



**INSTITUTO
FEDERAL**
Pernambuco

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco

Campus Garanhuns

Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica

JAIANNY DOS SANTOS CABRAL

**GERENCIAMENTO DA ENERGIA EM UM CONSUMIDOR INDUSTRIAL DO
MUNICÍPIO DE GARANHUNS – PE**

Garanhuns – PE

2026

JAIANNY DOS SANTOS CABRAL

**GERENCIAMENTO DA ENERGIA EM UM CONSUMIDOR INDUSTRIAL DO
MUNICÍPIO DE GARANHUNS – PE**

Trabalho de conclusão de curso apresentado a
Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica
do Instituto Federal de Pernambuco, campus
Garanhuns, como requisito para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Rafael Mendonça Rocha
Barros

Garanhuns – PE

2026

C117g

Cabral, Jaianny dos Santos

Gerenciamento da energia em um consumidor industrial no município de Garanhuns – PE / Jaianny dos Santos Cabral ; orientador Rafael Mendonça Rocha Barros, 2026.

88f. : il.

Orientador: Rafael Mendonça Rocha Barros.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Instituto Federal de Pernambuco. Pró-Reitoria de Ensino. Diretoria de Ensino. Campus Garanhuns. Coordenação do Curso Superior em Engenharia. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, 2026.

1. Energia elétrica - Brasil. 2. Sistemas de energia elétrica. 3. Energia elétrica - distribuição. I. Título. II. Barros, Rafael Mendonça Rocha (orientador). III. Instituto Federal de Pernambuco.

CDD 621.310981

Louise Machado Freire Dias – CRB4/2267

JAIANNY DOS SANTOS CABRAL

**GERENCIAMENTO DA ENERGIA EM UM CONSUMIDOR INDUSTRIAL DO
MUNICÍPIO DE GARANHUNS – PE**

Trabalho de conclusão de curso apresentado a
Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica
do Instituto Federal de Pernambuco, campus
Garanhuns, como requisito para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho aprovado em: 20/05/2026

Prof. Dr. Rafael Mendonça Rocha Barros (IFPE, *campus* Garanhuns)
Orientador

Prof. Dr. Anderson Alves Lopes (IFPE, *campus* Garanhuns)
Avaliador interno

Eng. Me. Diogo Nunes Domingos (Unilever)
Avaliador externo

Dedico a Deus, que em Sua infinita bondade me concedeu saúde, sabedoria e determinação para vencer cada obstáculo e tornar este trabalho possível.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus e ao Nosso Senhor Jesus Cristo, por serem fundamento da minha existência, fonte de força, sabedoria e amparo ao longo de toda esta trajetória acadêmica.

Aos meus pais, ao meu irmão e ao meu marido, expresso minha mais profunda gratidão pelo apoio incondicional, pela compreensão, pelo incentivo constante e pela presença firme em todos os momentos desta caminhada. O suporte de vocês foi indispensável para a concretização desta conquista.

Aos meus animais de estimação, deixo também um agradecimento especial, pois, por muitas vezes, me acompanharam até tarde durante os momentos de estudo, oferecendo, à sua maneira, carinho, companhia e conforto nos períodos mais cansativos dessa jornada.

Aos amigos que estiveram presentes ao longo dessa trajetória, registro meu sincero agradecimento pela amizade, pelo incentivo e por compartilharem comigo experiências, desafios e aprendizados que marcaram esta etapa de minha formação.

Aos colegas de faculdade e de trabalho, agradeço pela disposição em ajudar, pela troca de conhecimentos e pelo apoio oferecido diante das dúvidas surgidas ao longo do desenvolvimento deste trabalho, contribuindo de maneira significativa para o meu crescimento acadêmico e profissional.

Ao professor orientador Rafael Barros, manifesto meu especial agradecimento pela paciência, pela dedicação e pela valiosa orientação ao longo da elaboração deste trabalho, desempenhando papel fundamental na condução e no aprimoramento desta pesquisa.

Tudo o que fizerem, façam de todo o coração, como para o Senhor.

(Colossenses 3:23)

RESUMO

Neste trabalho, apresenta-se uma análise do perfil elétrico de uma planta industrial do setor alimentício inserida no Ambiente de Contratação Livre, com ênfase na otimização da demanda contratada e na avaliação de alternativas de melhoria do desempenho técnico-econômico da instalação. A pesquisa foi desenvolvida a partir da caracterização da unidade consumidora, de seu sistema elétrico de alimentação e das condições contratuais de fornecimento de energia elétrica, utilizando dados de memória de massa registrados em intervalos de 15 minutos ao longo dos anos de 2024 e 2025. A metodologia adotada compreendeu o tratamento e a validação dos dados, a construção de curvas anuais e médias diárias de demanda ativa e reativa, a análise do fator de potência e o cálculo de indicadores de desempenho energético. Adicionalmente, foram simulados diferentes valores de demanda contratada, com vistas à determinação do ponto economicamente ótimo, e avaliadas propostas de eficiência energética relacionadas à substituição de motores antigos e à revisão do sistema de bancos de capacitores. Os resultados evidenciaram que a demanda contratada vigente de 550 kW se encontra acima da necessidade real da planta, sendo 500 kW a alternativa tecnicamente mais adequada dentro das restrições regulatórias do Ambiente de Contratação Livre, com potencial de redução de custos anuais. Verificou-se, ainda, que a revisão do banco de capacitores apresenta viabilidade econômica, com TIR de 36,74% ao ano, VPL de R\$ 34.015,99 e retorno compatível com os critérios industriais. Conclui-se, portanto, que a análise da memória de massa constitui uma ferramenta relevante para subsidiar decisões contratuais e operacionais, promovendo maior eficiência energética, redução de custos e melhoria do desempenho elétrico da instalação industrial.

Palavras-chave: Demanda Contratada. Memória de Massa. Ambiente de Contratação Livre. Eficiência Energética.

ABSTRACT

This study presents an analysis of the electrical load profile of a food industry plant operating in the Free Contracting Environment, with emphasis on contracted demand optimization and on the assessment of alternatives to improve the installation's techno-economic performance. The research was developed based on the characterization of the consumer unit, its electrical supply system, and the contractual conditions of electricity supply, using mass memory data recorded at 15-minute intervals throughout 2024 and 2025. The adopted methodology comprised data processing and validation, the construction of annual and average daily active and reactive demand curves, power factor analysis, and the calculation of energy performance indicators. In addition, different contracted demand values were simulated in order to determine the economically optimal point, and energy efficiency proposals related to the replacement of old motors and the retrofit of the existing capacitor bank system were evaluated. The results showed that the current contracted demand of 550 kW is higher than the plant's actual requirement, with 500 kW being the most technically appropriate alternative within the regulatory constraints of the Free Contracting Environment, with potential for annual cost reduction. It was also found that the capacitor bank retrofit is economically feasible, with an internal rate of return of 36.74% per year, a net present value of R\$ 34,015.99, and a payback period compatible with industrial criteria. It is therefore concluded that mass memory analysis constitutes a relevant tool to support contractual and operational decision-making, promoting higher energy efficiency, cost reduction, and improved electrical performance of the industrial installation.

Keywords: Contracted Demand. Mass Memory. Free Contracting Environment. Energy Efficiency.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Divisão da Estrutura Física da Unidade Fabril.....	30
Figura 2 – Contrato Sazonalizado 2025.....	32
Figura 3 – Diagrama Elétrico da Cabine de Média Tensão da Planta.....	33
Figura 4 – Diagrama Elétrico da Cabine de Medição.....	37
Figura 5 – Medidor de Energia da Planta Industrial.....	38
Figura 6 – Relatório da Memória de Massa.....	39
Figura 7 – Fluxograma Metodológico para Construção da Curva de Demanda Otimizada	42
Figura 8 – Medições Elétricas no Barramento Principal.....	47
Figura 9 – Curva de Demanda Anual de 2024.....	48
Figura 10 – Curva de Demanda Anual de 2025.....	49
Figura 11 – Curva Diária Média dos Dias Úteis 2024.....	51
Figura 12 – Curva Diária Média dos Dias Úteis 2025.....	52
Figura 13 – Curva Diária Média dos Sábados 2024.....	53
Figura 14 – Curva Diária Média dos Sábados 2025.....	54
Figura 15 – Curva Diária Média dos Domingos e Feriados 2024.....	55
Figura 16 – Curva Diária Média dos Domingos e Feriados 2025.....	56
Figura 17 – Curva Diária Média 2024.....	57
Figura 18 – Curva Diária Média 2025.....	58
Figura 19 – Curva Diária Média do Recebimento e Injeção de Demanda Reativa em Dias Úteis 2024.....	60
Figura 20 – Fator de Potência Médio Diário em Dias Úteis 2024.....	61
Figura 21 – Curva Diária Média do Recebimento e Injeção de Demanda Reativa aos Sábados 2024.....	62
Figura 22 – Fator de Potência Médio Diário aos Sábados 2024.....	62
Figura 23 – Curva Diária Média do Recebimento e Injeção de Demanda Reativa em Domingos e Feriados 2024.....	63
Figura 24 – Fator de Potência Médio Diário em Domingos e Feriados 2024.....	64
Figura 25 – Curva Diária Média do Recebimento e Injeção de Demanda Reativa Geral 2024.....	64
Figura 26 – Fator de Potência Médio Diário Geral 2024.....	65

Figura 27 – Curva Diária Média do Recebimento e Injeção de Demanda Reativa em Dias Úteis 2025.....	66
Figura 28 – Fator de Potência Médio Diário em Dias Úteis 2025.....	66
Figura 29 – Curva Diária Média do Recebimento e Injeção de Demanda Reativa aos Sábados 2025.....	67
Figura 30 – Fator de Potência Médio Diário aos Sábados 2025.....	68
Figura 31 – Curva Diária Média do Recebimento e Injeção de Demanda Reativa em Domingos e Feriados 2025.....	69
Figura 32 – Fator de Potência Médio Diário em Domingos e Feriados 2025.....	70
Figura 33 – Curva Diária Média do Recebimento e Injeção de Demanda Reativa Geral 2025.....	70
Figura 34 – Fator de Potência Médio Diário Geral 2025.....	71
Figura 35 – Fator de Potência Mensal 2024 e 2025.....	72
Figura 36 – Cobrança Mensal de Consumo Reativo Excedente.....	73
Figura 37 – Demandas mensais ativas registradas em 2024.....	74
Figura 38 – Demandas mensais ativas registradas em 2025.....	75
Figura 39 – Curva de Custo Anual × Demanda Contratada 2024.....	77
Figura 40 – Curva de Custo Anual × Demanda Contratada 2025.....	78
Figura 41 – Curva Comparativa de Custo Anual × Demanda Contratada.....	79
Figura 42 – Fluxo de Caixa Acumulado em 10 anos para Substituição de Motores..	80
Figura 43 – Fluxo de Caixa Acumulado em 10 anos para Revisão dos Bancos de Capacitores	83

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCM	Centro de Controle de Motores
CV	Cavalo Vapor
ETE	Estação de Tratamento de Efluentes
FC	Fator de Carga
FP	Fator de Potência
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IEV	<i>International Electrotechnical Vocabulary</i>
IFPE	Instituto Federal de Pernambuco
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
LP	Leituras Padronizadas
MCP	Mercado de Curto Prazo
NBR	Norma Brasileira
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
RPM	Rotações Por Minuto
TD	Tarifa de demanda
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TU	Tarifa de Ultrapassagem
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	13
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	16
2.1. Ambientes de Contratação de Energia Elétrica: ACR e ACL	16
2.2. Modalidades Tarifárias do Grupo A: Azul e Verde	17
2.3. Itens Faturados no Consumo do Grupo A.....	18
2.3.1 Demanda Elétrica	20
2.3.2 Demanda Elétrica Contratada	21
2.4. Fator de Carga e Índice de Utilização de Demanda Elétrica	22
2.4.1 Fator de carga	22
2.4.2 Índice de Utilização da Demanda Elétrica	23
2.5. Fator de Potência	24
2.6. Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno, <i>Payback</i> e Fluxo de Caixa Acumulado.....	25
2.6.1 Valor Presente Líquido (VPL).....	25
2.6.2 Taxa Interna de Retorno (TIR).....	26
2.6.3 <i>Payback</i> Simples.....	27
2.6.4 Fluxo de Caixa Acumulado	27
3. MATERIAL E MÉTODOS	29
3.1. Caracterização da Planta Industrial.....	29
3.2. Características do Contrato de Energia.....	31
3.3. Rede Elétrica da Planta Industrial	32
3.3.1 Medidor de Energia	36
3.3.2 Estrutura do Relatório da Memória de Massa	38
3.4. Análise de Indicadores e Curvas de Demanda Elétrica.....	40
3.5. Projeções de Valores de Demanda Contratada.....	41
3.6. Avaliação da Viabilidade da Substituição de Motores Elétricos.....	42
3.7. Caracterização da Revisão dos Bancos de Capacitores Existentes	44
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	47
4.1. Perfil Anual da Curva de Demanda.....	47
4.2. Perfil Diário da Curva Média de Demanda	50
4.2.1 Perfil dos Dias Úteis.....	50
4.2.2 Perfil dos Sábados	52

4.2.3 Perfil dos Domingos e Feriados	54
4.2.4 Perfil Geral da Planta	56
4.3. Perfil do Fator de Potência.....	59
4.4. Análise da Demanda Contratada Registrada.....	73
4.4.1 Demanda Contratada Ótima	76
4.5. Avaliação Financeira da Substituição de Motores Antigos por Novos de Maior Eficiência Energética	79
4.6. Avaliação Financeira da Revisão do Banco de Capacitores Existente	82
5. CONCLUSÕES	85
REFERÊNCIAS.....	88
ANEXOS	89

1. INTRODUÇÃO

A demanda elétrica é um dos principais insumos para o funcionamento de plantas industriais, especialmente no setor alimentício, caracterizado por processos contínuos, sistemas motrizes, utilidades industriais e cargas com variação ao longo do dia. Nesse contexto, a forma como a demanda é contratada, monitorada e utilizada exerce influência direta sobre os custos operacionais, a confiabilidade do processo produtivo e o desempenho global da instalação. Destacam-se, nesse cenário, a demanda contratada, junto a distribuidora de energia, o perfil de carga e o controle do fator de potência, uma vez que esses elementos impactam tanto o faturamento da energia quanto a eficiência técnica do sistema elétrico da unidade consumidora.

No ambiente industrial brasileiro, a análise de grandezas elétricas registradas em intervalos curtos, por meio da memória de massa dos medidores, constitui uma ferramenta fundamental para o diagnóstico energético e a tomada de decisão. Esses registros permitem identificar sazonalidades, horários críticos de carregamento, comportamento da demanda ativa e reativa, além de períodos suscetíveis a penalidades associadas ao consumo de energia reativa. Com base nesses dados, tornam-se possíveis ajustes contratuais e operacionais que conduzem a uma gestão energética mais eficiente. Assim, a engenharia elétrica aplicada à indústria assume um papel estratégico, ao orientar decisões a partir de dados reais de operação, e não apenas por ações corretivas.

A relevância deste estudo decorre do fato de que decisões inadequadas relacionadas à demanda contratada e à compensação de energia reativa podem resultar em custos recorrentes e tecnicamente evitáveis. Em unidades atendidas em média tensão e submetidas a estruturas tarifárias mais complexas, como no mercado livre de energia, pequenas discrepâncias entre o perfil real de consumo e os parâmetros contratuais podem gerar impactos financeiros significativos ao longo do tempo. Ademais, a manutenção do fator de potência dentro dos limites regulatórios é essencial para evitar cobranças adicionais e garantir o uso adequado da infraestrutura elétrica existente. Nesse sentido, a análise da demanda ativa, da potência reativa e do fator de potência deixa de ser apenas descritiva e passa a fundamentar ações de otimização energética com efeitos econômicos diretos.

Este trabalho baseia-se no estudo de uma planta industrial do setor alimentício localizada no município de Garanhuns, no Agreste Meridional de Pernambuco, a aproximadamente 230 km de Recife. A motivação do estudo surgiu da necessidade

de compreender com maior profundidade o comportamento elétrico real da unidade e avaliar se as condições atuais de contratação de demanda e compensação reativa representam, de fato, a alternativa mais adequada sob os aspectos técnico e econômico. Dessa forma, busca-se transformar os dados da memória de massa em conhecimento aplicado, aproximando a análise acadêmica da realidade industrial.

Diante dessa problemática, o presente estudo tem como objetivo geral analisar o perfil elétrico da planta industrial citada, com base nos dados de memória de massa do medidor presente na unidade consumidora e nos parâmetros contratuais estabelecidos junto à concessionária local. Busca-se, com isso, identificar oportunidades de otimização da demanda contratada e de melhoria do desempenho técnico-econômico energético da instalação.

Como objetivos específicos, o trabalho buscou:

- Caracterizar a planta industrial e seu sistema elétrico de alimentação, por meio da organização e do tratamento dos dados históricos de demanda elétrica e fator de potência registrados em intervalos de 15 minutos, através da memória de massa;
- Analisar os perfis anuais e médios diários de demanda ativa e reativa referentes aos anos de 2024 e 2025;
- Avaliar o comportamento do fator de potência médio da unidade consumidora ao longo do período analisado;
- Simular diferentes valores de demanda contratada, visando a melhoria do valor economicamente ótimo;
- Examinar a viabilidade financeira de alternativas de melhoria, incluindo a substituição de motores antigos por modelos mais eficientes e a revisão do sistema de bancos de capacitores existente na planta.

Os objetivos foram definidos de forma a assegurar que cada etapa do estudo conduzisse a conclusões técnicas consistentes, alinhadas à proposta do trabalho e aos requisitos de um estudo aplicado em Engenharia Elétrica, cuja principal contribuição está na aplicação integrada de conceitos de qualidade de energia, regulação do setor elétrico e engenharia econômica a um caso real de ambiente industrial. Do ponto de vista acadêmico, o trabalho demonstra como dados de memória de massa podem ser tratados e interpretados para a obtenção de

indicadores relevantes de desempenho elétrico, enquanto, sob a ótica industrial, os resultados subsidiam decisões relacionadas à adequação da demanda contratada, à redução de custos com excedentes e penalidades e à priorização de investimentos com retorno financeiro mensurável, contribuindo ainda para o uso mais eficiente da infraestrutura elétrica. Assim, a partir da caracterização da unidade, do tratamento dos dados elétricos e da análise dos resultados, o estudo busca responder à questão central sobre em que medida o comportamento real de consumo da planta justifica revisões na demanda contratada e a adoção de ações de eficiência energética, esperando-se, ao final, oferecer uma contribuição prática e aplicável à melhoria do desempenho energético da unidade industrial analisada.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para fundamentar as análises deste trabalho, serão utilizados os módulos 5 e 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), que tratam dos sistemas de medição e da qualidade da energia elétrica, além da Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 1.000/2021.

2.1. Ambientes de Contratação de Energia Elétrica: ACR e ACL

O setor elétrico brasileiro está estruturado de modo a permitir a comercialização de energia em dois ambientes principais: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR, a aquisição de energia elétrica ocorre por meio das distribuidoras, que atendem os consumidores em condições tarifárias reguladas pelo poder concedente. Nesse ambiente, o consumidor não negocia diretamente as condições de compra da energia, permanecendo submetido às tarifas homologadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2021).

No Ambiente de Contratação Livre (ACL), a compra de energia é realizada por meio de contratos bilaterais livremente negociados entre consumidores, comercializadores e geradores, respeitando-se as regras de comercialização e de acesso aos sistemas elétricos. Nesse contexto, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é a entidade responsável por viabilizar e administrar a comercialização de energia elétrica no Brasil, atuando principalmente no mercado livre de energia. Nesse ambiente, embora o consumidor possa negociar a energia elétrica em si, o uso da infraestrutura de distribuição ou transmissão continua sujeito à regulação setorial, o que mantém a cobrança pelo uso da rede elétrica (ANEEL, 2021).

Dentro dessa estrutura, destacam-se dois componentes tarifários fundamentais: a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A TE corresponde ao valor associado ao consumo de energia elétrica propriamente dito, isto é, à energia ativa adquirida pelo consumidor. Já a TUSD refere-se à remuneração pelo uso da rede de distribuição, abrangendo os custos relacionados à disponibilização da infraestrutura elétrica necessária ao atendimento da unidade consumidora (ANEEL, 2021).

No contexto do mercado livre, essa separação entre TE e TUSD assume papel estratégico, uma vez que o consumidor pode negociar a parcela referente à energia, mas continua obrigado a arcar com os custos de uso do sistema elétrico. Assim, a análise do gerenciamento da demanda contratada torna-se especialmente relevante,

pois seus efeitos econômicos impactam de forma significativa as parcelas tarifárias associadas à utilização da rede, sobretudo em unidades atendidas em média e alta tensão. Dessa forma, o ACL exige do consumidor uma postura mais ativa quanto ao monitoramento de grandezas elétricas, ao planejamento contratual e à análise dos perfis de carga da instalação (ANEEL, 2021).

Além do aspecto econômico, a adequada compreensão dos ambientes de contratação depende também do correto registro das grandezas elétricas utilizadas para fins de faturamento. Nesse sentido, o PRODIST, especialmente em seu Módulo 5, estabelece requisitos técnicos relacionados aos sistemas de medição, leitura e disponibilização de dados, incluindo medições em intervalos compatíveis com a apuração da demanda e do consumo. Já o Módulo 8 trata de parâmetros de qualidade da energia, os quais se relacionam diretamente com o comportamento elétrico da unidade consumidora e com possíveis reflexos tarifários. Assim, a gestão energética de consumidores inseridos no ACL não deve ser compreendida apenas como uma atividade comercial, mas como um processo técnico-regulatório integrado, fundamentado em medições confiáveis e em adequada interpretação normativa (ANEEL, 2021).

2.2. Modalidades Tarifárias do Grupo A: Azul e Verde

Dessa forma, existem os consumidores pertencentes ao Grupo A, atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 kV, que estão sujeitos a modalidades tarifárias específicas definidas pela regulação setorial. Conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, essas modalidades são estruturadas de acordo com o nível de tensão de fornecimento e com a forma de cobrança da demanda e da energia consumida. Nesse contexto, destacam-se as modalidades horária azul e horária verde, ambas aplicáveis aos consumidores do Grupo A, observadas as condições estabelecidas pela ANEEL (ANEEL, 2021).

A modalidade tarifária horária verde caracteriza-se pela aplicação de uma única tarifa de demanda, independentemente do horário de utilização, e de tarifas diferenciadas para o consumo de energia elétrica, conforme os postos tarifários ponta e fora de ponta. Já a modalidade tarifária horária azul apresenta maior detalhamento tarifário, uma vez que contempla tarifas distintas tanto para a demanda quanto para o consumo de energia, separadas entre os postos ponta e fora de ponta. Em termos

práticos, a principal diferença entre essas duas modalidades reside na forma como a demanda é faturada (ANEEL, 2021).

Os postos tarifários representam intervalos do dia nos quais o custo do fornecimento varia em função das condições operativas do sistema elétrico. De acordo com a ANEEL, o posto ponta corresponde a um período diário de 3 horas consecutivas, definido pela distribuidora e aplicado em dias úteis, excluindo-se sábados, domingos e feriados nacionais. O posto fora de ponta, por sua vez, compreende as horas complementares do dia. Essa diferenciação tem impacto direto sobre o comportamento tarifário de unidades consumidoras industriais, uma vez que a concentração de carga no horário de ponta pode elevar significativamente o custo da energia e, em determinadas modalidades, também da demanda (ANEEL, 2021).

Consumidores cujo pico de demanda se distribui de forma relativamente uniforme ao longo do dia podem encontrar vantagens na modalidade verde, especialmente pela simplificação da cobrança da demanda. Em contrapartida, unidades com possibilidade de controle rigoroso da carga no horário de ponta podem se beneficiar da modalidade azul, desde que a gestão operacional permita evitar elevações expressivas na demanda nesse período. Assim, a escolha tarifária não deve ser realizada de forma genérica, mas a partir da avaliação histórica de curvas de demanda, medições horárias e características operacionais da planta industrial (ANEEL, 2021).

Nesse sentido, a modalidade tarifária funciona como um dos principais instrumentos de adequação entre o perfil elétrico da instalação e os encargos regulatórios incidentes sobre a unidade consumidora. Portanto, a literatura normativa e técnica indica que a adequada escolha entre as modalidades azul e verde constitui etapa essencial para a eficiência econômica da contratação de energia e demanda no Grupo A (ANEEL, 2021).

2.3. Itens Faturados no Consumo do Grupo A

O faturamento das unidades consumidoras do Grupo A apresenta maior complexidade quando comparado ao faturamento dos consumidores atendidos em baixa tensão, pois envolve não apenas o consumo de energia ativa, mas também a cobrança pela demanda elétrica, quando aplicável, por excedentes reativos. De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, a apuração dessas

parcelas depende dos dados provenientes do sistema de medição, definidos na regulação setorial e no Módulo 5 do PRODIST.

