS sobre a parcela de Demanda de Potência não utilizada. AGENTE DE RELACIONAMENTO: LAZARO D. FREITAS E-MAIL: LDLEFINO@CEMIG.COM.BR

JUN/2020 Band. Verde - JUL/2020 Band. Verde

Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço	Valor(R\$)
Demanda Ativa kW HFP	21	19,73530060	414,42
Demanda Ativa kW HFP s/ ICMS	389	14,80147545	5.757,76
Energia Ativa kWh HFP	4.900	0,49615943	2.431,16
Energia Ativa kWh HP	350	2,24311515	785,06
Energia Reativa kWh HFP	3.500	0,39074597	1.367,59
Encargos/Cobranças			
Contrib Ilum Publica Municipal			38,67

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em fatura de energia elétrica da CEMIG referente a julho de 2020.

5.8 Influência dos transformadores

A instalação possui dois transformadores de 300 kVA, totalizando 600 kVA de capacidade nominal instalada na subestação. Um princípio fundamental da teoria de máquinas elétricas é que os transformadores demandam potência reativa indutiva contínua para a magnetização de seus núcleos ferromagnéticos (corrente de excitação em vazio).

Operação sem Carga ou Carga Leve: A potência reativa necessária para a magnetização do núcleo permanece praticamente constante, independentemente de o transformador estar operando a 0%, 10% ou a plena carga.

Comportamento da Corrente de Magnetização: Em regime de vazio ou carga reduzida, o transformador consome uma parcela de potência ativa muito baixa (restrita às perdas no ferro do núcleo), mas continua drenando integralmente a potência reativa indutiva da rede. Conforme a relação do fator de potência ($FP = \frac{P}{S}$), se a potência ativa

P tende a zero e a reativa Q permanece fixa, o FP despenca drasticamente, aproximando-se de zero.

5.8.1 Impacto da baixa carga durante a obra

Durante o período de implantação e obras elétricas, esse comportamento gerou um desequilíbrio severo no perfil energético da unidade:

Cargas Ativas Intermitentes: Equipamentos característicos de canteiro (como betoneiras, serras e ferramentas manuais) operavam de forma pontual e intermitente, resultando em um consumo de energia ativa (kWh) extremamente reduzido.

Subestação Continuamente Energizada: Enquanto a potência ativa demandada era pontual, a potência reativa (Q) destinada à magnetização dos transformadores de 300 kVA manteve-se constante, operando 24 horas por dia, 7 dias por semana.

Distorção da Relação P/Q : Com a energia ativa praticamente insignificante em determinados meses (como em janeiro e fevereiro de 2020) e a energia reativa sendo acumulada ininterruptamente ao longo de 720 horas mensais, o Fator de Potência médio da instalação foi severamente degradado.

