UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO

SAULUS YURI MILLI RANGEL

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA DA ALTERAÇÃO NA CONFIGURAÇÃO DA SUBESTAÇÃO DO SENAI CIVIT

VITÓRIA – ES
DEZEMBRO/2018

SAULUS YURI MILLI RANGEL

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA DA ALTERAÇÃO NA CONFIGURAÇÃO DA SUBESTAÇÃO DO SENAI CIVIT

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno Saulus Yuri Milli Rangel, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação

VITÓRIA – ES
DEZEMBRO/2018

SAULUS YURI MILLI RANGEL

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA DA ALTERAÇÃO NA CONFIGURAÇÃO DA SUBESTAÇÃO DO SENAI CIVIT

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno Saulus Yuri Milli Rangel, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 10, de dezembro de 2018.

COMISSÃO EXAMINADORA:

Dr. Lucas Frizera Encarnação
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador

Eng. Sergio Fernando Provete
Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial
Examinador

Dr. Hélio Marcos André Antunes
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos professores, colaborados e funcionários da UFES que participaram da elaboração, aplicação e acompanhamento do desenvolvimento das atividades acadêmicas do curso de Engenharia Elétrica, que me ofereceu formação sólida e com conhecimentos técnicos suficientes para elaboração deste projeto de graduação. Agradeço também a instituição de ensino SERVIÇO NACIONAL DE APRENDIZAGEM INDUSTRIAL-CIVIT, que me oportunizou a intervenção na subestação da unidade, disponibilizou materiais e equipamentos para a coleta de dados que foram aplicados neste trabalho. Agradeço a minha família que me deu apoio, acolhimento e me acompanhou nesta trajetória de desenvolvimento intelectual, aos colegas de classe e amigos que fiz durante a realização desta graduação, que direta ou indiretamente contribuíram para a minha formação.

RESUMO

Este trabalho consiste em fazer uma análise da subestação que atende à unidade consumidora com objetivo de efetuar a correção do fator de potência e reduzir as perdas técnicas relativas a transformação. Para tanto, será traçada a curva de carga da unidade consumidora e o perfil de carregamento dos transformadores baseados nos relatórios de monitoramento produzidos por analisadores de energia instalados em cada transformador, individualmente, e nos registros da memória de massa disponibilizados pela concessionária responsável pelo fornecimento de energia elétrica a unidade consumidora. No desenvolvimento do projeto, foi realizada a caracterização da unidade consumidora, por meio das últimas doze faturas de fornecimento de energia elétrica com objetivo de verificar a adequação do contrato de fornecimento, com relação a modalidade tarifária escolhida e o valor de demanda contratada. Por constituir uma proposta de projeto de alteração na subestação, foi realizada uma análise financeira com objeto de definir o custo de aplicação do projeto, bem como o prazo de retorno do investimento.

Palavras chave: correção do fator de potência, curvas de carga, modalidade tarifária, carregamento de transformadores, subestação.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Triângulo de potências. 19
Figura 2: Influência do conteúdo Harmônico no triângulo de potências..... 19
Figura 3: Curva de demanda diária..... 23
Figura 4: Seleção de curvas típicas..... 24
Figura 5: Planta baixa da unidade consumidora 26
Figura 6: Transformador refrigerado a óleo. 31
Figura 7: Transformador refrigerado a ar. 31
Figura 8: Vistas lateral e superior do modelo de subestação da unidade consumidora..... 32
Figura 9: Analisador de Qualidade de Energia- POWER NET PQ-600 36
Figura 10: Esquema de ligação do equipamento medidor utilizado..... 36
Figura 11: Relatório de ensaios do transformador Romagnole 42
Figura 12: Detalhamento da fatura de novembro de 2017 da unidade consumidora 51

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Demandas máximas mensais registradas na unidade consumidora. 29
Gráfico 2: Resultado da simulação para a modalidade tarifária verde. 29
Gráfico 3: Resultado da simulação para a modalidade tarifária azul. 30
Gráfico 4: Curva típica dia letivo, demanda ativa 33
Gráfico 5: Curva típica dia letivo, demanda reativa 33
Gráfico 6: Curva típica dia letivo, demanda aparente 34
Gráfico 7: Curva típica de recesso, demanda ativa..... 34
Gráfico 8: Curva típica de recesso, demanda reativa. 35
Gráfico 9: Curva típica de recesso, demanda aparente..... 35
Gráfico 10: Curva de demanda média aparente do transformador refrigerado a óleo..... 37
Gráfico 11: Curva média de fator de carregamento do transformador refrigerado a óleo 37
Gráfico 12: Curva média de evolução das perdas do transformador refrigerado a óleo 38
Gráfico 13: Curva média de evolução do rendimento do transformador refrigerado a óleo .. 38
Gráfico 14: Curva de demanda média aparente do transformador refrigerado a ar 39
Gráfico 15: Curva média de evolução do fator de carreamento do transformador refrigerado a ar 39
Gráfico 16: Curva de evolução do rendimento do transformador refrigerado a ar 39
Gráfico 17: Curva de evolução do rendimento do transformador refrigerado a ar 40
Gráfico 18: Carregamento do transformador com isolação a seco de 500 kVA 44
Gráfico 19: Rendimento do transformador com isolação a seco de 500 kVA 44
Gráfico 20: Carregamento do transformador com isolação a seco 225 kVA 47
Gráfico 21: Rendimento do transformador com isolação a seco 225 kVA 47
Gráfico 22: Carregamento do conjunto de transformação de 1000 kVA 49
Gráfico 23: Rendimento do conjunto de transformação de 1000 kVA 49

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Classificação das unidades consumidoras segundo a ANEEL 18
Quadro 2: Turnos de funcionamento da unidade consumidora. 26
Quadro 3: Interpretação do Valor Presente Líquido. 55

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Dados de faturamento da unidade consumidora 27
Tabela 2: Dados financeiros das faturas da unidade consumidora. 28
Tabela 3: Custo Anual por Modalidade Tarifária 30
Tabela 4: Dados da simulação do carregamento do Transformador de 500 KVA 43
Tabela 5: Perdas dos transformadores de potência 45
Tabela 6: Parâmetros de carregamento do transformador de 225 KVA 46
Tabela 7: Parâmetros de carregamento de dois transformadores de 500 KVA. 48
Tabela 8: Resumo das propostas de intervenção 50
Tabela 9: Valores pagos pela energia reativa excedente no intervalo analisado. 53
Tabela 10: Fluxo de caixa do *payback* descontado 56

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
BEN	Balanço Energético Nacional
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
SEP	Sistemas Elétrico de Potência
UFES	Universidade Federal do Espírito Santo
VPL	Valor Presente Líquido.

LISTA DE SÍMBOLOS

Fp	Fator de Potência
Fc	Fator de Carregamento.
Fco	Fator de Carregamento Ótimo.
η	Rendimento
$\sum Perdas$	Somatório de perdas (kW)
$Eperdas$	Energia perdida por efeito joule. (kWh)
CV_P	Custo com demanda e energia no horário de ponta (R$)
CV_{FP}	Custo com demanda e energia no horário fora de ponta (R$)
CV_D	Custo diário com perdas no núcleo de um transformador. (R$)
CV_M	Custo mensal com perdas no núcleo de um transformador. (R$)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 13
1.1 Motivação 13
1.2 Objetivos 14
1.2.1 Objetivo geral 14
1.2.2 Objetivos Específicos 15
2 CONCEITOS E TEORIAS APLICADAS 16
2.1 Conceitos 16
2.2 Analise tarifária e otimização da demanda contratada 18
2.3 Fator de potência e metodologia de correção 19
2.4 Análise de carregamento de transformadores 20
2.5 Levantamento da curva de carga de uma instalação elétrica 22
3 ESTUDO DE CASO DA UNIDADE CONSUMIDORA 26
3.1 Dados do ciclo de faturamento da instalação Elétrica 27
3.2 Dados da subestação da unidade consumidora 30
3.3 Elaboração das curvas de carga 32
3.4 Análise do carregamento dos transformadores que compõem a subestação 36
4 ANÁLISE DOS DADOS E PROPOSTAS DE INTERVENÇÃO 41
4.1 Propostas de intervenção 41
4.1.1 Primeira proposta: 41
4.1.2 Segunda proposta: 45
4.1.3 Terceira proposta: 48
4.2 Analise econômica da proposta de intervenção 51
4.2.1 Economia gerada pela retirada de operação de um dos transformadores 51
4.2.2 Economia gerada com a correção do fator de potência. 52
4.2.3 Custo com a implementação das alterações na subestação. 53
4.2.4 Análise econômica do investimento proposto 54
5 TRABALHOS E PERSPECTIVAS FUTURAS 57
6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 58
APÊNDICE A- CURVAS DE GARGA 60
ANEXO A - CÓDIGO DE OTIMIZAÇÃO TARIFÁRIA 103

ANEXO B - ORÇAMENTO DA PROPOSTA TÉCNCIA DE INTERVENÇÃO 106
ANEXO C- RELATÓRIO DE ENSAIOS DO TRANSFORMADOR..... 111

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Segundo o balanço energético nacional (BEN2018), publicado pela empresa de pesquisa de energia (EPE), com relação ao consumo de energia elétrica, a participação setorial no Brasil encontra-se distribuída do seguinte modo: 0,4 % para o setor de Transportes, 37,7% para o setor Industrial, 25,5 % para o setor Residencial, 17,1% para o setor Comercial, 5,6 % para o setor Energético, 5,5% para o setor Agropecuário e 8,2% para o setor público. As classes industrial e comercial somadas apresentam maior percentual de consumo de energia elétrica registrado. Portanto, os projetos de otimização de instalações elétricas aplicados a estes setores tornam-se alternativas atrativas para investimento rentáveis, visto que a correção de problemas como: o baixo fator de potência que leva ao consumo de energia reativa excedente e a não realização do ajustes periódicos nas condições de contrato de fornecimento, tendo como consequência ultrapassagens de demanda que impactam diretamente no valor final da fatura paga pela unidade consumidora.

Além dos prejuízos relacionados com a fatura de fornecimento, quando uma instalação elétrica opera com baixo fator de potência, podem ocorrer outros problemas, tais como: a subutilização da capacidade instalada em subestações; a operação de equipamentos elétricos sobrecarregados, no fim da vida útil e com baixo rendimento; a subutilização da capacidade de distribuição de energia do SEP e o aumento de perdas por efeito joule nos condutores, dispositivos e máquinas elétricas atendidas pela instalação. Os impactos dos problemas citados são sentidos pelas unidades consumidoras principalmente em suas faturas de fornecimento, visto que :

> muito se fala em eficiência energética nos dias atuais. Normalmente, essa preocupação está associada ao uso racional dos equipamentos e emprego de dispositivos mais eficientes. Um ponto menos explorado acerca do assunto é o gerenciamento de parâmetros dos contratos de energia entre consumidores e concessionária. Esses parâmetros, nomeadamente, demanda contratada e enquadramento tarifário, podem alterar de forma predominante o valor da conta final. (COSER et al, 2014).

Portando, deve-se incluir nas rotinas de manutenção elétrica da unidade consumidora ações de otimização e eficiência energética, como por exemplo: a revisão contratual e análise tarifária, para selecionar as melhores condições de contrato que levem ao custo mínimo com a fatura, medidas de gestão que contribuam para o uso racional de energia elétrica, analise de

carregamento das máquinas elétricas, avaliação do sistema de iluminação de acordo com os requisitos mínimos de iluminância no plano de trabalho.

O fator de potência de uma instalação elétrica depende tanto da solicitação de potência reativa, proveniente de máquinas elétricas como: transformadores, motores elétricos, fornos indutivos, reatores de lâmpadas de descarga, chaves eletromecânicas, como da taxa de distorção harmônica total causada pela presença de cargas não lineares, como: máquinas de solda retificadores, inversores e os demais conversores estáticos, baseados em semicondutores controlados de potência, o que se traduz como a presença de outras componentes em frequências múltiplas da fundamental.

A resolução normativa nº 414 da ANEEL, em seu artigo 96, parágrafo 1º, que define o fator de potência de referência:

> I – O período de 6 (seis) horas consecutivas, compreendido, a critério da distribuidora, entre 23h 30min e 6h 30min, apenas os fatores de potência "fT" inferiores a 0,92 capacitivo para unidades consumidoras conectadas em níveis de tensão inferiores a 69 kV ou inferiores a 1 capacitivo para as demais unidades consumidoras, verificados em cada intervalo de 1 (uma) hora "T"; e II – o período diário complementar ao definido no inciso I, apenas os fatores de potência "fT" inferiores a 0,92 indutivo para unidades consumidoras conectadas em níveis de tensão inferiores a 69 kV ou inferiores a 0,95 indutivo para as demais unidades consumidoras, verificados em cada intervalo de 1 (uma) hora "T". (ANEEL, 2012)

Cabe ressaltar que a redação desta norma foi alterada pelo Art. 95. O fator de potência de referência "fR", indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido, para as unidades consumidoras do grupo A o valor de 0,92. (ANEEL, 2013).

O não cumprimento dos valores de referência do fator de potência acarreta a cobrança de energia reativa excedente com tarifa dobrada, em relação ao valor praticado no contrato.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Elaborar uma proposta técnica de otimização da subestação da unidade consumidora com objetivo de promover a correção do fator de potência e implementar ações que reduzam as perdas de transformação.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Realizar uma revisão do contrato de fornecimento de energia elétrica da unidade consumidora.
- Dimensionar um banco capacitivo para efetuar a correção do fator de potência.
- Analisar o carregamento dos transformadores que compõem a subestação com objetivo de reduzir as perdas técnicas de transformação.
- Propor alterações na distribuição das cargas no barramento geral de baixa tensão da subestação afim de otimizar o carregamento dos transformadores.
- Realizar o orçamento técnico da proposta de intervenção junto com análise econômica de investimento no projeto.

2 CONCEITOS E TEORIAS APLICADAS

2.1 Conceitos

A resolução normativa Nº 414 da ANEEL apresenta algumas definições importantes a serem consideradas para o desenvolvimento de projetos de otimização tarifária e eficiência energética.
Carga instalada - soma das potências nominais dos equipamentos elétricos da instalação elétrica, em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW);
Demanda - média das potências elétricas ativa e reativa, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado, expressa em quilowatts (kW) e quilovolt ampère-reativo (kVAr), respectivamente;

Demanda contratada - potência ativa total disponibilizada pela distribuidora, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, e que deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em kW;

Demanda faturável - valor de demanda de potência ativa, considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em kW;

Demanda medida - maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada em intervalos de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento;

Fator de potência - razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas num mesmo período especificado (Redação dada pela REN ANEEL 418, de 23.11.2010).

Modalidade tarifária - conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas, considerando as seguintes modalidades:

- modalidade tarifária convencional monômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifa de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia (incluída pela REN ANEEL 479, de 03.04.2012);
- modalidade tarifária horária branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1,

caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (incluída pela REN ANEEL 479, de 03.04.2012);

- modalidade tarifária convencional binômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia (Incluída pela REN ANEEL 479, de 03.04.2012);
- modalidade tarifária horária verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência e (Incluída pela REN ANEEL 479, de 03.04.2012);
- modalidade tarifária horária azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia (Incluída pela REN ANEEL nº 479, de 03.04.2012);

Subestação - parte do sistema de potência que compreende os dispositivos de manobra, controle, proteção, transformação e demais equipamentos, condutores e acessórios, abrangendo as obras civis e estruturas de montagem;

Tarifa - valor monetário estabelecido pela ANEEL, fixado em R$ (Reais) por unidade de energia elétrica ativa ou da demanda de potência ativa, sendo (Redação dada pela REN ANEEL 479, de 03.04.2012):

- tarifa de energia – TE: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia e (Redação dada pela REN ANEEL 479, de 03.04.2012);
- tarifa de uso do sistema de distribuição – TUSD: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R$/MWh ou em R$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema (Redação dada pela REN ANEEL 479, de 03.04.2012);

Tarifa binômia de fornecimento - aquela que é constituída por valores monetários aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável (Incluído pela REN ANEEL 479, de 03.04.2012);

Tarifa monômia de fornecimento - aquela que é constituída por valor monetário aplicável unicamente ao consumo de energia elétrica ativa, obtida pela conjunção da componente de demanda de potência e de consumo de energia elétrica que compõem a tarifa binômia (Incluído pela REN ANEEL 479, de 03.04.2012);

Unidade consumidora - conjunto composto por instalações, ramal de entrada, equipamentos elétricos, condutores e acessórios, incluída a subestação, quando do fornecimento em tensão primária, caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de entrega, com medição individualizada, correspondente a um único consumidor e localizado em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas;

2.2 Analise tarifária e otimização da demanda contratada

A ANEEL apresenta uma estrutura tarifária com possibilidade de cobrança de tarifas diferenciadas de acordo com o nível de tensão de fornecimento e a demanda de energia e potência elétrica da unidade consumidora. O Quadro 1 apresenta esta classificação.

Quadro 1: Classificação das unidades consumidoras segundo a ANEEL.

Grupo	Classe	Nível de tensão
A	A1	230kV ou maior
	A2	88kV a 138kV
	A3	69kV
	A4	2,3 a 25kV
B	Baixa tensão	Menor que 2,3kV
	Residencial	110 ou 220

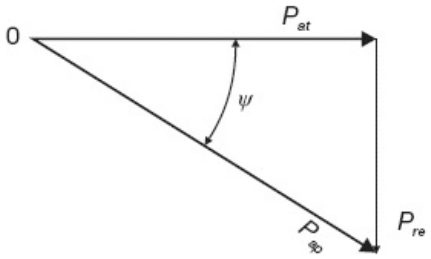
Fonte: ANEEL. (2015)

Conforme a redação da resolução normativa Nº 414 da ANEEL, os consumidores do grupo A podem optar pelas modalidades tarifárias horo sazonal verde, azul ou convencional, dependendo dos níveis de tensão de fornecimento e da demanda da unidade consumidora. A otimização tarifária aplicada a unidades consumidoras em operação consiste no estudo do perfil de demandas e energia consumidas ao longo de um período de análise que tipicamente é de doze ciclos de faturamento, onde avalia-se qual a melhor opção de contrato em termos financeiros.

2.3 Fator de potência e metodologia de correção

O fator de potência de um equipamento elétrico ou instalação pode ser definido pela relação entre a potência ativa e a potência aparente absorvidas da fonte de alimentação, para fins de faturamento de solicitação de energia reativa. Este fator é obtido pela relação entre as energias ativa e aparente absorvidas pela instalação. Segundo (MAMEDE,2017) para as instalações que idealmente possuem apenas cargas lineares, este valor também corresponde ao cosseno do ângulo entre a componente ativa e a componente reativa, conforme apresentado na Figura 1.

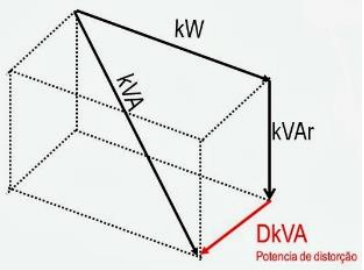
Figura 1: Triângulo de potências.



Fonte: MAMEDE FILHO 9° ed. (2017)

Porém, nas instalações elétricas industriais reais, existe a presença de cargas não-lineares tais como circuitos retificadores, inversores de frequência, controladores CA, *Soft-starter* que provocam a deformação do formato senoidal, inserindo componentes harmônicas que são senóides de tensão, cujas frequências de oscilação são múltiplas da frequência fundamental definida como 60 Hz no Brasil. Estas componentes ocasionam um deslocamento deste ângulo ψ, aumentando seu valor e com isso diminuindo o fator de potência da instalação, conforme o apresentado na Figura 2.

Figura 2: Influência do conteúdo Harmônico no triângulo de potências.



Fonte: Matinho. Edson (2014)

A presença desta potência de distorção, leva ao aumento da potência aparente solicitada pela instalação elétrica, levando a diminuição do fator de potência.

Segundo (MAMEDE,2017) as causas do baixo fator de potência em uma instalação são:

> Motores de indução trabalhando a vazio durante um longo período de operação; motores superdimensionados em relação às máquinas a eles acopladas.; transformadores em operação a vazio ou em carga leve; Grande número de reatores de baixo fator de potência suprindo lâmpadas de descarga (lâmpadas fluorescentes, vapor de mercúrio, vapor de sódio etc.); fornos a arco; fornos de indução eletromagnética; máquinas de solda a transformador; equipamentos eletrônicos; grande número de motores de pequena potência em operação durante um longo período. (MAMEDE, 9º edição, pág. 414).

Logo os projetos de otimização e eficiência energética devem conter o levantamento e análise da condição dos equipamentos elétricos, observando suas características de operação, como o rendimento, o tempo de uso e a vida útil, condição de carregamento, a situação da instalação elétrica que atende este equipamento, verificação do nível de tensão e demais grandezas associadas no ponto de entrega. Com base nestas análises podem ocorrer substituições de equipamentos, reformas na instalação elétrica, adequação de ambientes ao nível de iluminância adequado para a realização de atividades, mudanças físicas de carregamento de transformadores e motores elétricos.

Considerando a aplicação em instalações elétricas do grupo A, para realizar a correção do fator de potência pode-se optar pelo uso de bancos capacitivos conectados em paralelo com o ponto de correção ou por meio da utilização de máquinas síncronas operando na compensação de reativos. Na correção com capacitores pode-se utilizar bancos instalados diretamente a equipamentos que demandam elevada potência reativa ou diretamente no barramento de baixa tensão da subestação, podendo estes serem fixos, ou automáticos, dependendo da curva de carga da instalação elétrica. A correção do fator de potência por máquina síncrona operando sobrexcitada não apresenta uma solução viável para aplicação em instalações industriais de pequeno porte. Este recurso tem encontrado aplicações mais expressivas em linhas de transmissão, onde o porte da instalação justifica o investimento com a estrutura do sistema.