No faturamento das unidades consumidoras do Grupo A, destacam-se as parcelas relativas à demanda, ao consumo de energia elétrica ativa e aos excedentes reativos, incluindo as cobranças por ultrapassagem de demanda e por energia ou demanda reativa excedente, conforme a regulamentação da ANEEL. Dessa forma, na fatura de energia dessas unidades, os principais itens faturados são:

1. Demanda contratada: valor, em kW, correspondente à potência que a distribuidora disponibiliza e que foi formalmente acordada com a unidade consumidora.
2. Demanda medida: corresponde ao maior valor de potência ativa registrado durante o intervalo de integração adotado para faturamento.
3. Demanda faturada: decorre da aplicação das regras regulatórias, sendo associada ao maior valor entre a demanda contratada e a demanda efetivamente medida no período de faturamento, conforme as condições previstas para a unidade consumidora.
4. Ultrapassagem de demanda: ocorre quando a demanda medida supera os limites admitidos contratualmente, ensejando cobrança adicional, mais onerosa, justamente para desestimular o uso da rede acima da capacidade planejada (ANEEL, 2021).
5. Consumo de energia elétrica ativa: é a energia efetivamente consumida pela instalação, normalmente em kWh ou MWh, com cobrança conforme a modalidade tarifária e os postos horários aplicáveis.
6. Energia reativa excedente: Aparece quando a instalação opera com fator de potência abaixo do valor de referência regulatório, gerando cobrança pelo excedente reativo. A ANEEL estabelece o valor de 0,92 como referência para o fator de potência, de modo que valores inferiores podem resultar em cobrança adicional na fatura de energia elétrica (ANEEL, 2021).
7. Demanda reativa excedente: Em algumas situações, além da energia reativa excedente, também pode haver faturamento da demanda de potência reativa excedente, conforme a regulamentação e as condições de medição/faturamento.

Por essa razão, o controle do fator de potência constitui medida técnica e econômica essencial para consumidores do Grupo A, especialmente em instalações industriais com elevada participação de cargas indutivas. Nesse ponto, o Módulo 8 do PRODIST assume papel importante, pois estabelece critérios relacionados à qualidade da energia elétrica, incluindo o acompanhamento de parâmetros que se vinculam ao desempenho elétrico da instalação e aos seus reflexos tarifários (ANEEL, 2026a).

Complementarmente, o Módulo 5 do PRODIST fornece as diretrizes para os sistemas de medição utilizados na apuração dessas grandezas, assegurando a confiabilidade dos registros de demanda e de consumo. A utilização da denominada memória de massa possibilita o registro de medições em intervalos regulares, com periodicidade de 15 minutos entre registros, que permite a análise do comportamento da carga ao longo do tempo, possibilitando identificar horários críticos, padrões operacionais e ocorrências de ultrapassagem.

2.3.1 Demanda Elétrica

De acordo com o PRODIST – Módulo 5, a demanda elétrica é apurada a partir da potência média solicitada pela unidade consumidora em intervalos de tempo previamente definidos, sendo esses intervalos denominados intervalos de integralização. O item 48, alínea “a”, do referido módulo estabelece que os sistemas de medição devem ser capazes de apurar a demanda ativa e a demanda reativa integralizadas em intervalos de 15 minutos, expressas, respectivamente, em quilowatts (kW) e quilovolt-ampère reativo (kvar).

Sob o ponto de vista matemático, essa integralização corresponde ao cálculo da potência média ao longo do intervalo considerado. Assim, a demanda elétrica ativa (D) pode ser expressa pela Equação 1:

$$D = \frac{1}{\Delta t} \int_{t_0}^{t_1} P(t) dt \quad (1)$$

De maneira que D é a demanda elétrica ativa em kW, P(t) é a potência ativa instantânea (kW) e Δt com t1 a t0 é o intervalo de integralização, tipicamente de 5 ou 15 minutos. Na prática operacional, os medidores eletrônicos realizam esse cálculo

de forma discreta, registrando a potência ativa média em cada intervalo de integralização e armazenando esses valores na memória de massa.

De forma análoga, o PRODIST também define a demanda reativa, obtida pela média da potência reativa no mesmo intervalo de integralização. A expressão matemática correspondente é apresentada na Equação 2, em que DQ é a demanda reativa em kvar e Q(t) a potência reativa instantânea:

$$DQ = \frac{1}{\Delta t} \int_{t_0}^{t_1} Q(t) dt \quad (2)$$

Dessa forma, o cálculo da demanda elétrica apresentado neste trabalho encontra respaldo direto no PRODIST – Módulo 5, sendo a formalização matemática utilizada uma representação rigorosa do procedimento normativo de integralização da potência ao longo do tempo, amplamente aceita na literatura técnica e na prática da engenharia elétrica.

2.3.2 Demanda Elétrica Contratada

A demanda contratada é o valor do custo total associado à parcela de demanda, considerando simultaneamente o custo fixo decorrente da contratação e os custos variáveis provenientes de eventuais ultrapassagens de demanda. De modo que, constrói-se uma função de custo anual total em função da demanda contratada (D_c). Para cada valor calcula-se o custo mensal da parcela de demanda, proporcional ao valor contratado, e adiciona-se, quando aplicável, o custo de ultrapassagem. A ultrapassagem ocorre quando a demanda medida excede a demanda contratada acrescida da tolerância regulamentar, sendo o excedente faturado por meio da tarifa de ultrapassagem, conforme previsto nas regras de faturamento da ANEEL. Dessa forma, o custo mensal contratado total, $C_{m_{D_c}}$, pode ser expresso pela Equação 3:

$$C_{m_{D_c}} = D_c * TD + \max(0, D_m - D_c(1 + \alpha)) * Tu \quad (3)$$

Utilizando TD como a tarifa de demanda em R\$/kW, TU a tarifa de ultrapassagem (duas vezes o valor de TD), D_m é a demanda máxima medida no mês e α representa a tolerância regulamentar de 5% do valor contratual. O custo anual (C_{anual}) total é obtido pela soma dos custos mensais na Equação 4:

$$C_{anual}(DC) = \sum_{n=1}^{12} Cm(Dc) \quad (4)$$

Dessa forma, a determinação da demanda contratada ótima, fundamentada nos critérios técnicos e regulatórios da ANEEL, constitui uma ferramenta essencial para a gestão eficiente do uso da energia elétrica em unidades consumidoras industriais, contribuindo para a redução de custos operacionais e para a adequação contratual às características reais de consumo.

2.4. Fator de Carga e Índice de Utilização de Demanda Elétrica

A análise da demanda elétrica em unidades consumidoras industriais requer indicadores que relacionem a potência demandada ao longo do tempo com a energia consumida. Nesse contexto, destacam-se o fator de carga e o índice de utilização da demanda, amplamente empregados em análises de eficiência energética e de contratos de fornecimento.

2.4.1 Fator de carga

O fator de carga (FC) é um indicador adimensional que expressa o grau de uniformidade da demanda elétrica ao longo de um determinado período de análise, normalmente diário, mensal ou anual. Segundo a literatura técnica, o fator de carga relaciona a demanda média observada no período com a demanda máxima registrada no mesmo intervalo, permitindo avaliar o quanto a potência instalada ou contratada é efetivamente utilizada ao longo do tempo. Matematicamente, o fator de carga é definido pela Equação 5:

$$FC = \frac{D_{médio}}{D_{máx}} \quad (5)$$

Em que $D_{médio}$ representa a demanda média do período analisado, em quilowatts (kW), e $D_{máx}$ corresponde à demanda máxima registrada no mesmo período, também em quilowatts (kW).

Conforme Gonen (2014), fatores de carga próximos de 1 indicam um perfil de carga uniforme, típico de sistemas com operação contínua e pouca variação entre as demandas média e máxima. Já fatores de carga baixos caracterizam perfis

irregulares, nos quais a demanda máxima ocorre por curtos períodos, comum em processos industriais intermitentes ou com partidas simultâneas de grandes cargas. Do ponto de vista técnico e econômico, um fator de carga elevado é desejável, pois promove melhor aproveitamento da infraestrutura elétrica e maior eficiência no uso da demanda contratada. Em contrapartida, fatores de carga reduzidos tendem a aumentar os custos associados à demanda.

2.4.2 Índice de Utilização da Demanda Elétrica

O índice de utilização da demanda elétrica, frequentemente expresso pela razão kWh/kW, é um indicador complementar ao fator de carga e tem como objetivo quantificar o nível de aproveitamento da demanda máxima em termos de energia consumida. Esse índice relaciona a energia elétrica consumida em um período com a demanda máxima registrada, fornecendo uma medida indireta do tempo equivalente de utilização do pico de demanda. O índice de utilização é calculado conforme a Equação 6:

$$\text{Índice de Utilização} = \frac{E}{D_{\text{máx}}} \quad (6)$$

Sendo E a representação a energia elétrica (seja ela ativa ou reativa) consumida no período considerado, em quilowatt-hora (kWh), e $D_{\text{máx}}$ é a demanda máxima registrada, em quilowatts (kW). O resultado é expresso em horas e pode ser interpretado como o número de horas equivalentes em que a demanda máxima teria que ser mantida para produzir o consumo total observado.

Segundo Kersting (2012) e Rosa (2018), valores elevados de kWh/kW indicam que a demanda máxima é sustentada por um período mais longo, caracterizando uma operação mais contínua e eficiente do ponto de vista do uso da potência disponível. Em contrapartida, valores reduzidos desse índice indicam que a demanda máxima ocorre de forma pontual e não se traduz em consumo significativo de energia, o que revela a presença de picos agudos e pouco produtivos.

Em unidades industriais, a análise conjunta do índice kWh/kW com o fator de carga permite identificar situações em que a demanda contratada está superdimensionada ou mal utilizada, bem como oportunidades de redistribuição de cargas, otimização operacional e redução de custos associados à demanda.

2.5. Fator de Potência

De acordo com o Módulo 8 do PRODIST, o fator de potência expressa a relação entre as potências ativa e reativa. Seu cálculo pode ser realizado a partir dos valores de potência ativa (P) e reativa (Q) ou, alternativamente, das energias ativa (EA) e reativa (ER) medidas ao longo do tempo. Dessa forma, o fator de potência reflete não apenas uma condição instantânea do sistema, mas também o comportamento energético acumulado da unidade consumidora no período de faturamento. A Equação 7 e 8 apresentam a formulação utilizada para esse cálculo.

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (7)$$

$$FP = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (8)$$

O item 39 do Módulo 8 do PRODIST determina que o controle do fator de potência seja realizado por meio de medição permanente e obrigatória para unidades consumidoras atendidas em média e alta tensão, bem como nos pontos de conexão entre distribuidoras. Essa exigência destaca a importância do monitoramento contínuo, uma vez que variações operacionais, como partidas de motores e mudanças no regime de carga, podem alterar significativamente a demanda de energia reativa. A medição permanente permite identificar períodos com fator de potência inadequado e orientar ações corretivas, como a implantação ou o ajuste de sistemas de compensação. Além disso, essas medições são essenciais para a correta aplicação das regras de faturamento e das penalidades previstas. Por fim, o item 41 do mesmo módulo estabelece os limites regulamentares do fator de potência aplicáveis às unidades do Grupo A e aos pontos de conexão com tensão inferior a 230 kV.

Nesses casos, o fator de potência no ponto de conexão deve permanecer compreendido entre:

0,92 e 1 para regime indutivo ou entre 1 e 0,92 para o capacitivo.

Valores fora desses intervalos caracterizam uso ineficiente da energia elétrica e estão sujeitos à aplicação de penalidades tarifárias horárias a depender da regulamentação elétrica e da concessionária local.

2.6. Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno, *Payback* e Fluxo de Caixa Acumulado.

A avaliação da viabilidade econômica é essencial na tomada de decisão em Engenharia Elétrica, especialmente em projetos de eficiência energética, expansão de sistemas e modernização industrial. Para essa análise, utilizam-se indicadores financeiros consolidados, como o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback*. Esses indicadores permitem comparar alternativas de investimento considerando o valor do dinheiro no tempo, os fluxos de caixa e o risco econômico do projeto.

2.6.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) é um dos principais critérios utilizados na análise de investimentos. Segundo Ross, Westerfield e Jaffe (2015), o VPL corresponde à diferença entre o valor presente dos fluxos de caixa futuros de um projeto e o investimento inicial. Em termos práticos, o VPL indica se o retorno financeiro esperado, trazido ao valor presente, é superior ou inferior ao capital investido. A Equação 9 apresenta a expressão matemática desse indicador.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FCt}{(1+i)^t} - I_0 \quad (9)$$

Em que FCt é o fluxo de caixa em um período determinado t; i é a taxa mínima de atratividade (TMA) ou taxa de desconto; n é o horizonte de análise sendo o período total, normalmente expresso em anos, ao longo do qual os fluxos de caixa do projeto são estimados, os benefícios econômicos (economia de energia, redução de custos) são contabilizados e os indicadores VPL e TIR são calculados. Por fim, o I_0 é o investimento inicial necessário.

Segundo Gitman (2010), o fluxo de caixa representa as entradas e saídas reais de dinheiro de um projeto ao longo do tempo, diferindo do lucro contábil por considerar apenas valores efetivamente recebidos ou pagos. Ross, Westerfield e Jaffe (2015)

definem o fluxo de caixa como os valores líquidos gerados pelo investimento em cada período, refletindo sua capacidade real de geração de recursos. Conforme Casarotto Filho e Kopittke (2010), um projeto é economicamente viável quando apresenta VPL positivo, indicando retorno superior ao custo de capital. Em Engenharia Elétrica, o VPL é amplamente utilizado na análise de projetos como eficiência energética.

2.6.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é um indicador econômico que expressa a rentabilidade percentual de um projeto ao longo do tempo. Formalmente, a TIR é definida como a taxa de desconto que torna o Valor Presente Líquido (VPL) igual a zero, ou seja, é a taxa para a qual o valor presente das entradas de caixa se iguala exatamente ao investimento inicial (GITMAN, 2010; ROSS; WESTERFIELD; JAFFE, 2015).

Diferentemente do VPL, que fornece um valor monetário absoluto, a TIR fornece um resultado percentual, facilitando a comparação do projeto com:

- A taxa mínima de atratividade (TMA).
- O custo de capital da empresa.
- Alternativas de investimento.

Dessa forma, matematicamente, a TIR é obtida pela resolução da Equação 10, sendo I_0 é o investimento inicial; FC_t é o fluxo de caixa no período t ; n é o horizonte de análise do projeto.

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - I_0 \quad (10)$$

Do ponto de vista econômico, a TIR pode ser interpretada como a taxa média anual de retorno do capital investido, considerando todos os fluxos de caixa do projeto ao longo do tempo e o valor do dinheiro no tempo. O critério de decisão associado à TIR é dado por:

- Se $TIR > TMA$, o projeto é economicamente viável.
- Se $TIR = TMA$, o projeto é indiferente.
- Se $TIR < TMA$, o projeto é economicamente inviável.

2.6.3 Payback Simples

O *Payback* simples é um indicador que determina o tempo necessário para que o investimento inicial seja recuperado por meio dos fluxos de caixa gerados pelo projeto. Trata-se de um método simples e amplamente utilizado como critério preliminar de análise econômica, especialmente em ambientes industriais (GITMAN, 2010). O *Payback* simples é calculado conforme a Equação 11.

$$Payback = \frac{I_0}{FCm} \quad (11)$$

Em projetos de Engenharia Elétrica, o *Payback* é frequentemente empregado como indicador complementar, especialmente em análises de automação industrial e eficiência energética, nos quais empresas estabelecem prazos máximos aceitáveis para retorno do capital investido.

A literatura recomenda que a análise de viabilidade econômica não seja baseada em um único indicador, mas sim na avaliação conjunta de VPL, TIR e *Payback*, de forma a obter uma visão abrangente do desempenho financeiro do projeto (CASAROTTO FILHO; KOPITTKKE, 2010). Essa abordagem integrada permite avaliar não apenas a rentabilidade econômica, mas também o risco e o tempo de retorno dos investimentos associados a sistemas elétricos e energéticos.

2.6.4 Fluxo de Caixa Acumulado

Segundo Blank e Tarquin (2012), a análise acumulada dos fluxos de caixa permite compreender a dinâmica de recuperação do investimento inicial, sendo essencial para a determinação do período de retorno. De forma semelhante, Sullivan, Wicks e Luxhoj (2019) ressaltam que o acompanhamento acumulativo dos fluxos monetários possibilita avaliar a evolução do capital investido e o risco associado ao tempo de exposição financeira do projeto. Considerando um horizonte de análise de n períodos, o fluxo de caixa acumulado no período k é definido pela Equação 12.

$$FCA_K = \sum_{i=0}^K (FC_i) \quad (12)$$

Onde FCA_k é o fluxo de caixa acumulado até o período k, FC_i representa o fluxo de caixa no período i, $i = 0$ designa o investimento inicial (geralmente negativo) e k é o período de análise.

O fluxo de caixa acumulado corresponde à soma algébrica dos fluxos de períodos anteriores até o período analisado. Na prática, ele permite identificar o momento de recuperação do investimento inicial e apoiar a determinação do *Payback* simples, quando o acumulado se torna igual ou superior a zero. Segundo Brigham (2016), essa análise é especialmente relevante em ambientes industriais, nos quais a previsibilidade da recuperação do capital influencia decisões de modernização e substituição de ativos. Ressalta-se que o fluxo de caixa acumulado pode ser avaliado sob duas abordagens distintas:

- Acumulado simples (FC_i): soma direta dos fluxos nominais, sem considerar o valor do dinheiro no tempo;
- Acumulado descontado ($FCA_{k \text{ Descontado}}$): soma dos fluxos trazidos a valor presente mediante aplicação de uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

No segundo caso, o fluxo de caixa descontado é descrito matematicamente pela Equação 13:

$$FCA_{k \text{ Descontado}} = \sum_{i=0}^k \left(\frac{FC_i}{(1+i)^t} \right) \quad (13)$$

De modo que, i é a taxa de desconto (TMA), t sinaliza o período correspondente analisado e k é o período final da soma, ou seja, até onde você quer acumular o retorno do projeto.

Essa abordagem encontra respaldo em Humberto G. Blank e Anthony Tarquin (2012), que enfatizam a necessidade de incorporar o valor temporal do dinheiro em análises de maior rigor técnico, sobretudo em projetos industriais de médio e longo prazo.

3. MATERIAL E MÉTODOS

Este capítulo detalha a metodologia utilizada na aquisição de dados e apresenta as características da planta industrial estudada do setor alimentício, localizada em Garanhuns, pertencente a uma multinacional britânica. Também descreve o processo de coleta de dados, para garantir a reprodutibilidade do trabalho e a validação dos resultados, cada tópico será explicado a seguir.

3.1. Caracterização da Planta Industrial

A unidade analisada pertence a uma multinacional britânica de bens de consumo fundada há mais de 100 anos e presente no Brasil há mais de 95 anos, sendo a planta em estudo uma instalação de relevância operacional dentro da cadeia produtiva nacional da companhia. Com fundação em 1991, a planta analisada desempenha papel estratégico na cadeia nacional de suprimentos da companhia no Brasil. A unidade destaca-se por ser a única no país com capacidade produtiva para produtos derivados de milho, como o amido de milho e glucose de milho (mel), atendendo a diferentes segmentos do mercado alimentício.

A estrutura física da planta é composta por uma ampla área industrial, organizada em 15 linhas de produção, das quais a maioria opera em regime contínuo, enquanto a linha destinada à produção de mel apresenta funcionamento intermitente ao longo do ano. O complexo industrial conta ainda com silos de armazenamento de matéria-prima, áreas de estocagem de produtos intermediários e finais, além de setores dedicados às utilidades industriais, como sistema de vapor, ar comprimido, climatização e tratamento de efluentes. Dessa forma, a planta é dividida em 9 áreas estruturais, expostos na Figura 1, sendo estes:

- Área 1 - Manufatura: esta região compreende os dois prédios de produção e envase da planta com as 15 linhas operacionais, que estão ligados estruturalmente à duas docas de descarregamento de material de embalagem e envio dos produtos produzidos para os centros de distribuição. Dessa forma, esta área compõe a maior concentração de cargas elétricas da fábrica.
- Área 2 - Manutenção: na área destinada a manutenção encontram-se o almoxarifado, o escritório administrativo de manutenção, a oficina da planta e a caldeira (utilizada como fonte de geração de vapor).

- Área 3 - Administrativo: espaço reservado para a gerência, onde está o setor de recursos humanos, segurança, planejamento e gerente da planta, além do laboratório de qualidade.
- Área 4 - Refeitório: local destinado para que os colaboradores realizem suas refeições, mais a cozinha industrial.
- Área 5 - Entrada: compreende o auditório da fábrica, área de lazer, setor de saúde e fiscal, portaria e vestiários feminino e masculino para os colaboradores.
- Área 6 - Subestação: a unidade possui subestação própria de 13,8/0,46 kV, responsável pelo recebimento da energia elétrica e pela distribuição interna aos diversos centros de carga da planta. Com isso, onde são encontrados os transformadores de potência da planta, painéis de distribuição e disjuntores e sistema de aterramento, por exemplo.
- Área 7 - Projeto: espaço destinado para alocar materiais de projetos e arquivos, bem como onde está alocada a área para destino de resíduos sólidos gerados na fábrica para envio a reciclagem ou descarte final.
- Área 8 - Estação de Tratamento de Efluentes (ETE): onde estão os ativos responsáveis pelo tratamento dos efluentes líquidos gerados pela indústria antes de serem descartados.
- Área 9 - Loja: espaço destinado à venda de produtos das marcas da empresa para colaboradores internos.

Figura 1 – Divisão da Estrutura Física da Unidade Fabril.



Fonte: Google Maps, 2025.

O regime de operação ocorre de segunda a sexta-feira, com funcionamento em dois sábados por mês, todos os dias de produção são das 05h às 23h, salvo exceções de demandas de produção que estendem o turno até 00h. Ademais, os horários para descarregamento e recebimento de material e envio dos produtos fabricados seguem horário administrativo, 08h às 17:00h.

3.2. Características do Contrato de Energia

A unidade consumidora analisada está inserida no Ambiente de Contratação Livre (ACL), com aquisição de energia proveniente de fontes incentivadas renováveis, classificada na modalidade A4 Verde. Como consequência, a tarifa de demanda (kW) é única, independentemente do horário. Atualmente a instalação possui uma demanda contratada de 550 kW junto à concessionária de energia, com limite de 578 kW (5% do valor contratado). Nesse contexto, a concessionária local atua como prestadora do serviço de uso do sistema de distribuição, sendo remunerada por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), custos de demanda contratada e os encargos setoriais e tributos aplicáveis.

No ACL o contrato atual com o agente gerador de energia vigente apresenta volume mensal de 3.000 MWh por mês, dividido entre a planta de Garanhuns e mais duas da região nordeste da mesma companhia, sendo estruturado de forma sazonalizada, ou seja, com distribuição mensal do montante energético de acordo com o esperado de produção ao longo do ano para cada planta. Por tratar-se de um contrato corporativo compartilhado entre três fábricas, isto exige uma gestão integrada do consumo energético, baseada no consumo individualizado, sendo realizado por uma empresa consultora externa. O contrato apresenta mecanismo de reajuste anual baseado no IPCA, conforme apresentado na Figura 2 para o ano de 2024 e 2025.

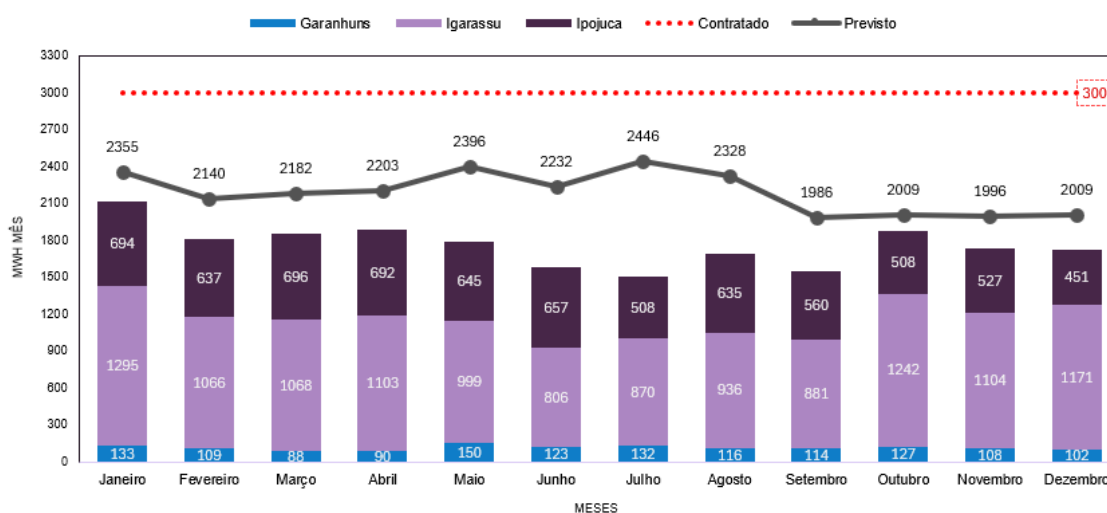
Tabela 1 – Índice de Reajuste de Preço do Contrato de Compra de Energia.