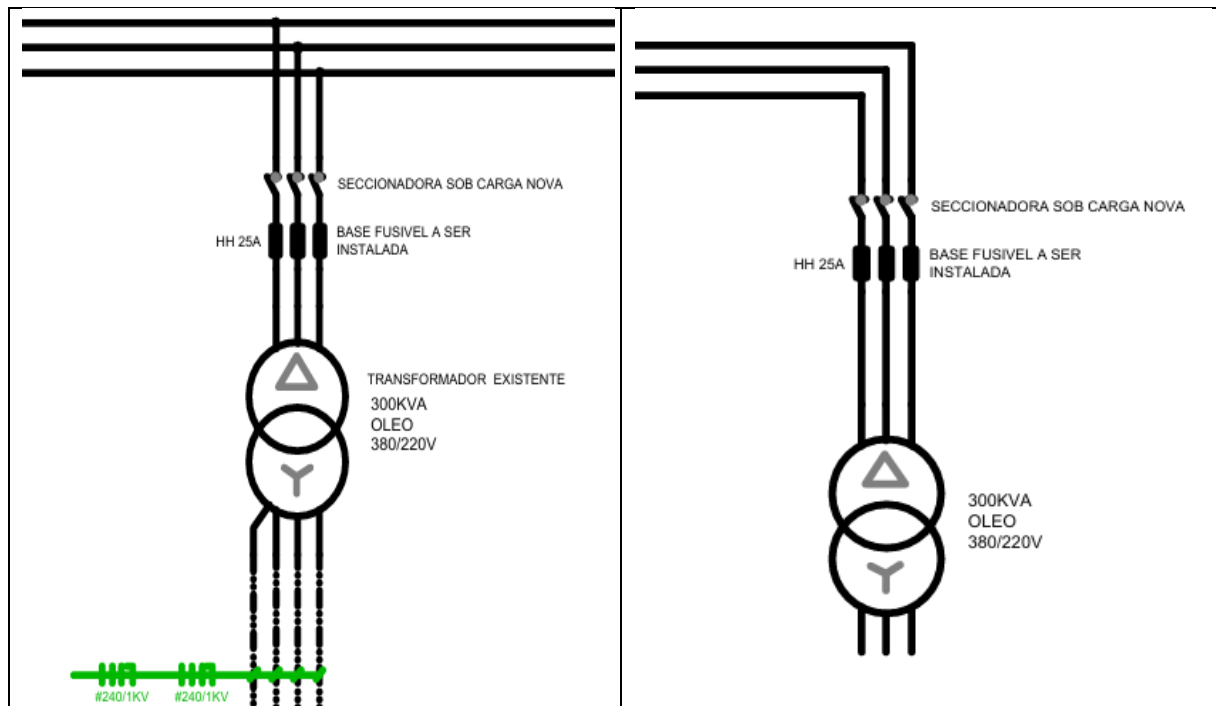
5.8.2 Diagnóstico do problema

O diagnóstico técnico para as cobranças expressivas de excedente reativo e incidência de multas durante a fase de implantação fundamenta-se na combinação de três fatores críticos:

1. Superdimensionamento Provisório da Subestação: Manter dois transformadores de 300 kVA energizados para suprir a carga incipiente de um canteiro de obras gerou um consumo reativo fixo totalmente desproporcional à energia ativa útil.
2. Ausência de Compensação Reativa Dedicada: A falta de um banco de capacitores automático operando na Média ou Baixa Tensão permitiu que toda a corrente magnetizante dos transformadores e dos motores de obra fosse suprida diretamente pela rede da concessionária (Cemig).
3. Enquadramento no Grupo A com Demanda Contratada (410 kW): Ao passar para o regime de Média Tensão a partir de outubro de 2019, a

unidade foi submetida à rigorosa apuração horária do Fator de Potência estabelecida pela ANEEL, transformando o reativo excedente dos transformadores em multas financeiras severas.

Figura 12 - Simbologia do transformador retirado do diagrama trifilar



Fonte: Adaptado do projeto elétrico – diagrama trifilar da BR Serviços (2019).

Durante a fase de implantação do empreendimento, o canteiro de obras foi caracterizado pela operação de cargas provisórias com perfis elétricos desafiadores. Além da subutilização da subestação principal operando a vazio, o uso intensivo de máquinas de solda, ferramentas com motores universais e drivers de iluminação configurou um cenário propício para a injeção de harmônicos no sistema. Um aspecto favorável da infraestrutura projetada é a topologia dos transformadores da subestação, configurados em Delta-Estrela (triângulo no primário e estrela com neutro acessível no secundário). Essa conexão atua como um filtro natural para harmônicos de sequência zero (como o 3º harmônico e seus múltiplos), gerados por cargas monofásicas não lineares típicas de escritórios. Tais correntes circulam na malha fechada do enrolamento em Delta do primário e são canceladas, sendo impedidas de retornar à rede de distribuição da concessionária, protegendo o sistema externo.

Ressalta-se que, devido à indisponibilidade de medições em campo com analisadores de qualidade de energia (Classe A) durante o período provisório de obras, a análise quantitativa exata da Distorção Harmônica Total de Corrente não pôde ser registrada. O monitoramento limitou-se aos dados fornecidos pelo faturamento da concessionária, que totalizam os efeitos reativos globais. Contudo, a literatura e a natureza das cargas mapeadas confirmam que a potência de distorção teve participação qualitativa inegável na degradação do Fator de Potência e no excedente reativo faturado nessa fase.

5.9 Lacuna temporal no projeto de geração distribuída e otimização via inversores fotovoltaicos

Durante o acompanhamento do histórico da unidade consumidora, constatou-se que o sistema de geração fotovoltaica não fazia parte da concepção original do empreendimento, sendo uma solução concebida e instalada anos após a inauguração e a consolidação da fase operativa do edifício.