Dentre as vantagens de efetuar a correção do fator de potência, conforme (MAMEDE,2017), pode-se citar a “redução das perdas nos circuitos terminais, liberação da potência instalada em transformação, liberação da capacidade de cargas dos circuitos terminais e de distribuição. melhoria do nível de tensão, melhoria na operação dos equipamentos de manobra e proteção. (MAMEDE, 9º edição, pág. 445)

2.4 Análise de carregamento de transformadores

Para definir o carregamento do transformador ou conjunto de transformadores que atendam uma subestação de uma unidade consumidora, pode-se aplicar dois métodos distintos, o primeiro seria calcular a demanda provável do barramento de baixa tensão do transformador,

conhecendo a carga instalada e os fatores de demanda aplicáveis a cargas em multiplicidade, conforme as orientações da NBR5410/04. Este método é utilizado quando a instalação está na fase de projeto, ou seja, ainda não existe fisicamente. O outro método consiste em definir a curva de carga da unidade consumidora, baseando-se em registros de consumo de energia elétrica e demanda de potência ao longo do ciclo de faturamento. O último método é aplicado a instalações que se encontram em operação e deseja-se realizar o diagnóstico do carregamento atual do transformador ou do grupo de transformadores.

Segundo a NBR 5356-7/2017, os transformadores são fabricados para uma vida útil de 35 anos, considerando o funcionamento a plena carga, de modo que

> O dimensionamento do transformador de potência deve ser feito considerando dois ciclos de carga de referência: ciclo de carga normal (descrito em H.3.3.3.1) e ciclo de sobrecarga (descrito em H.3.3.3.2 e H.3.3.3.3). Deve-se considerar que em 90 % dos dias de operação, o transformador esteja submetido ao ciclo de carga normal e nos 10 % dos dias de operação restantes ao ciclo de sobrecarga. A expectativa de vida projetada nesta condição composta deve ser de 35 anos. (NBR 5356-7,2017).

Portanto, a seleção do transformador de acordo com as características da carga a ser atendida pela subestação deve contemplar as recomendações acima citadas, devendo ainda considerar que a não utilização da capacidade instalada da subestação leva a operação com rendimentos inferiores ao nominal, isto por que as perdas no núcleo do transformador são constantes, logo quando maior for a potência nominal do transformador, maior será sua perda no núcleo, já as perdas no cobre são proporcionais ao quadrado do fator de carregamento, conforme as equações (1) e (2).

$$Fc = \frac{Si}{Strafo} \tag{1}$$

$$\eta = \frac{Pi}{(Pi + Pfe + Fc^2.Pcu)} \tag{2}$$

S_i Demanda aparente medida a cada intervalo de tempo;

P_i Demanda aparente medida a cada intervalo de tempo;

F_c Fator de carregamento do transformador;

S_{trafo} Potência nominal do Transformador;

P_{fe} Perdas no ferro do transformador;

P_{cu} Perdas no cobre com carga nominal;

η Rendimento nominal.

Segundo (MAMEDE,2017), o rendimento máximo do transformador será obtido quando aplicarmos uma carga tal que leve ao fator de carregamento definido como:

$$Fc = \sqrt{\frac{Pfe}{Pcu}} \tag{3}$$

2.5 Levantamento da curva de carga de uma instalação elétrica

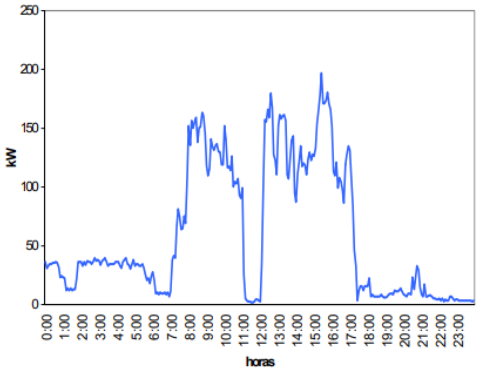
A demanda de potência de uma instalação elétrica varia ao longo do tempo, isto porque, equipamentos elétricos entram e saem de operação ao longo do dia, de acordo com o regime de carga. Para o caso de cargas comerciais e industrias, por exemplo, pode-se associar sua curva de carga com o perfil produtivo do estabelecimentos comerciais e plantas industriais. Os dados de consumo das instalações elétricas do grupo A encontram-se registrados na massa de dados dos medidores, com registros de energia elétrica, demandas ativa e reativa que podem ser acessados mediante a solicitação formal realizada pelo responsável técnico pelo contrato de fornecimento da unidade consumidora junto a concessionária local, esta é responsável pela instalação e monitoramento dos medidores que integralizam o consumo dos seus clientes. Outra forma de realizar a aquisição destes dados consiste em instalar equipamentos medidores de energia elétrica e demanda, diretamente ao barramento geral de baixa tensão, programando-os para um período de coleta suficiente para caracterização da curva de carga. Geralmente este período de aquisição corresponde a um mês, dependendo da capacidade de armazenamento do equipamento utilizado.

Os analisadores de energia são equipamentos que oferecem os recursos necessários para a aquisição dos dados em questão, sendo utilizados na maioria das aplicações em que se deseja avaliar o consumo de energia elétrica, demandas de potência elétrica, corrente, tensões de fase e linha, desequilíbrios de tensão com deslocamento do neutro, conteúdo harmônico, variações instantâneas de tensão e corrente, fator de potência, entre outros.

A Figura 3 apresenta uma curva de demanda ativa avaliada ao longo de um dia de funcionamento de uma unidade consumidora comercial. Nota-se como descrito anteriormente,

que a variação de carga é mais expressiva no período que corresponde ao horário comercial, quando o estabelecimento tem expediente.

Figura 3: Curva de demanda diária.



Fonte: COSER, J.; WITTE, G. E DA SILVA, J.

A partir das curvas diárias de demanda de potências ativa, reativa e aparente, é possível elaborar curvas de cargas mensais, curvas típicas para dias da semana com expediente comercial ou industrial, curvas para sábados, domingos e feriados. A metodologia utilizada na elaboração da curva depende de quais são as margens estatísticas que se pretende garantir com valores definidos de desvio padrão da curva média obtida em relação as amostras coletadas, dependendo do grau de precisão que se pretende trabalhar na caracterização da carga.

Segundo (MAMEDE,2017), a carga equivalente (C_{eq}) de uma curva de carga definida para um intervalo de tempo (T_i) pode ser obtida por um valor médio quadrático das potencias (P_i) relacionadas a cada intervalo de ocorrência, definido pela equação (4).

$$Ceq = \sqrt{\frac{P1^2xT1 + P2^2xT1 \ldots Pn^2xTn}{T1+T2 \ldots TN}} \tag{4}$$

Note que esta média é ponderada pelo intervalo de tempo em que ocorre o valor de demanda de potência respectivo, logo picos de demanda com longa duração elevam este média, o que resulta na escolha de um transformador adequado a esta condição. Este procedimento de cálculo foi definido pela NBR5416 que foi cancelada e teve sua substituição pela NBR5356-7.

Segundo (Robba, Oliveira, Penin, Casolari, 2004), o procedimento para a caracterização de carregamento de transformadores de distribuição consiste em determinar a média aritmética e o desvio padrão, através dos procedimentos a seguir:

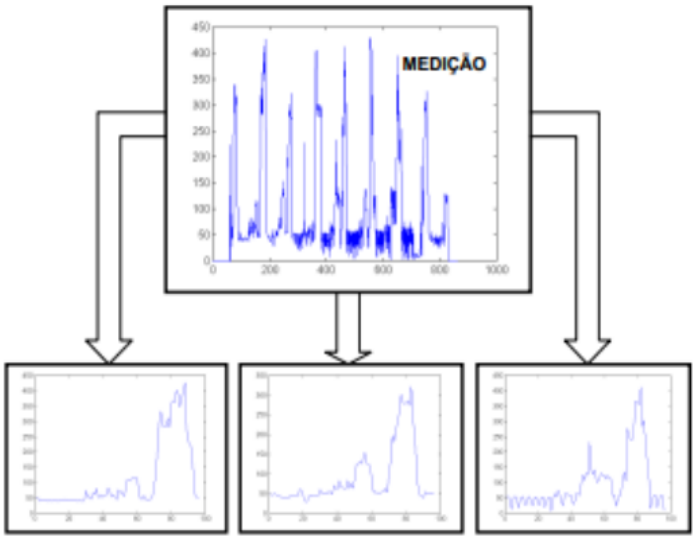
1. Convertem-se os valores das demandas medidas, em kVA, em por unidade, utilizando-se como valor de base a potência nominal do transformador; 2. Determina-se para cada transformador da família a curva de carga diária média, em que, o valor da demanda para cada período da curva, duração de 15 minutos, é obtido pela média aritmética dos valores observados em cada um dos dias de medição acompanhado de seu desvio padrão, Para cada período determinam-se ainda os valores, máximo e mínimo, da demanda que correspondem ao maior e menor valor observado, no intervalo considerado, durante o tempo de medição; 3. Com procedimento análogo determina-se a curva diária de carga da família, A demanda média, em por unidade, no intervalo de tempo "i", dméd (i), é dada por:

$$d_{méd}(i) = \frac{\sum_{k=0,n} d_k(i)}{n}$$

(E. J. Robba, C. C. B. de Oliveira, C. A. de S. Penin, R. P. Casolari, L. N. Silva, H. R. P. M. Oliveira, 2004)

Baseando-se na memória de massa ou em relatórios de equipamentos analisadores de energia elétrica é possível a obtenção de curvas típicas, selecionar curvas diárias médias para representação do consumo da instalação elétrica em dias úteis, sábados, domingos e feriados, conforme a Figura 4.

Figura 4: Seleção de curvas típicas.



Fonte: ANEEL, 2000.

Estas curvas médias devem ter um grau de aproximação forte com os dados coletados, de modo que tenham semelhanças entre si, com desvio padrão menores entre si. Segundo ANEEL,

> "... Dado um conjunto de curvas características, as técnicas de "*cluster analysis*" segregam este conjunto em subconjuntos ou "clusters", tal forma que as curvas de um mesmo subconjunto apresentem uma grande semelhança entre si, mas as curvas de subconjuntos diferentes apresentem uma baixa similaridade. No final, cada subconjunto será representado por uma curva típica, ou melhor, uma tipologia". (ANEEL,2000, p.15).

Existem vários métodos para selecionar dados que tenham desvio padrão pequeno, com proximidade suficiente para a formação de curvas médias, dentre eles pode-se citar: Distância Euclidiana Simples, Distância Euclidiana Ponderada e a Distância X^2. Deve-se ainda considerar os métodos estatísticos nesta elaboração, como por exemplo, o método de Classificação Não Hierárquica e o Método de Classificação Hierárquica.

> "Os métodos não hierárquicos caracterizam-se por admitir que um indivíduo seja alocado em um grupo e posteriormente em outro. Estes métodos, a partir da escolha de agrupamento inicial, chamados de núcleos iniciais, procuram outros agrupamentos que otimizem um critério. São métodos adequados quando o número de indivíduos é maior que 100." (GEMIGNANI ,2009, p.33).

Portando, um projeto de otimização de subestação deve ser elaborado com base na curva de carga da instalação elétrica, nos registros de demandas máximas durante um período selecionado para o estudo e do carregamento do transformador ou do conjunto de transformadores, de modo que estes operem com o maior rendimento possível, minimizando as perdas técnicas de transformação.

3 ESTUDO DE CASO DA UNIDADE CONSUMIDORA

A unidade consumidora alvo do projeto de otimização conhecida como SERVIÇO NACIONAL DE APRENDIZAGEM INDUSTRIAL -SENAI, localiza-se na Avenida Paulo Miguel Bohomoletz 520 R. Civit I, Serra- ES. Esta unidade desenvolve a atividade de Ensino Profissionalizante de nível Básico e Técnico, abrangendo as áreas de Eletrotécnica, Refrigeração, Mecânica Industrial, Tecnologia da Informação e Redes de computadores, Segurança do Trabalho e Administração. O funcionamento desta instalação ocorre de segunda à sábado, conforme o Quadro 2.

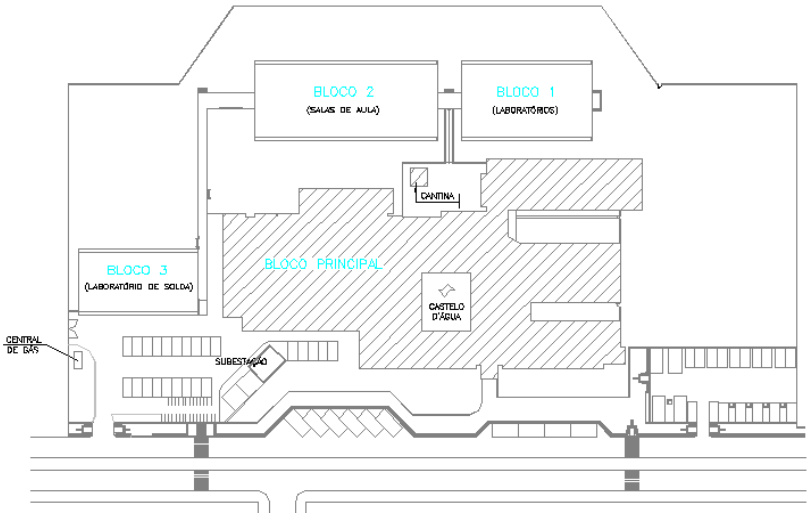
Quadro 2: Turnos de funcionamento da unidade consumidora.

Dias	Matutino 07hs e 30min às 11hs 30min	Vespertino 13hs e30min às17hs 30min	Noturno 18hs e 30min às 22hs
Segunda a sexta	X	X	X
Sábados	X	X	__
Domingos e feriados	__	__	__

Fonte: Produção do próprio autor.

A unidade consumidora está inserida na modalidade tarifária Horária Verde, grupo tarifário A e subgrupo tarifário A4, com demanda contratada de 165 KW e tensão contratada de 11,4 kV. A Figura 5, apresenta a planta baixa contendo os principais blocos da instalação.

Figura 5: Planta baixa da unidade consumidora.



Fonte: Projeto arquitetônico da unidade consumidora.

3.1 Dados do ciclo de faturamento da instalação Elétrica

Os dados apresentados nesta seção foram retirados de um conjunto de faturas de fornecimento de energia da instalação elétrica alvo do estudo, sendo que o período em questão, corresponde aos doze meses do ano de 2017. A Tabela 1 apresenta um resumo contendo os dados de energia consumida, demanda máxima registrada e ultrapassagem de demanda.

Tabela 1:Dados de faturamento da unidade consumidora.

	Energia Ativa (kWh)		Demanda Máxima (kW)		ERE (kWh)	Ultrapassagem (kW)
Mês/2017	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	_____	_____
Janeiro	5.933,76	26.442,53	102,53	93,31	3.865,39	---------
Fevereiro	3.629,23	21.006,14	129,02	177,98	3.772,80	12,98
Março	7.192,22	34.260,62	201,02	215,42	3.995,71	50,42
Abril	6.740,35	31.053,74	161,86	170,50	4.034,02	---------
Maio	5.959,58	24.419,66	153,79	178,56	3.681,36	13,56
Junho	6.180,77	28.456,13	137,66	196,42	3.904,13	31,42
Julho	4.041,94	18.966,96	105,41	129,60	3.554,50	---------
Agosto	4.931,71	22.762,94	122,69	153,79	3.616,56	---------
Setembro	5.762,88	24329,66	133,06	168,19	3.059,71	---------
Outubro	6.052,75	29.001,74	184,32	142,55	3.161,52	19,32
Novembro	5.803,49	30.280,18	194,69	140,54	2.909,23	29,69
Dezembro	4.542,48	28.287,22	112,90	187,20	3.313,30	22,20
Total	66.771,16	319.267,52	1.738,95	1.954,06	42.868,23	179,59
Média	5.564,26	26.605,63	144,91	162,84	3.572,35	25,66

Fonte: Produção do próprio autor.

Analisando os dos Tabela 1, observa-se que a unidade consumidora demanda em torno de 17,30% da energia total consumida em um mês durante o horário de ponta, com eventos de ultrapassagem média de demanda de 15,55%, em relação ao valor de contrato de 165 kW. A demanda máxima registrada no ano de 2017 foi de 215,42 kW em março, com presença de registros de energia reativa excedente nos doze meses observados, o que sinaliza a necessidade de intervenção para verificar o motivo desta ocorrência.

Considerando as tarifas de energia e demanda vigentes no período considerado, os dias de aplicação de bandeiras verde, amarela e vermelha, a opção pela modalidade Horo Sazonal Verde, pode-se resumir em termos financeiros, os valores cobrados nas faturas analisadas pela Tabela 2.

Tabela 2: Dados financeiros das faturas da unidade consumidora.

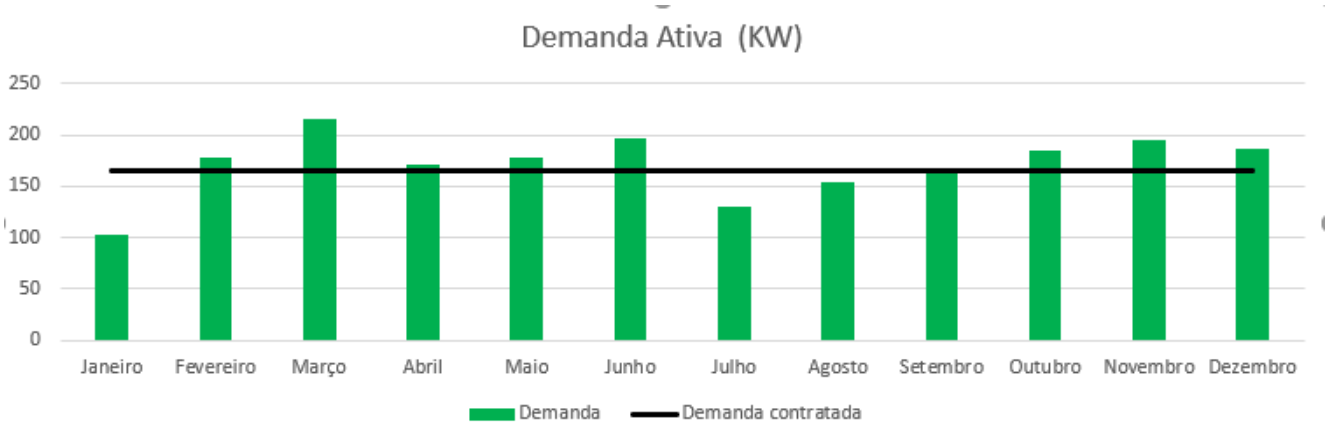
Mês/2017	Total fatura (R$)	Consumo (R$)	Demanda (R$)	Ultrapassagem (R$)	Reativo Excedente (R$)
Janeiro	29.642,66	16.714,65	2.511,30	----------	902,99
Fevereiro	23.578,87	11.652,82	2.708,92	395,23	881,36
Março	40.767,79	20.913,33	3.278,75	1.534,91	933,44
Abril	33.230,25	17.788,88	2.594,95	----------	782,43
Maio	30.790,56	15.685,57	2.717,68	412,77	803,12
Junho	22.918,56	11.537,19	2.511,30	----------	810,14
Julho	22.918,56	11.537,19	2.511,30	----------	810,14
Agosto	28.308,42	14.435,56	2.763,59	----------	888,60
Setembro	32.080,94	16.752,98	3.091,37	----------	809,81
Outubro	35.083,81	18.658,67	3.387,80	710,20	836,76
Novembro	36.282,93	18.652,55	3.578,37	1.091,33	769,99
Dezembro	31.828,13	16.013,50	3.440,74	816,07	879,93
Total	367.431,48	190.342,89	35.096,07	4.960,51	10.108,71
Total (%)	100,00	51,80	9,55	1,35	2,75

Fonte: Produção do próprio autor.

De acordo com a Tabela 2, nota-se que o reativo excedente está presente em todos os meses analisados e gera um custo anual de R$ 10.108,71, o que motivou o desenvolvimento deste projeto, visto que o fator de potência está abaixo do valor de referência de acordo com a resolução normativa nº 414 da ANEEL, além de gerar este custo anual com o excedente, contribui para o aumento da corrente que circula nos condutores da instalação, o que aumenta perdas e subutiliza a capacidade de fornecimento de energia da concessionária local. A ultrapassagem de demanda anual total que ocorre, apresenta um percentual de menor expressividade, correspondendo a 1,35% do valor total pago pelas faturas.

O Gráfico 1 apresenta as demandas registradas no período de análise, comparado a referência definida pela demanda contratada.

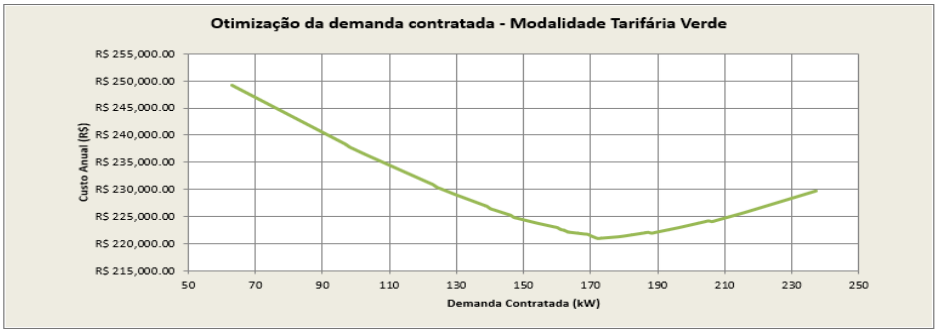
Gráfico 1: Demandas máximas mensais registradas na unidade consumidora.



Fonte: Produção do próprio autor.

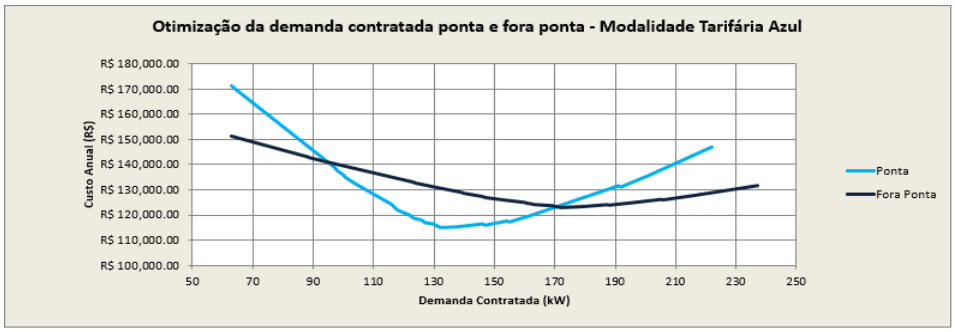
A simulação desenvolvida no MATLAB, tem por objetivo avaliar qual a opção de contrato melhor atende à unidade consumidora. O algoritmo utilizado foi desenvolvido na disciplina de Eficiência Energética cujo direcionamento foi dado pela professora Dr. Carla Cunha, e encontra-se em anexo ao trabalho. O retorno da simulação está representado pelo Gráfico 2 e o Gráfico 3, que relacionam o custo total do projeto em função dos valores de demandas contratadas nas modalidades Horo Sazonais Azul e Verde.