Dados	Reajuste para 2024	Reajuste para 2025
Data Base	01/08/2023	01/08/2023
Índice de Reajuste	IPCA	IPCA
Reajuste	1,58%	6,49%
Volume Contratado (MWh mês)	6.000	3.000
Preço do Contrato (R\$/MWh)	207,29	209,81

Fonte: Aatoria Própria, 2025.

O reajuste reflete a correção monetária do contrato frente à inflação, impactando diretamente o custo médio de aquisição de energia. Um gráfico que ilustra o contrato sazonalizado considerando o limite máximo de consumo do valor contratado (3000 MWh por mês), prática comum no ACL para mitigar riscos de exposição ao Mercado de Curto Prazo (MCP), pode ser visto na Figura 2.

Figura 2 – Contrato Sazonalizado 2025.



Fonte: Autoria Própria, 2025.

Observa-se que o maior volume previsto para consumo está entre maio e julho, com destaque para julho, 2.446 MW mês (linha em cinza escuro), período associado a maior atividade industrial e maior demanda energética. Contudo, ocorreu uma redução significativa nos meses de setembro a dezembro, indicando sazonalidade operacional e estratégia de mitigação de custos. A parte da coluna em azul representa o que estava previsto para o consumo da unidade de Garanhuns, mostrando que a unidade corresponde em média a 5,75% da utilização do valor contratado. Isto acontece devido a estratégia operacional para a unidade citada, como a não produção aos domingos, o revezamento entre os sábados, momentos de férias coletivas entre março e abril, um menor parque fabril em comparação as outras duas unidades e a inexistência de turno durante a madrugada.

3.3. Rede Elétrica da Planta Industrial

A planta industrial possui um transformador de 1500 kVA de 13,8 kV / 0,46 kV trifásico (presente na área 6 da Figura 1), atualmente ele é suficiente para atender

interromper faltas elétricas severas no sistema de média tensão, cujo nível de curto-circuito disponível no ponto é da ordem de 6,0 kA. A Figura 3 apresenta o diagrama unifilar ilustrando a conexão entre a cabine de média tensão da subestação e o transformador, representando por TR1.

O diagrama no Anexo A mostra a transformação da tensão para níveis de baixa tensão e a alimentação de todas os circuitos da planta. A seguir, serão detalhados os 14 circuitos gerais da planta na Tabela 2, bem como as suas identificações dentro do diagrama e as áreas da fábrica que cada um deles alimentam.

Tabela 2 – Características dos circuitos conectadas a subestação

Circuito	Proteção Geral de cada Circuito	Localização no Unifilar	Área da Planta
Circuito 1	Disjuntor 52.7	QF-23-001	Compressor (Manutenção)
Circuito 2	Disjuntor 52.8	QF-K-01	Manufatura
Circuito 3	Disjuntor 52.X	QF-CM-02	Manufatura
Circuito 4	Disjuntor 52.2	QF-CM-01	Manufatura
Circuito 5	Disjuntor 52.9	QF-K-02	Manufatura
Circuito 6	Disjuntor 52.1	QF-21-001 e CCM-03	Oficina e Manufatura
Circuito 7	Disjuntor 52.3	Disjuntor 52.3	Sistema de Incêndio
Circuito 8	Disjuntor 89.1	QLF-66-01, QF-65-02, QLF-65-01 e QLF-65-01	Gerência, Refeitório e Portaria
Circuito 9	Disjuntor 89.2	QLF-66-01	Portaria
Circuito 10	Disjuntor 89.3	QLF-23-001	Manutenção
Circuito 11	Disjuntor 89.4	TL-CM-01 (QLE-CM-01) (QF-CM-03)	Manufatura
Circuito 12	Disjuntor 89.5	QLF-K-01 (TL-K-01)	Manufatura
Circuito 13	Disjuntor 89.6	TL-CM-02 (QLE-CM-0)	Manufatura
Circuito 14	Disjuntor 89.7	QC-75-002	ETE e Projeto

Fonte: Autoria Própria, 2025.

O Circuito 1, identificado no diagrama unifilar pelo quadro QF-23-001 e protegido pelo disjuntor 52.7, é destinado à alimentação de um compressor com potência aproximada de 147,28 kW, localizado na área de manutenção. Trata-se de uma carga motriz de médio porte, cuja operação é essencial para o suporte aos processos industriais da planta. A utilização de um disjuntor dedicado assegura proteção contra sobrecorrentes e curtos-circuitos, além de facilitar intervenções de manutenção sem impacto em outros setores.

O Circuito 2, localizado no quadro QF-K-01 e protegido pelo disjuntor 52.8, atende à área de manufatura. Este circuito alimenta cargas industriais contínuas associadas ao processo produtivo, sendo classificado como crítico para a operação

da planta. No diagrama unifilar do Anexo A, observa-se sua derivação direta do barramento principal, evidenciando a hierarquia de distribuição e a importância da seletividade entre os dispositivos de proteção.

De forma semelhante, o Circuito 3, associado ao quadro QF-CM-02 e protegido pelo disjuntor 52.X, é responsável pela alimentação de parte significativa da área de manufatura. Este circuito caracteriza-se por atender um centro de controle de motores (CCM), distribuindo energia para diversos equipamentos de processo, como empacotadoras, exaustores e transportadores. A concentração de cargas industriais reforça a necessidade de coordenação adequada de proteção e análise criteriosa de curto-circuito, sendo este o circuito com a maior quantidade de carga instalada, como motoredutores de sistemas de encaixotamento e envase.

O Circuito 4 possui a segunda maior quantidade de cargas (como motoredutores de misturadores, sistemas de peneiras, válvulas rotativas de silos e filtros), identificado pelo quadro QF-CM-01 e protegido pelo disjuntor 52.2, complementa a alimentação da área de manufatura. Sua segregação em relação ao Circuito 3 contribui para a modularização do sistema elétrico, permitindo maior flexibilidade operacional e redução do impacto de falhas localizadas.

O Circuito 5, localizado no quadro QF-K-02 e protegido pelo disjuntor 52.9, atende outra ramificação da área de manufatura. Este circuito possibilita a divisão funcional das cargas produtivas, melhorando a confiabilidade do sistema e permitindo manutenções programadas sem a paralisação total da área.

O Circuito 6, protegido pelo disjuntor 52.1 e identificado no diagrama pelos quadros QF-21-001 e CCM-03, apresenta caráter híbrido, atendendo simultaneamente a oficina de manutenção e parte da manufatura. Este circuito alimenta máquinas operatrizes, painéis de apoio e equipamentos auxiliares, desempenhando papel estratégico no suporte operacional da planta.

O Circuito 7 é dedicado exclusivamente ao sistema de combate a incêndio, sendo protegido pelo disjuntor 52.3. Este circuito alimenta bombas de incêndio e bombas jockey, sendo classificado como carga de segurança. Sua segregação no diagrama unifilar atende a prioridade de operação em emergências.

O Circuito 8, protegido pelo disjuntor 89.1 e distribuído pelos quadros QLF-66-01, QF-65-02 e QLF-65-01, é responsável pela alimentação das áreas administrativas, refeitório e portaria. As cargas associadas são predominantemente de iluminação,

tomadas e climatização, essenciais para o conforto, segurança patrimonial e funcionamento administrativo da planta.

O Circuito 9, identificado pelo quadro QLF-66-01 e protegido pelo disjuntor 89.2, atende exclusivamente à portaria. A separação deste circuito em relação ao Circuito 8 garante maior confiabilidade para os sistemas de controle de acesso e vigilância, considerados críticos para a segurança da instalação.

O Circuito 10, localizado no quadro QLF-23-001 e protegido pelo disjuntor 89.3, é destinado apenas ao escritório da manutenção. Embora apresente menor potência instalada, sua função é relevante para a gestão das atividades de manutenção.

O Circuito 11, associado ao quadro TL-CM-01 (QLE-CM-01 / QF-CM-03) e protegido pelo disjuntor 89.4, atende a distribuição secundária da área de manufatura. Este circuito alimenta quadros de iluminação e pequenas cargas de força, atuando como complemento aos alimentadores principais da área produtiva, como as cargas do Circuito 3. Além de fornecer alimentação elétrica para a loja da fábrica, presente na área 9 da Figura 1.

O Circuito 12, identificado pelo quadro QLF-K-01 (TL-K-01) e protegido pelo disjuntor 89.5, atende cargas auxiliares da área de manufatura, principalmente iluminação e pequenos consumidores.

O Circuito 13, localizado no quadro TL-CM-02 (QLE-CM-01) e protegido pelo disjuntor 89.6, desempenha função semelhante ao Circuito 11, atendendo à distribuição secundária da área CM. Este circuito fornece energia para iluminação e cargas de apoio, garantindo continuidade operacional das linhas produtivas.

Por fim, o Circuito 14, protegido pelo disjuntor 89.7 e identificado pelo quadro QC-75-002, é responsável pela alimentação da Estação de Tratamento de Efluentes (ETE) e das áreas de obras. Este circuito atende bombas, painéis auxiliares e sistemas de tratamento, sendo fundamental para o cumprimento de requisitos ambientais e operacionais da planta.

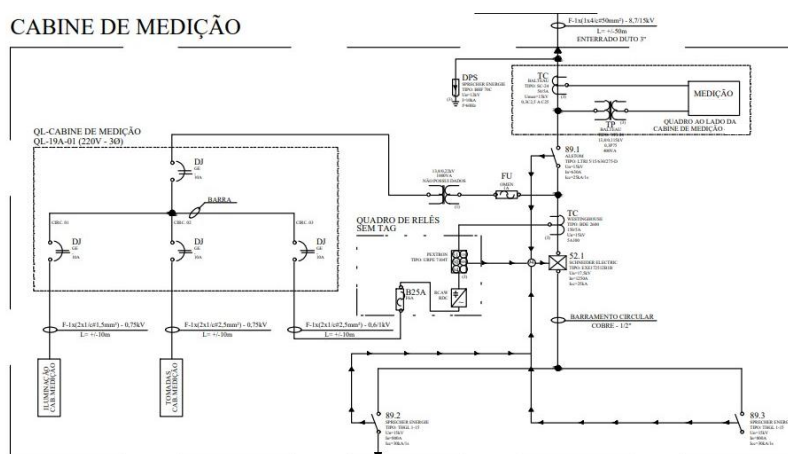
Portanto, com base nos circuitos apresentados constata-se que a manufatura possui a maior necessidade de abastecimento elétrico, tendo em vista a quantidade de quadros de energia destinados a essa área da planta.

3.3.1 Medidor de Energia

Conforme o diagrama unifilar da Figura 4 que mostra a cabine de medição da planta, nesta existe um medidor eletrônico trifásico de energia elétrica, fabricado pela

Landis+Gyr, utilizado por concessionárias de distribuição e consumidores do Grupo A. Cujas modelo é o E650 Select com versão E650-A2E3, fabricado em 2023. Este modelo é classificado como medidor inteligente, apto para medições detalhadas e integração com sistemas de telemedição e faturamento. Esse tipo de medidor é compatível com contratos do tipo A4, de acordo com as medições exigidas pela ANEEL e pelo PRODIST – Módulo 5.

Figura 4 – Diagrama Elétrico da Cabine de Medição.



Fonte: Engtec, 2024.

Com base na placa de identificação do medidor apresentado na Figura 5, destacam-se as seguintes características como a tensão nominal de 120/240 V; corrente nominal de 2,5 A e corrente máxima de 10 A; frequência de 60 Hz; compatível com 3 fios ou 4 fios, conforme ligação; classe de exatidão do tipo C; registro de memória de massa com capacidade de armazenamento histórico; intervalo padrão de medição a cada 15 minutos com registro sequencial e cronológico e memória digital não volátil, garantindo a preservação dos dados mesmo em casos de desligamento.

data e hora, contendo as grandezas elétricas em intervalos de 15 minutos, divididas entre demanda e energia elétrica, conforme pode ser visto na Figura 6.

Figura 6 – Relatório da Memória de Massa.

Título dos Dados Extraídos do Banco de Dados CLP962156											
Dados em Padrão											
Data/Hora	Demat	DematDel	DematRec	Demre	DemreDel	DemreRec	EneatDel	EneatRec	EneDel	EneRec	
01/01/2024 00:15	28,56	28,56	0	1,12	1,12	0	7,14	0	0,28	0	
01/01/2024 00:30	28,56	28,56	0	1,68	1,68	0	7,14	0	0,42	0	
01/01/2024 00:45	28,56	28,56	0	1,12	1,12	0	7,14	0	0,28	0	
01/01/2024 01:00	28,56	28,56	0	1,12	1,12	0	7,14	0	0,28	0	
01/01/2024 01:15	28	28	0	0,56	0,56	0	7	0	0,14	0	
01/01/2024 01:30	28	28	0	0	0	0	7	0	0	0	
01/01/2024 01:45	28,56	28,56	0	0,56	0,56	0	7,14	0	0,14	0	
01/01/2024 02:00	29,12	29,12	0	1,12	1,12	0	7,28	0	0,28	0	
01/01/2024 02:15	28,56	28,56	0	0,56	0,56	0	7,14	0	0,14	0	
01/01/2024 02:30	28,56	28,56	0	1,12	1,12	0	7,14	0	0,28	0	
01/01/2024 02:45	28	28	0	0	0	0	7	0	0	0	
01/01/2024 03:00	28	28	0	0	0	0	7	0	0	0	
01/01/2024 03:15	28	28	0	0,56	0,56	0	7	0	0,14	0	
01/01/2024 03:30	28	28	0	0,56	0,56	0	7	0	0,14	0	
01/01/2024 03:45	28,56	28,56	0	0,56	0,56	0	7,14	0	0,14	0	
01/01/2024 04:00	28	28	0	0	0	0	7	0	0	0	
01/01/2024 04:15	29,12	29,12	0	1,12	1,12	0	7,28	0	0,28	0	
01/01/2024 04:30	30,24	30,24	0	-5,04	1,68	6,72	7,56	0	0,42	1,68	
01/01/2024 04:45	28,56	28,56	0	-16,24	0	16,24	7,14	0	0	4,06	
01/01/2024 05:00	31,92	31,92	0	-11,76	0	11,76	7,98	0	0	2,94	
01/01/2024 05:15	35,84	35,84	0	-2,8	0	2,8	8,96	0	0	0,7	

Fonte: Autoria própria, 2025.

Assim sendo, segue a explicação técnica das siglas apresentadas na imagem do relatório acima:

- Demat: demanda ativa medida em kW, representa a potência ativa média consumida no período de 15 minutos.
- DematDel: demanda ativa em kW entregue pela concessionária à unidade consumidora. Neste caso Demat e DematDel terão os mesmos valores, porque a fábrica é abastecida por energia adquirida no mercado livre.
- DematRec: demanda ativa em kW recebida pela concessionária, caracterizando eventual injeção de potência ativa na rede. Para a planta industrial analisada o valor é zero, porque não existe geração de energia interna.
- Demre: demanda reativa total medida em kvar durante o intervalo de 15 minutos, relacionada ao consumo ou fornecimento de potência reativa.
- DemreDel: demanda reativa indutiva (ou positiva) em kvar.
- DemreRec: demanda reativa capacitiva (ou negativa) em kvar, associada à atuação excessiva de bancos de capacitores ou períodos de baixa carga, gerando injeção capacitiva na rede elétrica da concessionária.

- EneatDel: energia ativa em kWh entregue ao consumidor no período acumulado. Corresponde ao consumo de energia faturável.
- EneatRec: energia ativa em kWh recebida pela concessionária, indicando eventual exportação de energia ativa. Semelhante a DematRec o valor é zero, dada a inexistência de fonte geradora interna de energia.
- EnereDel: energia reativa indutiva entregue em kvarh pela concessionária, associada ao consumo ao longo do tempo.
- EnereRec: energia reativa capacitiva em kvarh, associada à injeção de energia reativa capacitiva na rede elétrica.

3.4. Análise de Indicadores e Curvas de Demanda Elétrica

A análise dos indicadores e das curvas representativas do comportamento da planta foi realizada a partir do arquivo de memória de massa, estruturado em quatro abas correspondentes aos regimes operacionais de dia útil, sábado, domingo/feriado e geral. Cada aba contém 96 registros diários, referentes a intervalos de 15 minutos, totalizando 24 horas de medições contínuas.

As grandezas elétricas avaliadas incluem a demanda ativa média (kW), a demanda reativa média (kvar), a energia ativa consumida no intervalo (kWh) e a energia reativa associada (kvarh). Os dados apresentam consistência física, uma vez que a energia ativa medida em cada intervalo de 15 minutos corresponde, aproximadamente, ao produto da demanda ativa média pelo tempo de integração (0,25 h), validando a coerência do conjunto de informações utilizado.

A análise técnica baseou-se na avaliação horária e diária das demandas e consumos, visando caracterizar o desempenho energético da unidade sob diferentes condições operacionais. Para cada tipo de dia, foram identificados valores médios máximos, mínimos e de demanda ativa e reativa, bem como seus horários de ocorrência, permitindo a identificação de períodos críticos de carregamento e de carga mínima. Adicionalmente, foram calculados indicadores de desempenho energético, como fator de carga, índices kWh/kW e kvarh/kW e fator de potência médio, utilizados para avaliar a uniformidade do perfil de carga, o aproveitamento da demanda contratada e a qualidade do uso da energia elétrica ao longo do dia.

Portanto, para o cálculo dos indicadores foram aplicadas as equações previstas em norma e utilizado os respectivos conjuntos de dados para a obtenção dos resultados esperados. Na próxima seção 4, são apresentados e discutidos os resultados.

3.5. Projeções de Valores de Demanda Contratada

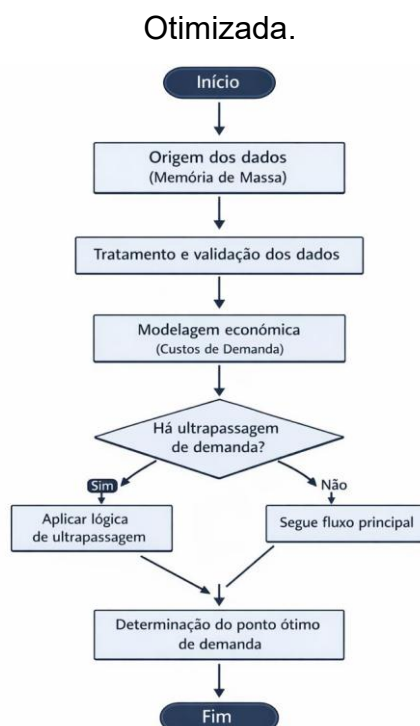
A curva de demanda otimizada foi construída a partir da análise dos dados de demanda ativa obtidos da memória de massa disponibilizada pela concessionária, conforme a regulamentação do setor elétrico brasileiro. Utilizaram-se as demandas máximas mensais de cada ano, previamente organizadas, filtradas e validadas, garantindo a consistência da base de dados para o estudo de contratação de demanda. Com base nesses valores, foram simulados níveis de demanda contratada entre 400 kW e 550 kW, para cada cenário, a ocorrência de ultrapassagens, definidas pela diferença positiva entre a demanda medida e a contratada. O custo anual associado a cada nível foi calculado considerando o custo fixo da demanda contratada e o custo de ultrapassagem, este último obtido pela aplicação do fator de penalidade regulamentar. A partir desses cálculos, obteve-se a curva de custo anual em função da demanda contratada, cujo ponto de mínimo define a demanda ótima, correspondente à condição economicamente mais eficiente para o perfil de carga analisado. Essa demanda evita tanto penalidades por subcontratação quanto custos excessivos por supercontratação.

O custo anual associado a cada nível de demanda contratada foi então calculado a partir de dois componentes principais:

- o custo fixo de contratação da demanda, obtido pelo produto entre a demanda contratada, a tarifa de demanda vigente e o número de meses do ano, representado por $C_{anual}(DC)$ na Equação 4.
- o custo de ultrapassagem, calculado a partir da soma das ultrapassagens mensais multiplicadas pelo fator de penalidade definido pela regulamentação, considerado neste trabalho como o dobro da tarifa de demanda.

Como maneira de sintetizar a linha de tomada decisão, foi construído o fluxograma da Figura 7, sobre os cálculos para diferentes valores contratados de demanda para definição do ponto ótimo.

Figura 7 – Fluxograma Metodológico para Construção da Curva de Demanda.



Fonte: Autoria própria, 2025.

A curva de demanda para o melhor valor contratado resulta de uma avaliação econômica aplicada aos dados reais da unidade, não representando novas medições. A demanda ótima obtida serve como referência técnica para ajustes contratuais e é utilizada nas análises de viabilidade econômica sobre o tema.

3.6. Avaliação da Viabilidade da Substituição de Motores Elétricos

A metodologia adotada para a elaboração da proposta de eficiência energética baseou-se no levantamento técnico dos motores mais antigos instalados na unidade. Foram considerados critérios como a quantidade de horas de funcionamento e o histórico de manutenção, incluindo casos em que os motores já passaram por rebobinamento mais de uma vez.

A partir dessas informações, realizou-se a comparação entre a condição operacional atual e a solução proposta, que contempla a substituição por motores de maior rendimento, prioritariamente da linha WEG W22 Super Premium e, em aplicações específicas, motores customizados.

A proposta foi elaborada considerando como premissas o custo médio de energia elétrica de R\$ 0,44/kWh em 2026 e 6.413 horas anuais de operação (segunda

a sábado, das 05:00h às 23:00h), carregamento médio equivalente a 80% da carga nominal, horizonte de análise econômica de 10 anos e taxa mínima de atratividade de 10% ao ano. Também foram incorporados ao modelo o plano de troca correspondente a 8% do valor de aquisição dos motores.

Para cada equipamento, foram observados parâmetros como quantidade instalada, potência nominal em Cavalos Vapor (CV), Rotações por minuto (RPM), consumo anual de energia e perfil de aplicação. Em seguida, procedeu-se à seleção de motores equivalentes em potência mecânica, porém com melhor classe de eficiência, mantendo-se a compatibilidade operacional com o processo produtivo e preservando as características de acionamento existentes, conforme Tabela 3. Essa abordagem é tecnicamente adequada porque permite reduzir as perdas elétricas internas do motor sem alterar significativamente a lógica de operação da planta.

Tabela 3 – Características dos Motores Elétricos Selecionados

Circuito	Localização no Unifilar	Velocidade (RPM)	Potência (CV)	Quantidade de Motores	Aplicação
Circuito 4	QF-CM-01	1740	7,5	4	Misturadores
Circuito 4	QF-K-01	3550	30	1	Moinho de Pinos
Circuito 4	QF-CM-01	3560	75	2	Ventilação Forçada
Circuito 14	QC-75-002	1720	3	2	Bomba Centrífuga ETE

Fonte: Autoria Própria, 2025.

A estimativa de economia energética foi obtida a partir da comparação entre o consumo e a demanda anuais do cenário atual e os valores projetados para os motores de maior eficiência. Metodologicamente, a análise baseia-se na comparação entre dois cenários: o de referência, correspondente ao parque motriz em operação, e o cenário proposto, resultante da substituição por equipamentos de maior rendimento. A valoração econômica da economia anual foi realizada por meio da multiplicação da energia economizada pela tarifa média adotada no estudo, seguida do cálculo dos principais indicadores de viabilidade econômica, *payback* simples, Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno, conforme os parâmetros financeiros definidos no relatório técnico.

Adicionalmente, a metodologia permite estimar a redução média de demanda ativa em kW associada ao projeto. Considerando que a economia de energia decorre da redução de perdas e da menor potência requerida para a mesma produção

mecânica, a energia economizada foi convertida em redução média equivalente de demanda, dividindo-se esse valor pelo número anual de horas de operação. Dessa forma, o projeto é avaliado não apenas como economia de kWh, mas também como ação efetiva de redução da demanda elétrica média, reforçando sua aderência a estratégias de racionalização energética em ambiente industrial.

3.7. Caracterização da Revisão dos Bancos de Capacitores Existentes

A unidade consumidora analisada possui um banco de capacitores com potência total instalada de 500 kvar, destinado à compensação de potência reativa e à melhoria do fator de potência da instalação elétrica industrial. Apesar de não aparecer no diagrama unifilar da planta no anexo A, a configuração original é composta por:

- 300 kVAr com acionamento automático por horímetro, configurado para operação das 05h00 às 23h00, instalado no quadro QF-CM-02.
- 100 kVAr com acionamento manual destinado às utilidades, alocado no quadro QLF-23-001.
- 100 kVAr com acionamento manual instalado no quadro QF-K-01.