A análise das fotografias e da configuração atual da planta (conforme ilustrado na Figura 13) evidencia a usina solar consolidada na cobertura. A introdução tardia deste sistema representou um marco de modernização na gestão energética da edificação, trazendo impactos diretos tanto no consumo ativo quanto na qualidade da energia.

5.10 O papel dos inversores fotovoltaicos na compensação reativa noturna (*q-night*)

Um dos aspectos mais relevantes observados com a chegada do sistema fotovoltaico foi que a usina passou a atuar muito além da simples geração de energia ativa diurna. A tecnologia empregada nos inversores comerciais instalados na planta permite a parametrização de recursos via *software* para a regulação do fluxo de reativos mesmo na ausência de irradiação solar — recurso amplamente conhecido no mercado como Função *Q-Night* (ou compensação reativa noturna).

Conforme fundamentado nos estudos de qualidade de energia, durante os períodos noturnos ou de baixa geração, os inversores conseguem utilizar a capacidade ociosa de seus semicondutores e estágios de potência para injetar ou

absorver potência reativa (Q), ajustando o Fator de Potência da instalação para manter a conformidade com a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021.

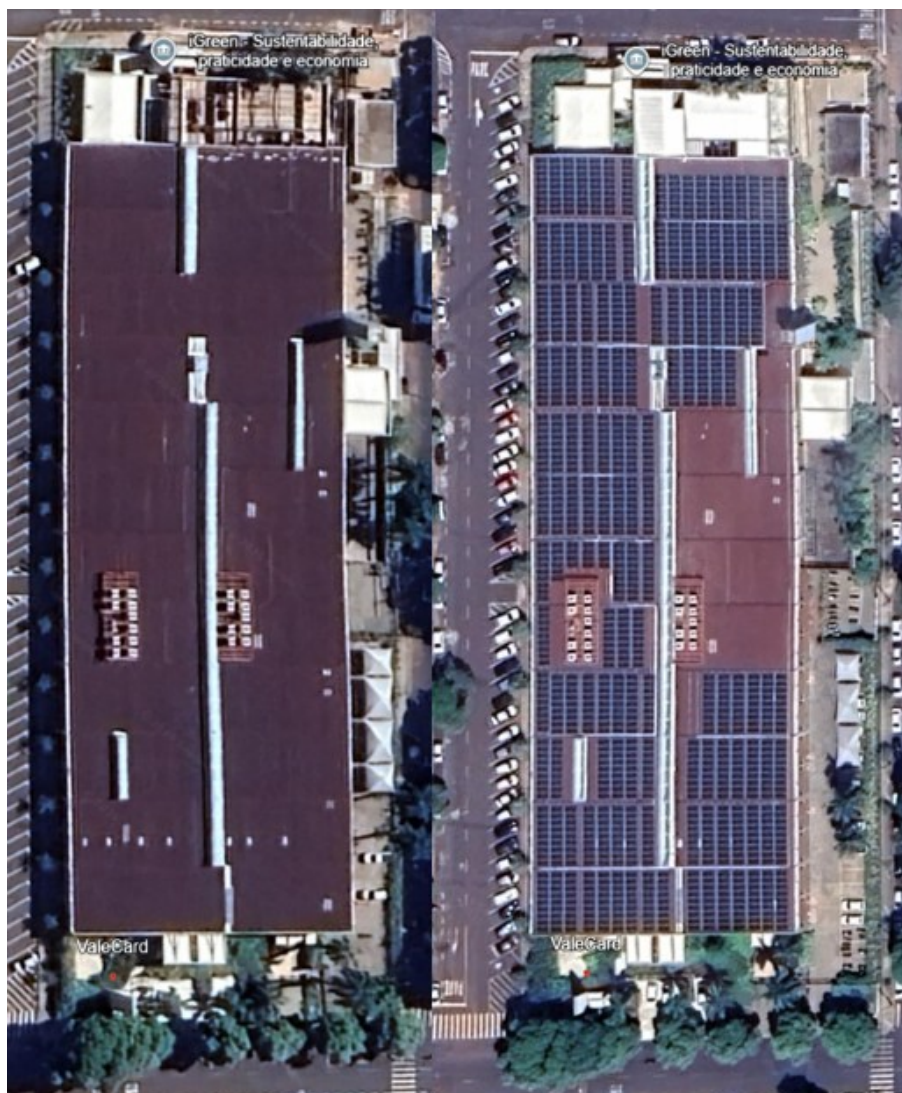
No contexto do estudo de caso do empreendimento comercial, a ativação desta funcionalidade solucionou um problema crônico da edificação: a magnetização contínua dos transformadores da subestação operando a vazio ou com baixa carga nos horários de menor movimento.