Gráfico 2: Resultado da simulação para a modalidade tarifária verde.



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 3: Resultado da simulação para a modalidade tarifária azul.



Fonte: Produção do próprio autor.

Os resultados das simulações no MATLAB para otimização da demanda contratada apontam como o contratado ideal na modalidade Horo Sazonal Verde, conforme a Tabela 3 com demanda contratada de 172 kW, que leva a uma economia de cerca de 0,5 % em relação ao contrato atual praticado. A modalidade Horo Sazonal Azul com demandas contratadas de 132kW para o horário Ponta e 172kW para o horário Fora Ponta, apresenta custo anual 7,2% superior ao custo anual atual, o que inviabiliza sua prática. Considerando a possibilidade de variação do consumo de energia e de demanda apresentado pela unidade consumidora nos próximos meses, em função do perfil comercial que ela apresenta, não é interessante alterar o valor de demanda contratada no contrato de fornecimento, visto que o ganho com esta ação é próximo da margem de variação do perfil de carga.

Tabela 3: Custo Anual por Modalidade Tarifária.

	Custos Anuais (R$)	Variação (%)	Economia(R$)
Condição atual de contrato	221.877.92	----------	----------
Opção pela tarifa verde otimizada.	220.832,22	-0,47	1.045,70
Opção pela tarifa azul otimizada.	237.803,28	7,18	-15.925,36

Fonte: Produção do próprio autor.

3.2 Dados da subestação da unidade consumidora

A subestação utilizada para o fornecimento de energia é do tipo cabine abrigada, com dois transformadores trifásicos de 500 kVA, um mais antigo da Cemig representado na Figura 6, que apresentada maior percentual de cargas e acoplado a ele e que possui um banco capacitivo

fixo com quatro unidade de 15 KVar, totalizando a injeção constante de 60 KVar de potência reativa na instalação, com funcionamento continuo, diariamente. O outro transformador é do tipo refrigerado a ar, este é novo e está representado na Figura 7, também de 500 KVA e acoplado a ele existe um banco capacitivo automatizado, que apresenta um conjunto de unidades capacitivas com potências de 5 KVar (1 unidade), 10 KVar (8 unidades) e 20 KVar (1 unidade), todas trifásicas e que são chaveadas de acordo com a necessidade de correção. O medidor encontra-se no lado de alta tensão.

Figura 6: Transformador refrigerado a óleo.

Pot. Nom.s	500 kVA
Tipo	CTF
Fases	3
Norma	EB-91-1971
Nível de Isolamento	15 - B
Reg. Serviço	Contínuo
Data de Fabricação	ABR/1980
Relação de transformação (V/V)	11400/220
Frequência	60 Hz
Impedância em 11,4kV	4,45%
Refrigerado a óleo	

Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 7: Transformador refrigerado a ar.

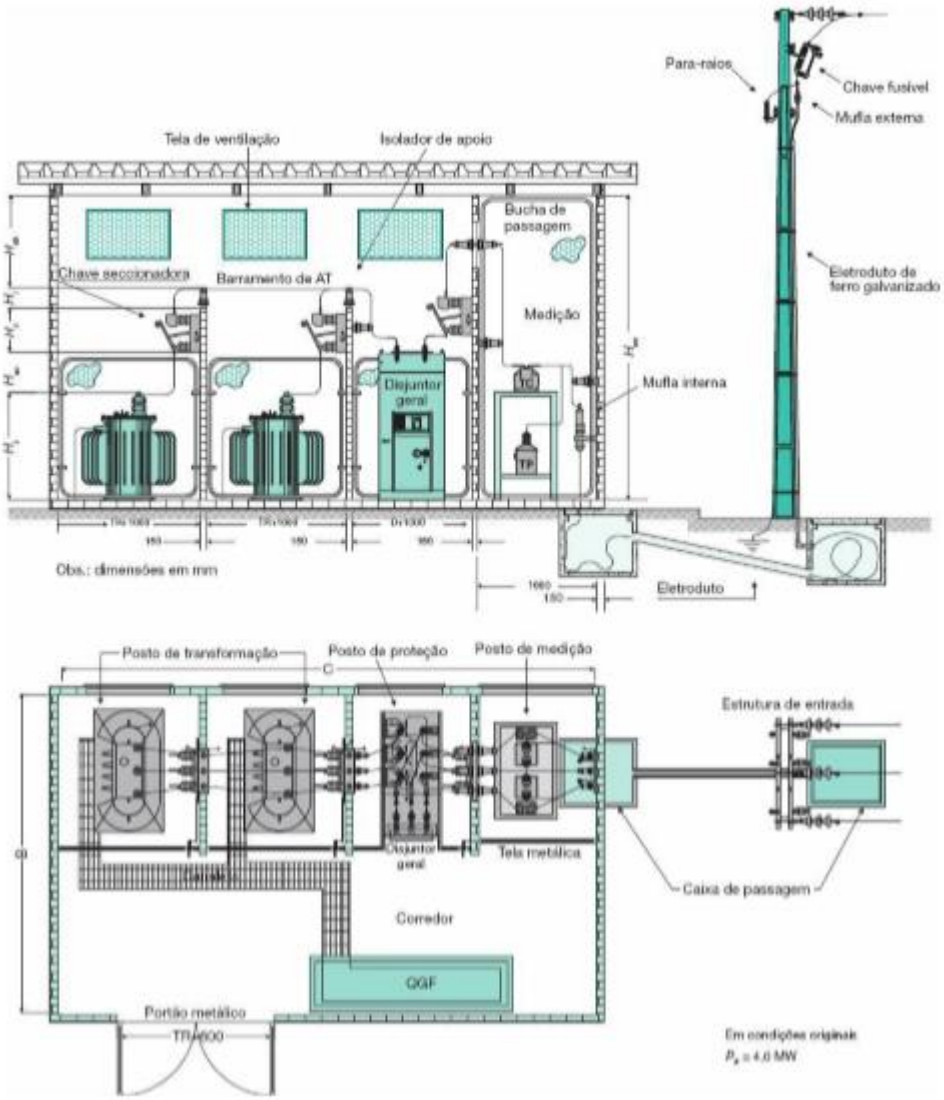
Pot. Nom.s	500 kVA
Tipo	TSETAL
Fases	3
Norma	NBR 10295/11
Nível de Isolamento	15 - B
Reg. Serviço	Contínuo
Data de Fabricação	FEV/14
Relação de transformação (V/V)	11400/220
Frequência	60 Hz
Impedância em 11,4kV	5,07%
Refrigerado a ar	

Fonte: Produção do próprio autor.

A estrutura da subestação pode ser ilustrada pela Figura 8 com um posto de transformação constituído de dois transformadores que não operam em paralelo, com distribuição de cargas distintas, um refrigerado a óleo e outro refrigerado a ar. A unidade consumidora passou por reformas, sendo construídos novos laboratórios, o que representa um potencial para crescimento da demanda diária de potência elétrica, principalmente pela presença de um laboratório

equipado com máquinas de solda a arco elétrico, com baixo fator de potência e elevada demanda.

Figura 8: Vistas lateral e superior do modelo de subestação da unidade consumidora.



Fonte: MAMEDE FILHO 9° ed. (2017).

3.3 Elaboração das curvas de carga

Dentre os métodos citados no referencial teórico para a obtenção das curvas de carga, optou-se pela seguinte metodologia de levantamento das curvas.

i. Os dados utilizados para traçar as curvas foram retirados da memória de massa fornecida pela concessionária local.

ii. O período de registro dos dados foi de 1 ciclo de faturamento, com início em 24/10/2017 – terça feira até 23/11/2017 –quinta feira, integralizando 30 dias.

iii. O *software* utilizado para traçar as curvas foi o EXCEL, sendo que para cada dia da semana, foi traçado as curvas diárias e calculado uma curva média com auxílio de média aritmética, por dia da semana.

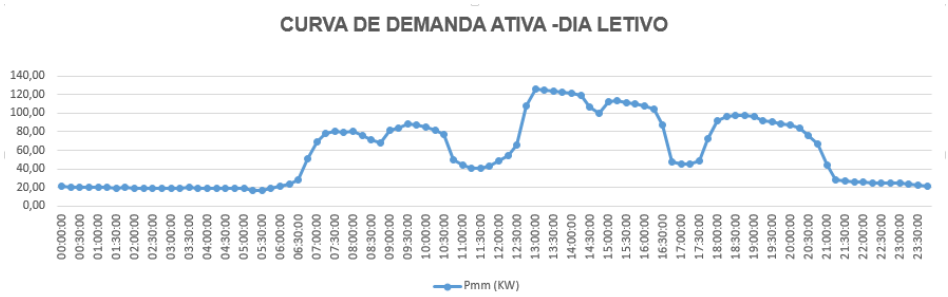
iv. Do conjunto de curvas médias geradas foi extraído duas curvas padrão, uma para dia letivo e outra para sábados, domingos e feriados, novamente o recurso utilizado foi média aritmética.

v. Foram consideradas como curvas de carga da unidade consumidora, as curvas de potência aparente, ativa, reativa, obtidas para dia letivo, de acordo com a descrição do tópico anterior.

Todas as curvas geradas pelo procedimento adotado constam no anexo deste projeto. A seguir são apresentadas as curvas de carga médias obtidas para dia letivo, conforme o exposto no Gráfico 4, no Gráfico 5 e no Gráfico 6.

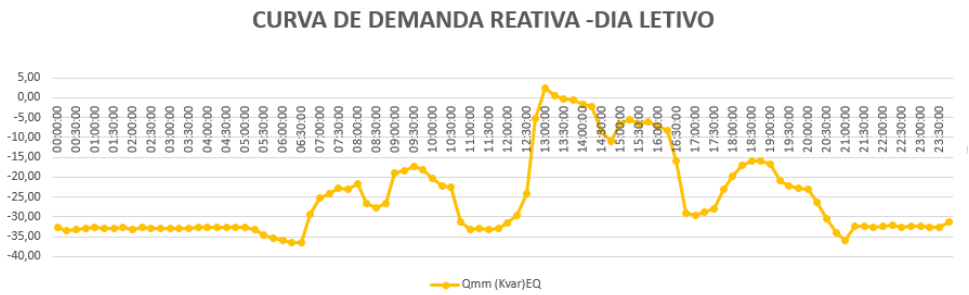
- Curvas de demanda de dias letivos

Gráfico 4: Curva típica dia letivo, demanda ativa.



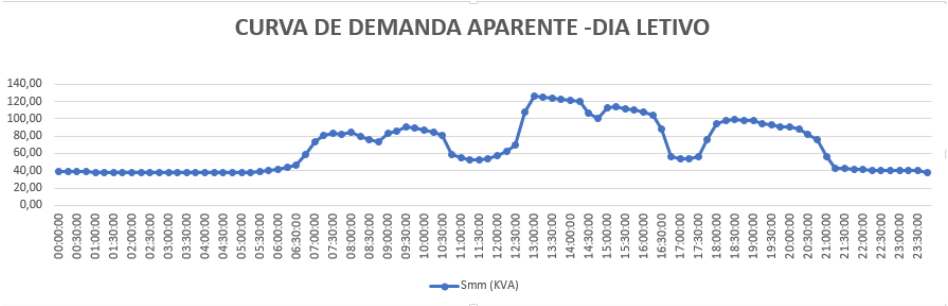
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 5: Curva típica dia letivo, demanda reativa.



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 6: Curva típica dia letivo, demanda aparente.



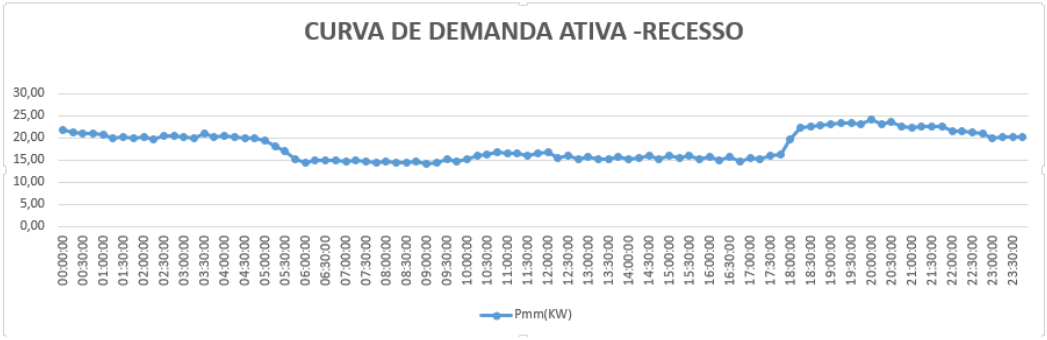
Fonte: Produção do próprio autor.

Com base nas curvas, nota-se o comportamento esperado, a demanda é mais expressiva nos horários que correspondem aos turno de aula, reduzindo nos intervalos, nota-se que máxima demanda registrada no dia ocorre em torno de 130 KW, é possível observar que a potência reativa é capacitiva na maioria dos intervalos de registro, sendo indutiva apenas no intervalo de 13:00 horas às 13:15 , sendo que nos turnos em que as aulas ocorrem, esse valor sofre uma redução, em função do consumo de energia reativa das cargas que são ligadas.

Como citado anteriormente, a instalação possui dois bancos capacitivos, um fixo com potência total de -60KVar que está sempre ligado junto ao transformador refrigerado a óleo e outro automatizado que seleciona o valor de potência reativa a ser injetada no barramento de acordo com a necessidade das cargas conectadas ao transformador refrigerado a ar. O Gráfico 7, o Gráfico 8 e o Gráfico 9 relacionam-se ao período de recesso.

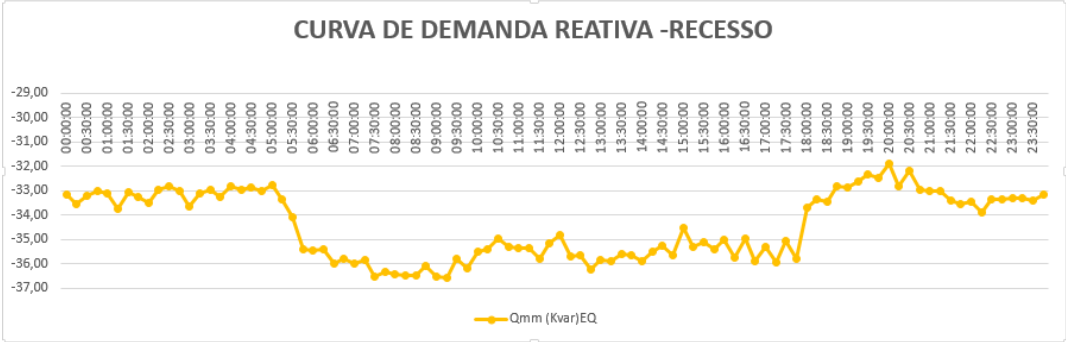
- Curvas de demanda de recesso (sábados, domingos e feriados).

Gráfico 7: Curva típica de recesso, demanda ativa.



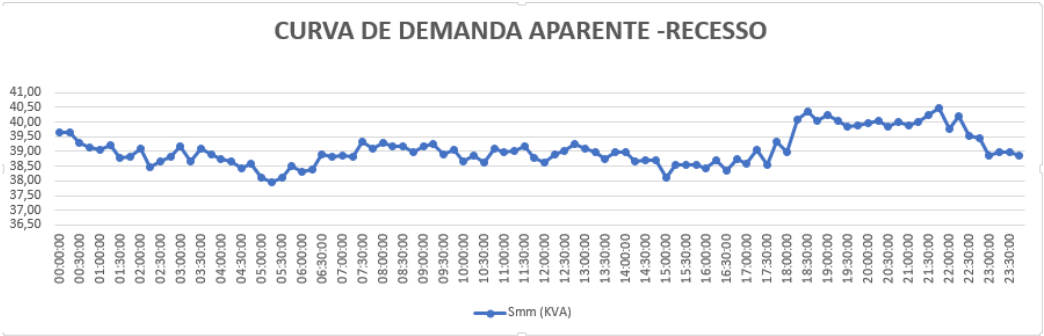
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 8: Curva típica de recesso, demanda reativa.



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 9: Curva típica de recesso, demanda aparente.



Fonte: Produção do próprio autor.

Para os dias de recesso a situação ainda piora, devido à baixa demanda do transformador e da entrada constante de potência reativa do banco fixo, o fator de potência é capacitivo e fica baixo, considerando o período complementar definido pela resolução da ANEEL 414, de "23h 30min e 6h 30min, apenas os fatores de potência "*fT*" inferiores a 0,92 capacitivo para unidades consumidoras conectadas em níveis de tensão inferiores a 69 kV", observa-se que mesmo operando próximo a condição de carregamento a vazio os dois transformadores de 500 kVA, não absorvem toda a potência injetada pelos bancos capacitivos, levando a cobrança de energia ativa excedente, conforme o observado nas faturas que compõem o ciclo de análise deste projeto. Fica nítido que qualquer proposta de intervenção deve sugerir o desligamento do banco capacitivo fixo no período definido pela ANEEL para apreciação do fator de potência capacitivo.

3.4 Análise do carregamento dos transformadores que compõem a subestação

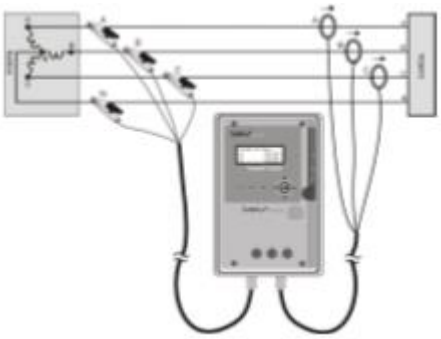
Os transformadores que atendem a subestação não operam em paralelo, logo cada transformador atende a um conjunto específico de cargas que estão conectadas ao seu barramento. Para efetuar o estudo da solicitação de carga a que cada transformador é submetido é necessário utilizar um equipamento que registre as demandas de potência e energia elétrica, de forma a caracterizar o perfil de carregamento de cada transformador.

Para o desenvolvimento deste projeto foi utilizado dois equipamentos analisadores de energia do modelo POWER NET PQ-600, do fabricante IMS, conforme a Figura 9, de modo que os dados necessários fossem coletados para a análise. A configuração de instalação do equipamento no ponto de medição escolhido para o ensaio foi a conexão a quatro fios, conforme a Figura 10, pois estes equipamentos foram instalados no secundário de cada transformador, sendo a ligação dos transformadores delta estrela, no secundário temos o ponto de neutro disponível para conexão, além das três fases.

Figura 9: Analisador de Qualidade de Energia- POWER NET PQ-600.

Fonte: Catálogo do fabricante IMS.

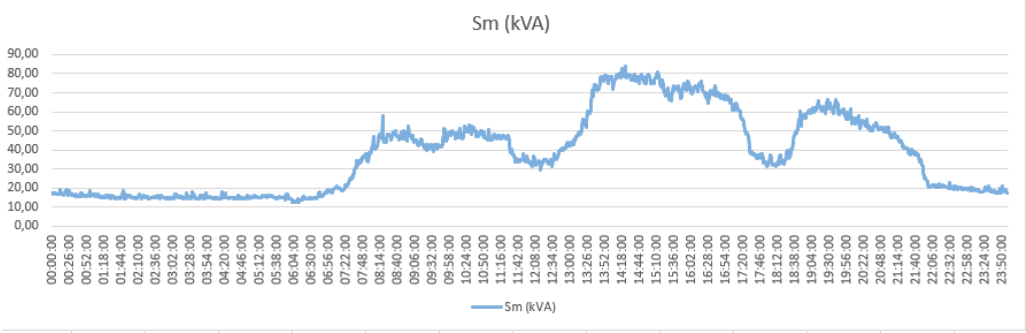
Figura 10: Esquema de ligação do equipamento medidor utilizado.



Fonte: Catálogo do fabricante IMS.

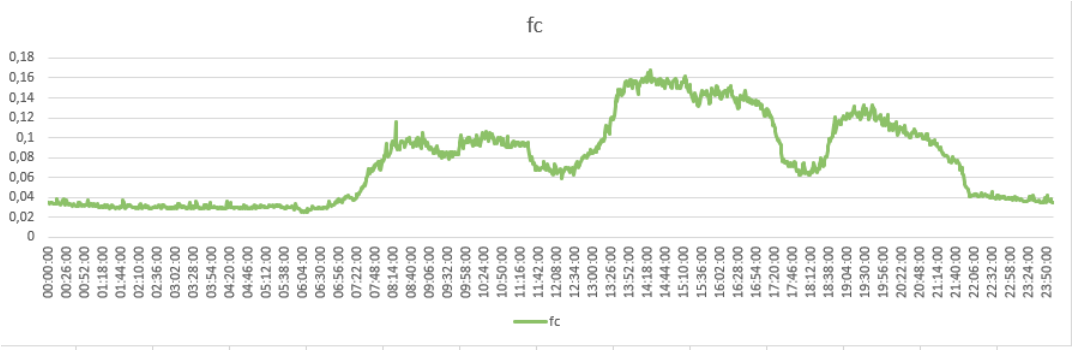
Com base nos relatórios produzidos por estes equipamentos, foram geradas as curvas médias de demanda ativa, reativa, aparente, carregamento, perdas e rendimento de cada transformador. Analisando a Figura 10, a Figura 11, a Figura 12 e a Figura 13 que correspondem ao transformador com isolação a óleo, nota-se as seguintes características: o máximo valor de demanda aparente de 83,91 kVA; o carregamento máximo próximo de 17%; comparando as perdas do transformador a vazio com as perdas durante o período de realização das aulas, verifica-se uma variação próxima a 10%, devido ao baixo carregamento a que o transformador é submetido; no período em que ocorre atividades de ensino o rendimento fica próximo 97 %, sendo que no período complementar a esse, o valor do rendimento cai para 85 %.