Essa configuração parcial implica que apenas 60% da potência reativa instalada opera com controle automático, enquanto 40% dependem de intervenção manual. O estudo fundamenta-se no histórico real de penalizações por energia reativa excedente, cuja média anual nos dois últimos anos foi de R\$ 11.299,50.

A proposta analisada consiste na unificação dos três módulos existentes, totalizando 500 kVAr, integrando-os a um único sistema de controle automático instalando na subestação principal da planta.

A nova configuração contempla:

- Integração total ao controlador automático de fator de potência.
- Instalação de horímetro para todos os estágios.
- Lógica de acionamento programável conforme perfil de carga da planta.

O princípio de funcionamento baseia-se na leitura contínua do fator de potência e na inserção ou retirada automática de estágios capacitivos conforme a demanda

instantânea de potência reativa. Para a avaliação da viabilidade financeira foram considerados os seguintes parâmetros:

- Penalização média anual por reativo excedente de R\$ 11.299,50.
- Percentual estimado de redução com automação de 85%.
- Investimento inicial (Ano 0) de R\$ 25.000,00.
- Horizonte de análise para 10 anos.
- Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 10% ao ano.

Assumiu-se fluxo de caixa constante ao longo do período, sem crescimento real da economia anual. O fluxo de caixa foi estruturado conforme:

- Ano 0: investimento inicial negativo de R\$ 25.000,00.
- Anos 1 a 10: entradas anuais constantes de R\$ 9.604,58.

A estrutura adotada permitiu a aplicação direta das funções financeiras do Microsoft Excel para determinação dos indicadores de viabilidade. Foram utilizados três indicadores econômicos, como o *Payback* simples que foi calculado com base no fluxo de caixa acumulado nominal, identificando-se o ponto em que o saldo acumulado se torna positivo. Seguido pelo valor presente líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR), determinada por meio da função financeira do Excel, correspondendo à taxa de desconto que zera o VPL do projeto. A comparação foi realizada conforme critério:

- Se $TIR > TMA$ → Projeto economicamente viável
- Se $TIR < TMA$ → Projeto não viável

O método adotado pode ser resumido nas seguintes etapas:

1. Levantamento histórico de penalizações por reativo excedente entre 2024 e 2025.
2. Caracterização técnica do sistema de compensação existente.
3. Definição da proposta técnica de automação enviada por uma empresa prestadora de serviço, conforme Figura 8, mostrando as medições realizadas na subestação da planta.
4. Estimativa de economia anual com base na proposta comercial.
5. Construção do fluxo de caixa projetado para 10 anos.
6. Cálculo dos indicadores *Payback*, VPL e TIR.

Figura 8 – Medições Elétricas no Barramento Principal.



Fonte: Autoria própria, 2026.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

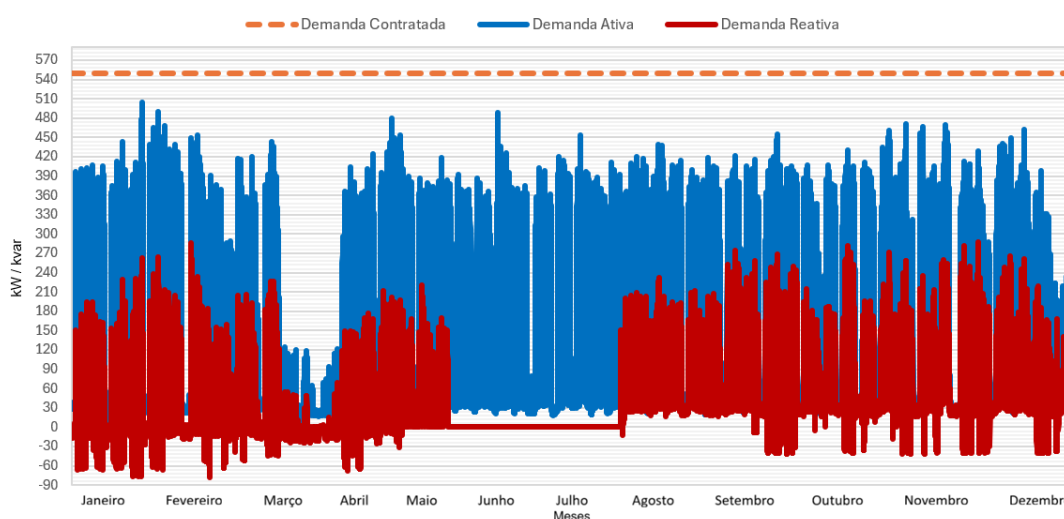
Com base nas informações descritas anteriormente, nesta parte do documento são apresentados e analisados os resultados obtidos a partir dos procedimentos apresentados na seção 3. Material e Métodos.

4.1. Perfil Anual da Curva de Demanda

Após a aquisição dos dados coletados pela memória de massa da concessionária de energia dos anos de 2024 e 2025, seguiu-se à análise das curvas de demanda ativa e reativa da fábrica no período em estudo. A análise foi iniciada por esse ponto, porque ele está diretamente ligado à compreensão do perfil de consumo da unidade, por meio da análise de sazonalidade e picos, base para definir a demanda contratada, identificação do comportamento real de consumo e cálculo do fator de potência.

Na Figura 9 é apresentada a curva anual de demanda ativa e reativa referente ao ano de 2024. A curva azul representa a demanda ativa, enquanto a curva vermelha representa a demanda reativa e a linha tracejada laranja a demanda contratada de 550 kW.

Figura 9 - Curva de Demanda Anual de 2024.



Fonte: Autoria própria, 2025.

Por meio da análise da Figura 9 observa-se no gráfico que, os meses de março e abril são registrados os menores valores de demanda do ano, porque dentro desse período ocorre o recesso de férias coletivas anual da planta. Como também, nas

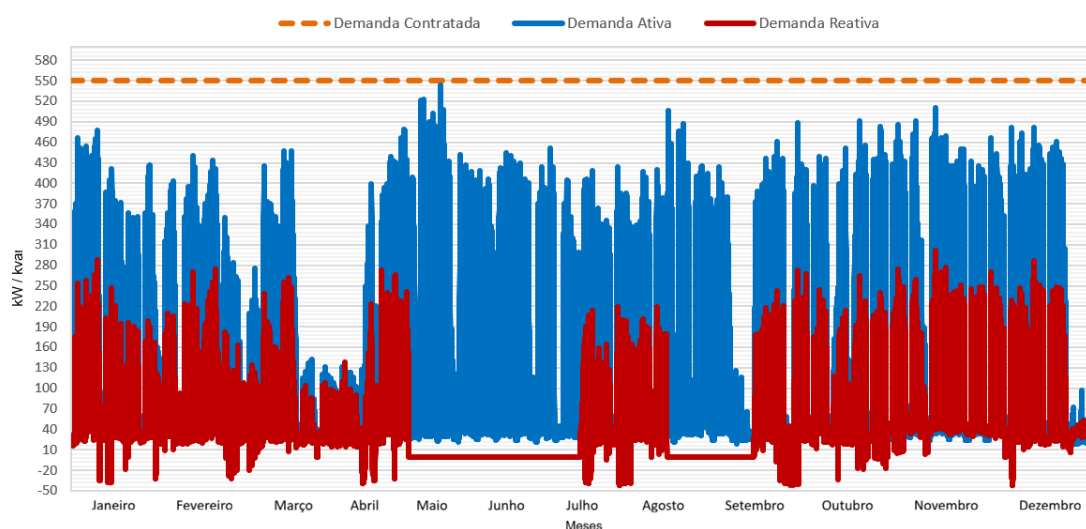
últimas duas semanas do ano são registrados valores menores de demanda, dado os feriados de final de ano e o volume planejado de fabricação reduzido, por questões estratégicas da companhia.

Observa-se a ocorrência de demanda reativa capacitiva (negativa) em dois períodos específicos do ano: janeiro a abril e agosto a dezembro. Esse comportamento decorre da sobrecompensação capacitiva durante horários de baixa carga reativa. Em outras palavras, quando a planta opera com carga mínima, os bancos de capacitores continuam injetando potência reativa capacitiva mesmo sem necessidade, o que resulta em valores negativos de demanda reativa. Isso ocorreu porque, adotou-se a estratégia de desligar manualmente os bancos de capacitores sem horímetro após o encerramento das atividades, às 23h, e religá-lo somente às 5h do dia seguinte, durante a inicialização da operação. Contudo, essa prática não foi mantida ao longo do restante do ano.

No período de junho e julho de 2024, não foram registrados valores de demanda reativa. Dado que, nesses meses, houve um erro de leitura do medidor de energia que zerou os dados de demanda reativa. Dessa forma, as leituras que não apresentam valores foram desconsideradas das análises.

Assim como no ano anterior, a Figura 10 apresenta a curva anual da demanda ativa e reativa da unidade consumidora ao longo do ano de 2025, construída a partir dos dados horários da memória de massa.

Figura 10 - Curva de Demanda Anual de 2025.



Fonte: Autoria própria, 2026.

A análise da Figura 10 evidencia um comportamento operacional caracterizado por alta variabilidade ao longo do ano, mas sem ultrapassagem da demanda contratada de 550 kW (linha tracejada laranja), com períodos bem definidos de carregamento elevado, intercalados por intervalos de baixa demanda. Observa-se que a demanda ativa apresenta valores predominantemente elevados na maior parte dos meses, com picos frequentes situados entre aproximadamente 400 kW e próximo de 550 kW, indicando forte solicitação do sistema elétrico durante os períodos produtivos.

Em 2025, assim como em 2024, observam-se intervalos prolongados de baixa demanda, especialmente entre março e abril, quando a carga se aproxima do patamar mínimo da instalação. No entanto, em 2025 esses períodos foram mais frequentes, em função de paradas operacionais programadas decorrentes de ajustes no planejamento produtivo, resultando em maior variabilidade da demanda ao longo do ano.

A demanda reativa permaneceu elevada durante todo o período, inclusive em condições de baixa demanda ativa. A presença de valores reativos significativos mesmo em carga reduzida evidencia a atuação de cargas indutivas permanentes, como transformadores, motores em vazio e sistemas auxiliares, provocando degradação do fator de potência. Embora tenha sido adotado o desligamento manual dos bancos de capacitores sem horímetro fora do horário produtivo, essa prática também ocorreu de forma inconsistente em 2025. Ademais, as medições de demanda reativa ausentes nos meses de maio, junho e agosto foram desconsideradas das análises seguintes de curva de demanda média reativa e fator de potência.

A comparação entre os anos indica que 2024 apresentou um perfil de demanda mais estável, com menor dispersão dos valores, enquanto 2025 se caracterizou por maior variabilidade e períodos prolongados de baixa carga. Em ambos os anos há circulação contínua de potência reativa, porém em 2025 esse efeito é mais acentuado em cargas parciais, indicando inadequação da estratégia de compensação adotada. De forma geral, 2025 apresenta maior potencial para otimização da demanda contratada, tendo em vista maiores intervalos de menor demanda do sistema elétrico da planta, enquanto 2024 oferece maior estabilidade operacional e menor risco de ultrapassagens.

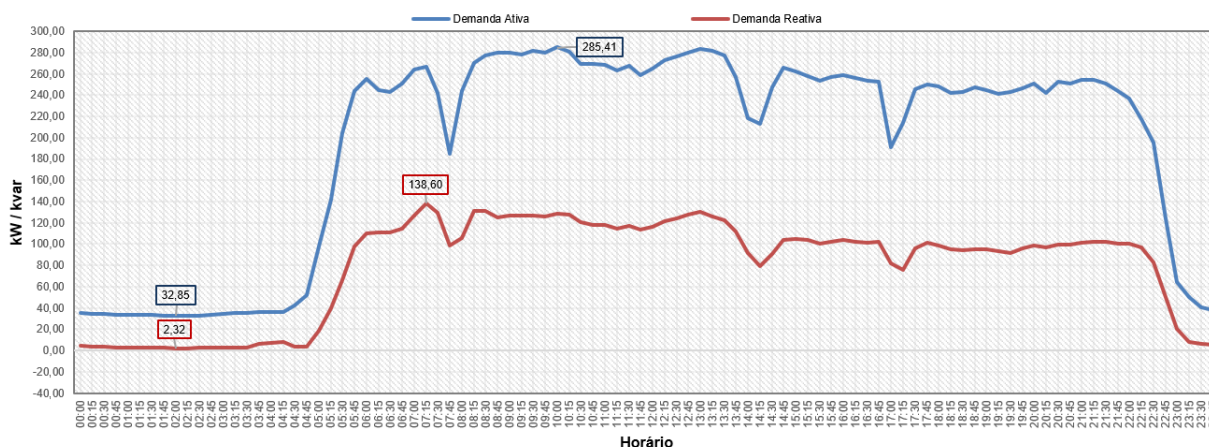
4.2. Perfil Diário da Curva Média de Demanda

A análise do perfil diário da curva média de demanda nos anos de 2024 e 2025 tem como objetivo caracterizar o comportamento energético da unidade consumidora, identificando padrões operacionais, demanda base e horários de pico que representam o comportamento da planta industrial. A partir dessa análise, são calculados indicadores técnicos, como fator de carga e índice de utilização da demanda, que permitem avaliar a eficiência do uso do sistema elétrico da planta e fundamentar estudos de otimização da demanda contratada, redução de custos e melhoria do desempenho energético global.

4.2.1 Perfil dos Dias Úteis

O gráfico da Figura 11 representa o cenário de maior carga da fábrica em 2024, associado à curva média de um dia útil de produção, sendo considerado as 24h de um dia com os intervalos médios de demanda ativa e reativa recebidos pela rede da concessionária nos intervalos de medição.

Figura 11 - Curva Diária Média dos Dias Úteis 2024.



Fonte: Autoria própria, 2025.

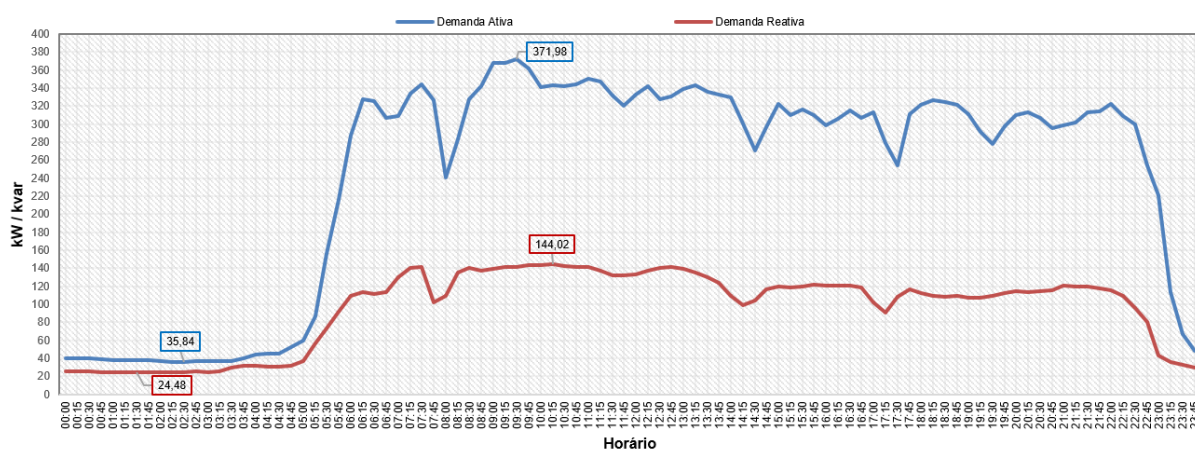
Observa-se aumento de carga entre 05:30h e 08:00h, associado ao início das linhas de produção, além de quedas pontuais por volta de 07:45h, 14:00h e 17:00h, decorrentes de pausas operacionais e trocas de turno. A carga se mantém elevada e com tendência de estabilidade nos períodos de 08:00h a 13:00h, 14:30h a 17:00h e 18:30h a 22:00h, compatíveis com a operação contínua das máquinas, seguida de redução gradual após esse horário para encerramento do expediente. A demanda

reativa acompanha a demanda ativa, refletindo o acionamento de motores, bombas e sistemas auxiliares.

Nos dias úteis, com base na Figura 11, a demanda média registrada foi de 194,94 kW, com pico médio máximo de 285,41 kW às 10:00h e demanda reativa média máxima de 138,60 kvar às 07:15h, evidenciando a concentração das cargas produtivas no período da manhã. A demanda média mínima ocorreu às 02:00h, com 32,85 kW, caracterizando a carga base da planta, composta por sistemas de operação contínua, como iluminação, sopradores da estação de tratamento de esgoto e sistemas de segurança. O fator de carga de 0,68 e o índice de utilização de 18,93 kWh/kW indicam boa utilização da infraestrutura elétrica e relativa estabilidade operacional.

A análise do perfil médio dos dias úteis de 2025, apresentada na Figura 12, aponta demanda ativa máxima média de 371,98 kW às 09:30h, coincidindo com o período de maior solicitação energética da planta, associado ao intervalo de operação simultânea das cargas industriais, acionamentos eletromecânicos e sistemas administrativos. Em contrapartida, a demanda mínima média foi de 35,84 kW às 02:30h, representando a necessidade residual da unidade, dominado por cargas permanentes e sistemas auxiliares.

Figura 12 - Curva Diária Média dos Dias Úteis 2025.



Fonte: Autoria própria, 2026.

Para os dias úteis de 2025 a demanda ativa média diária foi de 243,18 kW, resultando em um fator de carga de 0,654, o que indica um perfil de carga moderadamente concentrado, com maiores frequências de picos de demanda ao

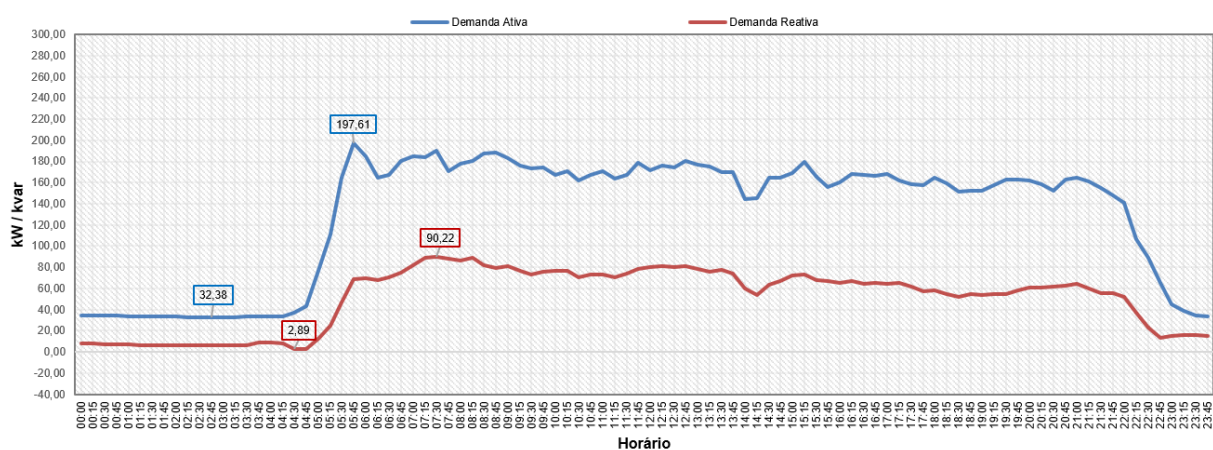
longo do dia em comparação ao ano anterior. O índice de utilização da demanda foi de 15,69 kWh/kW, demonstrando que a demanda máxima observada é utilizada de forma relativamente eficiente ao longo do dia, próximo do realizado em 2024.

A demanda média reativa máxima nos dias úteis atingiu 144,02 kvar às 10:15h, enquanto a mínima foi de 24,48 kvar, às 01:30h. Ao comparar os dois anos, os resultados indicam um desempenho global satisfatório de utilização de demanda, com presença de picos médios maiores em 2025, porém com períodos específicos de considerável participação de potência reativa, especialmente durante transições de carga e horários de menor utilização da potência ativa.

4.2.2 Perfil dos Sábados

A curva média dos sábados, conforme Figura 13 e 14, indicam uma demanda intermediária, menor que dias úteis, porém maior que domingos e feriados. Há movimento de carga semelhantes ao dia útil de produção com os mesmos intervalos horários, porém com picos reduzidos, refletindo operação parcial da planta com turnos reduzidos, produção intermitente e atividades programadas.

Figura 13 - Curva Diária Média dos Sábados 2024.



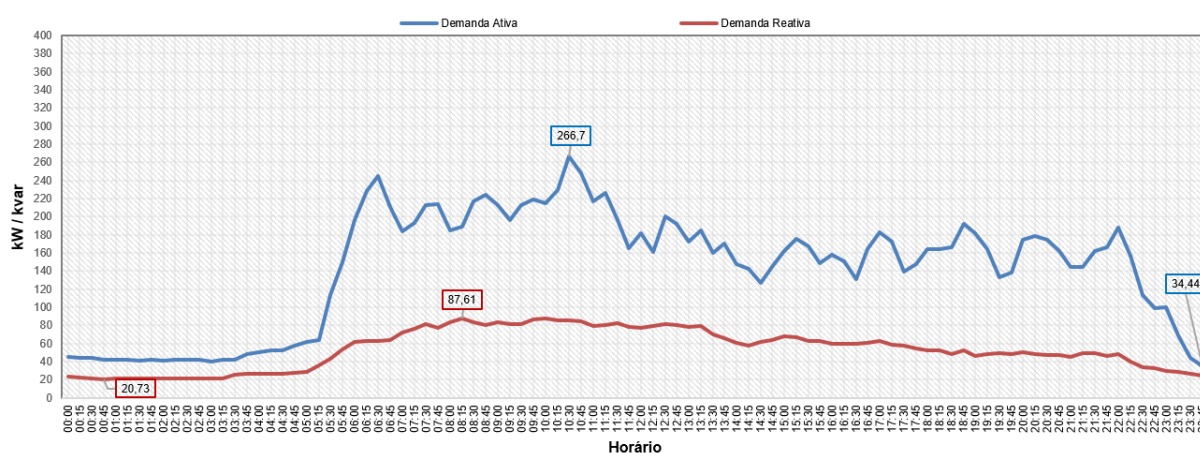
Fonte: Autoria própria, 2025.

Nos sábados, a planta produz apenas duas vezes por mês, nos demais, realiza atividades de manutenção apenas no primeiro turno (05:00h – 14:00h). Por isso, existe uma tendência de queda da demanda após o horário de 14:00h. Essa curva é relevante para estratégias de controle de demanda, pois mostra dias com carga significativa, embora com operação parcial.

Em 2024, conforme apresentado na Figura 13, o pico médio de demanda ativa foi de 197,61 kW, registrado às 05:45h, enquanto o pico de demanda reativa atingiu 90,22 kvar às 07:30h. A demanda média observada foi de 130,46 kW, evidenciando uma redução em relação aos horários de pico. De modo semelhante aos dias úteis, a menor demanda média ocorreu às 02:45h, com 32,38 kW, caracterizando a carga base da planta. O fator de carga de 0,66 e o índice de utilização de 15,15 kWh/kW demonstram que, apesar da redução do nível produtivo aos sábados, a planta manteve um comportamento energético relativamente constante ao longo de 2024.

Com base na Figura 14 para 2025, a demanda ativa média máxima foi de 266,70 kW, registrada às 10:30h, enquanto a demanda média mínima foi de 34,44 kW, às 23:45h. A demanda média diária para os sábados foi de 142,56 kW, resultando em um fator de carga de 0,535, o que evidencia um perfil mais intermitente, com maior concentração de carga em janelas específicas. Dessa forma, o índice kWh/kW foi de 12,83, indicando menor eficiência no uso do pico de potência.

Figura 14 - Curva Diária Média dos Sábados 2025.



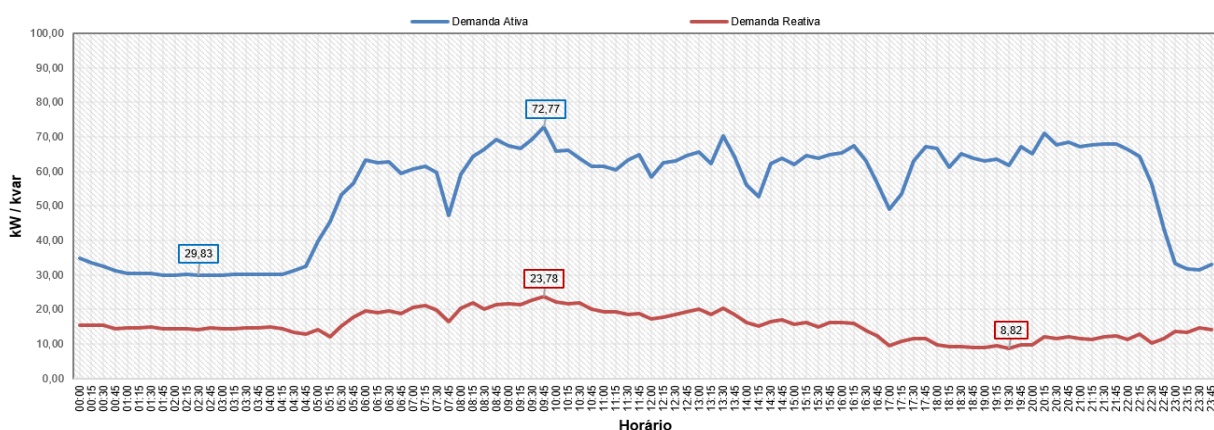
Fonte: Autoria própria, 2026.