Particularmente para a topologia adotada na planta, que utiliza inversores comerciais de alta performance (como os modelos Huawei da linha SUN2000 coordenados pelo gerenciador *SmartLogger*), a parametrização via *firmware* trouxe vantagens estratégicas fundamentais:

1. Custo Zero de CAPEX Adicional: Utilizou o *hardware* do sistema solar inserido posteriormente na cobertura, eliminando a necessidade de adquirir reatores *shunt* físicos ou expandir os bancos de capacitores tradicionais.
2. Imunidade a Ressonâncias Harmônicas: Por ser uma compensação eletrônica ativa, o inversor não interage negativamente com as correntes harmônicas da rede, eliminando o risco de sobretensões por ressonância inerentes aos capacitores fixos tradicionais.
3. Controle Dinâmico: A injeção de reativos é modulada em tempo real via *software*, prevenindo tanto as multas por excesso de reativos indutivos quanto a sobrecompensação capacitiva indesejada gerada na madrugada pelos filtros EMI dos próprios equipamentos.

A implantação tardia dessa tecnologia demonstra que a modernização de instalações existentes com sistemas fotovoltaicos inteligentes vai muito além da redução da fatura de kWh, constituindo uma ferramenta robusta e automatizada para o saneamento da qualidade da energia e correção do fator de potência.

Figura 13 - Comparativo da cobertura do empreendimento: Cenário em 2023, antes da implantação do sistema fotovoltaico; Cenário em 2024, após a instalação da usina solar.



Fonte: Elaborado pelo autor (2026), com base Google Earth

5.11 Dimensionamento do sistema de compensação reativa e análise de viabilidade

Para mitigar a cobrança de energia reativa excedente evidenciada na fase de obras, faz-se necessário o dimensionamento de um sistema de compensação adequado. Tomando como base o mês mais crítico do faturamento (agosto de 2020), a unidade consumiu 12.600 kWh de energia ativa e foi penalizada por 5.250 kVarh de energia reativa excedente, gerando uma multa de R\$ 2.007,44. O fator de potência foi descrito na fatura de energia.

Figura 14 - Fatura de agosto/2020

Valores Faturados			
Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço	Valor(R\$)
Demanda Ativa kW HFP	35	21,27999444	744,78
Demanda Ativa kW HFP s/ ICMS	375	15,95999583	5.984,99
Energia Ativa kWh HFP	11.200	0,49369031	5.529,32
Energia Ativa kWh HP	1.400	2,32053339	3.248,72
Energia Reativa kWh HFP	5.250	0,38237316	2.007,44
Encargos/Cobranças			
Contrib Ilum Publica Municipal			38,67

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em fatura de energia elétrica da CEMIG referente a agosto de 2020.

Da fatura de agosto/2020, temos:

- Energia Ativa HFP: 11.200 kWh
- Energia Ativa HP: 1.400 kWh
- Total: 12.600 kWh

$$\begin{aligned}
 FP &= \cos \varphi & (18) \\
 \varphi &= \cos^{-1}(FP) \\
 \varphi &= \cos^{-1}(0,92) = 23,07^\circ \\
 \tan(23,07^\circ) &= 0,426
 \end{aligned}$$

Considerando o mínimo, 0,92 de fator de potência, o 0,426 significa que, para um FP de 0,92, a energia reativa permitida é aproximadamente 42,6% da energia ativa, o limite isento para esse mês seria de cerca de 5.367 kVA_{rh}. Assim, o consumo reativo total estimado da instalação foi a soma do limite com o excedente 10.617 kVA_{rh}.

$$\begin{aligned}
 \tan \varphi &= \frac{Q}{P} & (19) \\
 Q &= P \cdot \tan \varphi \\
 Q &= 12.600 \times 0,426 = 5.367,6 \\
 Q_{\text{total}} &= Q_{\text{permitido}} + Q_{\text{excedente}} & (20) \\
 5.367,6 + 5.250 &= 10.617
 \end{aligned}$$

Adotando um regime de operação contínua dos transformadores (730 horas/mês), a demanda média de potência reativa da instalação orbitou em torno de 14,5 kVA_r.