Gráfico 10: Curva de demanda média aparente do transformador refrigerado a óleo.



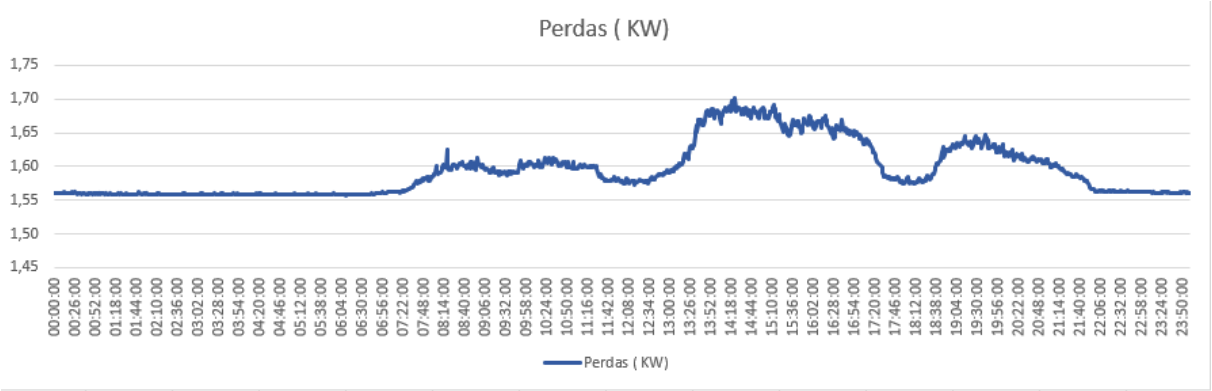
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 11: Curva média de fator de carregamento do transformador refrigerado a óleo



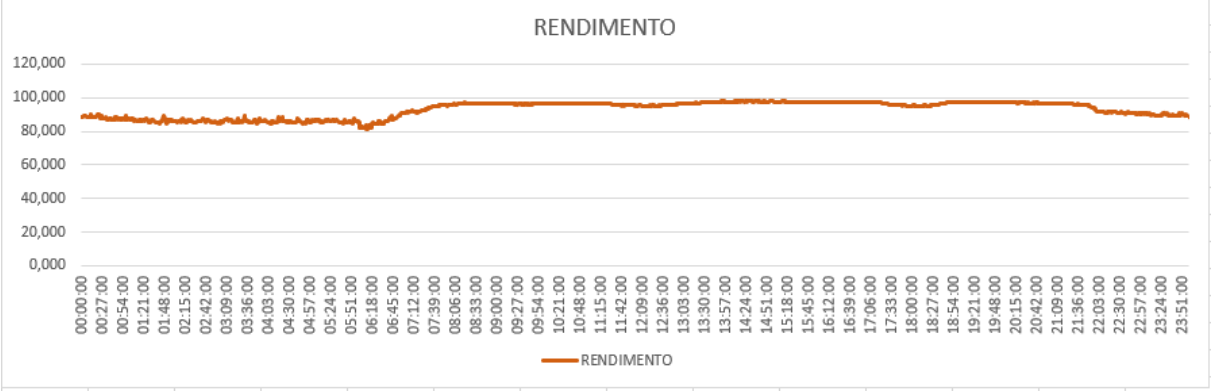
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 12: Curva média de evolução das perdas do transformador refrigerado a óleo.



Fonte: Produção do próprio autor.

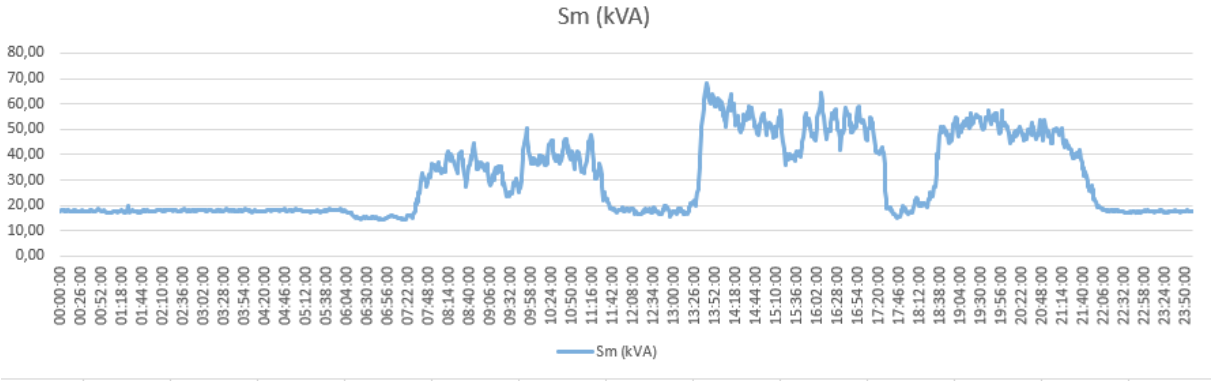
Gráfico 13: Curva média de evolução do rendimento do transformador refrigerado a óleo.



Fonte: Produção do próprio autor.

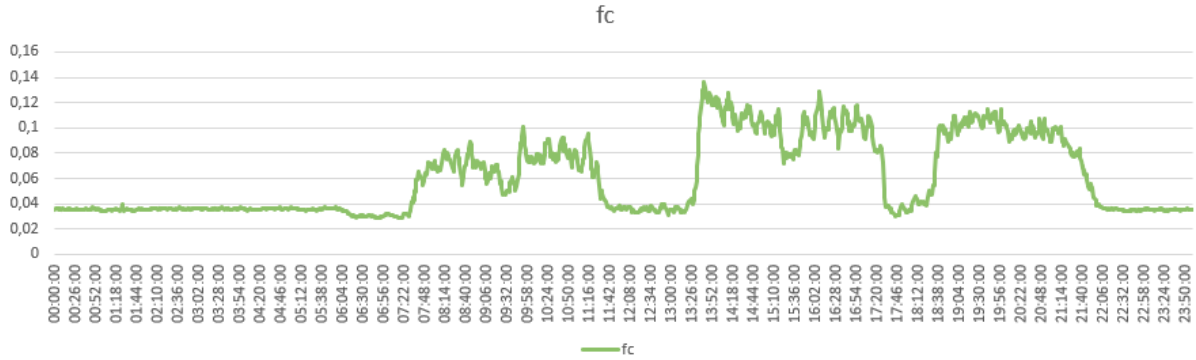
Analisando a Figura 14, a Figura 15, a Figura 16 e a Figura 17 que correspondem ao transformador com isolação a óleo, nota-se as seguintes características: o máximo valor de demanda aparente de 65,76 kVA; o carregamento máximo próximo de 14%; comparando as perdas do transformador á vazio com as perdas durante o período de realização das aulas, verifica-se uma variação próxima a 6%, devido ao baixo carregamento a que o transformador é submetido; no período em que ocorre atividades de ensino o rendimento fica próximo 95 %, sendo que no período complementar a esse, o valor do rendimento cai para 83 %.

Gráfico 14: Curva de demanda média aparente do transformador refrigerado a ar.



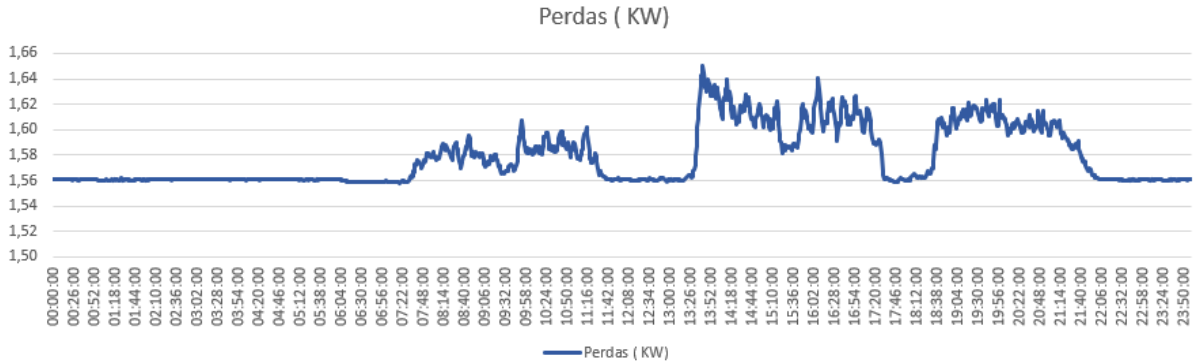
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 15: Curva média de evolução do fator de carreamento do transformador refrigerado a ar.



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 16: Curva de evolução do rendimento do transformador refrigerado a ar.



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 17: Curva de evolução do rendimento do transformador refrigerado a ar.

Fonte: Produção do próprio autor.

4 ANÁLISE DOS DADOS E PROPOSTAS DE INTERVENÇÃO

Diante da análise das curvas de carga, do ciclo de faturamento e das características da unidade consumidora, apresenta-se para apreciação de três possíveis projetos de otimização da subestação, de modo que a proposta mais viável tecnicamente e economicamente será indicada ao final da especificação. As curvas de carga para "dia letivo" foram definidas como base para avaliar as possíveis intervenções na subestação, visto que as curvas de recesso apresentam demandas inferiores.

4.1 Propostas de intervenção

4.1.1 Primeira proposta:

Desativação do transformador refrigerado a óleo e retirada do banco capacitivo fixo que está instalado junto este transformador . Atendimento com transformador refrigerado a ar de 500 kVA e o banco automatizado, cujos os valores de perdas no cobre e no núcleo foram fornecidos pelo fabricante, em relatório de ensaio. Nesta simulação, foi avaliado o comportamento do transformador quando submetido a curva de carga modelada para esta unidade consumidora e com relação as dozes demandas máximas registradas no ciclo de faturamento, de modo que possa verificar se os limites de carregamentos do transformador são atingidos nestas ocasiões, vale ressaltar que segundo o documento de Consulta Pública ANEEL nº 053/2009, sobre as alterações nos Procedimentos de Rede, ela afirma que as máximas sobrecargas admissíveis são de 20% de sobrecarga, por um período de 4 horas, durante seu ciclo diário de operação ou sobrecarga de 40% por meia hora, durante seu ciclo diário de operação. Se atendidos estes limites o transformador operará com todo o tempo de vida útil especificado pelo fabricante. (ANEEL,2009).

Algumas considerações feitas nesta simulação:

- Considerou-se que para a análise a curva de demanda ativa, pois a curva de reativos vai mudar em virtude da saída do banco fixo e da atuação do banco capacitivo.
- Os valores de potência reativa e aparente foram calculados a partir da condição ideal de que o fator de potência será sempre 0.92, capacitivo ou indutivo, durante o ciclo de carreamento do transformador, isto porque o banco automatizado atuará no sistema proposto.

- Foi calculado o carregamento ótimo do transformador, conforme as equações apresentadas.

A Figura 11 consiste de um fragmento do relatório técnico dos ensaios realizados com o transformador a seco, para obtenção das perdas do transformador.

Figura 11: Relatório de ensaios do transformador Romagnole.

ENSAIO DE PERDAS ELÉTRICAS

			Valores			
TENSÃO DE ENSAIO ....:	13.800	V				
TEMPERATURA DE ENSAIO ....:	28,00	°C	Garantido	Min	Máx	
RESISTÊNCIA ÔHMICA DO PRIMÁRIO ....:	3,1734	Ω				
RESISTÊNCIA ÔHMICA DO SECUNDÁRIO ....:	0,0006	Ω				
PERDAS EM VAZIO - PHF ....:	1.554,07	W	1.800	-	1.980	W
CORRENTE DE EXCITAÇÃO - IEXC ....:	0,60	%	2,40	-	2,88	%
PERDAS EM CARGA À TEMP. ENSAIO ....:	4.076,20	W				
TENSÃO DE CURTO CIRCUITO ....:	693,59	V				
PERDA ÔHMICAS À TEMPERATURA DE ENSAIO ....:	3.678,24	W				
PERDAS ÔHMINICAS A 115 °C ....:	4.943,09	W				
PERDAS ADICIONAIS À TEMP. DE ENSAIO ....:	397,96	W				
PERDAS ADICIONAIS À 115 °C ....:	296,13	W				
PERDAS EM CARGA À 115 °C ....:	5.239,22	W		-		W
PERDAS TOTAIS À 115 °C ....:	6.793,29	W	7.600	-	8.056	W
IMPEDÂNCIA À 115 °C - EZ'....:	5,07	%	5,00	4,63	5,38	%

EZ = 5,0300% ER = 0,8200% ER' = 1,0500% EX = 4,9600%

AS CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS ESTÃO DE ACORDO COM A NBR 10295/11. GRAU DE PROTECÃO IP: 00
OS RESULTADOS FORAM ANALISADOS. E O TRANSFORMADOR ESTA APROVADO.

Fonte: Relatório técnico fornecido pelo fabricante. (anexo C)

Conforme o relatório apresentado na Figura 9, pode-se identificar os valores de $Pfe = 1.554{,}07\ W$ e $Pcu = 5.239{,}22\ W$, de modo que se pode calcular o carregamento ótimo e o máximo rendimento

$$Fco = \sqrt{\frac{Pfe}{Pcu}} = \sqrt{\frac{1{,}554\ k}{5{,}239\ k}} = 0{,}545 \tag{5}$$

$$Snominal = 500\ kVA \qquad Si = Fco.Snominal = 500\ k\ .\ 0{,}545 = 272{,}5\ kVA \tag{6}$$

$$Pi = Si.fp = 272{,}5\ k\ .\ 0{,}92 = 250{,}7\ kW \tag{7}$$

$$\eta = \frac{\mathrm{Pi}}{(\mathrm{Pi} + \mathrm{Pfe} + Fc^2.\mathrm{Pcu})}.100 = \frac{250{,}7\ k}{(250{,}7\ k + 1{,}554\ \mathrm{k} + 0{,}545^2.5{,}239\ \mathrm{k})}.100 = 98{,}77\% \tag{8}$$

Para avaliar o rendimento e o carregamento deste transformador quando submetido a curva de carga, as equações (5), (6), (7) e (8) foram implementadas nas planilhas de Excel, de modo a exibir os seguintes resultados.

Aplicando esta análise para os maiores valores de demanda registrados em 2017, obtém-se os valores apresentados na Tabela 4

Tabela 4: Dados da simulação do carregamento do Transformador de 500 KVA.

Mês	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	Fc	Perdas (kW)	RENDIMENTO
Janeiro	102,53	43,68	111,45	0,22	1,81	98,26
Fevereiro	177,98	75,82	193,46	0,39	2,34	98,70
Março	215,42	91,77	234,15	0,47	2,70	98,75
Abril	170,50	72,63	185,33	0,37	2,27	98,68
Maio	178,56	76,07	194,09	0,39	2,34	98,70
Junho	196,42	83,67	213,50	0,43	2,51	98,74
Julho	129,60	55,21	140,87	0,28	1,97	98,50
Agosto	153,79	65,51	167,16	0,33	2,14	98,63
Setembro	168,19	71,65	182,82	0,37	2,25	98,68
Outubro	184,32	78,52	200,35	0,40	2,40	98,72
Novembro	194,69	82,94	211,62	0,42	2,49	98,74
Dezembro	187,20	79,75	203,48	0,41	2,42	98,72

Fonte: Produção do próprio autor.

Nota-se pela tabela que o maior carregamento do transformador ocorreria em março, com valor de 0,47, nesta condição, o rendimento do transformador seria de 98,75% que é bem próximo do máximo rendimento possível, na condição de carregamento ótimo.

Para efeito de comparação com as demais propostas, calcula-se as perdas que ocorrem em um ano, somente no intervalo de tempo de ocorrência da máxima demanda em cada mês considerado

$$\sum Perdas = 27{,}66 \text{ kW} \tag{9}$$

$$Eperdas = 27{,}66 \text{ x} \frac{15}{60} = 6{,}92 \text{ kWh} \tag{10}$$

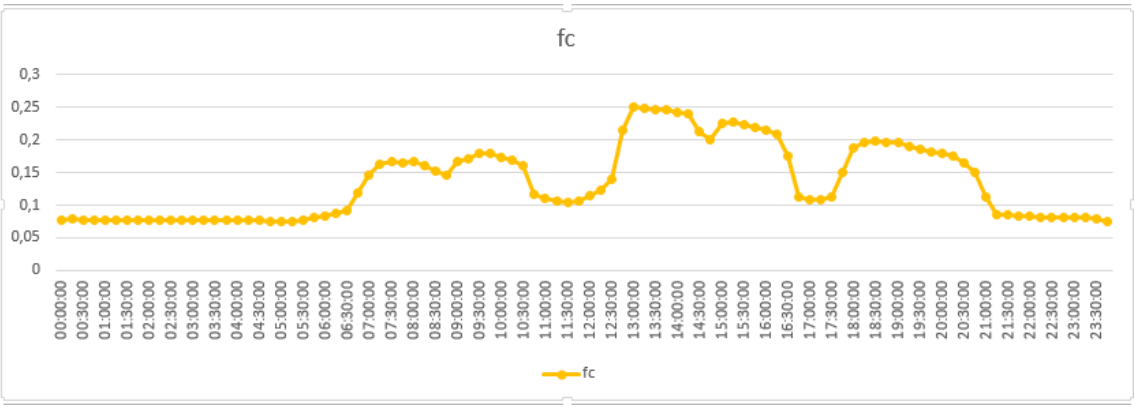
Considerando que um mês tem 30 dias e um ano tem 365 dias, a retirada do transformador antigo com isolação a óleo leva a uma economia de:

$$\sum Energia(mensal) = 1{,}554x24x30 \ = \ 1.118{,}88 \text{ kWh} \quad (11)$$

$$\sum Energia\ (anual) \ = 1{,}554x24x365 \ = \ 13.613{,}04 \text{ kWh} \quad (12)$$

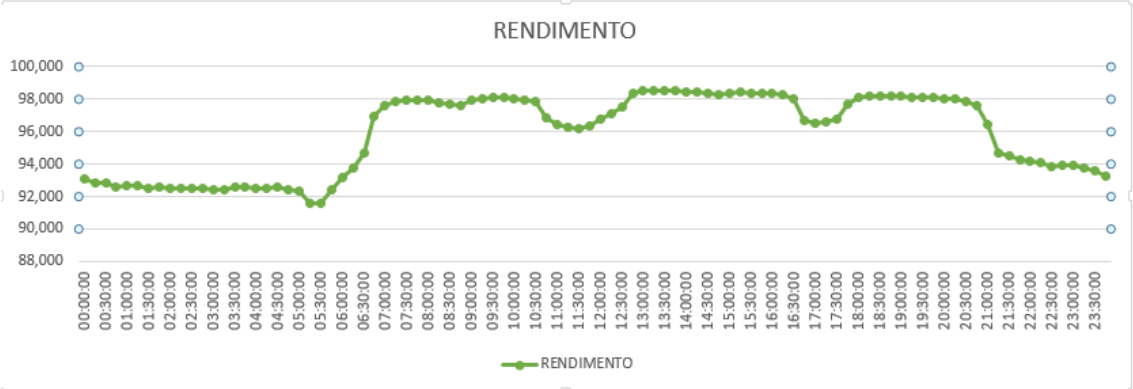
A seguir foi feita a simulação do carregamento transformador de 500 kVA, considerando a curva média de carga obtida para o dia letivo, pois esta apresenta os maiores valores de demanda, entre as curvas médias geradas. Os resultados são apresentados pelo Gráfico 18 e Gráfico 19.

Gráfico 18: Carregamento do transformador com isolação a seco de 500 kVA.



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 19: Rendimento do transformador com isolação a seco de 500 kVA.



Fonte: Produção do próprio autor.

Observa-se que o carregamento máximo para esta unidade consumidora fica em torno de 25%, o que denota que mesmo operando com um transformador de 500 kVA, este está superdimensionado, logo, teoricamente a potência adequada do Trafo, deveria ser tal que leve ao máximo rendimento, considerando a curva média obtida e o fator de carregamento ótimo em torno de 54,5% seria de 230kVA, considerando o valor típico de 225 kVA

4.1.2 Segunda proposta:

Retirada do banco capacitivo fixo e dos transformadores de 500 kVA, com aquisição de um transformador de 225 kVA operando junto ao banco capacitivo automatizado disponível. Os valores de perdas do transformador escolhido considerados para especificação nesta simulação, são retirados da tabela a seguir:

Tabela 5: Perdas dos transformadores de potência.

TABELA 2.4 TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS 15 kV - EVOLUÇÃO VALORES NOMINAS DE PERDAS										
Tensão (kV)	Potência (kVA)	NBR 5440/1984 e 1987			NBR 5440/1999			NBR 5440/2011		
		Vazio (W)	Carga (W)	Total (W)	Vazio (W)	Carga (W)	Total (W)	Vazio (W)	Carga (W)	Total (W)
15	15	120	460	580	100	340	440	85	325	410
	30	200	770	970	170	570	740	150	545	695
	45	260	1040	1300	220	780	1000	195	750	945
	75	390	1530	1920	330	1140	1470	295	1100	1395
	112,5	520	2070	2590	440	1550	1990	390	1500	1890
	150	640	2550	3190	540	1910	2450	485	1850	2335
	225	900	3600	4500	765	2700	3465	650	2610	3260
	300	1120	4480	5600	950	3360	4310	810	3250	4060

Fonte: CUNHA, C.C.M. (2018).

Neste caso, o fator de carregamento ótimo seria de 50% e o rendimento máximo de 98,84% conforme o resultado a seguir:

$$Fco = \sqrt{\frac{\text{Pfe}}{\text{Pcu}}} = \sqrt{\frac{650}{2610}} = 0.499 \tag{13}$$

$$Snominal = 225\ kVA \qquad Si = Fco.Snominal = 225\ k\ .\ 0{,}499 = 112{,}28\ kVA \tag{14}$$

$$Pi = Si.fp = 112{,}28\ k\ .\ 0{,}92 = 103{,}29\ kW \tag{15}$$

$$\eta = \frac{\text{Pi}}{(\text{Pi} + \text{Pfe} + Fc^2.\text{Pcu})}.100 = \frac{103{,}29\ k}{(103{,}29\ k + 0{,}65\ \text{k} + 0{,}499^2.2{,}16\ \text{k})}.100 = 98{,}84\% \tag{16}$$

Dentro do ciclo de faturamento analisado, considerando as máximas demandas registradas dentro de um ano, as perdas e o rendimento do transformador são apresentadas na Tabela 6.