Comparativamente, enquanto 2024 apresenta um comportamento energético mais equilibrado e eficiente, típico de operação parcial, porém contínua, 2025 evidencia um regime operacional mais agressivo e intermitente, com picos elevados e menor utilização efetiva da potência disponível, caracterizando uma deterioração do desempenho energético global, como pode ser visto na Figura 14.

4.2.3 Perfil dos Domingos e Feriados

Domingos e feriados representados pelas curvas na Figura 15 e 16 apresentam a demanda média do comportamento elétrico de carga base da planta sem produção, que se mantém variando de 39kW a 65 kW. Concentrados em cargas obrigatórias como sistemas de vigilância, automação, iluminação essencial e equipamentos de utilidades que não podem ser desligados.

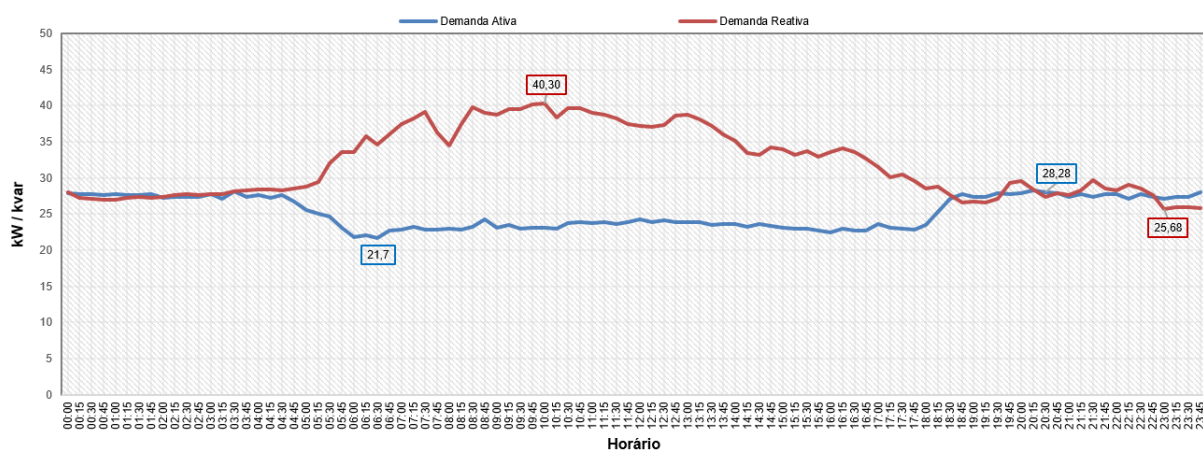
Figura 15 – Curva Diária Média dos Domingos e Feriados 2024.



Fonte: Autoria própria, 2025.

Conforme ilustrado na Figura 15, com pico médio de 72,77 kW e 23,78 kvar às 09:45, a demanda média caiu para 54,51 kW. Assim como nos dias úteis e sábados, a demanda média mínima de 29,83 kW foi registrada às 02:30h. De modo que, o fator de carga elevado de 0,75 indica que o perfil de consumo nesses dias é praticamente constante, caracterizando o consumo fixo estrutural independente da produção. Bem como, o índice de utilização de demanda de 23,99 kWh/kW apresenta menores valores de durações de picos de demanda do sistema elétrico da fábrica.

Figura 16 - Curva Diária Média dos Domingos e Feriados 2025.



Fonte: Autoria própria, 2026.

Com base na Figura 16, a demanda ativa média situa-se em torno de 26 kW, apresentando baixa variação ao longo do dia. Observa-se ainda que, em 2025, a demanda reativa média, aproximadamente 32,09 kvar, é superior à demanda ativa média, evidenciando a predominância de componentes indutivos permanentes neste perfil de carga da planta. A demanda média ativa máxima observada foi de 28,28 kW às 20:15 h, enquanto a demanda reativa máxima atingiu 40,30 kvar às 10:00 h. Por outro lado, o valor médio mínimo registrado foi de 21,70 kW às 06:30 h e 25,68 kvar às 23:00 h.

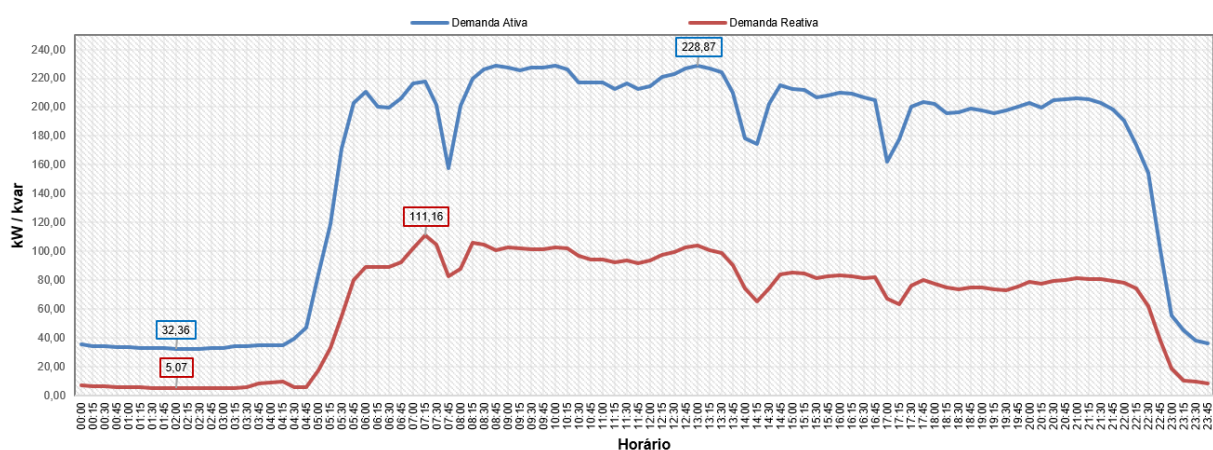
Esses valores evidenciam uma curva de carga significativamente mais plana quando comparada aos dias úteis e aos sábados em 2025, refletida pelo fator de carga elevado de 0,85. O índice de aproveitamento da demanda, expresso em kWh/kW, atingiu o valor de 20,61, o que representa um índice elevado que, neste contexto, não está associado à eficiência produtiva, mas sim à manutenção contínua da carga base durante todo o período analisado.

A principal diferença entre 2024 e 2025 é a redução significativa da potência ativa da carga fixa em 2025, acompanhada de um perfil mais constante ao longo do dia e com predominância de potência reativa. Em 2025, a demanda ativa média apresentou redução de aproximadamente 52% em relação a 2024, indicando possivelmente o desligamento de cargas ativas não essenciais nos períodos sem produção. Em contrapartida, a demanda reativa passou a superar a demanda ativa, caracterizando a predominância de cargas indutivas permanentes, o que resulta em maior circulação de potência reativa e menor eficiência no aproveitamento energético em momentos sem produção da planta.

4.2.4 Perfil Geral da Planta

A curva consolidada geral de 2024 na Figura17 representa o comportamento médio global da planta ao longo do ano, considerando a ponderação natural entre dias úteis, sábados e domingos/feriados. Essa curva é particularmente relevante, pois expressa o perfil de demanda médio real da unidade consumidora, refletindo o regime operacional predominante ao longo do período analisado.

Figura 17 – Curva Diária Média 2024.



Fonte: Autoria própria, 2025.

No perfil diário geral de 2024 os indicadores observados para esse cenário foram a demanda média de 160,10 kW, com pico médio de 228,87 kW às 13:00h e 111,16 kvar, demanda média mínima de 32,36 kW e 5,07 kvar às 02:00h, fator de carga de 0,70 e índice de utilização de 17,92 kWh/kW. O perfil horário da curva consolidada apresenta crescimento gradual da demanda a partir da manhã. Esse comportamento indica a presença de uma carga base estrutural constante no período noturno registrada no intervalo das 02:00h em todos os perfis diários, a elevação da demanda ao longo da manhã devido ao início das atividades produtivas e concentração do pico no início da tarde, quando a planta atinge o maior nível de operação simultânea. A análise comparativa do perfil diário geral de 2024 demonstra que a carga base estrutural da planta permanece constante em todos os cenários, situando-se entre 30 e 35 kW.

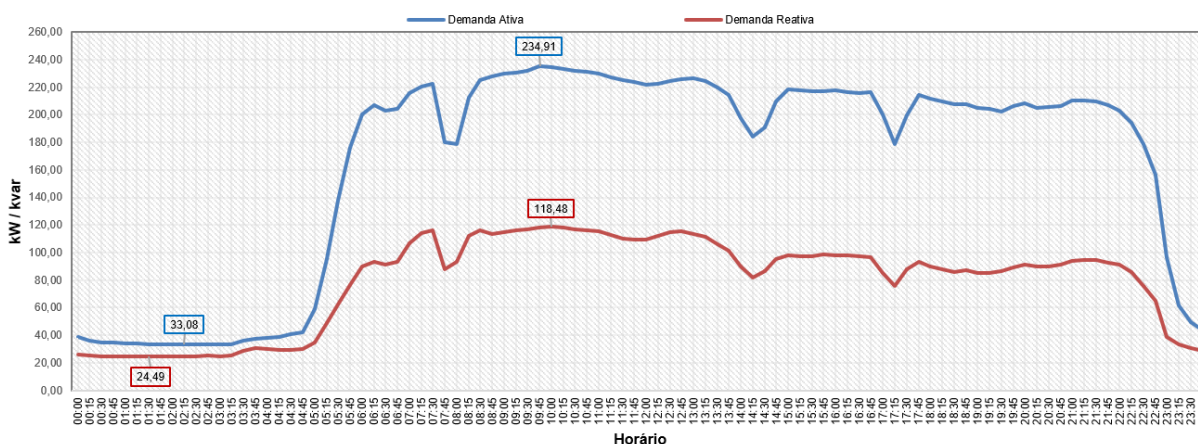
Para compreender a influência das demais curvas sobre o cenário geral, é necessário comparar seus valores médios. Observa-se que a demanda média da curva consolidada (160,10 kW) está:

- Abaixo da demanda dos dias úteis (194,94 kW).
- Acima da demanda dos sábados (130,46 kW).
- Muito acima da demanda de domingos/feriados (54,51 kW).

Isso indica que o comportamento médio anual está posicionado entre o regime produtivo intenso dos dias úteis e o regime parcial dos sábados. Isso mostra que os dias úteis elevam significativamente o nível médio da curva diária anual, tendo em vista que a maior parte da demanda consumida ao longo do ano ocorre nesses dias. Os sábados atuam como regime intermediário, eles reduzem a média anual em relação aos dias úteis, mas não de forma tão significativa quanto os domingos. Aproximadamente 80% da demanda média anual está associada à produção e cerca de 20% correspondem à carga estrutural permanente.

A curva média diária geral de 2025 representa o perfil médio anual, resultante também da combinação dos cenários de dias úteis, sábados e domingos/feriados, conforme presente na Figura 18.

Figura 18 - Curva Diária Média 2025.



Fonte: Autoria própria, 2026.

Com isso, os indicadores desse cenário apresentam a demanda média diária geral de 164,95 kW e demanda média máxima de 234,91 kW, com fator de carga em 0,62. As principais características observadas por meio dos dados médios da curva geral de um dia para 2025 são:

- Carga mínima média de 24,49 kW durante a madrugada às 01:30h.

- Pico médio diário entre 09:00h e 11:00h, com valores entre de 229 a 235 kW, pico médio de 234,91 kW às 09:45h e 118,48 kvar às 10:00h.
- Início do decréscimo após 22:00h.

A análise dos perfis médios horários do ano de 2025 permite concluir que o fator de carga anual, próximo de 0,62, é influenciado principalmente pelo comportamento dos dias úteis e pela carga base dos domingos e feriados. Do ponto de vista dos indicadores, os dias úteis apresentam melhor equilíbrio entre demanda, enquanto domingos e feriados apresentam os piores índices de qualidade energética, com kvarh/kW elevados e demanda reativa alta, configurando cenários tecnicamente desfavoráveis e economicamente penalizáveis.

A análise das curvas médias diárias anuais de 2024 e 2025 das Figuras 17 e 18 permite concluir que o perfil de operação da planta se manteve estruturalmente semelhante entre os anos, contudo reforça que 2025 apresentou mais intervalos de paradas de produção, apesar disso houve o aumento da demanda média ativa em 3,03% e reativa em 22,62%, indicando maior utilização da planta, conforme a Tabela 4.

Tabela 4 – Comparativo entre 2024 e 2025 da Curva Diária Média Anual.

Indicador	2024	2025	Varição
Demanda média em kW	160,10	164,95	3,03%
Demanda média em kvar	64,59	79,20	22,62%
Energia média em kWh/15 min	40,02	41,23	3,02%
Energia média em kvarh/15 min	12,51	14,92	19,29%
Fator de Carga	0,70	0,62	-11,43%
Índice de kWh/kW	17,92	24,08	34,34%

Fonte: Autoria Própria, 2026.

A análise detalhada dos dados de demanda elétrica e do fator de carga da unidade industrial permitiu concluir que o principal desafio energético da instalação não está restrito aos picos de demanda observados nos dias úteis. Observa-se que a maior limitação está associada ao uso da demanda durante períodos de baixa produção, como domingos e feriados.

Diante desse cenário, torna-se tecnicamente recomendável a revisão do sistema de compensação reativa, conforme será discutido no tópico subsequente.

4.3. Perfil do Fator de Potência

A análise do fator de potência da unidade consumidora foi realizada a partir dos dados de memória de massa referentes aos anos de 2024 e 2025, em conformidade com o PRODIST – Módulo 8.

O estudo teve como foco caracterizar o comportamento do fator de potência ao longo do período analisado, entre dias úteis, sábados e domingos/feriados, identificar padrões operacionais e faixas horárias críticas, correlacionar o desempenho elétrico com a incidência de excedente reativo e subsidiar a proposição de melhorias técnicas voltadas à eficiência energética.

Para assegurar a validade da análise, foram desconsiderados os períodos sem registro de demanda reativa, nos quais não foi possível calcular corretamente o fator de potência. Assim, os meses sem medições válidas não foram incluídos nos resultados apresentados, a exemplo de:

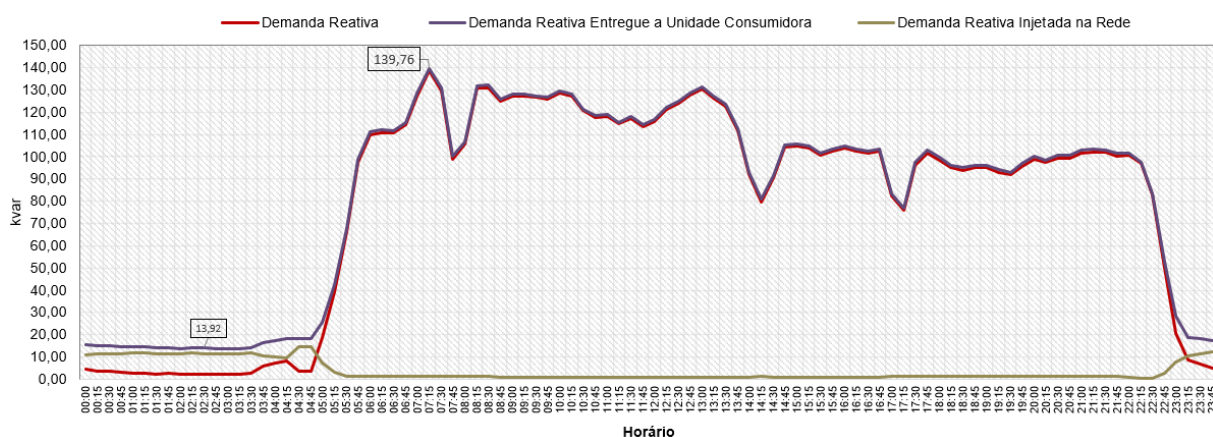
- Junho e julho de 2024.
- Maio, junho e agosto de 2025.

Contudo, para fins de faturamento a concessionária considerou fator de potência unitário, não ocorrendo cobrança por excedente reativo nesses meses. Dessa forma, os meses expurgados não representam desempenho energético satisfatório, mas apenas ausência de dados válidos de medição.

4.3.1 Avaliação do comportamento do fator de potência em 2024

A Figura 19 apresenta a curva diária média do comportamento de demanda reativa ao longo de um dia útil de produção em 2024, de modo que a demanda reativa faturada (linha vermelha) pela concessionária de energia é a diferença entre a demanda reativa entregue a unidade consumidora (em roxo) pela demanda reativa injetada por essa mesma unidade consumidora na rede (em marrom).

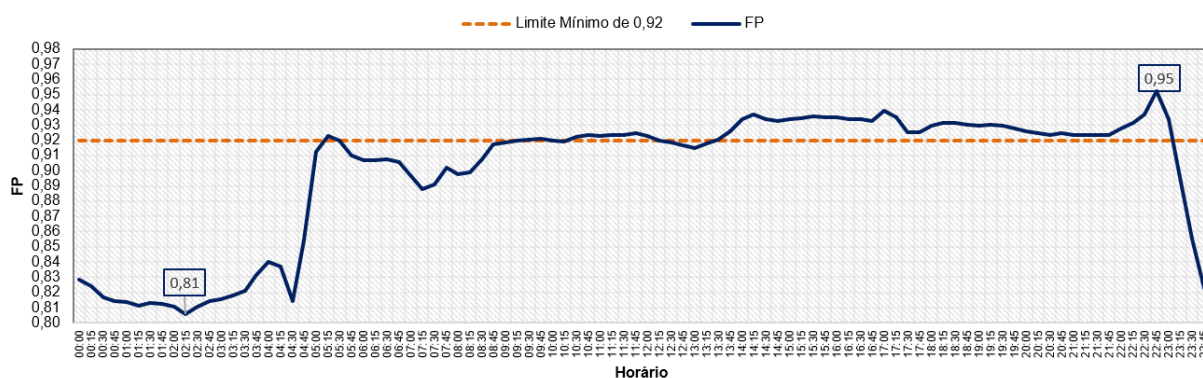
Figura 19 - Curva Diária Média do Recebimento e Injeção de Demanda Reativa em Dias Úteis 2024.



Fonte: Autoria própria, 2025.

Nos dias úteis de 2024, a curva média horária de demanda reativa entregue apresentou seu menor valor às 2:30h com 13,92 kvar e maior registro com 139,76 kvar às 7:15h. Apresentando um regime de estabilidade entre 8:00h e 14:00h, 14:30h e 16:45h, 18:00h e 22:15h, após as paradas para diálogos de segurança e troca de turno. Dessa forma, a Figura 20 apresenta o comportamento médio do fator de potência para um dia útil de produção. Observa-se elevação do fator de potência durante o período de início de produção plena, entre 5:00h e 8:00h.

Figura 20 – Fator de Potência Médio Diário em Dias Úteis 2024.



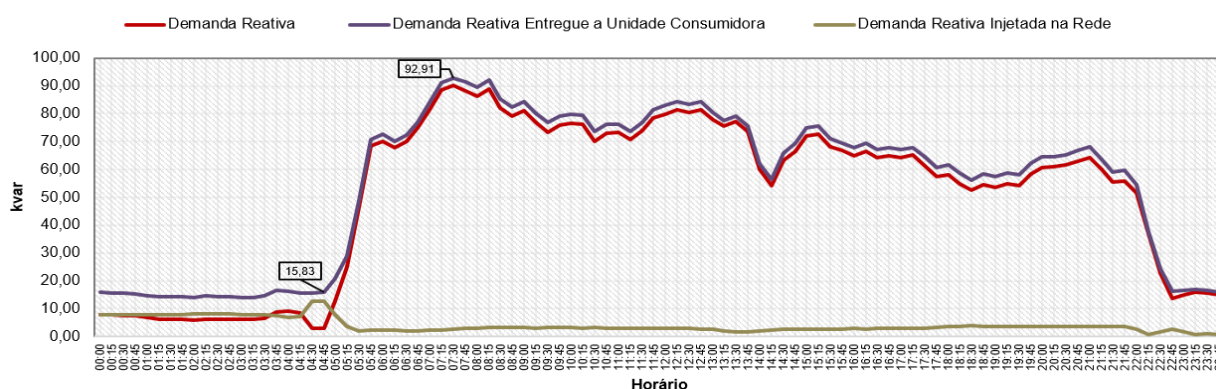
Fonte: Autoria própria, 2025.

Com base na Figura 20, no intervalo de 8:00h e 23:00h o fator de potência permanece próximo ou acima do limite regulatório, com menor incidência de penalizações, quando a carga ativa do sistema é mais elevada, típico de operação industrial contínua, com o melhor valor registrado de fator de potência de 0,95 às

22:45h. Os menores valores ocorrem durante a madrugada, entre 0h e 5h. Nessas faixas, a carga ativa é reduzida e predomina o consumo de motores de cargas essenciais como da ETE e *freezers* do refeitório e da loja interna, resultando em maior defasagem entre tensão e corrente.

Para os sábados, a Figura 21 representa a curva diária média do comportamento de demanda reativa ao longo de 24 horas. À vista disso, o menor valor registrado de demanda reativa entregue a unidade consumidora foi contabilizado às 4:45h com 15,83 kvar e maior registro com 92,91 kvar às 7:30h (faturado 90,22 kvar de demanda reativa e injetado 2,68 kvar na rede elétrica neste intervalo), visto pela linha roxa.

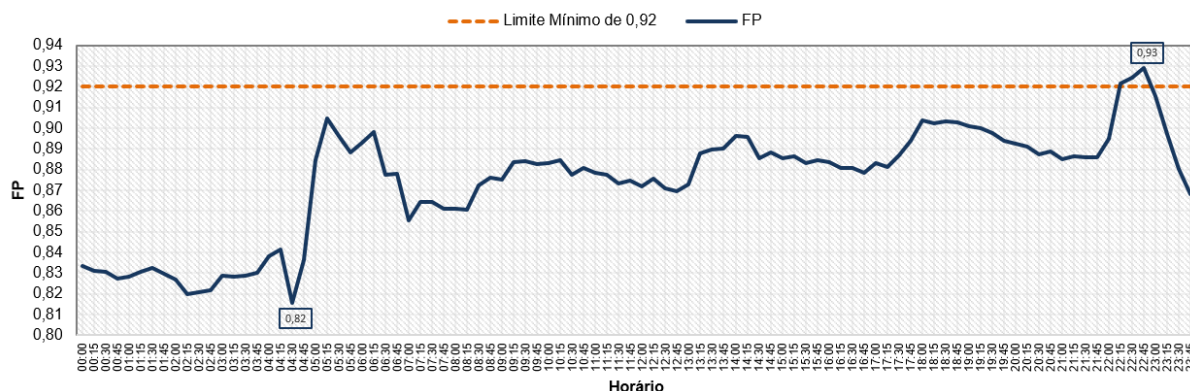
Figura 21 - Curva Diária Média do Recebimento e Injeção de Demanda Reativa aos Sábados 2024.



Fonte: Autoria própria, 2025.

A Figura 22 a seguir demonstra o comportamento do fator de potência para o sábado. Neste cenário, a planta opera em regime parcial, com redução da carga ativa. Esse comportamento provoca a operação de motores abaixo da carga nominal e a manutenção da potência reativa magnetizante.

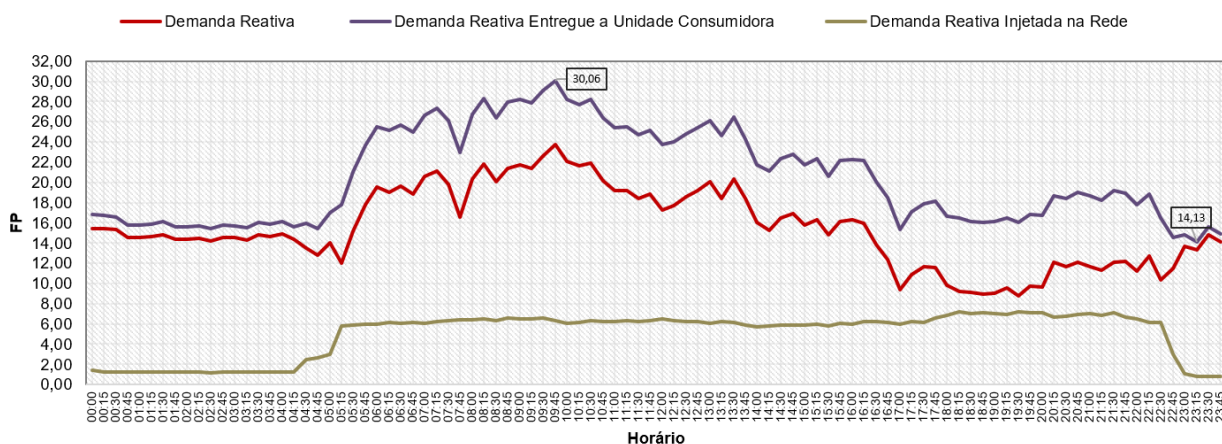
Figura 22 – Fator de Potência Médio Diário aos Sábados 2024.