$$Potência = \frac{Energia}{Tempo} \quad (21)$$

$$Q_{\text{atual}} = \frac{10.617,6 \text{ kVArh}}{730 \text{ h}} = 14,54 \text{ kVAr}$$

$$P_{\text{média}} = \frac{E_p}{H} = \frac{12.600 \text{ kWh}}{730 \text{ h}} = 17,26 \text{ kW}$$

Onde:

Q_{atual} é a potência reativa atual

Q_{ideal} é o cálculo considerando o FP 0,95l

$$\tan(\arccos(FP)) = \frac{Q}{P} \quad (22)$$

$$\theta_{\text{ideal}} = \arccos(0,95) = 18,19^\circ$$

$$\tan(18,19^\circ) = 0,3287$$

$$Q_{\text{ideal}} = P_{\text{média}} \cdot \tan(\theta_{\text{alvo}}) = 17,26 \text{ kW} \cdot 0,3287 = 5,67 \text{ kVAr}$$

$$Q_c = Q_{\text{atual}} - Q_{\text{ideal}} \quad (23)$$

$$Q_c = 14,54 \text{ kVAr} - 5,67 \text{ kVAr} = 8,87 \text{ kVAr}$$

Os bancos de capacitores têm valores padrões comerciais para painéis, a potência comercial imediatamente superior ao valor calculado de 8,87 kVAr seria a de 10kVAr. Essa escolha proporciona uma margem técnica para pequenas variações de carga, perdas naturais dos capacitores ao longo do tempo e eventuais ampliações de pequena magnitude durante a fase de implantação do empreendimento.

Como foi abordada a presença de cargas não lineares que geram harmônicos na rede, um banco de capacitores convencional não seria o ideal, pois provocaria o fenômeno de ressonância harmônica, podendo danificar os capacitores. Um banco de capacitores automático dessintonizado (com reatores de dessintonia em série) seria uma opção para esse caso.

A correção mista, 1 estágio fixo de 2,5 kVAr compensando a magnetização do transformador, que permanece energizado mesmo com pouca carga, somado a 3 estágios automáticos de 2,5 kVAr → totalizando 7,5 kVAr, acionados conforme a necessidade.

Considerando que a instalação é alimentada em 380 V e visando aumentar a confiabilidade e a vida útil do sistema de compensação reativa, recomenda-se a

utilização de capacitores com tensão nominal de 440 V, valor amplamente empregado em aplicações industriais por proporcionar maior margem frente às variações de tensão e às solicitações elétricas da rede. A adoção de capacitores de 480 V somente se justificaria mediante a constatação de níveis elevados de distorção harmônica ou da necessidade de utilização de bancos dessintonizados.

Considerando os valores usuais de mercado para um painel dessintonizado de pequeno porte de 10 kVAR:

- CAPEX (Investimento Total Estimado): R\$ 6.000,00
- Economia Mensal (Eliminação da Multa): R\$ 2.007,44 por mês

O retorno do investimento (Payback) com a economia de R\$ 2.007,44, o banco se paga em aproximadamente 3 meses.

$$\text{Payback} = \frac{\text{CAPEX}}{\text{Economia Mensal}} = \frac{6.000,00}{2.007,44} = 2,99 \text{ meses} \quad (24)$$

Concluindo, o investimento se paga em menos de três meses, provando ser uma intervenção de curtíssimo prazo e alta atratividade financeira, cujo custo de inatividade supera largamente o valor do equipamento.

5.12 Impacto combinado: correção do fator de potência e o mercado livre de energia

Com o avanço das obras e a transição da instalação para o regime operacional definitivo, o empreendimento passa a ter perfil de consumo aderente aos requisitos de migração para o Mercado Livre de Energia (Ambiente de Contratação Livre - ACL). Contudo, a migração exige uma análise integrada com a qualidade de energia.

No Mercado Livre, o consumidor negocia o preço da energia ativa (Tarifa de Energia - TE) diretamente com geradoras ou comercializadoras, obtendo reduções expressivas neste componente. Entretanto, o custo pelo uso da infraestrutura da rede (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD), bem como as penalidades por baixo Fator de Potência, continuam sendo faturados e arrecadados pela distribuidora local (Cemig).