Tabela 6: Parâmetros de carregamento do transformador de 225 KVA.

Mês	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	Fc	Perdas (kW)	RENDIMENTO
Janeiro	102,53	43,68	111,45	0,50	1,29	98,76
Fevereiro	177,98	75,82	193,46	0,86	2,58	98,57
Março	215,42	91,77	234,15	1,04	3,48	98,41
Abril	170,50	72,63	185,33	0,82	2,42	98,60
Maio	178,56	76,07	194,09	0,86	2,59	98,57
Junho	196,42	83,67	213,50	0,95	3,00	98,50
Julho	129,60	55,21	140,87	0,63	1,67	98,73
Agosto	153,79	65,51	167,16	0,74	2,09	98,66
Setembro	168,19	71,65	182,82	0,81	2,37	98,61
Outubro	184,32	78,52	200,35	0,89	2,72	98,55
Novembro	194,69	82,94	211,62	0,94	2,96	98,50
Dezembro	187,20	79,75	203,48	0,90	2,78	98,53

Fonte: Produção do próprio autor.

Nota-se pela tabela o máximo carregamento do transformador ocorreria em março, com valor de104 % de carregamento, nesta condição, o rendimento do transformador seria de 98,41%. Para efeito de comparação com as demais propostas, calcula-se as perdas que ocorrem em um ano, somente no intervalo de tempo de ocorrência da máxima demanda em cada mês considerado

$$\sum Perdas = 29{,}96 \text{ kW} \tag{17}$$

$$Eperdas = 29{,}96 \text{ x} \frac{15}{60} = 7{,}49 \text{ kWh} \tag{18}$$

Considerando que um mês tem 30 dias e um ano tem 365 dias, a retirada dos transformadores de 500 kVA leva a uma economia de

$$\sum E(mensal) = 1{,}554\text{x}24\text{x}30 = 1.118{,}88 \text{ kWh} \text{ (Retirada do transformador)} \tag{19}$$

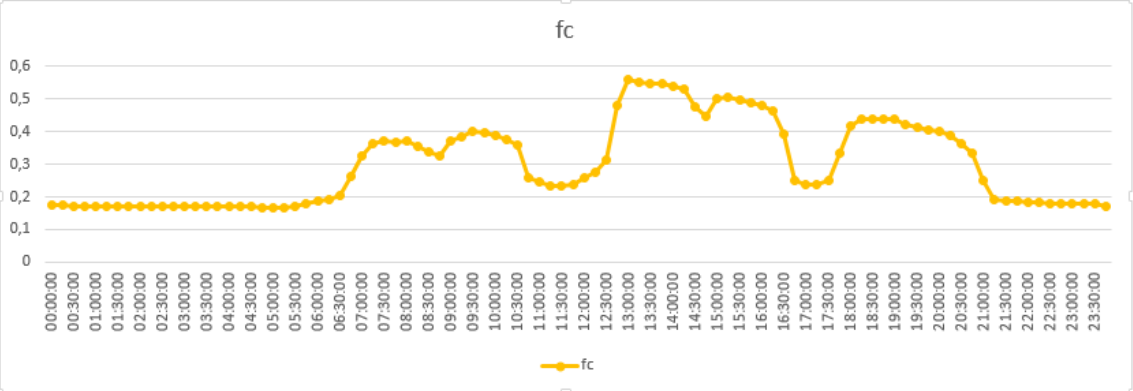
$$\sum E(mensal) = (1{,}554 - 0{,}65)\text{x}24\text{x}30 = 650{,}88 \text{ kWh} \text{ (Substituição pelo Trafo 225kVA)} \tag{20}$$

$$\sum E(\ total\ mensal) = 1.768{,}88\ \text{kWh} \tag{21}$$

$$\sum E(anual) = 12\text{x}\sum E(\ total\ mensal) = 12\text{x}1.768{,}88 = 21.226{,}56\ \text{kWh} \tag{22}$$

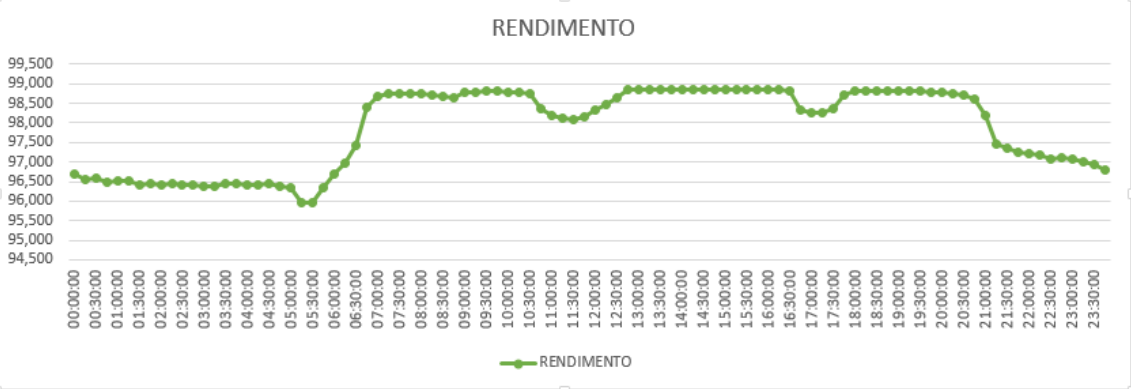
O Gráfico 20 e o Gráfico 21 foram obtidos da simulação do carregamento transformador de 225 kVA, considerando a curva média de carga obtida para o dia letivo.

Gráfico 20: Carregamento do transformador com isolação a seco 225 kVA.



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 21: Rendimento do transformador com isolação a seco 225 kVA.



Fonte: Produção do próprio autor.

Nota-se pelas curvas apresentadas nesta simulação, que a mudança para o transformador de 225 KVA, leva a operação mais próxima do fator de carregamento de 58%, com rendimento médio de 97,89 %.

4.1.3 Terceira proposta:

Manutenção da configuração atual da subestação, com dois transformadores em operação de 500 kVA cada, porém, retirada de operação do banco capacitivo fixo e uso do banco capacitivo automatizado para correção do fator de potência dos dois conjuntos cargas da instalação.

Neste caso, em termos de fator de carregamento ótimo e rendimento máximo, pode-se adotar os valores calculados na primeira proposta do transformador de 500 kVA, tendo por referência a potência total da subestação de 1000 kVA para definir os carregamentos e rendimentos de operação dos transformadores. Para o transformador avaliado na primeira posposta de intervenção, o carregamento ótimo vale 54,5 % e o máximo rendimento 98,77%.
Aplicando esta análise para os maiores valores de demanda registrados em 2017, temos os valores representados na Tabela 7.

Tabela 7: Parâmetros de carregamento de dois transformadores de 500 KVA.

Mês	P (kW)	Q (kVar)	S (kVA)	*Fc*	Perdas (kW)	RENDIMENTO
Janeiro	102,53	43,68	111,45	0,11	3,17	97,00
Fevereiro	177,98	75,82	193,46	0,19	3,30	98,18
Março	215,42	91,77	234,15	0,23	3,40	98,45
Abril	170,50	72,63	185,33	0,19	3,29	98,11
Maio	178,56	76,07	194,09	0,19	3,31	98,18
Junho	196,42	83,67	213,50	0,21	3,35	98,32
Julho	129,60	55,21	140,87	0,14	3,21	97,58
Agosto	153,79	65,51	167,16	0,17	3,25	97,93
Setembro	168,19	71,65	182,82	0,18	3,28	98,09
Outubro	184,32	78,52	200,35	0,20	3,32	98,23
Novembro	194,69	82,94	211,62	0,21	3,34	98,31
Dezembro	187,20	79,75	203,48	0,20	3,33	98,25

Fonte: Produção do próprio autor.

Para efeito de comparação com as demais propostas, calcula-se as perdas que ocorrem em um ano, somente no intervalo de tempo de ocorrência da máxima demanda em cada mês considerado.

$$\sum Perdas \ = \ 39{,}55 \text{ kW} \tag{23}$$

$$\text{Eperdas} \ = \ 39{,}55 \text{ x} \frac{15}{60} = \ 9{,}89 \text{ kWh} \tag{24}$$

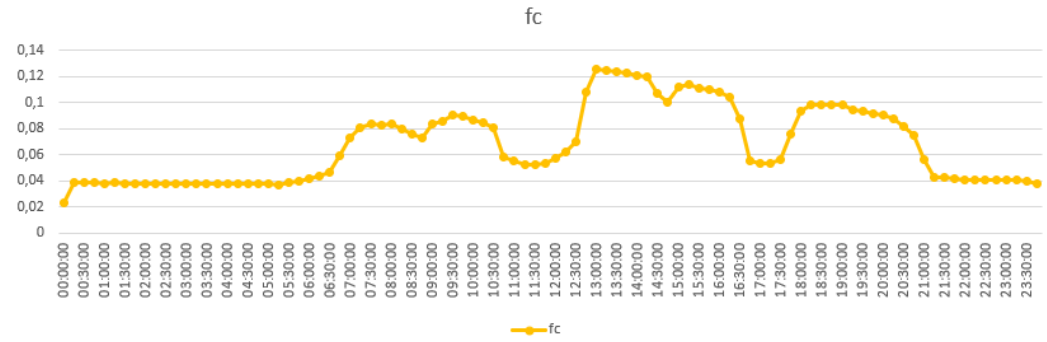
Considerando que um mês tem 30 dias e um ano tem 365 dias, a manutenção de dois transformadores de 500 kVA em operação antigo com isolação a óleo leva a um consumo dobrado relativo as perdas no núcleo, aumentando assim as perdas em transformação. O rendimento médio foi de 98,05 % na simulação com as demandas máximas.

$$\sum \text{Energia(mensal)} = 2\text{x}1{,}554\text{x}24\text{x}30 \ = \ 2.237{,}76 \text{ kWh} \tag{25}$$

$$\sum \text{Energia (anual)} \ = 2\text{x}1{,}554\text{x}24\text{x}365 \ = \ 27.226{,}08 \text{ kWh} \tag{26}$$

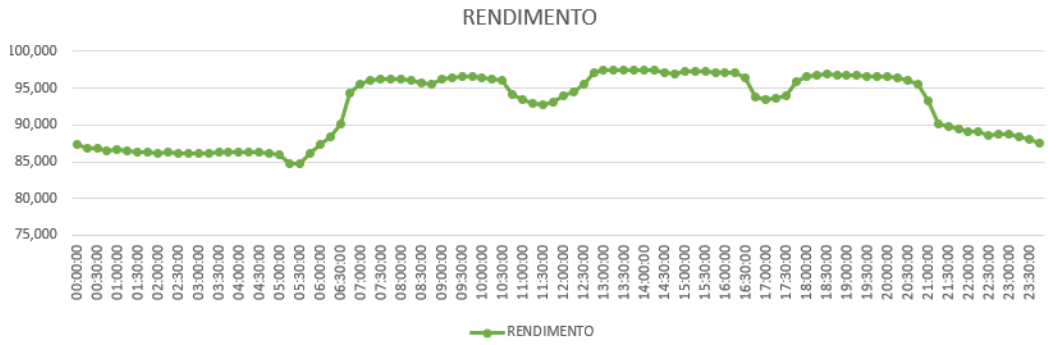
A seguir foi feita a simulação do carregamento do conjunto de transformação, com potência instalada total de 1000 kVA, considerando a curva média de carga obtida para o dia letivo. O Gráfico 22 e o Gráfico 23 apresentam os resultados desta simulação.

Gráfico 22: Carregamento do conjunto de transformação de 1000 kVA.



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 23: Rendimento do conjunto de transformação de 1000 kVA.



Fonte: Produção do próprio autor.

Esta simulação, retrata aproximadamente a realidade da instalação hoje, que apresenta dois transformadores em operação de 500 kVA cada, nota-se que ocorre um aumento nas perdas de transformação em virtude de ter dobrado a perda no núcleo pela operação com dois transformadores, os valores apontam para a operação com rendimento médio inferior as outras duas propostas, devido ao baixo carregamento em torno de 13% conforme a curva de carregamento apresentada no Gráfico 14, que está distante do valor ótimo de carregamento de 54,5 %.

A Tabela 8 resume os resultados obtidos, de modo que se pode optar pela melhor proposta técnica a ser implementada neste caso.

Tabela 8: Resumo das propostas de intervenção.

Proposta	**Perdas**		**Economia**		**Rendimento (%)**
	Demanda (kW)	**Energia (kWh)**	**Mensal (kWh)**	**Anual (kWh)**	
1- 500kVA	27,66	6,92	1.118,88	13.613,04	98,65
2- 225kVA	29,96	7,49	1.768,88	21.226,56	98,58
3- 1000kVA	39,55	9,89	2.237,76	27.226,08	98,05

Fonte: Produção do próprio autor.

A melhor escolha é a manutenção de um transformador em operação, deixando o outro desligado, conforme a proposta 1, pois além de apresentar menores índices de perdas com maior rendimento, consiste na opção de maior simplicidade na execução, visto que exige apenas o desligamento do transformador com isolação a óleo e conexão entre os dois secundários dos transformadores, de modo que só o transformador de isolação a seco atenda a conjunto de cargas da instalação. Outro fato a se considerar é que a escola passou por reformas e construíam um laboratório novo que contem equipamentos como tornos, máquinas de solda, fresas, máquinas industriais de manufatura do plástico, que podem aumentar o perfil de demanda e que inviabiliza a segunda proposta.

4.2 Analise econômica da proposta de intervenção

A unidade consumidora fez a opção pela modalidade tarifária horo sazonal verde, que apresenta uma única tarifa de demanda contratada e duas tarifas de energia, uma para o período de ponta e outro para o período de fora ponta. Como referência, foi adotada as tarifas praticadas em novembro de 2017, que contam na fatura, conforme o fragmento da mesma a seguir.

Figura 12: Detalhamento da fatura de novembro de 2017 da unidade consumidora.

Detalhes de Faturamento

Descrição	Quantidade Faturada	X	Preço Unitário		(TUSD + TE)	Total (R$)
Consumo Ativo Ponta	5.803,4880 KWH		1,21618000	+	0,38942000	9.318,08
Consumo Ativo Fora Ponta	30.280,1760 KWH		0,05494000	+	0,25333000	9.334,47
Adicional Bandeira Vermelha				+		1.664,51
Demanda	194,6880 KW		18,38000000	+	0,00000000	3.578,37
Ultrapassagem	29,6880 KW		36,76000000	+	0,00000000	1.091,33
ERE-Energia Reativa Excedente	2.909,2320 KWH		0,00000000	+	0,26467000	769,99

Dados de Leitura

Descrição	Medidor	Leitura Anterior	Leitura Atual	Constante Multiplicação	Quantidade Apurada
Energia Ativa Ponta	14462721	370.203	410.505	0,14400	5.803,4880 KWH
Energia Ativa Fora Ponta	14462721	1.712.779	1.923.058	0,14400	30.280,1760 KWH
Demanda Máxima Ponta	14462721	0	244	0,57600	140,5440 KW
Demanda Máxima FPonta	14462721	0	338	0,57600	194,6880 KW
Energia Reativa Ponta	14462721	757	848	0,14400	13,1040 KVH
Energia Reativa FPonta	14462721	7.248	10.301	0,14400	439,6320 KVH
DMCR Ponta	14462721	0	868	0,14400	124,9920 KW
DMCR Fora Ponta	14462721	0	1.170	0,14400	168,4800 KW
ERE Ponta	14462721	0	0	0,14400	0,0000 KWH
ERE Fora Ponta	14462721	240.366	250.569	0,14400	2.909,2320 KWH
Demanda Contratada		0	0	0,00000	165,0000 KW

Fonte: Fatura de fornecimento de energia de novembro 2017, emitida pela concessionária local.

4.2.1 Economia gerada pela retirada de operação de um dos transformadores

A retirada de operação de um dos transformadores gera uma economia de mensal relacionada com as perdas no núcleo deste equipamento:

$$CV = P0.(TD + Te.\Delta T) \tag{27}$$

Onde,

P_0 Perdas no ferro do transformador;

$TUSD$ Tarifa de uso do sistema de distribuição;

TE Tarifa de energia;

T_D Tarifa de demanda (TUSD);

Te Tarifa de energia (TUSD + TE);

ΔT Intervalo de tempo de funcionamento do transformador.

De acordo com a fatura de novembro de 2017 e com as características de operação da unidade consumidora, temos:

$$P_0 = 1{,}554 \text{ kW}, \qquad T_D = 18{,}38 \text{ R\$/ kW}$$

$$T_e = TUSD + TE = 1{,}6056 \text{ R\$/ kW (horário de ponta)} \tag{28}$$

$$T_e = TUSD + TE = 0{,}30827 \text{ (fora de ponta)} \tag{29}$$

$$\Delta_T = 21 \text{ h (fora ponta)} \tag{30}$$

$$\Delta_T = 3 \text{ h (na ponta)} \tag{31}$$

- Custo diário

$$CV_D = CV_P + CV_{FP} = 1{,}554*(18{,}38 + 1{,}6056*3 + 0{,}30827*21) = 46{,}11 \text{ R\$/ dia} \tag{32}$$

Desconsiderando a tarifa de demanda, teríamos:

$$CV_D = CV_P + CV_{FP} = 1{,}554*(1{,}6056*3 + 0{,}30827*21) = 17{,}55 \text{ R\$/ dia} \tag{33}$$

- Custo mensal

Considerando que um mês tem 30 dias, temos

$$CV_M = 30 * CV_D = 526{,}36 \text{ R\$/ mês} \tag{34}$$

4.2.2 Economia gerada com a correção do fator de potência.

Como o transformador refrigerado a ar têm acoplado a ele um banco capacitivo automatizado, presume-se que a correção do fator de potência vai ocorrer, de modo que o excedente reativo, apontado nos meses que compõe o intervalo de estudo será reduzido, visto que o banco automatizado apresenta um conjunto de unidades capacitivas com potências distintas, de 5 kVar (1 unidade), 10 kVar (8 unidades) e 20 kVar (1 unidade), todas trifásicas e que são chaveadas de acordo com a necessidade de correção. Admite-se nesta análise que a correção realizada pelo

banco capacitivo fará a redução de 90% em relação ao valor médio pago nas 12 faturas analisadas, isto é, gerando uma economia de R$ 758,15 por mês, conforme a Tabela 9.

Tabela 9: Valores pagos pela energia reativa excedente no intervalo analisado.

Mês/2017	Energia Reativa Excedente (R$)
Janeiro	902,99
Fevereiro	881,36
Março	933,44
Abril	782,43
Maio	803,12
Junho	810,14
Julho	810,14
Agosto	888,60
Setembro	809,81
Outubro	836,76
Novembro	769,99
Dezembro	879,93
Média	842,39

Fonte: Produção do próprio autor.

Para esta proposta, a economia total, considerando a redução nas perdas por transformação e a correção do fator de potência, fica em R$ 1.284,51 por mês.

4.2.3 Custo com a implementação das alterações na subestação.

A empresa, Ampla Engenharia oferece a proposta técnica em anexo, cujo o custo total para realização da obra é de R$ 7.840,48. A proposta contempla encontra-se disponível no anexo, o conjunto de ações listadas no documento.

- Solicitar o desligamento da instalação junto à EDP ES;
- O desligamento deverá acontecer fora do expediente normal da escola para que o impacto seja o mínimo possível na operação;
- Os cabos que interligam o transformador a óleo de 500 kVA ao QGBT mais antigo da subestação deverão ser transferidos para o secundário do transformador seco.

- Poderá ocorrer o redimensionamento dos cabos a serem movidos, baseando-se na demanda registrada historicamente para o QGBT antigo.
- Para a instalação dos cabos que sairão do secundário do transformador a óleo, o transformador seco deverá receber insertos (barras) de cobre em seus terminais de BT para acomodação dos novos cabos juntos aos que já estão nele instalados.
- Todos os materiais, inclusive os de consumo, deverão ser fornecidos pela Ampla Engenharia Elétrica.
- A equipe de atendimento permanente deverá ser formada por um Eletricista, um Auxiliar Eletricista e um Encarregado (Supervisor), além da assessoria eventual e responsabilidade técnica de um Engenheiro Eletricista, totalizando 4 profissionais envolvidos.

De modo resumido pode-se entender financeiramente este projeto como um fluxo de caixa, cujo o investimento inicial corresponde ao valor de R$ 7.840,48, com entradas mensais de R$ 1.284,51

4.2.4 Análise econômica do investimento proposto

Foram utilizadas três técnicas de análise financeira com objetivo de verificar a viabilidade de implementação do projeto, considerando a desvalorização do capital com influência da inflação e da taxa Selic.

O método do valor presente líquido ou VPL, informa ao investidor qual retorno financeiro que o investimento no projeto dará na dada em que ocorreu o início do projeto, ou seja, no momento em que ocorre a saída do fluxo de caixa para a realização do projeto. Para chegar a este valor, os retornos financeiros gerados pela implementação do projeto, conhecidos como entradas de caixa, são remetidos a dada base em que o investimento foi feito, de modo que seja possível determinar se é rentável ou não o investimento no projeto. O Quadro 3 resume a interpretação do valor do VPL.

Quadro 3: Interpretação do Valor Presente Líquido.

VPL	Investimento
VPL =0	Não gera retorno, o gasto compensa é compensado pelo retorno a longo prazo.
VPL >0	É rentável, os ganhos com projeto superam o investimento a longo prazo.
VPL <0	Não é rentável, isto é, os ganhos com o projeto não compensam o investimento inicial a longo prazo.

Fonte: Produção do próprio autor.

O método do *Payback* consiste em determinar o prazo para retorno do investimento, e é aplicado a investimentos que possuem VPL positivo. Monta-se o fluxo de caixa e é analisado a partir de que dada no fluxo de caixa, os ganhos com o projeto somados na data base equivalem ao valor do investimento inicial, quando menor for o prazo de retorno do investimento, mais viável ele será.

O método da taxa interna de retorno consiste em determinar qual a taxa de desvalorização do capital que faria o VPL ser nulo, ou seja, fazer os ganhos com o projeto serem equivalentes ao investimento inicial. O valor desta taxa é importante pois sinaliza ao investidor um limite máximo para taxa praticada na desvalorização do capital. O limite mínimo para a taxa é definido pela Taxa Média de Atratividade (TMA) que é definida de acordo com a média de ganhos na atividade comercial exercida pela unidade consumidora.