Fonte: Autoria própria, 2025.

Observa-se na Figura 22 o maior tempo de queda do fator de potência no período entre 0:00h e 7:00h, com o menor valor registrado de 0,82 às 4:30h, momento em que a planta está energizada com cargas bases. A segunda faixa horária mais crítica é após as 23:00h quando a produção é finalizada nos sábados produzidos. Sendo o melhor desempenho registrado no horário de 22:45h com média horária de 0,93 de FP aos sábados. Em comparação aos dias úteis, observa-se a redução do fator de potência médio e a maior incidência de períodos abaixo do limite regulamentar de 0,92. Os domingos e feriados de 2024 apresentam o pior desempenho energético entre os tipos de dia analisados no ano, conforme pode ser visto na Figura 23.

Figura 23 - Curva Diária Média do Recebimento e Injeção de Demanda Reativa em Domingos e Feriados 2024.

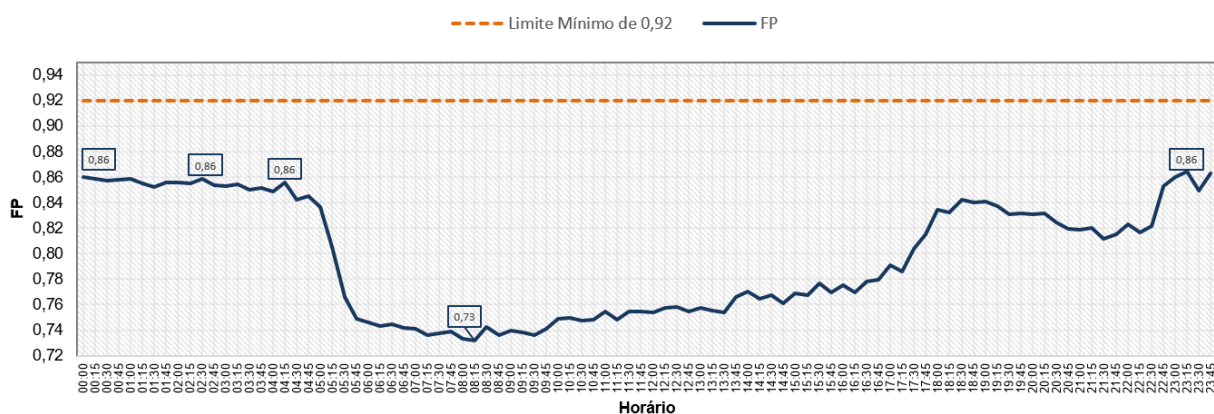


Fonte: Autoria própria, 2025.

Dessa forma, os dados sugerem que a diferença entre a demanda reativa entregue a unidade consumidora e a demanda reativa faturada é maior, dado que a injeção de demanda reativa na rede elétrica nestes dias é a maior entre todos os cenários analisados. Esse cenário resulta no menor consumo de potência ativa, predominância de potência reativa magnetizante e a redução significativa do fator de potência médio.

A Figura 24 reforça a tendência de menor aproveitamento de demanda, com base no comportamento do fator de potência dos domingos e feriados. As faixas horárias com menores valores ocorrem de 5:15h até 17:15h, com o menor registro feito às 8:15h com 0,73 de FP médio horário. Fora desse intervalo o fator de potência apresentou tendência de manter-se em 0,86 como pode ser visto abaixo.

Figura 24 – Fator de Potência Médio Diário em Domingos e Feriados 2024.

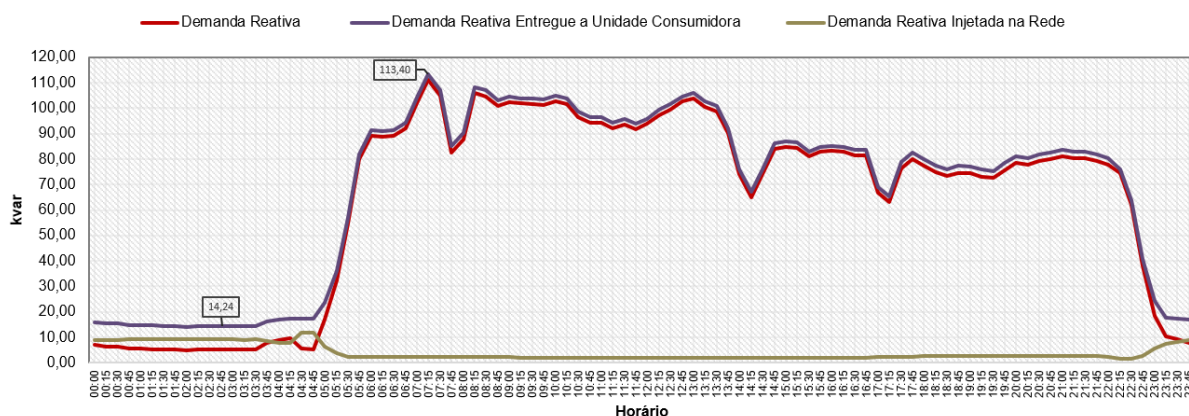


Fonte: Autoria própria 2025.

De acordo com os dados representados na Figura 23, que apresenta a curva diária média de demanda dos Domingos e Feriados, menores valores de demanda ativa não conseguem em sua totalidade compensar valores prolongados de demanda reativa com cargas indutivas energizadas por longos períodos, mesmo ativos essenciais como o soprador da estação de tratamento de esgoto.

A Figura 25 representa a média horária consolidada de todos os tipos de dia (dias úteis, sábados e domingos/feriados) de demanda reativa e fator de potência na Figura 26, permitindo avaliar o comportamento global do sistema elétrico ao longo do dia. Essa análise é importante porque reflete o desempenho médio da unidade consumidora e sua tendência de penalização por excedente reativo.

Figura 25 - Curva Diária Média do Recebimento e Injeção de Demanda Reativa Geral 2024.

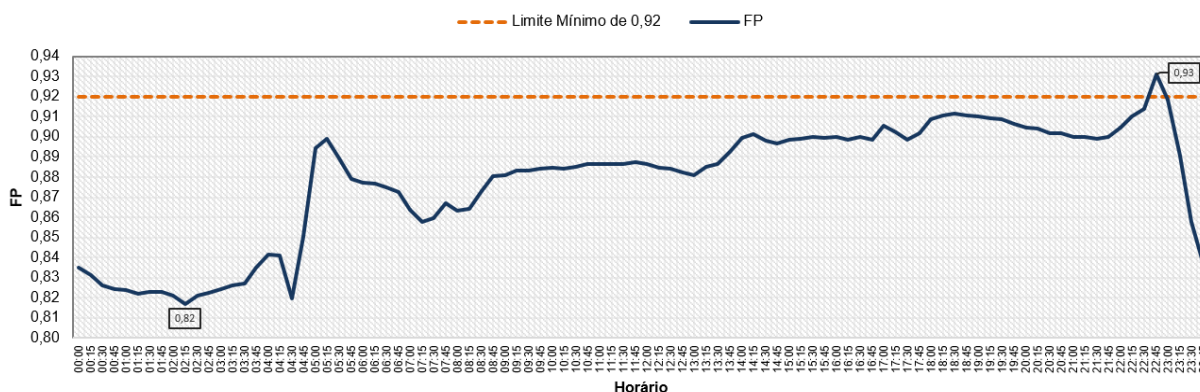


Fonte: Autoria própria, 2025.

A curva de demanda reativa da Figura 25 apresenta o comportamento típico com os maiores valores ocorrendo durante o período de início das atividades industriais a partir das 5:00h, com pico médio de 113,40 kvar às 7:15h. Com a menor diferença entre a demanda média reativa (faturada) e a demanda média reativa entregue a unidade consumidora, devido os menores valores de injeção de demanda reativa na rede entre 5:15h até 23:00h, período de produção contínua. Esse comportamento é característico de sistemas industriais com grande presença de motores de indução nos quais a estabilização da produção reduz a variação reativa. Os menores valores de demanda reativa estão alocados na madrugada, entre 0:00h e 4:00h, com o menor valor médio de 14,24 kvar às 2:45h.

O fator de potência médio horário em 2024 apresenta três zonas operacionais bem definidas, como pode ser visto na Figura 26.

Figura 26 – Fator de Potência Médio Diário Geral 2024.



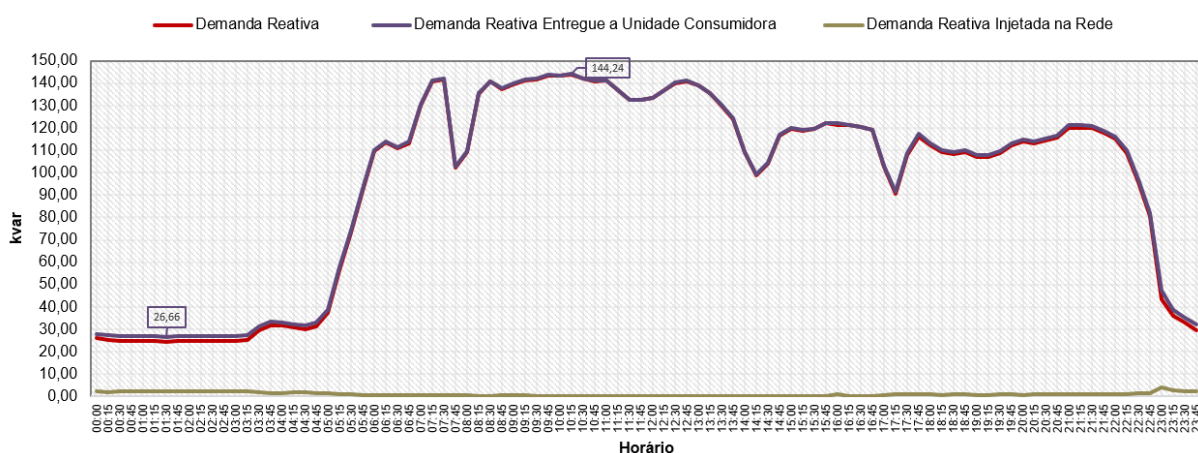
Fonte: Autoria própria, 2025.

O gráfico da Figura 26 mostra que, de forma geral, o FP permanece abaixo do limite de 0,92, principalmente devido ao desempenho dos sábados e domingos/feriados. A melhor faixa de operação ocorre entre 17:45h e 23:00h, quando o fator de potência se aproxima ou supera o limite regulamentar como às 22:45h, quando atinge 0,93. Há também uma faixa intermediária entre 5:00h e 8:00h e por volta das 17:00h, indicando tendência de elevação do FP nesses períodos. Já a faixa crítica ocorre entre 0:00h e 4:45h, registrando o menor valor às 2:15h com 0,82, associado a baixa carga ativa.

4.3.2 Avaliação do comportamento do fator de potência em 2025

A análise das curvas horárias médias de 2025 evidenciou deterioração do fator de potência médio da instalação em relação a 2024, refletindo-se diretamente no aumento das cobranças por excedente de energia reativa. A Figura 27 apresenta a curva diária média da demanda reativa em um dia útil de produção de 2025 e demonstra que, assim como observado no ano anterior, a demanda reativa faturada pela concessionária (linha vermelha) corresponde à diferença entre a demanda reativa absorvida pela unidade consumidora (curva roxa) e a demanda reativa por ela injetada na rede (curva marrom).

Figura 27 - Curva Diária Média do Recebimento e Injeção de Demanda Reativa em Dias Úteis 2025.



Fonte: Autoria própria, 2026.

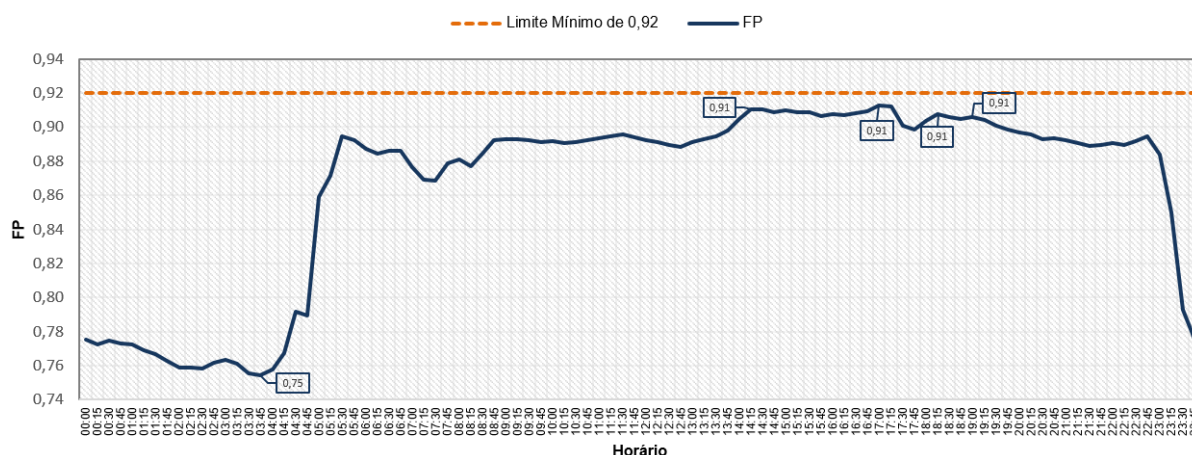
Nos dias úteis, a demanda reativa apresenta perfil típico de operação industrial contínua, com elevação entre 5:00h e 7:30h devido à partida simultânea das linhas de

produção, atingindo pico médio de 144,24 kvar às 10:15h. A operação permanece estável nos intervalos de 8:00h–14:00h, 14:30h–16:45h e 18:00h–22:15h, refletindo a manutenção da rotina produtiva.

A injeção de potência reativa indutiva ocorre principalmente durante a madrugada, em períodos de baixa carga ativa, concentrando-se entre 0:00h e 04:30h e após as 23:00h, com a menor demanda média reativa entregue de 26,66 kvar às 01:30h, conforme a Figura 27.

Em 2025, o fator de potência médio nos dias úteis apresentou pior desempenho em relação a 2024, com maior permanência abaixo do limite regulatório de 0,92, especialmente em baixa carga, reduzindo-se de aproximadamente 0,90 para 0,87, conforme indicado na Figura 28.

Figura 28 – Fator de Potência Médio Diário em Dias Úteis 2025.



Fonte: Autoria própria, 2026.

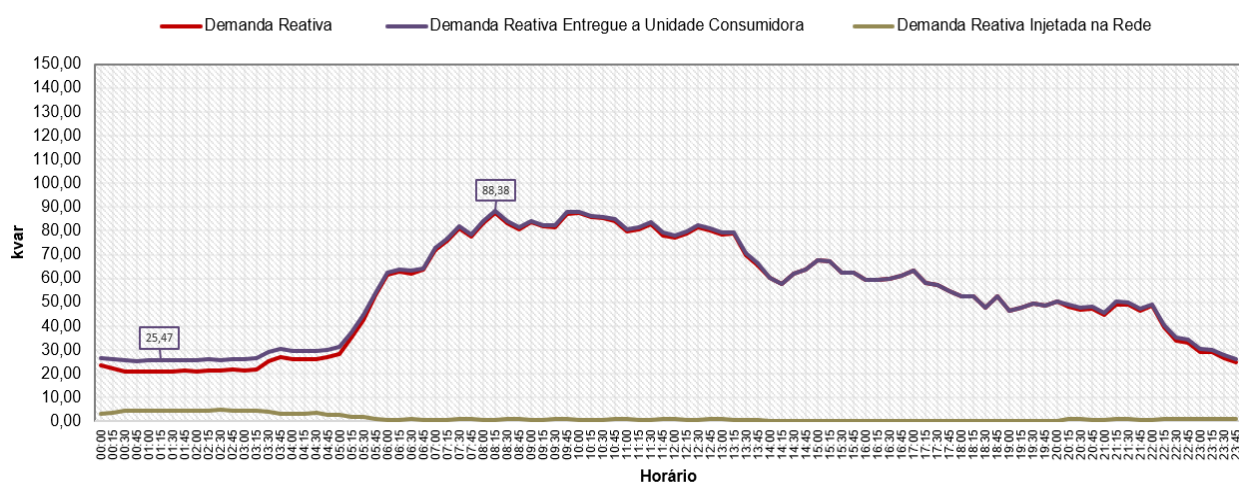
Como mostrado na Figura 28 as principais faixas horárias críticas foram entre 0:00h e 4:45h, momento em que foi registrado o menor valor médio de FP com 0,75 (às 3:45h). No intervalo de 8:00h até 22:45h ocorreu momentos de estabilidade do fator de potência, com valores constantes de 0,91 ao longo desse período. Esse comportamento indica compensação reativa indutiva insuficiente com participação de cargas indutivas operando fora do ponto nominal.

Nos sábados, a Figura 29 representa visualmente a planta com operação em carga parcial, resultando em menor necessidade de potência da rede elétrica.

Com base na Figura 29, o intervalo mais considerável de injeção de demanda reativa na rede acontece entre 0:00h e 5:00h, onde a diferença entre as curvas de

demanda entregue a unidade consumidora e a demanda reativa (faturada) é a maior, representada pelo aumento da curva marrom de injeção de demanda reativa na rede. A demanda reativa entregue a unidade, com o menor valor médio registrado às 1:15h de 25,47 kvar para a curva roxa e às 8:15h ocorre o maior pico médio de 88,38 kvar, contudo após esse horário ocorre a redução de demanda reativa entregue pela concessionária.

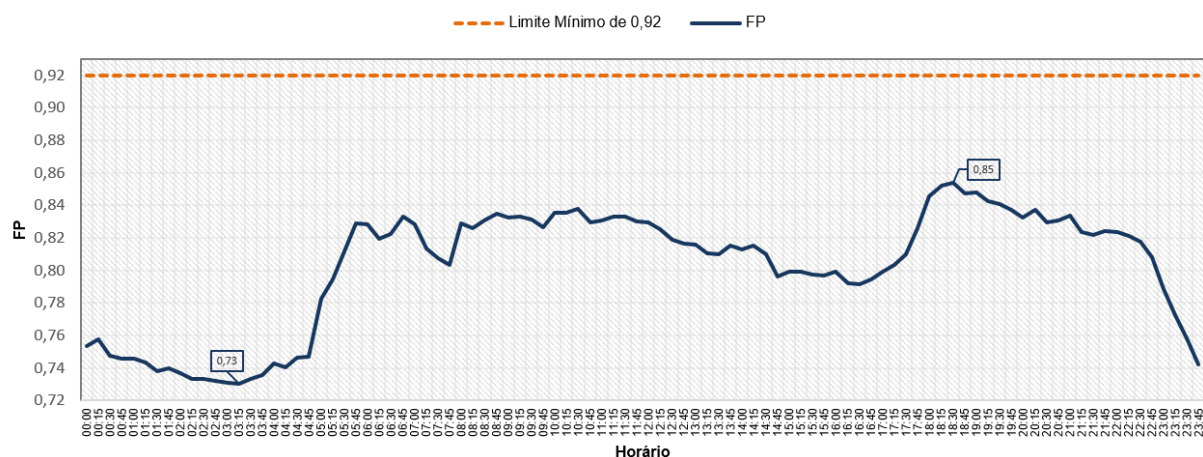
Figura 29 - Curva Diária Média do Recebimento e Injeção de Demanda Reativa aos Sábados 2025.



Fonte: Autoria própria, 2026.

Nos sábados de 2025, observa-se queda mais acentuada do fator de potência em comparação com o mesmo cenário do ano anterior, exposto na Figura 30. O sistema apresenta maior permanência em valores inferiores a 0,92, indicando agravamento do perfil reativo, com FP médio de 0,80 em 2025, diferentemente do valor de 0,87 para 2024.

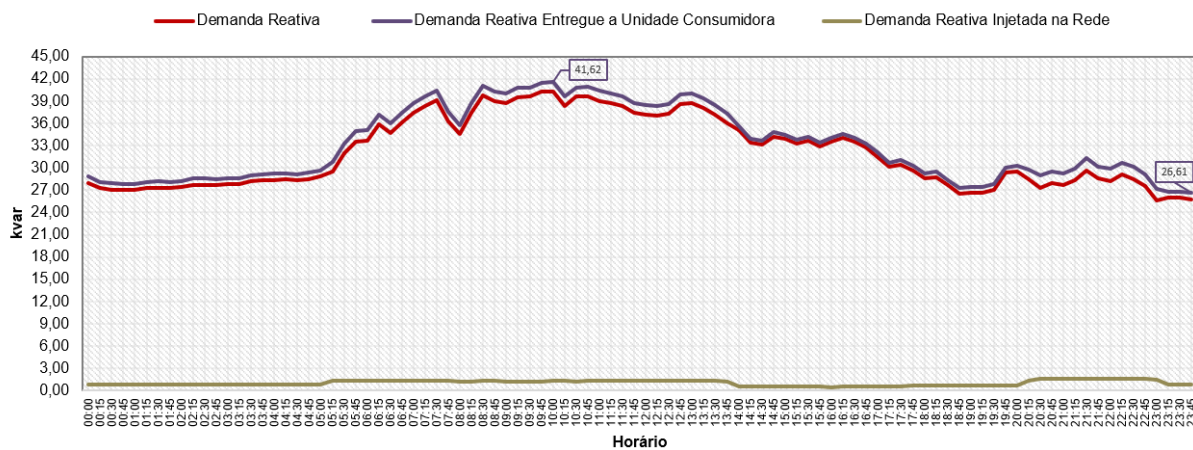
Figura 30 – Fator de Potência Médio Diário aos Sábados 2025.



Fonte: Autoria própria, 2026.

Para os domingos e feriados, a representação das curvas de demanda reativa, reativa entregue e injetada na rede da concessionária está na Figura 31.

Figura 31 - Curva Diária Média do Recebimento e Injeção de Demanda Reativa em Domingos e Feriados 2025.



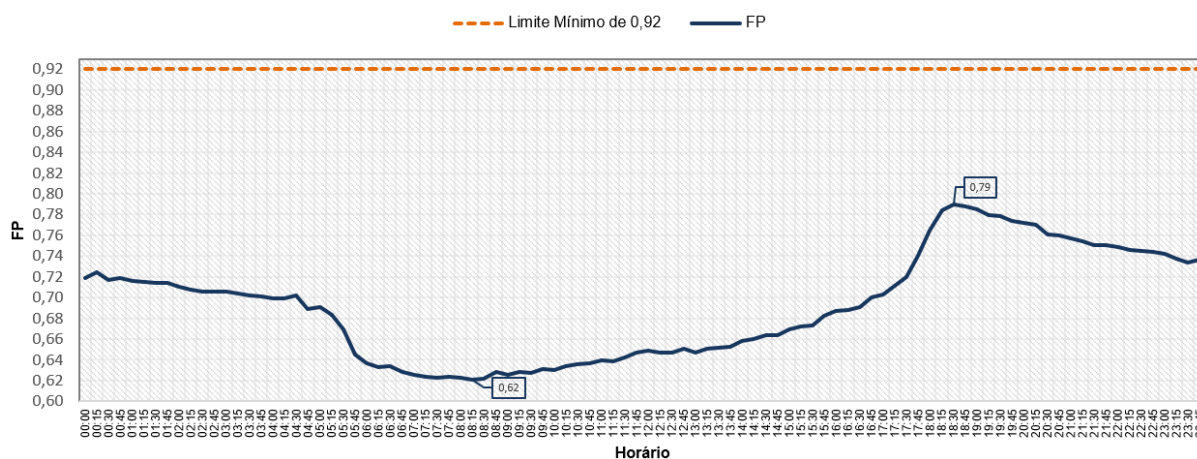
Fonte: Autoria própria, 2026.

Assim como no ano anterior, esse cenário caracteriza-se por valores absolutos relativamente baixos de demanda reativa indutiva entregue (linha roxa), com pico médio de 41,62 kvar às 10:00h e mínimo de 26,61 kvar às 23:45h. Em contrapartida, apresentam a maior participação de demanda reativa injetada na rede (em marrom) entre os cenários analisados, evidenciada pela maior diferença entre a curva de faturamento (linha vermelha) e a curva de entrega. A injeção ocorre ao longo de quase

todo o dia, com maior intensidade entre 5:00h e 14:00h, refletindo a operação da planta em regime de baixa carga ativa.