Se o empreendimento migrar para o ACL sem resolver seu problema de compensação reativa, ocorrerá um fenômeno de "canibalização" da economia. O desconto obtido na compra da energia ativa mais barata será consumido pelas pesadas multas de energia reativa excedente aplicadas sobre a TUSD. Dessa forma, conclui-se que a correção do Fator de Potência não é apenas uma exigência regulatória, mas um pré-requisito estratégico para maximizar a viabilidade financeira da migração para o Mercado Livre de Energia.

5.13 Inovação tecnológica: integração com inversores fotovoltaicos (função q-night)

No contexto do estudo de caso, o qual posteriormente integrou um sistema de fotovoltaico instalado em sua cobertura, a mitigação do excedente reativo fundamenta-se na ativação da funcionalidade de compensação noturna. Ao utilizar os recursos de software nativos dos inversores comerciais de marcas líderes de mercado, como Huawei e WEG, viabiliza-se o controle dinâmico de reativos sem custos adicionais de capital (CAPEX). Particularmente para a topologia adotada, que utiliza inversores Huawei da linha SUN2000 coordenados pelo gerenciador SmartLogger, a parametrização via firmware elimina a necessidade de aquisição de reatores shunt físicos, os quais seriam exigidos para conter a injeção residual de energia reativa capacitiva gerada na madrugada pelos filtros EMI dos próprios equipamentos.

Visando a sustentabilidade e a certificação energética da edificação, o projeto definitivo contempla a instalação de um sistema de minigeração fotovoltaica. Esta infraestrutura abre uma oportunidade para uma solução de compensação reativa que dispensa a aquisição de bancos de capacitores físicos: a utilização da função Q-Night (Operação Noturna em Reativo) dos inversores solares.

O principal ofensor do Fator de Potência identificado na obra e que persistirá na operação comercial em horários de baixo fluxo de pessoas é a magnetização dos transformadores da subestação operando a vazio ou com baixa carga.

A função Q-Night permite que os inversores fotovoltaicos, que estariam inativos durante a noite por falta de irradiação solar, permaneçam conectados à rede operando como compensadores síncronos estáticos (STATCOM). Através do chaveamento de

seus transistores (IGBTs), o inversor injeta a potência reativa capacitiva exata exigida pelo transformador da subestação.

As principais vantagens da adoção desta tecnologia no estudo de caso são:

1. Custo Zero de CAPEX Adicional: Utiliza o hardware do sistema solar já previsto no projeto arquitetônico.
2. Imunidade a Ressonâncias Harmônicas: Por ser uma compensação eletrônica ativa, o inversor não interage negativamente com as correntes harmônicas da rede, eliminando o risco de explosão inerente aos capacitores tradicionais.
3. Controle Dinâmico: A injeção de reativos é modulada em tempo real, evitando a sobrecompensação capacitiva de madrugada (que também gera multas).

5.14 Medidas complementares de eficiência energética para a fase operacional

Para garantir que o edifício mantenha a excelência de seus indicadores energéticos após a inauguração, recomenda-se a adoção de medidas complementares voltadas ao Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD):

- Sistemas de Automação Predial (BMS - Building Management System): Integração dos sistemas de climatização central (Chillers) a algoritmos que modulam a frequência dos compressores de acordo com a temperatura ambiente e a ocupação das salas. Recomenda-se que os inversores de frequência sejam especificados com soluções adequadas para mitigação de harmônicas, como reatores de linha ou filtros passivos, quando tecnicamente justificadas, a fim de preservar a qualidade da energia elétrica e evitar interferências na operação do sistema de compensação reativa.
- Medição Inteligente e IoT (Internet of Things): Instalação de multimedidores de grandezas elétricas nos principais quadros de distribuição do edifício (QGBT e quadros do Data Center). Os dados devem ser enviados para um painel (dashboard) em nuvem, permitindo que a equipe de Facilities gere alarmes em tempo real caso o FP caia

abaixo de 0,92, permitindo a adoção de ações corretivas antes do encerramento do período de faturamento da concessionária.

- **Desenergização Programada:** Criação de protocolos de operação para que, em finais de semana ou feriados prolongados, geradores ou transformadores reservas que não alimentem cargas críticas (Data Center) sejam manobrados e desligados, eliminando a potência reativa associada à magnetização desses equipamentos quando não houver necessidade operacional.