Nesta análise, foi considerada uma TMA de 6%, conforme informações fornecidas pelo setor financeiro da unidade consumidora. A Tabela 10 apresenta os valores relativos a análise de investimento deste projeto.

Tabela 10: Fluxo de caixa do *payback* descontado.

Mês	Fluxo	Fluxo descontado	Saldo
Jan./18	-R$ 7.840,48	-R$ 7.840,48	-R$ 7.840,48
Fev./18	R$ 1.284,51	1211,80	-R$ 6.628,68
Mar./18	R$ 1.284,51	1143,21	-R$ 5.485,47
Abr./18	R$ 1.284,51	1078,50	-R$ 4.406,97
Mai./18	R$ 1.284,51	1017,45	-R$ 3.389,52
Jun./18	R$ 1.284,51	959,86	-R$ 2.429,66
Jul./18	R$ 1.284,51	905,53	-R$ 1.524,13
Ago./18	R$ 1.284,51	854,27	-R$ 669,86
Set./18	R$ 1.284,51	805,92	R$ 136,06
Out./dez	R$ 1.284,51	760,30	R$ 896,36
Taxa	6%		
VPL	R$ 13.568,02		
Payback Desc.	8,83 meses		
TIR	9%		

Fonte: Produção do próprio autor.

Nota-se pela tabela que o prazo estimado para o retorno do investimento é de nove meses, sendo que a partir desta data, passa-se a ter um ganho constante, até o fim da vida útil dos equipamentos. Como VPL apresenta valor positivo o investimento é rentável, desde que a taxa de desvalorização do capital mensal seja inferior a 9%.

5 TRABALHOS E PERSPECTIVAS FUTURAS

Dentre as propostas apresentadas, ficou evidenciado que a melhor alternativa de alteração na subestação da unidade consumidora é a primeira proposta, que contempla: a desativação do transformador refrigerado a óleo; a retirada do banco capacitivo fixo de operação; a transferência das cargas conectadas ao transformador desativado para o transformador refrigerado a ar e a utilização do banco capacitivo automatizado, pois estas medidas solucionam os problemas encontrados com o desenvolvimento deste projeto e constitui uma opção viável economicamente de investimento de capital. Este projeto foi encaminhado a unidade consumidora para ser aplicado, assim que a autorização de realização for emitida pelo gerente do SENAI CIVIT.

Como observado nas curvas de carga geradas, a curva de demanda diária denota que o pico de consumo ocorre durante o turno vespertino, o que acaba elevando o valor da demanda contratada e com isso gerando ultrapassagens e um valor superior de demanda contratada. Outro fato observado nas faturas é que o valor gerado pelo consumo no horário de ponta equivale ao valor gerado pelo consumo em todo o período fora ponta, isto por que as tarifas são diferenciadas. Como sugestão para trabalhos futuros pode-se realizar o dimensionamento de um sistema de geração para atendimento da instalação no horário de ponta e nos momentos em que a demanda atinge valores acima do valor de demanda contratada, com auxílio de um sistema de controle de demanda para gerenciar a entrada e saída do gerador, de modo que fosse possível reduzir a demanda do contrato, evitar situações de ultrapassagem de demanda e reduzir o custo com a fatura. Deve-se avaliar anualmente as demandas registradas nas faturas, de modo a manter o contrato sempre otimizado para a solicitação de carga da instalação.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas – Instalações Elétricas de Baixa Tensão, NBR 5410. Versão corrigida, 2008.

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas – Instalações Elétricas de Média Tensão de 1,0 kV a 36,2 kV, NBR 14039, 2005.

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas – Transformadores de potência, parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante, NBR 5356-7, 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) – Consulta Pública ANEEL nº 053/2009, sobre as alterações nos Procedimentos de Rede. Brasília, 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) – Metodologia de Cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição. Brasília, 2000.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) – Resolução Normativa nº 414. Brasília, 2010: disponível em www.aneel.gov.br. Acesso em 20. novembro.2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) – Resolução Normativa nº 569. Brasília, 2013: disponível em www.aneel.gov.br. Acesso em 20. novembro.2018.

CAGNON. Â.J, VALARELLI. D.I, RODRIGUES. M.R, “GESTÃO ENERGÉTICA EM INDÚSTRIAS MADEIREIRAS” disponível em http://www.proceedings.scielo.br/pdf/agrener/n6v2/072.pdf, acesso em 20. set.2018.

COSER, J.; WITTE, G. E DA SILVA, J. Discutindo Eficiência Energética E Tarifária Em Instituições Comunitárias e de Ensino. ANAIS do SEPE – Seminário de Ensino, Pesquisa e Extensão da UFFS. ISSN 2317 – 7489 Vol. IV (2014) – Anais do IV SEPE e IV Jornada de Iniciação Científica. Disponível em:

https://periodicos.uffs.edu.br/index.php/SEPEUFFS/article/viewFile/1900/1416. Acesso em: 15. set.2018.

CUNHA, C.C, M. Notas de Aula – Conservação e Uso Eficiente de Energia Elétrica, 2018, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória.

E. J. Robba, C. C. B. de Oliveira, C. A. de S. Penin, R. P. Casolari, L. N. Silva, H. R. P. M. Oliveira, 2004, "Otimização do Carregamento de Transformadores de Distribuição de Energia Elétrica", Transmission & Distribution Latin America 2004, São Paulo, Brasil.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional – Ano Base 2011**: Resultados preliminares. Rio de Janeiro, 2018.

GEMIGNANI, M.M.F., Proposição e Análise Comparativa de Métodos Alternativos de Seleção e Classificação de Curvas de Carga para a Definição de Tipologias para Estudos Tarifários. 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Universidade de São Paulo, São Paulo.

MAMEDE FILHO, João. **Instalações elétricas industriais**. 9.ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017

Martinho, Edson. "Potência da distorção Harmônica", disponível em: http://qualidadedaenergia.blogspot.com/2014/03/potencia-da-distorcao-harmonica.html, acesso em 20. set.2018.

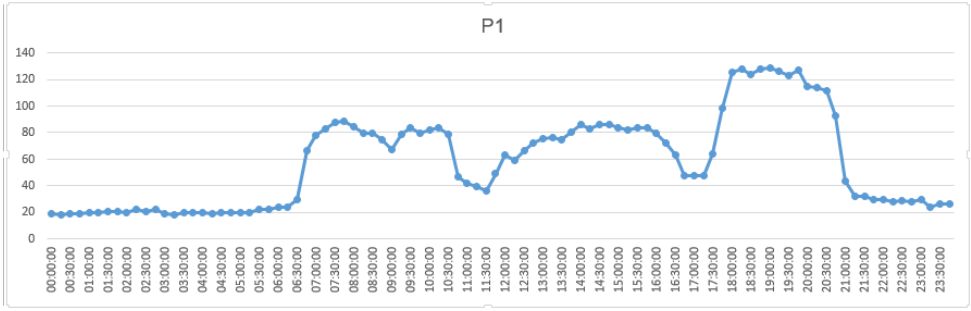
APÊNDICE A- CURVAS DE GARGA

São apresentadas as curvas de demanda ativa, reativa e aparente, respectivamente. Os dados utilizados para gerarem as curvas foram retirados da memória de massa do medidor cedido pela companhia de fornecimento, relativo ao ciclo de faturamento de novembro de 2017, compreendendo o período de 24/10 – terça feira até 23/11 –quinta feira, integralizando 30 dias.

SEGUNDA-FEIRA

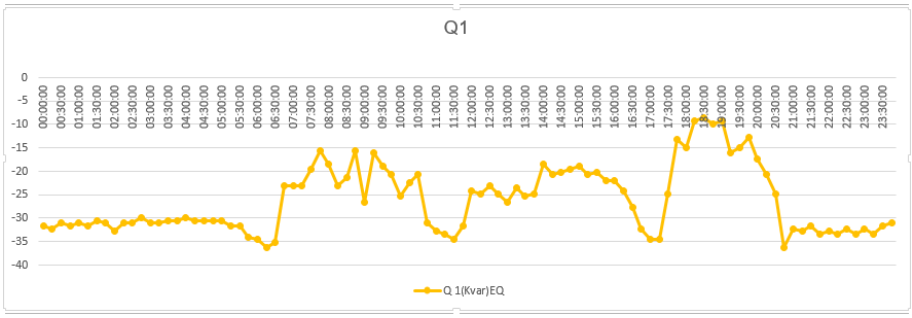
Dia 30/10/2017

Gráfico A-1: Curva de demanda ativa do dia 30/10/2017.



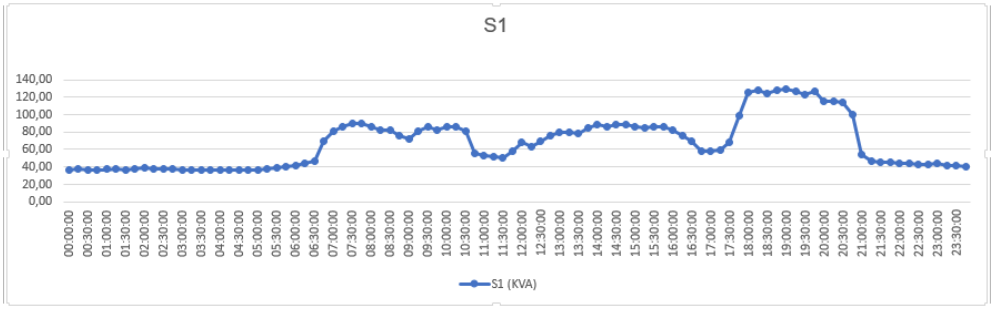
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-2: Curva de demanda reativa do dia 30/10/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

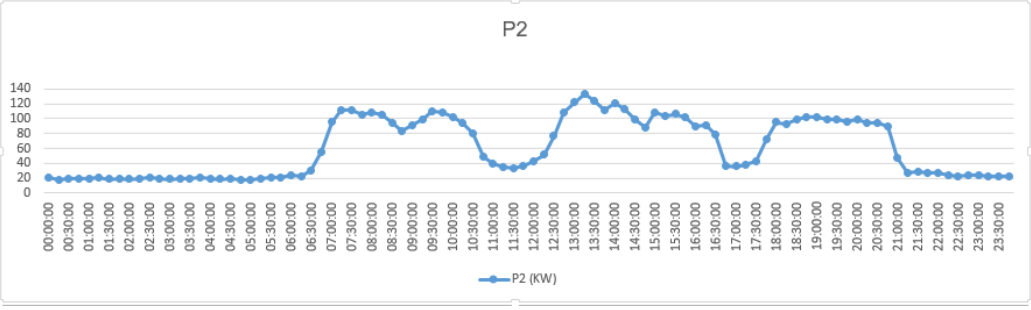
Gráfico A-3: Curva de demanda aparente do dia 30/10/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

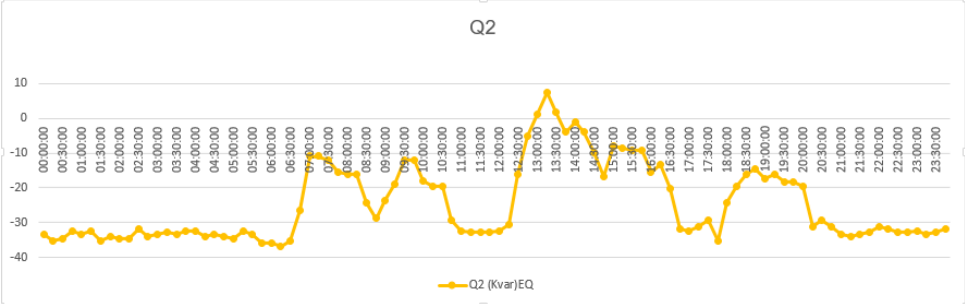
Dia 06/11/2017

Gráfico A-4: Curva de demanda ativa do dia 06/11/2017.



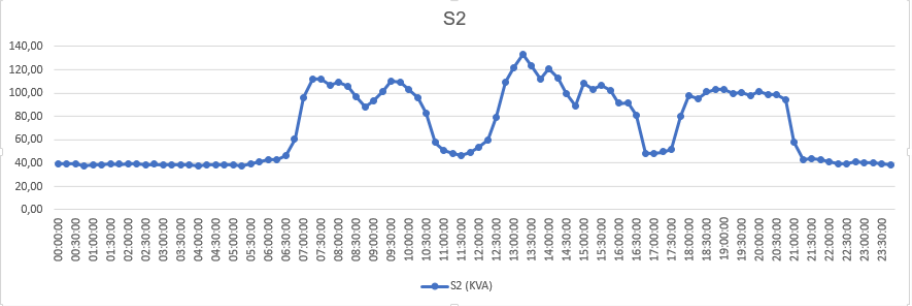
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-5: Curva de demanda reativa do dia 06/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

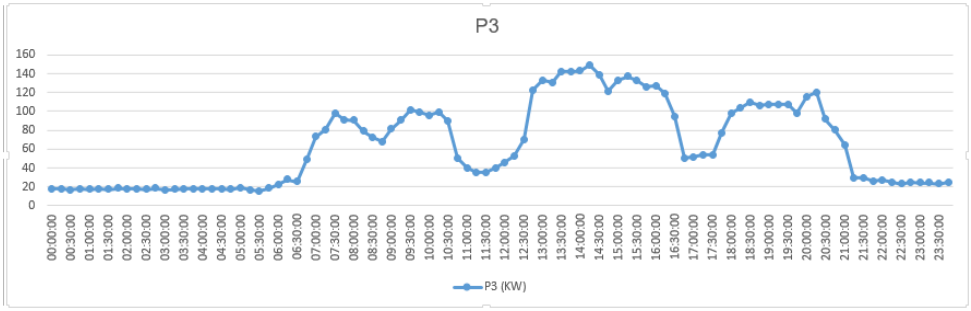
Gráfico A-6: Curva de demanda aparente do dia 06/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

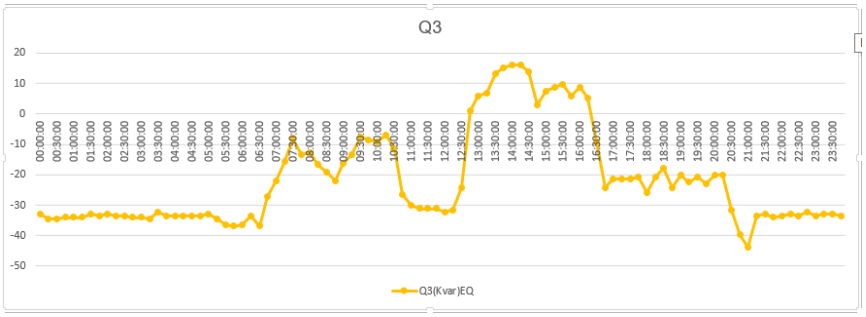
13/11/2017

Gráfico A-7: Curva de demanda ativa do dia 13/11/2017.



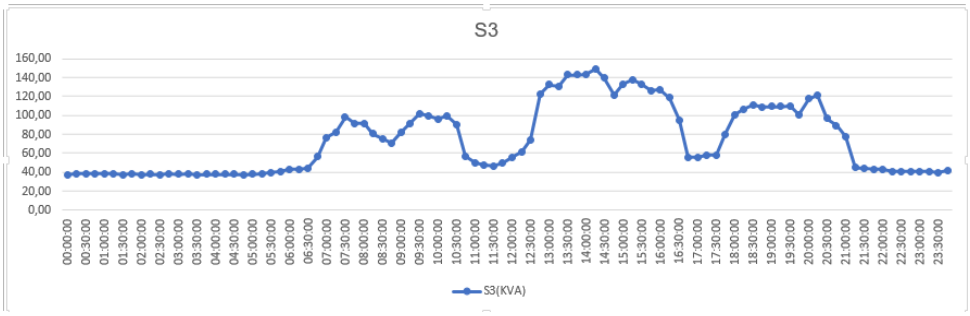
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-8: Curva de demanda reativa do dia 13/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

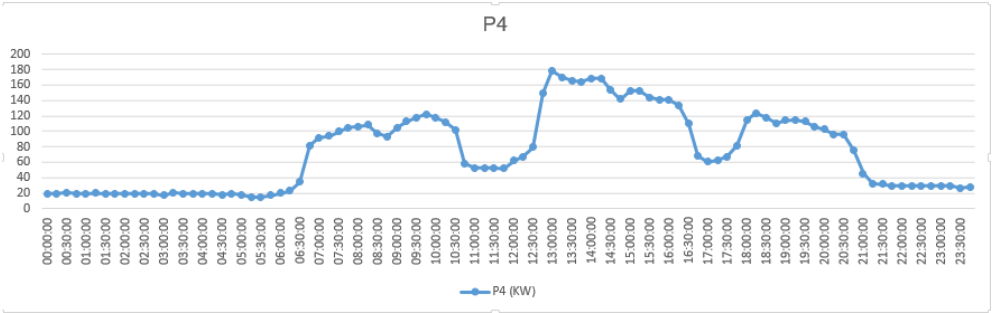
Gráfico A-9: Curva de demanda aparente do dia 13/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

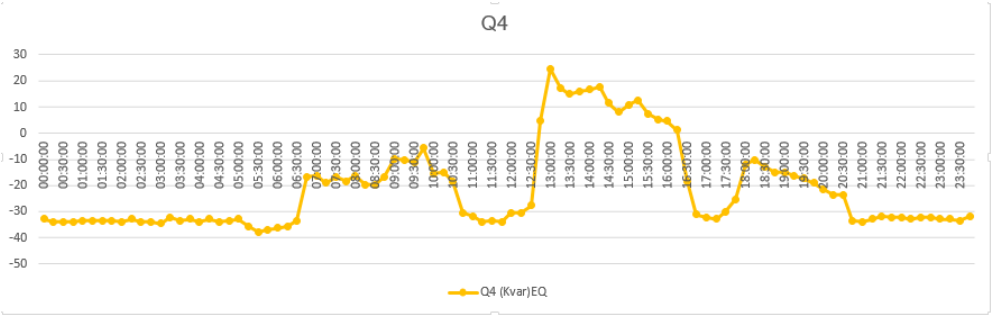
Dia 20/11/2017

Gráfico A-10: Curva de demanda ativa do dia 20/11/2017.



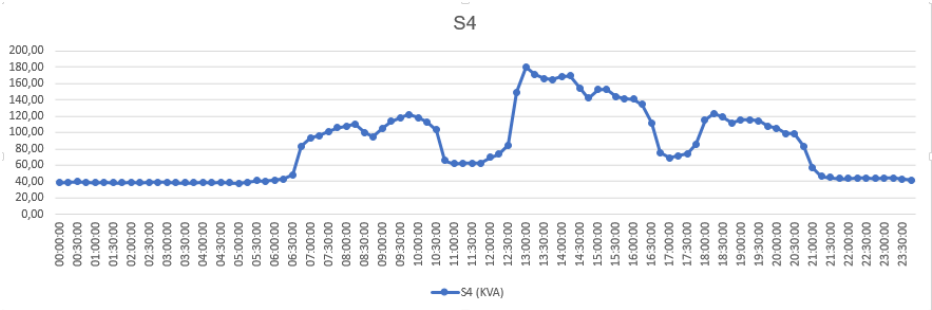
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-11: Curva de demanda reativa do dia 20/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-12: Curva de demanda aparente do dia 20/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

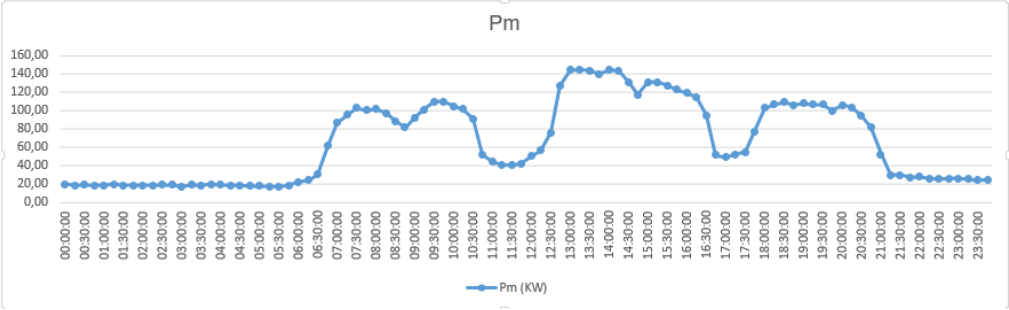
As curvas médias foram obtidas a partir da média aritmética simples dos valores registrados nas curvas de demanda ativa, reativa. A curva de demanda de potência aparente foi obtida a partir dos valores médios de *Pm* e *Qm.*

$$Pm = \frac{(P1 + P2 + P3 + P4)}{4} \quad \text{(A-1)}$$

$$Qm = \frac{(Q1 + Q2 + Q3 + Q4)}{4} \quad \text{(A-2)}$$

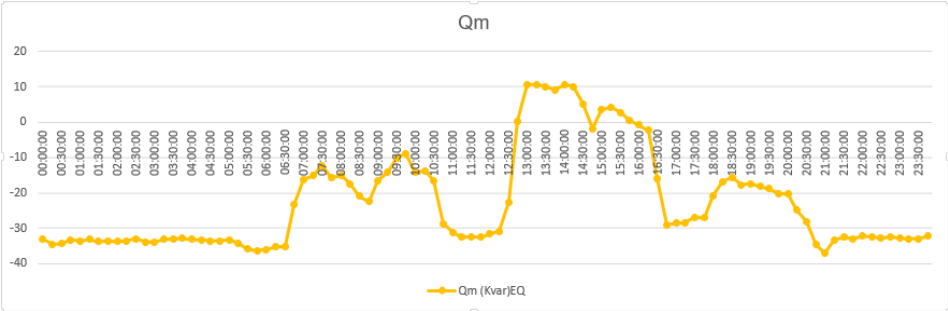
$$Sm = \sqrt{(Pm^2 + Qm^2)} \quad \text{(A-3)}$$

Gráfico A-13: Curva de demanda ativa média segunda.