De acordo com os dados médios horários foi realizada a representação média do fator de potência para os domingos e feriados de 2025 na Figura 32.

Figura 32 – Fator de Potência Médio Diário em Domingos e Feriados 2025.

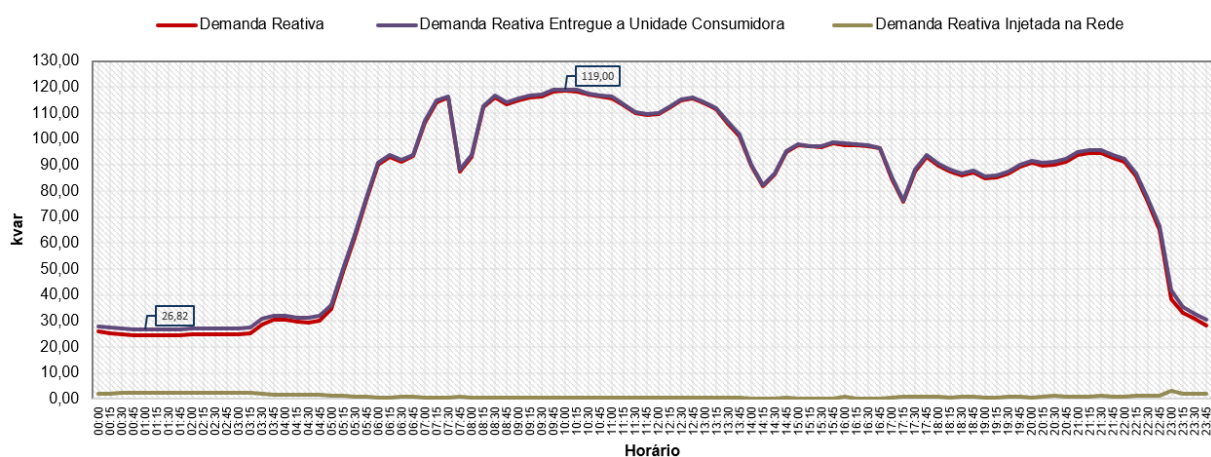


Fonte: Autoria própria, 2026.

Conforme a Figura 32 acima, os domingos e feriados de 2025 expõe o padrão de pior desempenho energético do sistema dentre todos os dias de 2024 e 2025. Com valor de FP médio mínimo de 0,62 e máximo de 0,79, com 21,75% abaixo do valor recomendado de 0,92. Esse comportamento resulta em cobrança de excedente reativo na rede.

Na Figura 33 que representa o comportamento unificado dos dias de 2025, observa-se mudança no perfil de demanda reativa em relação a 2024, com picos de demanda reativa mais elevados ao longo do dia e maior permanência em níveis elevados desse tipo de demanda mesmo fora do horário produtivo.

Figura 33 - Curva Diária Média do Recebimento e Injeção de Demanda Reativa Geral 2025.

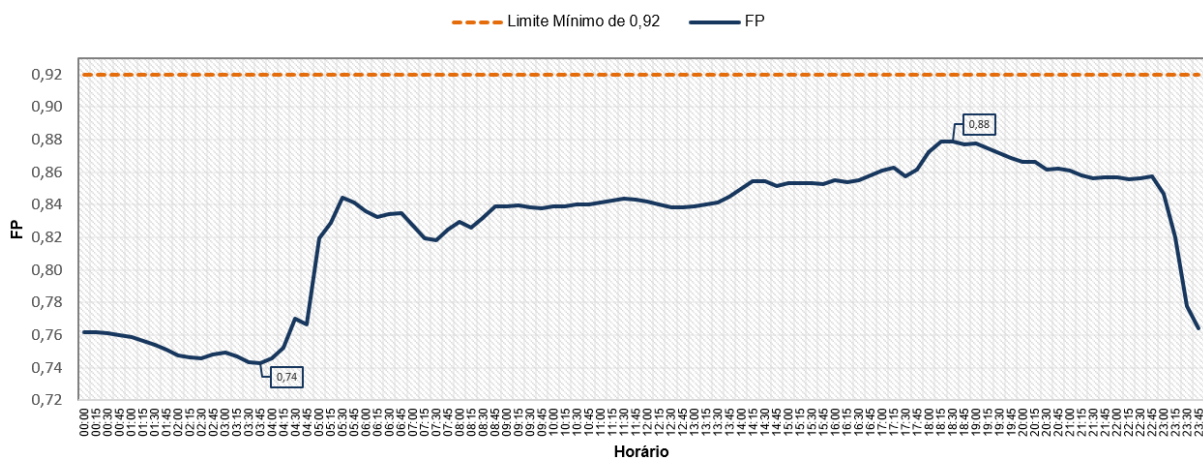


Fonte: Autoria própria, 2026.

O comportamento apresentado no gráfico da Figura 33 acima indica que as principais faixas horárias estão entre 5:00h e 23:00h (horário produtivo) com pico de 119 kvar às 9:45h, e a redução após 23:00h, mantendo os momentos de parada e troca de turno de 2024. Contudo, mesmo no valor mínimo como 26,82 kvar de 1:00h, a demanda reativa em 2025 aumentou em média 46,90% em relação a 2024, devido a presença de novas cargas instaladas como sistema de ventilação forçada e sistema de exaustão.

O fator de potência médio horário geral de um dia em 2025 está presente na Figura 34, o qual apresentou um comportamento inferior ao de 2024.

Figura 34 – Fator de Potência Médio Diário Geral 2025.



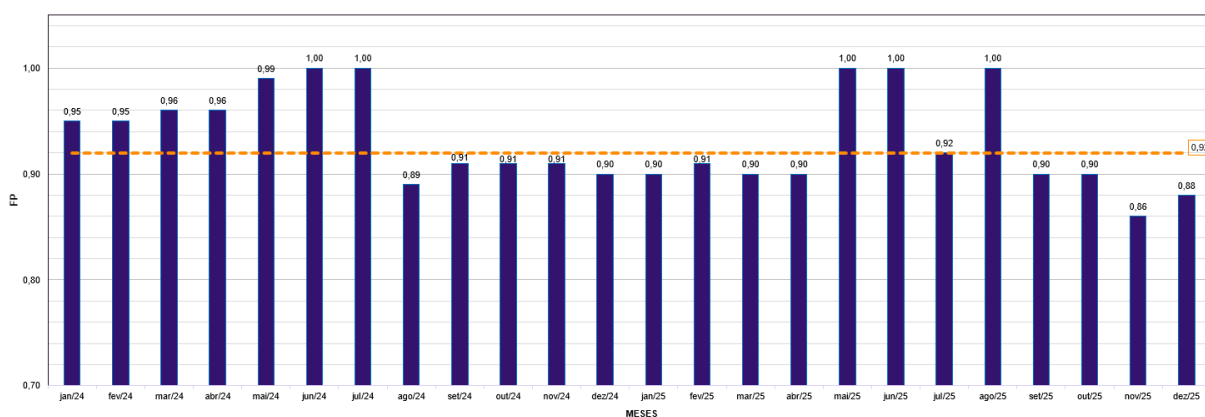
Fonte: Autoria própria, 2026.

Comparativamente a 2024, observa-se que em 2025, Figura 34, o fator de potência permaneceu por mais tempo abaixo do limite regulamentar, com períodos críticos ao longo do dia, como o menor valor médio de 0,74 registrado às 03:45h. A partir das 08:30h há tendência de elevação do FP, seguida de queda após as 22:45h, mesmo no melhor valor observado, de 0,88 às 18:30h, o fator de potência permaneceu 4,35% abaixo do mínimo normativo de 0,92.

Embora domingos e feriados representem parcela menor do período avaliado, seus baixos valores de fator de potência impactam significativamente o desempenho mensal. Nesse contexto, a revisão dos bancos de capacitores da planta contribuiria para a correção do fator de potência nesses dias, com reflexos positivos no resultado mensal consolidado.

De mesmo modo, o estudo avaliou o comportamento mensal do fator de potência da unidade industrial nos anos de 2024 e 2025 faturados pela concessionária de energia, permitindo verificar tanto a eficiência técnica do sistema elétrico quanto à conformidade com o Módulo 8 do PRODIST. Considerando que o faturamento se baseia no fator de potência médio mensal, obtido pela integralização do consumo ao longo do mês, a Figura 35 apresenta o histórico dos últimos dois anos, sendo a linha tracejada em laranja correspondente ao limite mínimo normativo de 0,92, abaixo do qual a operação está sujeita à cobrança de excedente de energia reativa.

Figura 35 – Fator de Potência Mensal Faturado em 2024 e 2025.



Fonte: Autoria própria, 2026.

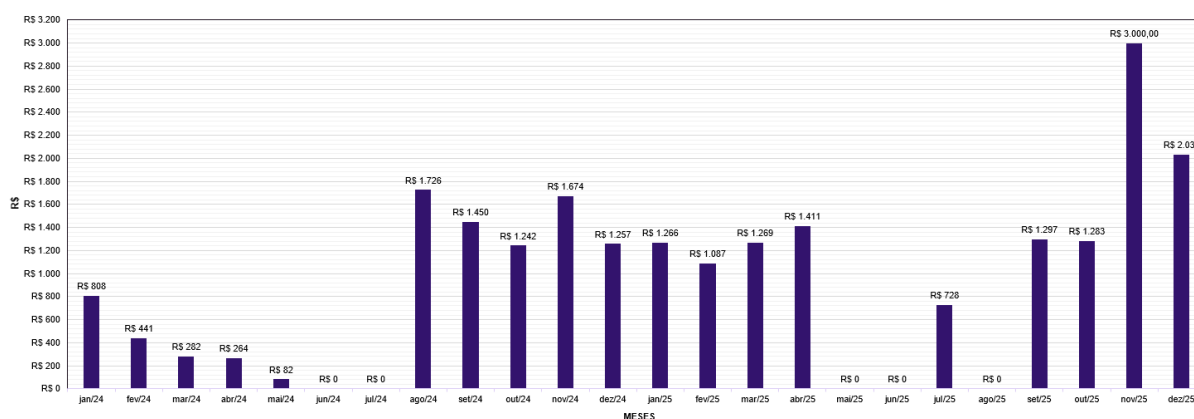
Com base nos dados consolidados de faturamento apresentados na Figura 35, observa-se que em 2024 o fator de potência apresentou desempenho satisfatório ao longo do primeiro semestre, com valores médios mensais entre 0,95 e 1,00. Nos

períodos em que houve falhas no registro de energia reativa excedente pelo medidor — junho e julho de 2024, além de maio, junho e agosto de 2025 — a concessionária aplicou fator de potência unitário para fins de faturamento. A partir do segundo semestre de 2024, verificou-se deterioração gradual do desempenho, com valores mensais concentrados entre 0,89 e 0,91, resultando em fator de potência médio anual estimado em 0,945, ainda acima do limite normativo, porém indicativo de perda de eficiência.

Em 2025, a tendência de degradação tornou-se mais pronunciada, com redução do fator de potência médio anual para aproximadamente 0,914, representando queda de 3,3% em relação a 2024. Embora numericamente modesta, essa redução apresentou impactos técnicos, nas curvas médias diárias de FP, e econômicos. Sob a ótica do 8º Módulo do PRODIST, esse cenário indica que o sistema de compensação reativa existente deixou de acompanhar adequadamente a dinâmica operacional da planta, contrariando os princípios de eficiência energética estabelecidos na regulamentação.

A degradação do fator de potência refletiu-se diretamente nos custos com energia reativa excedente, conforme ilustrado na Figura 36. Em 2024, o valor faturado de penalização totalizou R\$ 9.226, concentrado majoritariamente no segundo semestre, período coincidente com a queda do fator de potência mensal. Em 2025, o impacto econômico foi ainda mais significativo, alcançando R\$ 13.373 ao todo, o que representa aumento de aproximadamente 45% em relação ao ano. No biênio analisado, o custo acumulado com excedente reativo foi de R\$ 22.599, caracterizando um custo direto associado à ineficiência do sistema de compensação utilizado.

Figura 36 – Cobrança Mensal de Consumo Reativo Excedente.



Fonte: Autoria própria, 2026.

Do ponto de vista da qualidade da energia, os valores analisados evidenciam o descumprimento recorrente da condição de uso racional da rede elétrica, uma vez que a energia reativa excedente não produz trabalho útil e impõe ônus adicionais ao sistema de distribuição. A comparação entre 2024 e 2025 demonstra que uma redução aparentemente modesta de 3,3% no fator de potência médio anual foi suficiente para resultar em um aumento expressivo dos custos associados à energia reativa excedente, evidenciando a relação não linear entre o fator de potência e o faturamento reativo quando o sistema opera próximo ou abaixo do limite normativo de 0,92.

Embora o PRODIST, em seu Módulo 8, estabeleça esse valor como limite mínimo aceitável, tal parâmetro não deve ser adotado como meta operacional, especialmente em ambientes industriais, caracterizados pela predominância de cargas indutivas e ciclos operacionais variáveis, que exigem margens mais elevadas de controle.

Nesse contexto, recomenda-se para a unidade analisada a adoção de um fator de potência de referência entre 0,95 e 0,97, sendo 0,95 o limite mínimo tecnicamente recomendável, de forma a reduzir a circulação de potência reativa, mitigar penalidades financeiras e melhorar a eficiência global do sistema elétrico. Assim, os resultados reforçam a necessidade de modernização dos bancos de capacitores existentes, com atuação automática na correção do fator de potência, alinhando a operação da planta não apenas aos requisitos normativos, mas também às boas práticas de gestão energética.

4.4. Análise da Demanda Contratada Registrada

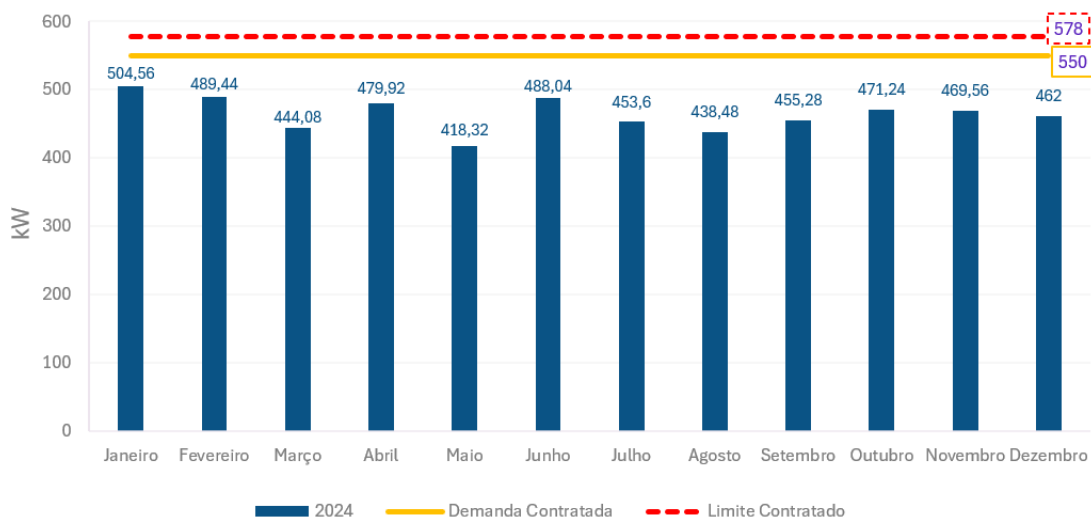
Para avaliar o impacto do crescimento de demanda ativa da planta e a adequação da demanda contratada, foram considerados os cenários de demanda ativa registrada dos últimos dois anos:

- Cenário de 2024: demandas registradas máximas ao longo do ano estudado.
- Cenário de 2025: demandas registradas máximas ao longo do ano estudado.

Dessa forma, a partir dos dados da memória de massa para do ano de 2024, foi elaborada a Figura 37 com todos os valores mensais de demanda ativa medida no

período de 12 meses. De modo que, a demanda contratada de 550 kW está representada pela linha em laranja e o máximo permitido (578 kW) pelo tracejado em vermelho.

Figura 37 – Demandas Mensais Ativas Registradas em 2024.



Fonte: Autoria própria, 2026.

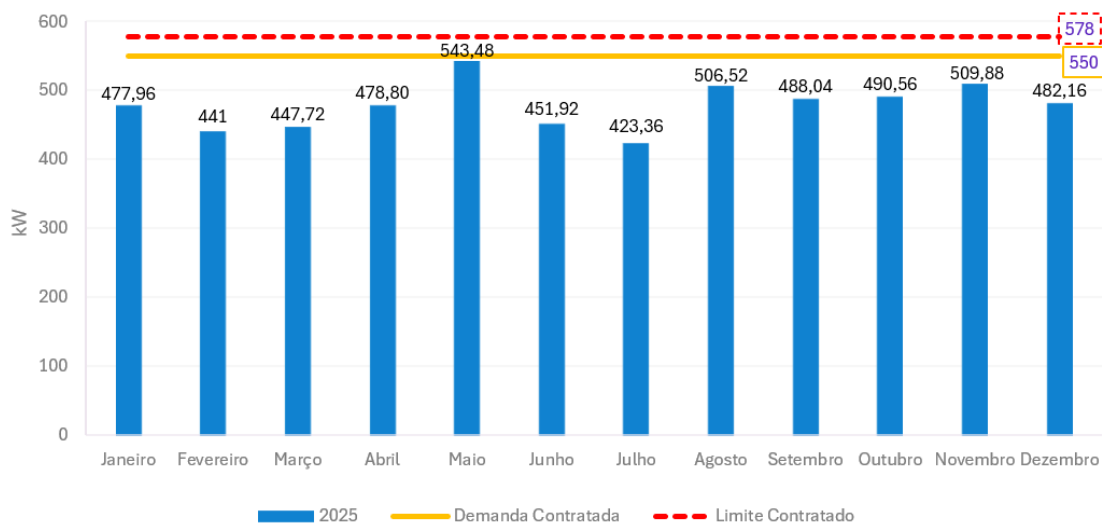
No ano de 2024, observa-se que nenhum dos valores mensais de demanda ativa registrada ultrapassou a demanda contratada, tampouco se aproximou de forma crítica do limite máximo permitido. O maior valor registrado ocorreu no mês de janeiro, com 504,56 kW, enquanto o menor valor foi observado em maio, com 418,32 kW. Em termos de margem de segurança a diferença máxima em relação à demanda contratada (550 kW) foi de aproximadamente 45,44 kW, mesmo no mês de maior carga. Em relação ao limite de 578 kW, a margem mínima observada foi de cerca de 73,44 kW, indicando baixo risco de ultrapassagem ao longo de todo o ano.

Esse comportamento demonstra uma operação conservadora, com folga operacional, o que reduz a incidência de penalidades por ultrapassagem, porém indica uma demanda contratada superior à efetivamente necessária. Dessa forma, a não ultrapassagem não representa necessariamente um cenário de contratação adequada, contudo indica a possibilidade de redução do valor de kW junto a concessionária de energia para redução de custos ao longo do ano com valores de contratação de demanda ativa.

Para o ano de 2025 foi construída a mesma informação gráfica dos valores medidos ao longo de janeiro a dezembro do ano, a fim de que fossem levantado o

comportamento de demanda da planta no último ano. A Figura 38, apresenta a mesma demanda contratada de 550 kW representada pela linha laranja e o máximo permitido pelo tracejado em vermelho do ano anterior.

Figura 38 – Demandas mensais ativas registrados em 2025.



Fonte: Autoria própria, 2026.

À vista da Figura 38, em 2025 observou-se aumento geral da demanda ativa, com valores mais próximos da demanda contratada. O pico anual ocorreu em maio, com 543,48 kW, valor próximo ao contratado, porém ainda abaixo do limite estabelecido. O menor valor do ano foi registrado em julho, com 423,36 kW, mantendo ampla margem em relação aos limites contratuais. A menor folga frente à demanda contratada foi de aproximadamente 6,52 kW em maio, ainda assim, a distância para o limite máximo de ultrapassagem (578 kW) permaneceu em cerca de 34,52 kW, não configurando risco imediato.

Embora não tenham sido aplicadas penalidades, a maior aproximação da demanda contratada em alguns meses de 2025 indica operação mais tensionada do ponto de vista elétrico. Esse comportamento foi influenciado pela execução de projetos internos e pela ativação de um novo sistema de ventilação na área de manufatura, voltado ao conforto térmico, mesmo diante da redução do volume produzido e envasado em relação ao ano anterior.

A comparação entre 2024 e 2025 evidencia tendência de crescimento da demanda ativa, com expectativa de estabilização nos patamares observados nos últimos meses de 2025, considerando a consolidação das cargas instaladas e a futura

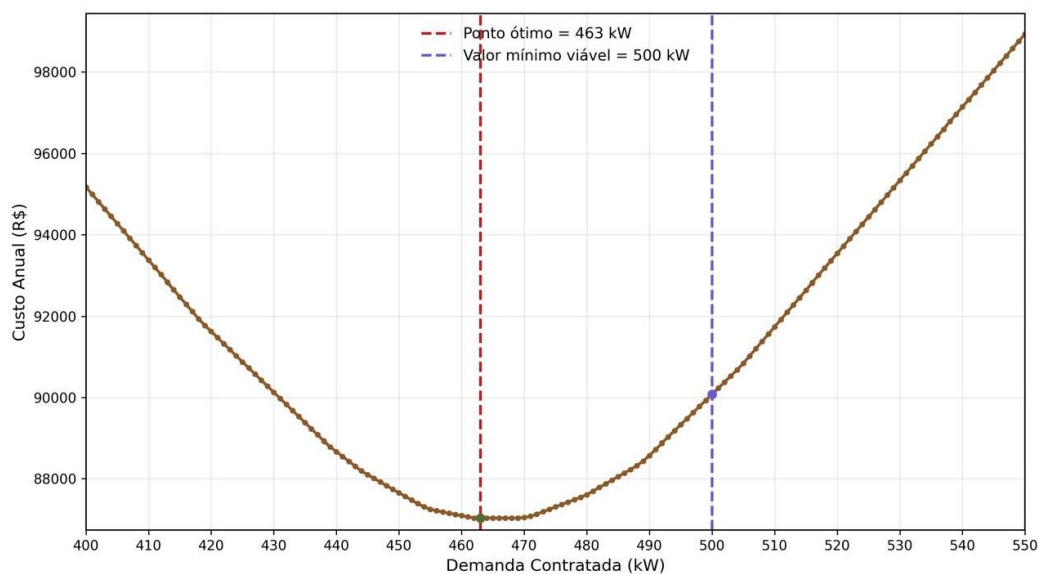
implantação de sistemas de monitoramento energético em tempo real. Do ponto de vista técnico e econômico, a demanda contratada de 550 kW mostrou-se adequada para evitar penalidades, porém superdimensionada em parte significativa do período analisado, especialmente em 2024. Assim, o histórico de demanda ativa confirma operação segura sob o aspecto regulatório e fornece base técnica para avaliar possíveis ajustes contratuais, visando à redução de custos fixos sem comprometer a confiabilidade do suprimento elétrico da planta.

4.4.1 Demanda Contratada Ótima

Com base nos valores de demanda ativa dos anos de 2024 e 2025 foram realizados os cálculos para o valor do melhor montante de demanda contratada para cada ano, por meio da análise da Curva de Custo Anual, construída a partir da simulação de valores de demanda contratada entre 400 e 550 kW. A análise da curva permite avaliar o impacto econômico da escolha do valor de demanda contratada sobre o custo anual total.

Para o ano de 2024, a curva de custo por demanda está ilustrada na Figura 39, sendo a linha em vermelho tracejado a representação da reta que coincide com o valor de 463 kW, como a melhor demanda contratada, sendo utilizado o valor de tarifa de demanda de 14,99 R\$ por kW para o ano em questão. Observa-se que a curva apresenta o comportamento característico em formato de “U”, típico de sistemas nos quais coexistem custos fixos e custos variáveis. Na região de baixa demanda contratada, os custos anuais são elevados em função da recorrência de ultrapassagens de demanda, uma vez que os valores máximos mensais registrados em 2024 superam com frequência os níveis contratuais mais reduzidos. Essas ultrapassagens resultam em acréscimos significativos no custo anual devido à aplicação da tarifa penalizada.

Figura 39 - Curva de Custo Anual × Demanda Contratada 2024.