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O presente estudo de caso permitiu avaliar, de forma prática e fundamentada, a gestão energética de uma unidade consumidora comercial durante sua fase de implantação. A análise detalhada das faturas e do perfil de carga revelou que a eficiência de um empreendimento deste porte não depende apenas da tecnologia instalada. A investigação também demonstrou que o empreendimento enfrentou grandes ofensores financeiros que impactaram diretamente o OPEX (Operational Expenditure) durante a fase de obras.

Os resultados indicaram que, durante a fase de obra, a instalação operou com cargas predominantemente indutivas e com significativa subutilização da capacidade da subestação elétrica. Observou-se ainda que a potência ativa registrada foi relativamente baixa quando comparada à capacidade instalada do sistema. Nessas condições, a potência reativa associada à magnetização dos transformadores e ao funcionamento de equipamentos eletromecânicos passa a representar uma parcela proporcionalmente maior do comportamento elétrico da instalação, contribuindo para a redução do fator de potência e para a incidência de encargos tarifários relacionados ao excedente de energia reativa.

Além dos aspectos técnicos relacionados ao fator de potência, o estudo evidenciou que a gestão contratual exerce papel decisivo na eficiência econômica da instalação. A realização de medições, testes operacionais e o acompanhamento contínuo do histórico de faturamento permitem adequar a demanda contratada à evolução da obra, reduzindo custos desnecessários e evitando a incidência de cobranças decorrentes do superdimensionamento da demanda.

Com base nesses diagnósticos, foram avaliadas alternativas técnicas para a correção do fator de potência e melhoria da eficiência energética da unidade consumidora. Entre as soluções analisadas e recomendações destacam-se:

- Gestão Contratual Ativa: Adequar a demanda contratada em cada fase da obra, solicitando aumentos progressivos apenas quando o comissionamento de grandes cargas (como chillers e elevadores) assim o exigir.

- **Monitoramento Contínuo:** Implementar sistemas de supervisão remota para acompanhamento, como um medidor multifunção de grandezas elétricas, que exibe em tempo real Tensão (V), Corrente (A), Potência ativa (kW), Potência reativa (kVAr), Potência aparente (kVA), Fator de potência (FP), Frequência (Hz), Energia (kWh), entre outras grandezas. E controlador de fator de potência, recebendo as medições diretamente do multimedidor ou TC, como visto no tópico 3.1
- **Manutenção Preventiva:** Realizar treinamentos com as equipes técnicas para garantir a correta operação dos bancos de capacitores e inversores, mantendo a estabilidade de tensão e a qualidade da energia.
- **Fontes renováveis e sustentabilidade:** A adoção de sistemas de geração distribuída, especialmente por meio de usinas fotovoltaicas para redução de consumo e melhoria da qualidade de energia.

Os resultados obtidos demonstraram que a adoção de um banco automático de capacitores de aproximadamente 10 kVAr seria suficiente para compensar a potência reativa excedente observada no período analisado. Considerando a penalidade de R\$ 2.007,44 registrada na fatura de agosto de 2020 e um investimento estimado de R\$ 6.000,00 para aquisição e instalação do sistema de compensação, o tempo de retorno simples do investimento foi estimado em aproximadamente três meses, evidenciando elevada viabilidade técnica e econômica da solução proposta.

Dessa forma, conclui-se que a incorporação de análises de perfil de carga, comportamento reativo e estratégias de eficiência energética ainda nas fases iniciais de projeto é fundamental para garantir maior eficiência técnica e econômica em empreendimentos comerciais. A adoção dessas práticas contribui para a sustentabilidade energética das edificações, agregando valor ao empreendimento e promovendo o uso mais racional da energia elétrica.

6.1 Considerações Finais

A transição energética e a crescente modernização das instalações elétricas industriais e comerciais têm promovido uma evolução significativa nas estratégias de correção do fator de potência. A expansão da geração distribuída fotovoltaica introduziu novos desafios operacionais, especialmente relacionados às variações do

fluxo de potência ativa ao longo do dia e ao comportamento da potência reativa nos períodos em que a geração solar não está disponível.

Nesse contexto, funcionalidades incorporadas aos inversores fotovoltaicos, como Q at Night ou Night SVG, representam uma alternativa eficiente para a compensação dinâmica de potência reativa em instalações compatíveis, podendo reduzir a necessidade de equipamentos adicionais dedicados exclusivamente à correção do fator de potência.