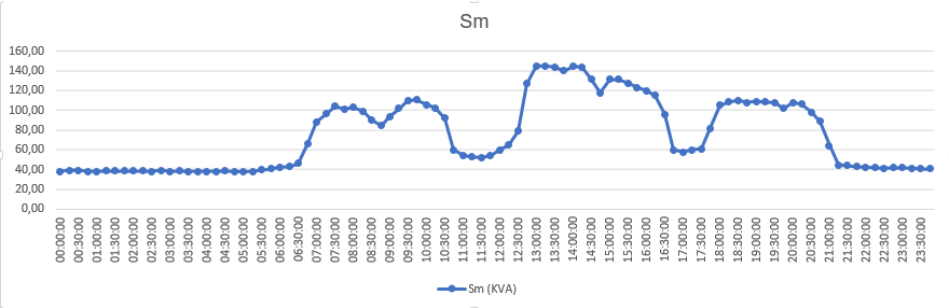
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-14: Curva de demanda reativa média segunda.



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-15: Curva de demanda aparente média segunda.

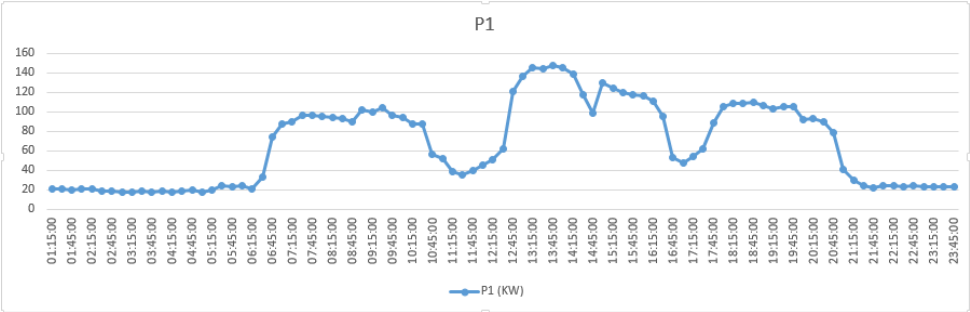


Fonte: Produção do próprio autor.

TERÇA-FEIRA

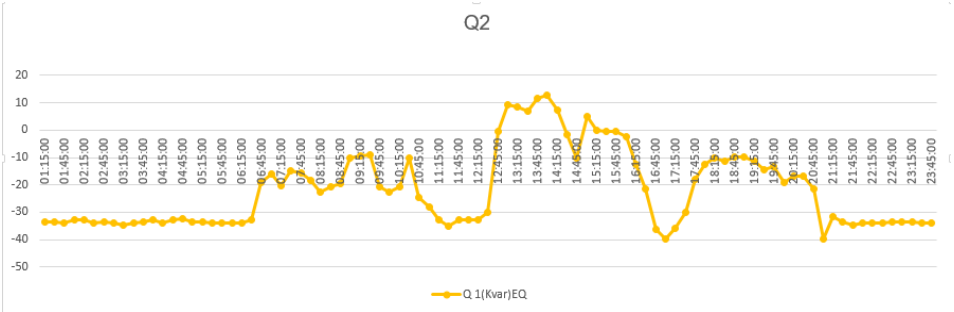
Dia 24/10

Gráfico A-16: Curva de demanda ativa do dia 24/10/2017.



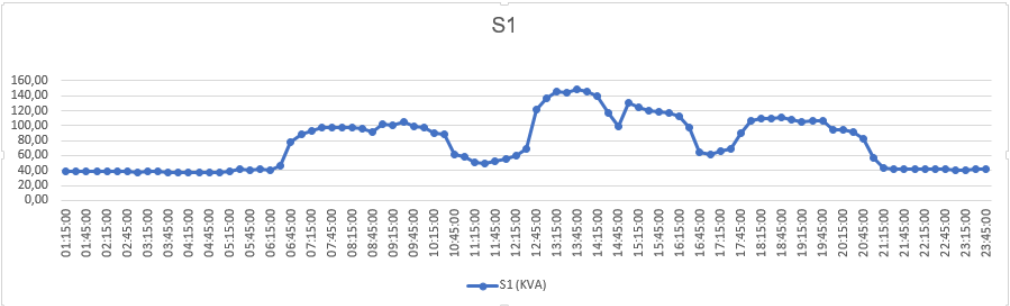
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-17: Curva de demanda reativa do dia 24/10/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

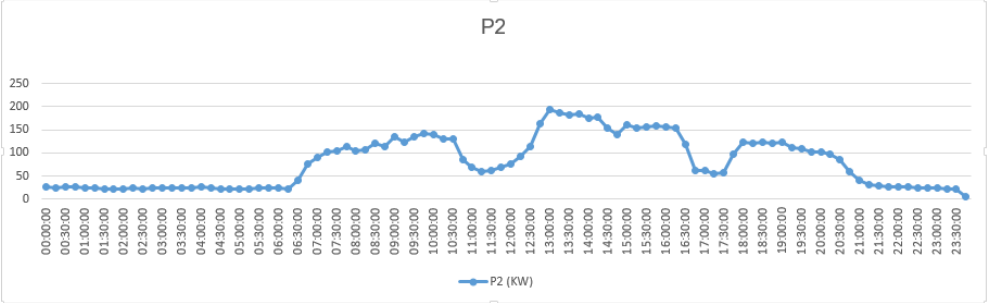
Gráfico A-18: Curva de demanda aparente do dia 24/10/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

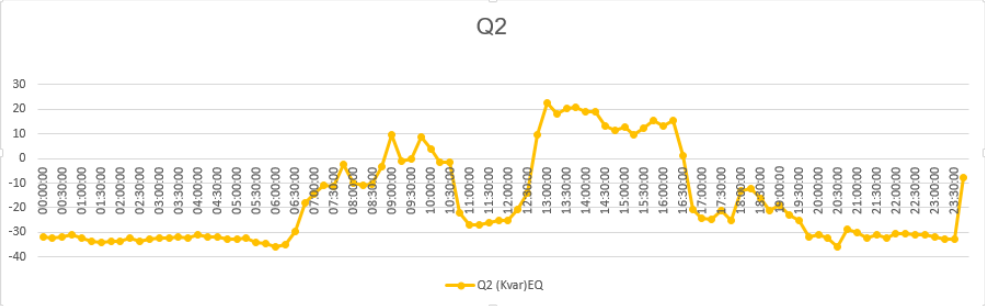
Dia 31/10

Gráfico A-19: Curva de demanda ativa do dia 31/10/2017.



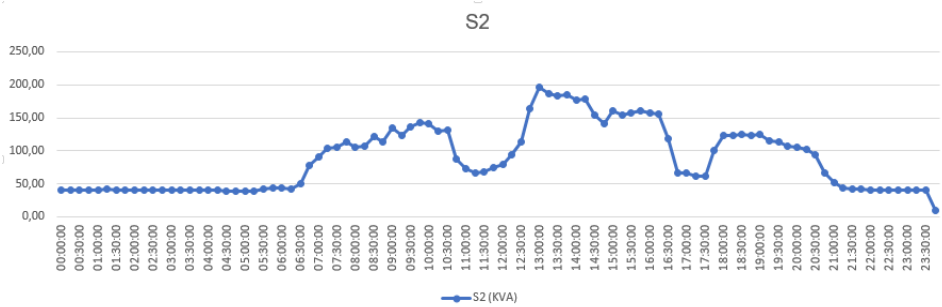
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-20: Curva de demanda reativa do dia 31/10/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

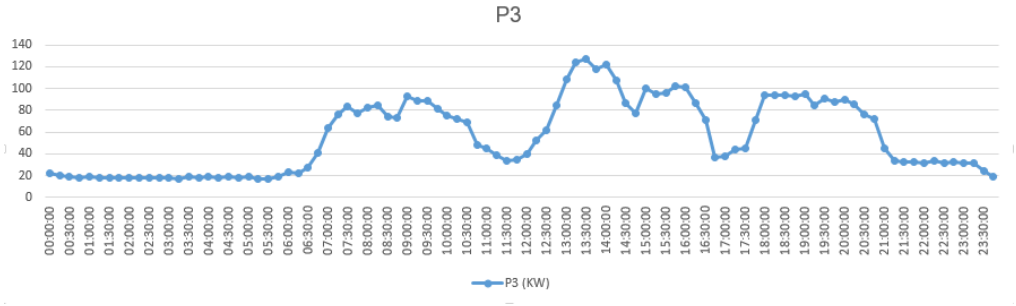
Gráfico A-21: Curva de demanda aparente do dia 31/10/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

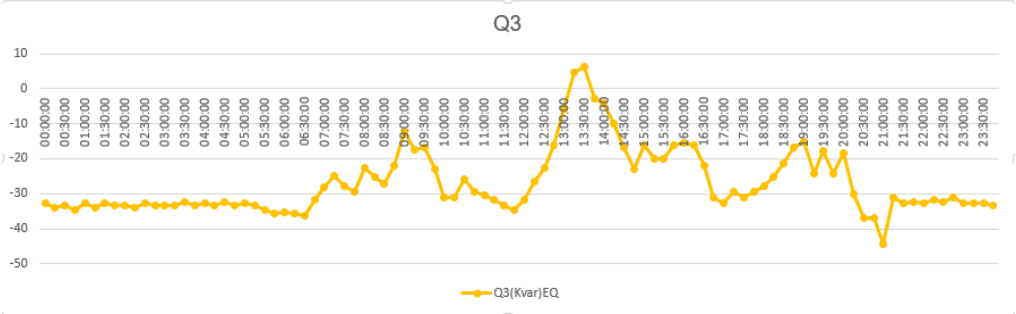
Dia 07/11

Gráfico A-22: Curva de demanda ativa do dia 08/11/2017.



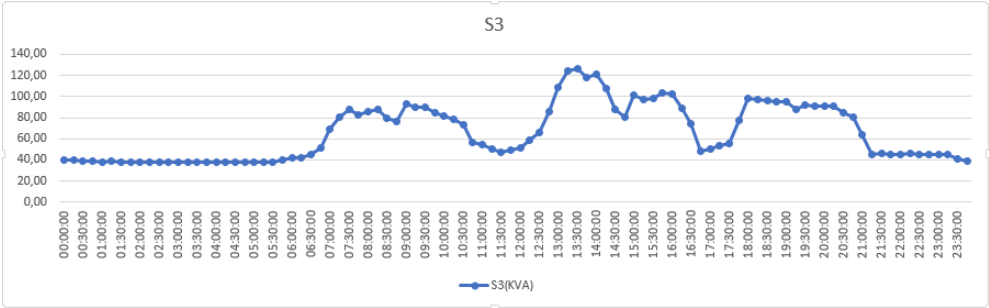
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-23: Curva de demanda reativa do dia 07/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

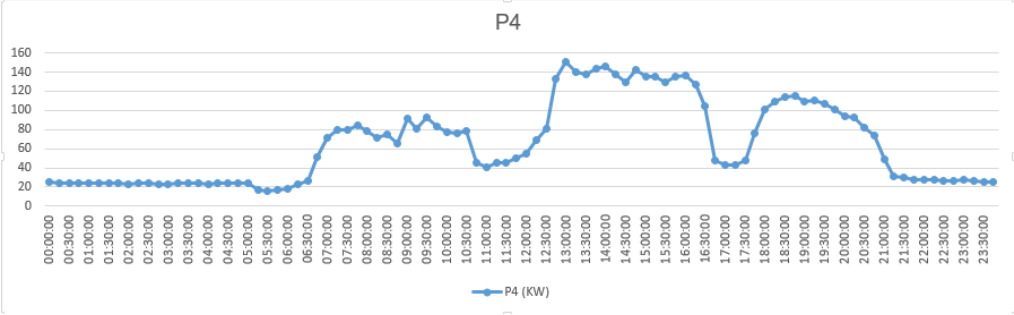
Gráfico A-24: Curva de demanda aparente do dia 07/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

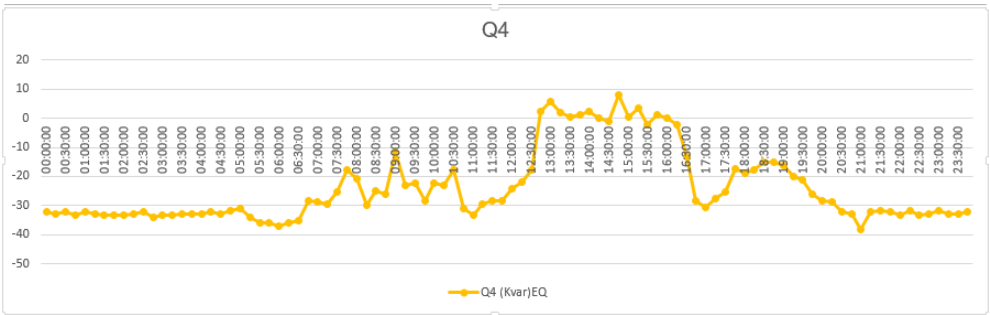
Dia 14/11

Gráfico A-25: Curva de demanda ativa do dia 14/11/2017.



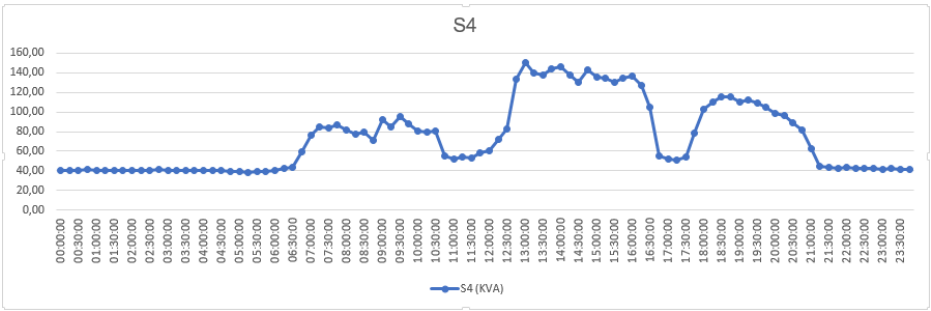
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-26: Curva de demanda reativa do dia 14/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

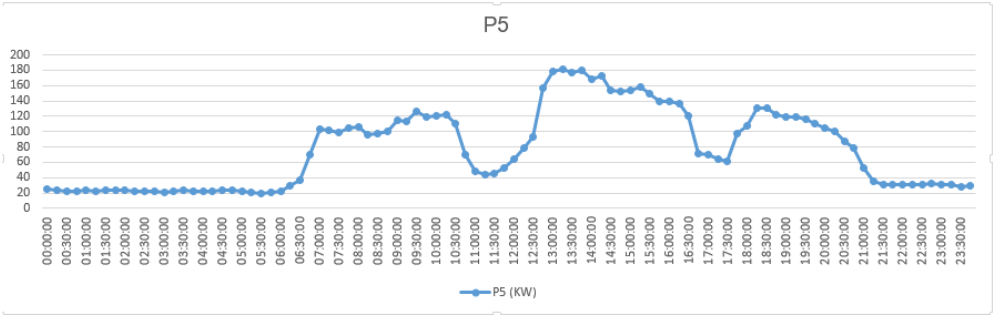
Gráfico A-27: Curva de demanda aparente do dia 14/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

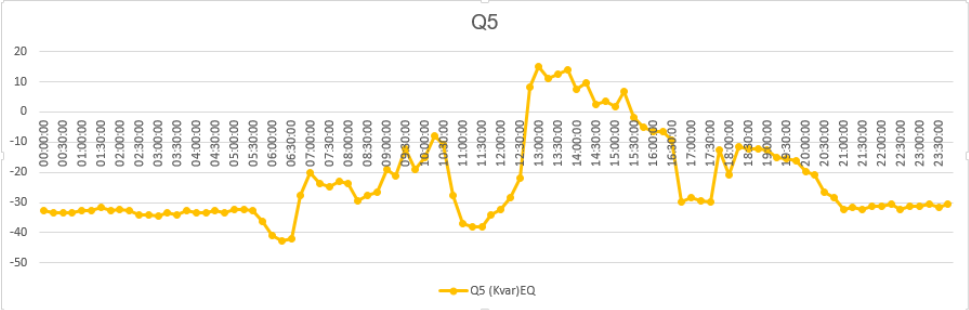
21/11/2017

Gráfico A-28: Curva de demanda ativa do dia 21/11/2017.



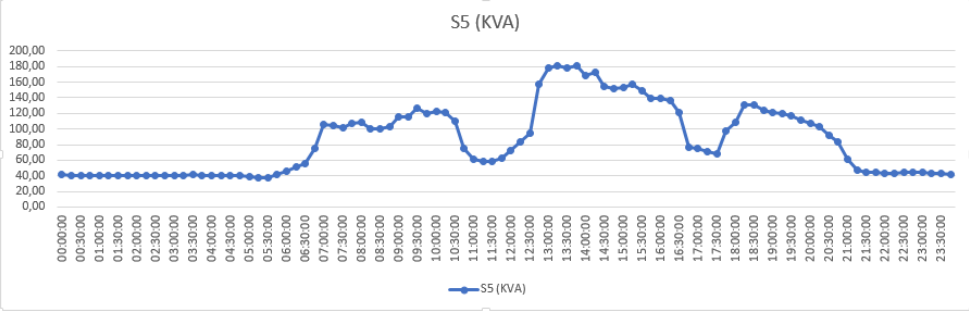
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-29: Curva de demanda reativa do dia 21/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

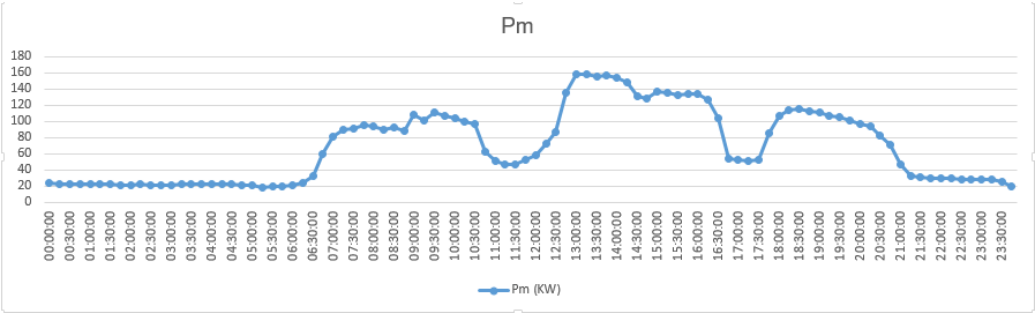
Gráfico A-30: Curva de demanda aparente do dia 21/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

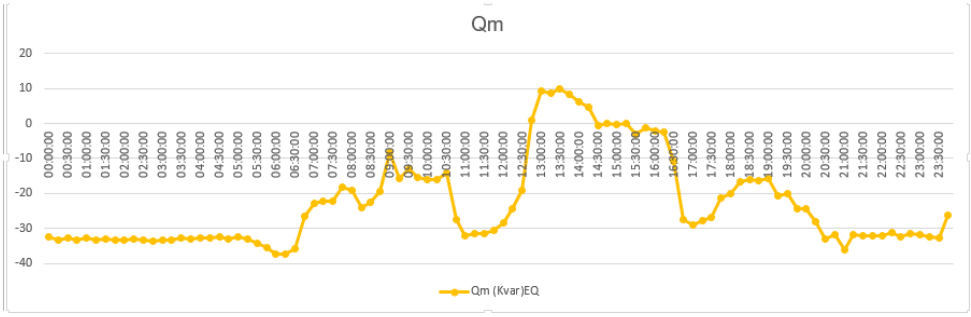
Curvas médias da terça-feira

Gráfico A-31: Curva de demanda ativa média terça.



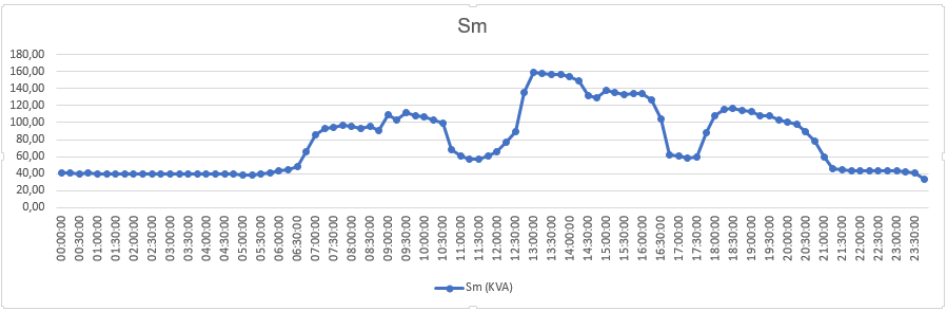
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-32: Curva de demanda reativa média terça.



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-33: Curva de demanda aparente do dia média terça.

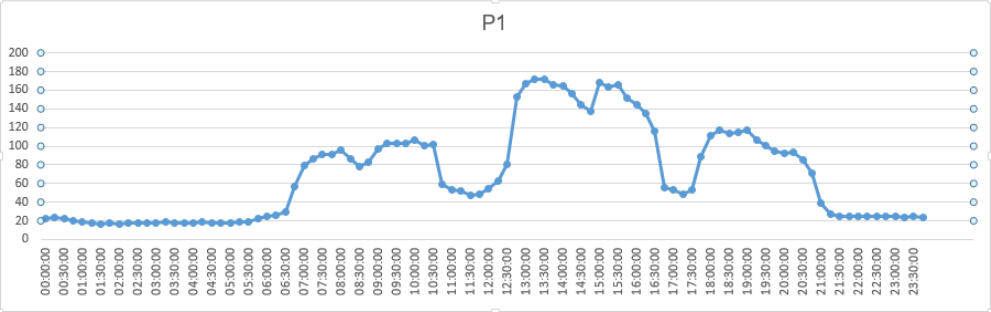


Fonte: Produção do próprio autor.

QUARTA-FEIRA

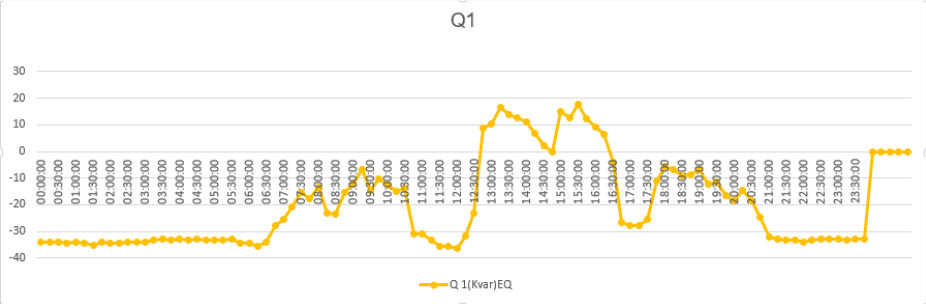
Dia 25/10

Gráfico A-34: Curva de demanda ativa do dia 25/10/2017.