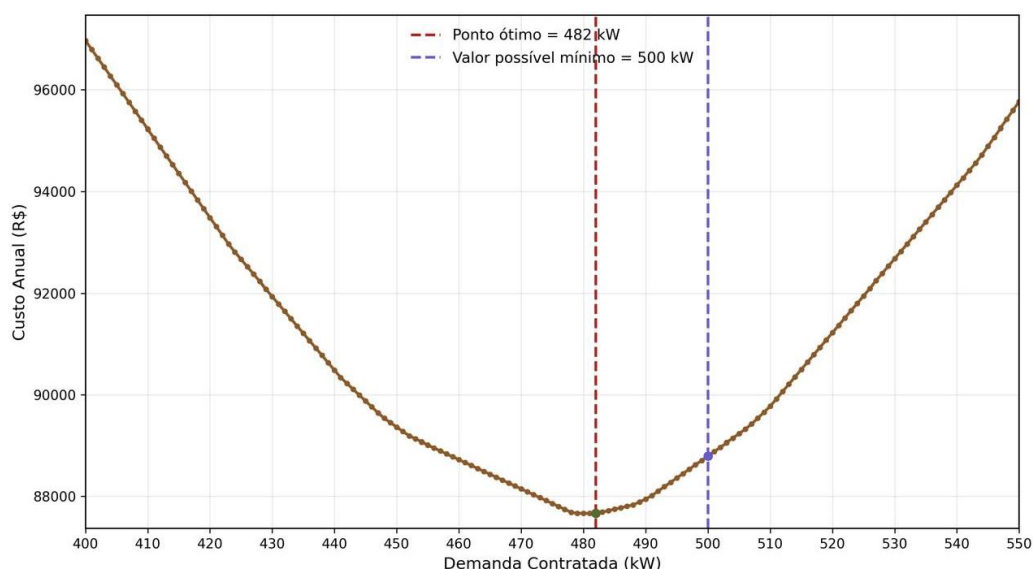
Fonte: Autoria própria, 2026.

Apartir da análise do gráfico, o menor custo anual da curva ocorre em aproximadamente 463 kW, com custo estimado em R\$ 87.024,74 ao ano, caracterizando o ponto ótimo matemático do modelo. Entretanto, esse valor não pode ser adotado na prática pela planta industrial analisada, uma vez que a permanência no Ambiente de Contratação Livre para atuar sem a necessidade de uma comercializadora exige demanda contratada igual ou superior a 500 kW. Dessa forma, embora 463 kW represente o menor custo teórico, ele não se configura como uma alternativa regulatoriamente viável para a unidade consumidora.

Para o ano de 2024, a comparação entre a demanda contratada atual de 550 kW e a demanda contratada de 500 kW demonstrou viabilidade econômica para a redução contratual. Considerando a tarifa de demanda de R\$ 14,99/kW, o custo anual associado a 550 kW foi estimado em R\$ 98.934,00, enquanto para 500 kW o custo anual calculado foi de R\$ 90.076,71. Dessa forma, a migração para 500 kW proporcionaria uma economia anual de R\$ 8.857,29, correspondente a uma redução percentual de 8,95% em relação ao valor atualmente contratado.

A Figura 40 representa a curva de custo anual em função da demanda contratada para o ano de 2025, considerando a tarifa de demanda vigente de R\$ 14,51/kW e o critério regulatório de cobrança de ultrapassagem equivalente ao dobro da tarifa de demanda.

Figura 40 - Curva de Custo Anual × Demanda Contratada 2025.



Fonte: Autoria própria, 2026.

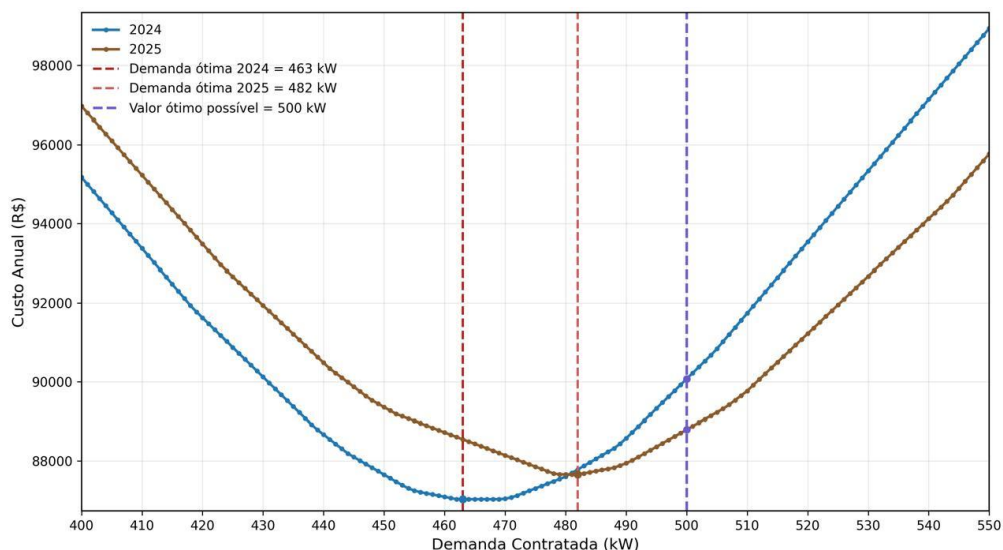
Os cálculos indicam que o custo anual mínimo ocorre em torno de 482 kW, caracterizando o melhor valor matemático do modelo econômico. No entanto, esse valor não é aplicável à planta analisada, pois ela atua como um agente independente no ACL, realizando a compra direta com o produtor de energia, assim como no ano anterior.

A comparação entre a demanda contratada atual de 550 kW e a proposta de 500 kW demonstra viabilidade econômica para redução do valor contratado. Considerando a tarifa de demanda de R\$ 14,51/kW em 2025, o custo anual associado a 550 kW é de R\$ 95.766,00, enquanto para a condição de 500 kW — admitindo o limite operacional de tolerância de 5% (525 kW) — o custo anual estimado é de R\$ 88.797,72. Essa readequação resultaria em economia anual de R\$ 6.968,28, correspondente a redução de 7,28% no custo de demanda contratada anual, sendo economicamente favorável desde que o perfil de carga se mantenha dentro da faixa observada, mesmo considerando a ultrapassagem registrada em maio de 2025.

A análise comparativa das curvas de custo anual em função da demanda contratada para 2024 e 2025 evidencia comportamento semelhante nos dois anos, com existência de um melhor valor econômico. Em 2024, o ponto mínimo foi identificado em 463 kW e, em 2025, em 482 kW, ambos inferiores a 500 kW, reforçando que a minimização teórica dos custos ocorre abaixo do limite regulatório. A Figura 41 apresenta essas curvas, e confirma que a definição da demanda

contratada ótima deve considerar simultaneamente critérios econômicos, contratuais e operacionais.

Figura 41 - Curva Comparativa de Custo Anual × Demanda Contratada.



Fonte: Autoria própria, 2026.

Embora esses pontos representem o mínimo da função de custo, eles não podem ser adotados na prática, conforme explicado anteriormente. Dessa forma, o valor de 500 kW passa a representar o melhor ponto factível para os dois anos analisados, conciliando viabilidade regulatória e redução de custo em relação à demanda atualmente.

Do ponto de vista da viabilidade econômica, a diferença entre os custos anuais proposto de contratação configura diretamente o benefício econômico anual, que pode ser utilizado como entrada no fluxo de caixa do projeto/ação de otimização contratual, sem necessidade de investimento, apenas por readequação do valor contratado ao perfil real de carga. Tendo em vista, que o valor de demanda ativa contratada pode ser alterado a cada 12 meses.

4.5. Avaliação Financeira da Substituição de Motores Antigos por Novos de Maior Eficiência Energética

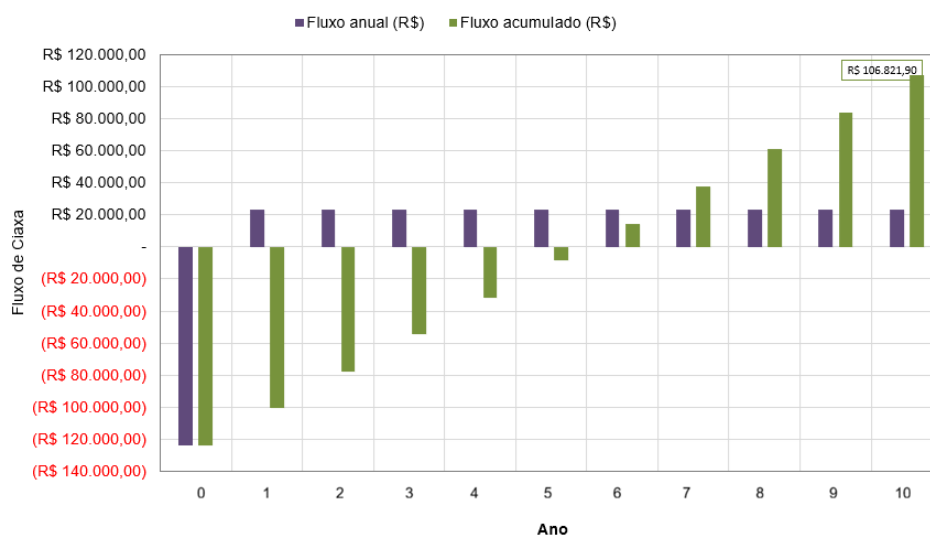
A análise quantifica os ganhos energéticos e econômicos associados à modernização do parque motriz, demonstrando que a substituição por motores de maior eficiência reduz o consumo de energia, a potência demandada da rede e os

custos operacionais, com retorno financeiro consistente ao longo do tempo. Com base na proposta avaliada, que envolve investimento total de R\$ 123.766,50, o projeto apresenta viabilidade técnica e econômica, considerando economia anual de 52.406,43 kWh e redução de custos estimada em R\$ 23.058,84. Esses resultados evidenciam a adequação da relação entre capital investido e benefício operacional em aplicações industriais de funcionamento recorrente.

Sob a ótica financeira, a razão entre o investimento inicial e a economia anual resulta em *payback* simples de aproximadamente 5,4 anos. Esse prazo é compatível com a vida útil esperada dos motores, estimada entre 15 e 20 anos ou de 30.000 a 40.000 horas de operação, indicando que a maior parte do ciclo de vida dos equipamentos proporcionará ganhos econômicos líquidos para a unidade consumidora.

Considerando um horizonte de avaliação de 10 anos, a economia financeira acumulada alcança cerca de R\$ 106.821,90, desconsiderando efeitos de reajustes tarifários e atualização financeira, conforme ilustrado na Figura 42. Embora se trate de uma análise nominal simplificada, o resultado evidencia a magnitude do benefício econômico da intervenção, indicando que a economia acumulada ao longo do período se aproxima do capital inicialmente investido, reforçando a atratividade da proposta.

Figura 42 – Fluxo de Caixa Acumulado em 10 anos para Substituição de Motores.



Fonte: Autoria própria, 2026.

Do ponto de vista energético, o principal resultado obtido com a substituição dos motores está relacionado à redução do consumo de energia elétrica ativa, sem

comprometimento da potência mecânica útil requerida pelo processo. A economia anual estimada de 52.406,43 kWh demonstra que a adoção de motores de maior rendimento possibilita reduzir as perdas internas inerentes à conversão eletromecânica, elevando a eficiência do sistema motriz como um todo.

Esse comportamento é tecnicamente explicado pelo fato de motores de alto rendimento apresentarem menores perdas por efeito Joule no estator e no rotor, contribuindo para menores perdas magnéticas no circuito ferromagnético. Como consequência, uma fração maior da energia elétrica absorvida da rede é convertida em potência mecânica útil no eixo, resultando em menor consumo para uma mesma condição de carga. Conforme a Tabela 5, segue o cenário proposto pelo fornecedor após levantamento dos motores mais antigos da planta, mantendo a eficiência da Tabela 3.

Tabela 5 – Resultados Econômicos dos Motores Listados.

Aplicação	Quantidade de Motores	Consumo (kWh)	Linha do Motor	Economia (%)	Payback (anos)
Misturadores	4	124.670,34	Customizado	9,30	1,90
Moinho de Pinos	1	118.945,83	Customizado	8,00	5,80
Ventilação Forçada	2	557.850,06	W22 Super Premium	4,70	6,90
Bomba Centrifugada ETE	2	40.392,71	W22 Super Premium	11,90	4,50

Fonte: Autoria Própria, 2025.

Além da redução do consumo anual de energia, os resultados permitem avaliar o impacto do projeto sobre a potência média requerida pela instalação. Considerando-se o tempo anual de operação de 6.413 horas, a economia anual de 52.406,43 kWh corresponde a uma redução média equivalente de aproximadamente 9 kW, conforme a relação entre energia economizada e horas de funcionamento do sistema. A redução média equivalente de demanda indica que, ao longo do período operacional, a instalação passa a requerer menor potência ativa da rede para realização do mesmo trabalho mecânico. Em outras palavras, a substituição dos motores contribui para aliviar o carregamento elétrico global da planta.

É importante destacar, entretanto, que esse valor representa uma redução média equivalente, e não necessariamente uma redução direta da demanda máxima faturável pela concessionária. A efetiva redução da demanda registrada dependerá

da simultaneidade operacional dos motores substituídos nos intervalos de integração de demanda, 15 minutos. Ainda assim, do ponto de vista técnico, o resultado obtido é válido como indicador do alívio energético proporcionado pela melhoria de rendimento do parque motriz. Além do ganho econômico, projetos dessa natureza costumam gerar benefícios estruturais para a operação. Entre eles, destacam-se a atualização tecnológica dos equipamentos, a melhoria das condições térmicas de funcionamento, a redução do estresse eletromecânico e a possibilidade de maior padronização de manutenção e reposição. Embora tais aspectos não estejam integralmente monetizados nos indicadores financeiros do presente estudo, eles devem ser considerados na análise crítica dos resultados, pois ampliam a relevância técnica da intervenção.

4.6. Avaliação Financeira da Revisão do Banco de Capacitores Existente

Atualmente, a unidade consumidora possui um banco de capacitores com potência total instalada de 500 kvar, destinado à compensação de energia reativa e à melhoria do fator de potência da instalação elétrica. Desse total:

- 300 kvar operam com horímetro configurado para entrar em operação de 5:00h até 23:00h, realizando o acionamento dinâmico conforme a variação da carga da planta, presente no quadro QF-CM-02;
- 200 kvar permanecem com acionamento manual, sem integração ao sistema automático existente, dividido entre 100 kvar para utilidades (QLF-23-001) e 100 kvar para o quadro QF-K-01.

Essa configuração parcial faz com que apenas parte da compensação reativa acompanhe, as oscilações da demanda. O módulo de 200 kvar, por depender de intervenção manual, pode permanecer desligado em momentos críticos ou ligado em períodos inadequados, resultando em subcompensação ou sobrecompensação reativa.

A proposta consiste em unificar os três bancos de capacitores, integrando os 500 kvar a um único sistema de controle, alocando na subestação da planta, essa unificação permitirá maior precisão no controle da demanda reativa. Com isso, o sistema proposto passará a contar com:

- Acionamento programado conforme perfil de carga da planta.

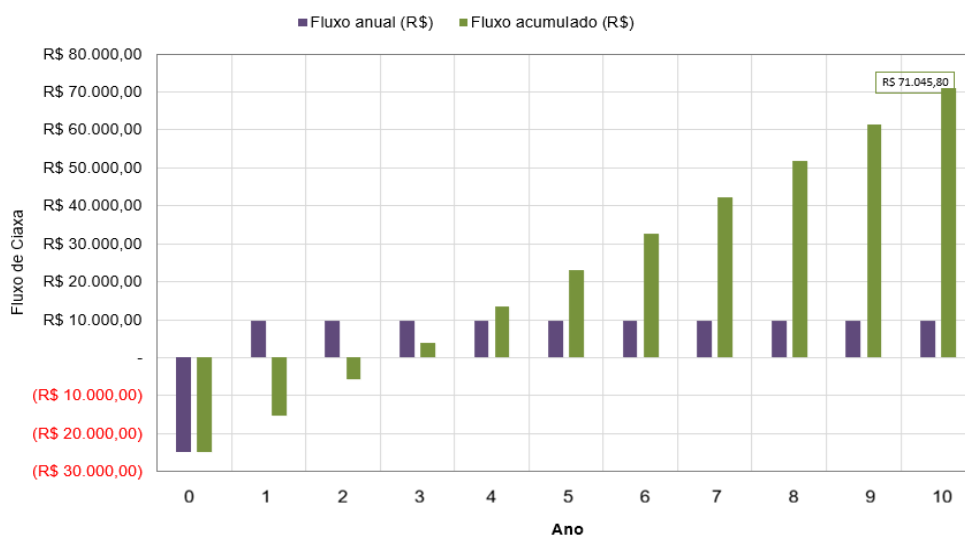
- Integração completa ao controlador automático de fator de potência.

Para análise é utilizada a média anual real paga por reativo excedente nos dois últimos anos (R\$ 11.299,50) com histórico apresentado no subtópico 4.3.2, horizonte de 10 anos e Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 10% ao ano. Com o cenário proposto, assumisse-se a redução de 85% das penalizações, sendo a economia anual estimada de R\$ 9.604,58.

Por meio dessas informações foi realizada a análise econômica calculando os valores de *Payback*, Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno por meio de fórmulas existentes no Pacote Office do Excel, considerando o investimento inicial de R\$ 25.000 no ano zero e economia anual constante de R\$ 9.604,58 nos anos 1 a 10.

A determinação do período de *payback* foi realizada a partir da análise do fluxo de caixa acumulado nominal, conforme apresentado na Figura 43 de viabilidade econômica. Logo, a recuperação do investimento ocorre entre o segundo e o terceiro ano de operação. No final do Ano 2 ainda restam R\$ 5.790,84 para serem recuperados, sendo o fluxo de caixa anual gerado pelo projeto constante de R\$ 9.604,58, assumindo projeção uniforme ao longo do ano, calcula-se a fração necessária para recuperar o saldo remanescente. Sendo a determinação do *Payback* simples a soma entre o ano 2 mais a fração restante entre o ano 2 e o fluxo de caixa constante do ano 3.

Figura 43 – Fluxo de Caixa Acumulado em 10 anos para Revisão dos Bancos de Capacitores.



Fonte: Autoria própria, 2026.

A solução proposta apresenta uma TIR de 36,74% ao ano e VPL de R\$ 34.015,99, o que é significativamente superior à TMA de 10%, demonstrando atratividade econômica. Além do valor do *Payback* simples estar dentro das regras da companhia da fábrica para aprovação de projetos com valor de até ou igual a 5 anos para eficiência energética.

Com base nos resultados obtidos, conclui-se que a revisão dos bancos de capacitores é tecnicamente adequada e economicamente viável. Além do retorno financeiro, promove melhoria do desempenho elétrico global da planta para FP, redução de perdas técnicas e maior conformidade regulatória com o Módulo 8 do PRODIST.

5. CONCLUSÕES

A análise dos dados de memória de massa em intervalos de 15 minutos demonstrou que a metodologia empregada foi suficiente para caracterizar o comportamento elétrico da planta sobre contratação de demanda ativa e compensação reativa. Em 2024, a maior demanda ativa mensal registrada foi de 504,56 kW, enquanto a menor foi de 418,32 kW, ambas abaixo da demanda contratada de 550 kW e abaixo do limite máximo permitido de 578 kW, o que confirmou folga operacional ao longo de todo o ano. Para o ano de 2025, a avaliação econômica também foi construída a partir das demandas máximas mensais registradas, mantendo como referência contratual os 550 kW e o critério regulatório de ultrapassagem. Esses resultados mostraram que a planta operou com segurança contratual, porém com margem superior à estritamente necessária sob o ponto de vista econômico.

A modelagem do custo anual em função da demanda contratada confirmou o superdimensionamento parcial do valor vigente. Para 2024, o melhor valor matemático da curva foi identificado em aproximadamente 463 kW, com custo mínimo estimado em R\$ 87.024,74. Entretanto, para a permanência da unidade no Ambiente de Contratação Livre, é necessária a manutenção de uma demanda contratada igual ou superior a 500 kW, de modo que a unidade continue atuando como agente independente.

Nesse contexto, a alternativa tecnicamente viável passa a ser a contratação de 500 kW, cujo custo anual foi estimado em R\$ 90.076,71, em comparação aos R\$ 98.934,00 referentes aos 550 kW atualmente contratados. Essa adequação resultaria em uma economia anual de R\$ 8.857,29, equivalente a 8,95%. Para 2025, a curva indicou 482 kW, reforçando que 500 kW representa o melhor compromisso entre viabilidade econômica e restrição regulatória para a planta estudada.

Sob a ótica das curvas médias diárias, a segregação por tipo de dia permitiu concluir que os dias úteis são os principais determinantes do perfil anual da unidade. Em 2025, a curva geral apresentou demanda média diária de 164,95 kW, demanda máxima média de 234,91 kW, carga mínima média de 24,49 kW às 01h30 e fator de carga de 0,62. O crescimento da demanda inicia por volta das 05h00, e o pico médio diário ocorre entre 09h00 e 11h00, com valor máximo de 234,91 kW às 09h45. Ainda nesse ano, os dias úteis apresentaram demanda média de 243,18 kW, enquanto os sábados registraram média de 142,56 kW, confirmando uma hierarquia operacional

em que a produção concentra a maior solicitação elétrica nos dias úteis, com redução moderada aos sábados e forte descarregamento aos domingos e feriados.

A análise conclusiva das curvas também mostrou que domingos e feriados representam a carga base da planta, sendo úteis para estimar a demanda fixa mínima necessária à manutenção do funcionamento básico da instalação. Nesses períodos, a redução da energia ativa eleva a participação relativa da energia reativa, o que contribui para fatores de potência mais baixos e pior desempenho elétrico. Esse comportamento é relevante porque evidencia que o problema da unidade não se limita aos instantes de maior carga, mas se intensifica justamente nos intervalos de menor solicitação elétrica, quando o sistema de compensação reativa se torna menos aderente ao perfil operacional real. Assim, as curvas médias diárias não apenas descreveram a operação da planta, mas também fundamentaram, de forma objetiva, as conclusões sobre adequação contratual de demanda junto a concessionária de energia e a necessidade de revisão da estratégia de compensação reativa.

Do ponto de vista da qualidade da energia, os resultados mostraram que uma redução de apenas 3,3% no fator de potência médio anual entre os anos comparados foi suficiente para produzir aumento nos custos com reativo excedente, evidenciando a sensibilidade do faturamento reativo quando a instalação opera próxima ou abaixo do limite normativo de 0,92 para o Fator de Potência. Nesse contexto, a proposta de revisão dos bancos de capacitores mostrou aderência técnica ao problema identificado. A solução considera a unificação dos módulos existentes, totalizando 500 kvar, com acionamento conforme o perfil de carga da unidade. A avaliação econômica dessa modernização reforçou a viabilidade da intervenção.

Dessa forma, conclui-se que os objetivos do trabalho foram atingidos, pois o estudo demonstrou, com base em dados medidos e indicadores econômicos, que a planta apresenta coesão para redução da demanda contratada de 550 kW para 500 kW e de melhoria do desempenho reativo por meio da revisão da compensação capacitiva. Destaca-se a sugestão de, durante a revisão dos bancos de compensação, avaliar a também possibilidade de manter/relocar os bancos próximos às cargas com atuação de controlador de carga, considerando que a sua instalação de forma única no barramento principal da subestação pode demandar o aumento da bitola dos cabos.

Como continuidade acadêmica, recomendam-se dois desdobramentos principais: o desenvolvimento de modelos preditivos de demanda elétrica com base

em séries temporais e variáveis operacionais da planta, e a realização de estudos de controle inteligente de potência reativa, comparando diferentes arquiteturas de bancos de capacitores e estratégias de acionamento em tempo real.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Módulo 8:** Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica: Anexo VIII da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Brasília: Diário Oficial da União, 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Módulo 5:** Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica: Anexo VIII da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Brasília: Diário Oficial da União, 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **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.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST.** Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2026a.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14522:** Intercâmbio de informações para sistemas de medição de energia elétrica - Padronização. Rio de Janeiro: ABNT, 2019.

ASSAF NETO, Alexandre. **Matemática financeira e suas aplicações.** São Paulo: Atlas, 2012.

BLANK, Leland T.; TARQUIN, Anthony J. **Engineering economy.** 7. ed. New York: McGraw-Hill, 2012.

BRIGHAM, Eugene F.; EHRHARDT, Michael C. **Financial management:** theory and practice. 15. ed. Boston: Cengage Learning, 2016.

CASAROTTO FILHO, Nelson; KOPITKE, Bruno Hartmut. **Análise de investimentos:** matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial. São Paulo: Atlas, 2010.

ENGTEC. **Diagrama unifilar:** desenho técnico. São Paulo, Brasil: Engtec, 2024.

GITMAN, Lawrence J. **Princípios de administração financeira.** São Paulo: Pearson, 2010.

GÖNEN, Turan. **Electric power distribution engineering.** 3. ed. Boca Raton: CRC Press, 2014.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE Std 1459-2010:** IEEE standard definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal, nonsinusoidal, balanced, or unbalanced conditions. New York: IEEE, 2010.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **International Electrotechnical Vocabulary (IEV).** Geneva: IEC. Série IEC 60050.

ANEXOS

ANEXO A – Diagrama Unifilar da Planta Fabril.