Da mesma forma, a crescente utilização de cargas não lineares torna indispensável a avaliação das distorções harmônicas durante o projeto dos sistemas de compensação reativa. Em instalações onde exista risco de ressonância entre bancos de capacitores e a impedância da rede, recomenda-se a utilização de bancos de capacitores dessintonizados, devidamente dimensionados a partir de estudos de qualidade da energia e do espectro harmônico da instalação.

Para aplicações que exigem elevados níveis de qualidade da energia, os filtros ativos de potência constituem uma das soluções mais completas, pois possibilitam a mitigação das correntes harmônicas, a compensação dinâmica de potência reativa e o balanceamento das correntes das fases, contribuindo para a melhoria do fator de potência e para a conformidade com os limites estabelecidos por normas como a IEEE 519.

Embora essas tecnologias não tenham sido implementadas no estudo de caso, sua evolução demonstra que a correção do FP tende a tornar-se cada vez mais integrada aos sistemas inteligentes de gerenciamento energético.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)**: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Brasília, DF: ANEEL, 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)**: Módulo 7 – Estrutura Tarifária da Distribuição. Brasília, DF: ANEEL, 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Bandeiras tarifárias**. Brasília, DF, 2026. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>.

WEG AUTOMAÇÃO S.A. **Capacitores para correção do fator de potência**. Jaraguá do Sul: WEG Automação S.A., 2022. Disponível em: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/ha1/h2f/WEG-capacitores-para-correcao-do-fator-de-potencia-50009818-pt.pdf>. Acesso em: 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília, DF: ANEEL, 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013**. Estabelece os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa nº 569, de 23 de julho de 2013**. Altera a Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. Brasília, DF: ANEEL, 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Brasília, DF: ANEEL, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/atos-normativos/resolucao-normativa/2021/1000-21.2026>.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA. Faculdade de Engenharia Elétrica. **Fator de Potência**. Uberlândia: FEELT, 2021. Material didático da disciplina.

ARRILLAGA, J.; WATSON, N. R. **Power System Harmonics**. 2. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2004.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Informativo Tarifário de Energia Elétrica**. Brasília, DF: MME.

CAMBRAIA, Mario Sergio. **Eficiência energética no uso da energia: controle de demanda e de fator de potência na presença de harmônicas**. Instituto de Engenharia, São Paulo, 2020. Material de apresentação.

BRASIL. Superior Tribunal de Justiça. **Súmula nº 391**. O ICMS incide sobre o valor da tarifa de energia elétrica correspondente à demanda de potência efetivamente utilizada. Brasília, DF: Superior Tribunal de Justiça, 2009.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (CEMIG). **Valores e Tarifas – Tarifas Vigentes**. Belo Horizonte: CEMIG, 2026. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/valores-e-tarifas/tarifas-vigentes/>. 2026.

DAS, J. C. **Power System Harmonics and Passive Filter Designs**. Hoboken: IEEE Press / John Wiley & Sons, 2016.

GOOGLE. **Google Earth Pro**. Imagens de satélite de Uberlândia, MG. Mountain View: Google, 2023, 2024.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE Std 519-2014**: IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. Nova York: IEEE, 2014.

MINAS GERAIS. **Decreto nº 46.213, de 11 de abril de 2013**. Isenta do ICMS a parcela da subvenção da tarifa de energia elétrica e a parcela da demanda de potência não utilizada, e dá outras providências. Belo Horizonte, MG: Diário do Executivo, 12 abr. 2013.

MINAS GERAIS. **Lei nº 21.781, de 1º de outubro de 2015**. Altera a Lei nº 6.763, de 26 de dezembro de 1975, que consolida a Legislação Tributária do Estado de Minas Gerais. Belo Horizonte, MG: Diário do Executivo, 2 out. 2015.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (CEMIG). **Tarifas vigentes**. Belo Horizonte: Cemig, [2026]. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/valores-e-tarifas/tarifas-vigentes/>.

WINLED. Linea Comercial. Disponível em: https://www.winled.com.br/linea_comercial.html#spec. Acesso em: 2026.

ELETROBRAS. **Procel Edifica: Eficiência Energética em Edificações**. Rio de Janeiro: Eletrobras/Procel, 2022. Disponível em: <https://www.procelinfo.com.br>.

MAMEDE FILHO, João. **Instalações Elétricas Industriais**. 9. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017.

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY JR., C.; UMANS, S. D. **Máquinas Elétricas: com introdução à eletrônica de potência**. 6. ed. Porto Alegre: Bookman, 2006.