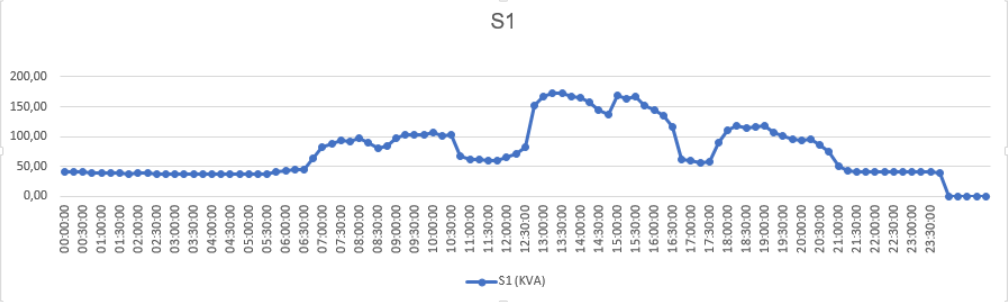
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-35: Curva de demanda reativa do dia 25/10/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

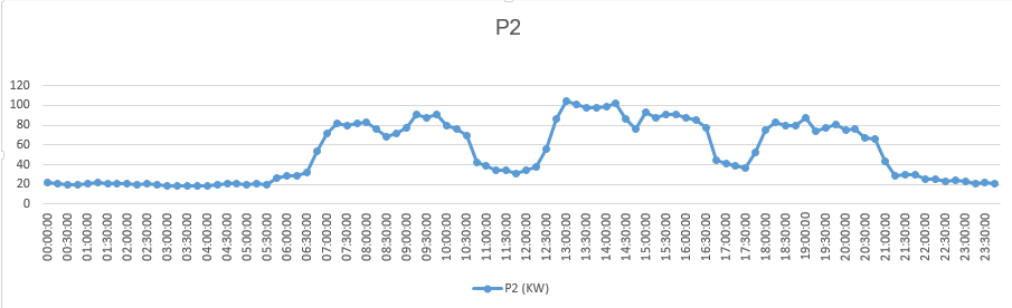
Gráfico A-36: Curva de demanda aparente do dia 25/10/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

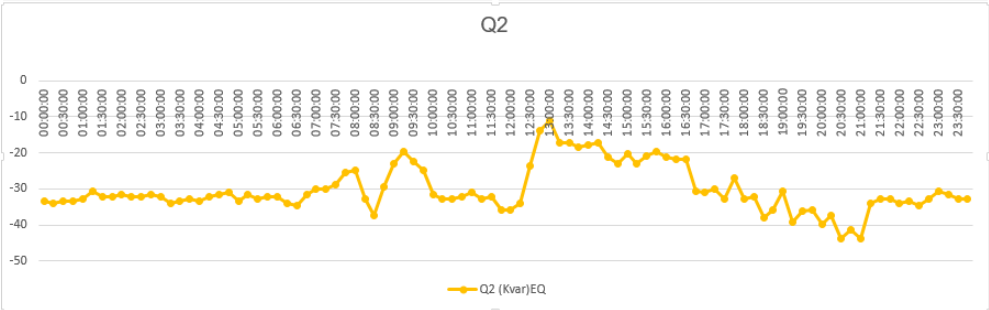
Dia 01/11/2017

Gráfico A-37: Curva de demanda ativa do dia 01/11/2017.



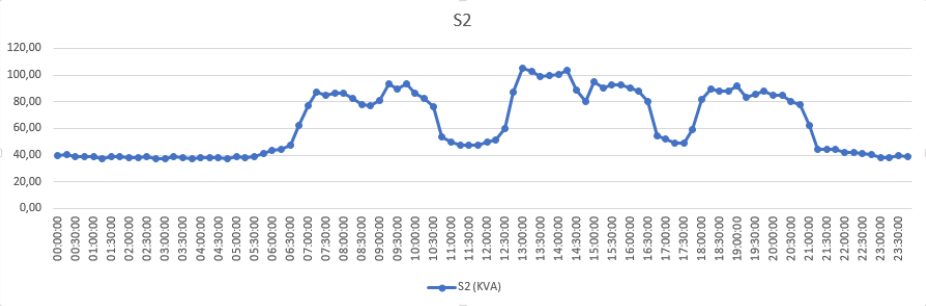
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-38: Curva de demanda reativa do dia 01/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

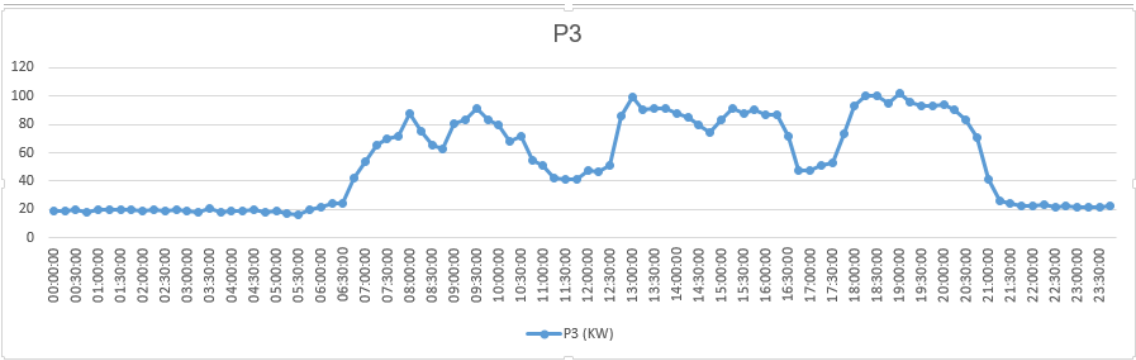
Gráfico A-39: Curva de demanda aparente do dia 01/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

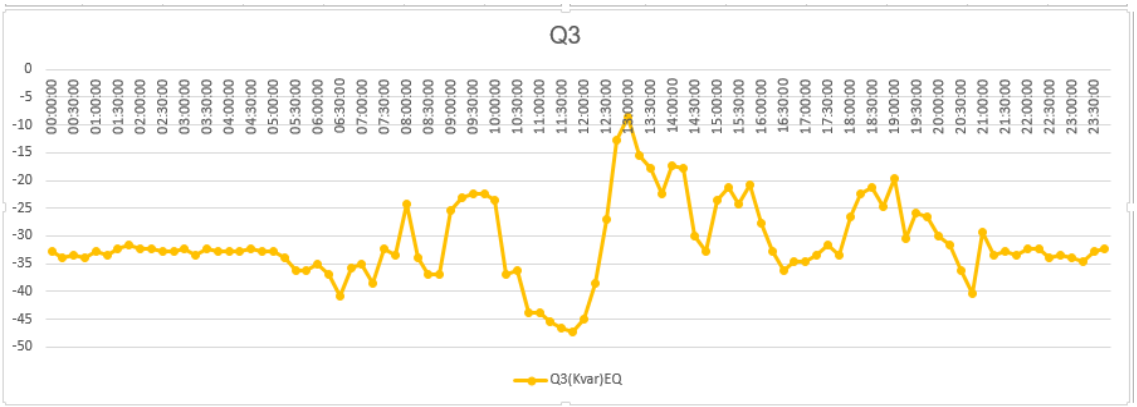
Dia 08/11/2017

Gráfico A-40: Curva de demanda ativa do dia 08/11/2017.



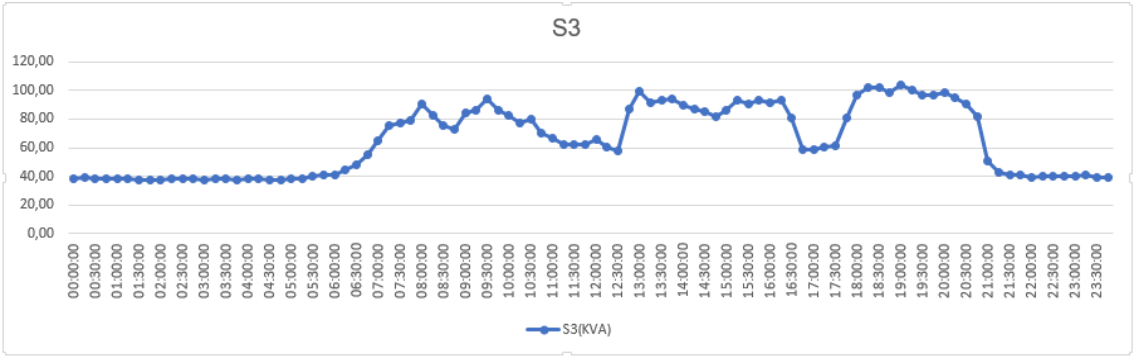
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-41: Curva de demanda reativa do dia 08/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

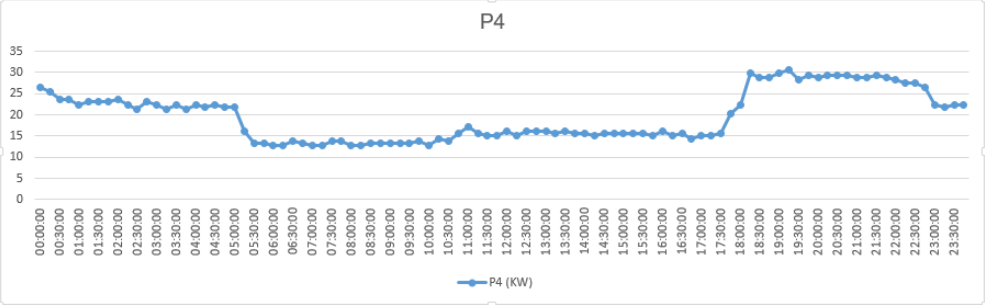
Gráfico A-42: Curva de demanda aparente do dia 08/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

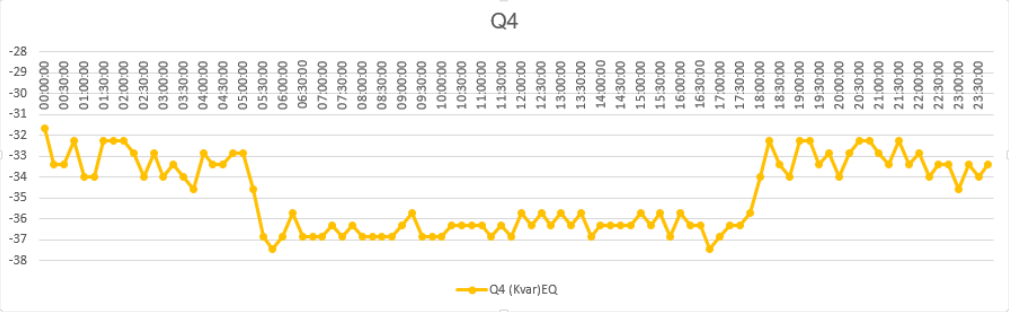
Dia 15/11/2017 (Feriado)

Gráfico A-43: Curva de demanda ativa do dia 15/11/2017.



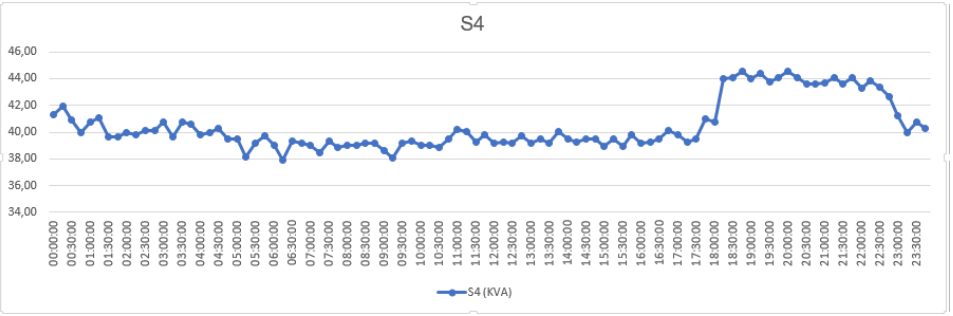
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-44: Curva de demanda reativa do dia 15/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

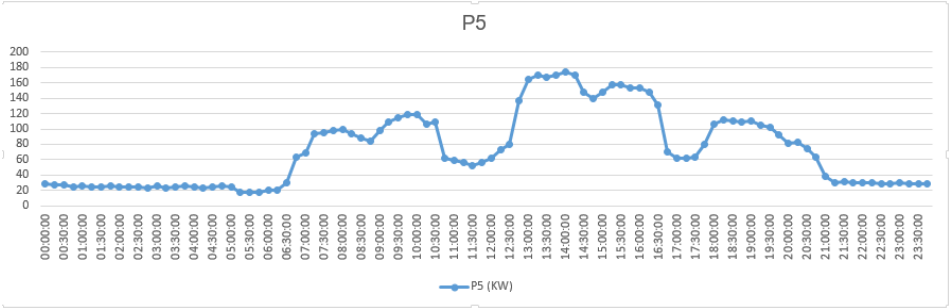
Gráfico A-45: Curva de demanda aparente do dia 15/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

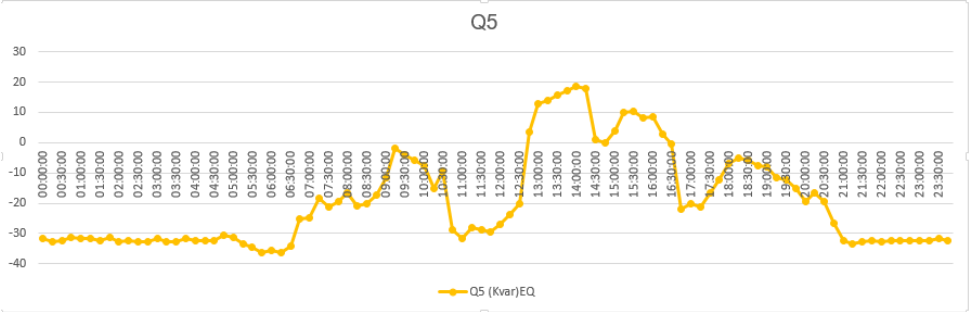
Dia 22/11/2017

Gráfico A-46: Curva de demanda ativa do dia 22/11/2017.



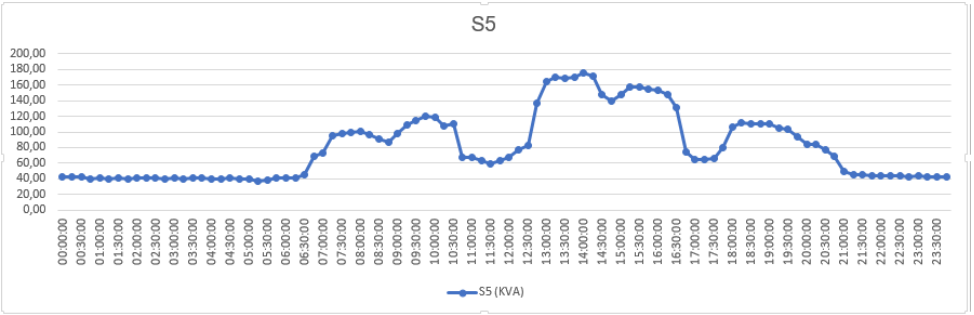
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-47: Curva de demanda reativa do dia 22/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

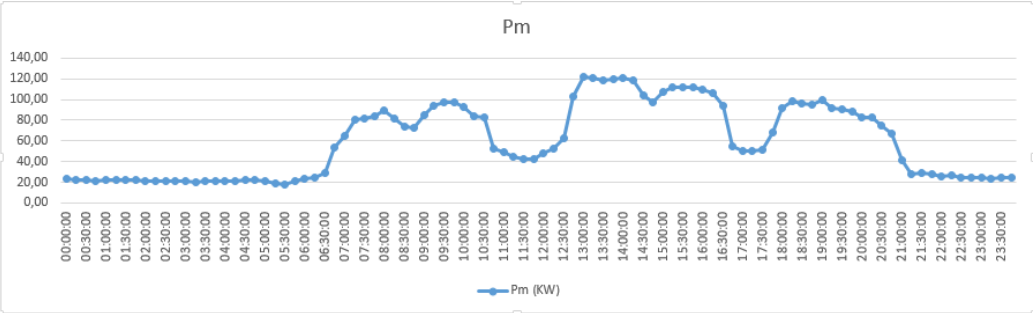
Gráfico A-48: Curva de demanda aparente do dia 22/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

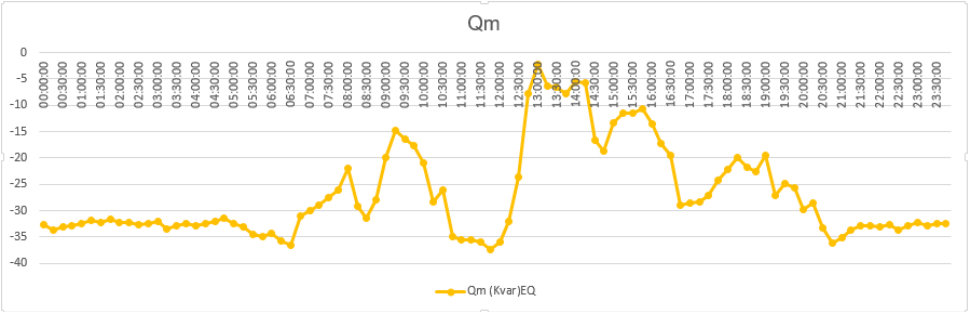
Curvas médias, desconsiderando o feriado.

Gráfico A-49: Curva de demanda ativa média da quarta-feira.



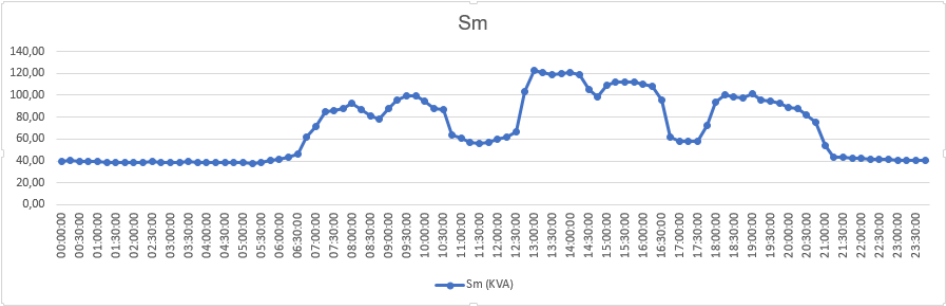
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-50: Curva de demanda reativa da média da quarta-feira.



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-51: Curva de demanda aparente da média da quarta-feira.

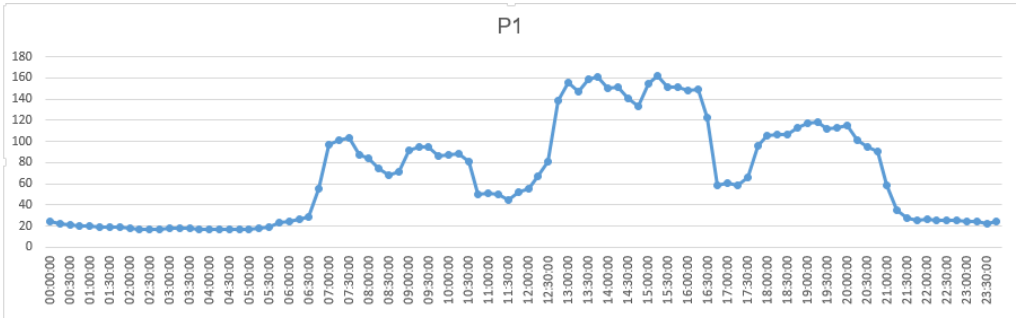


Fonte: Produção do próprio autor.

QUINTA-FEIRA

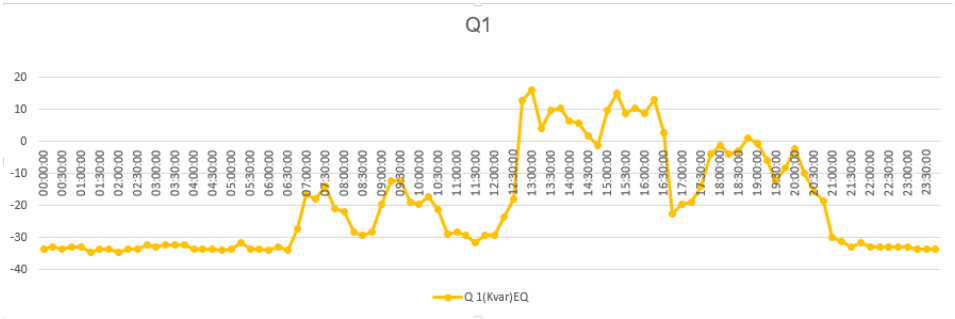
Dia 26/10

Gráfico A-52: Curva de demanda ativa do dia 26/10/2017.



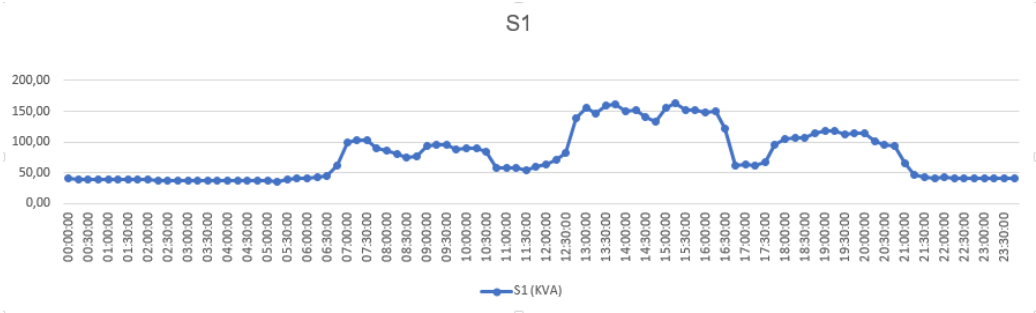
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-53: Curva de demanda reativa do dia 26/10/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

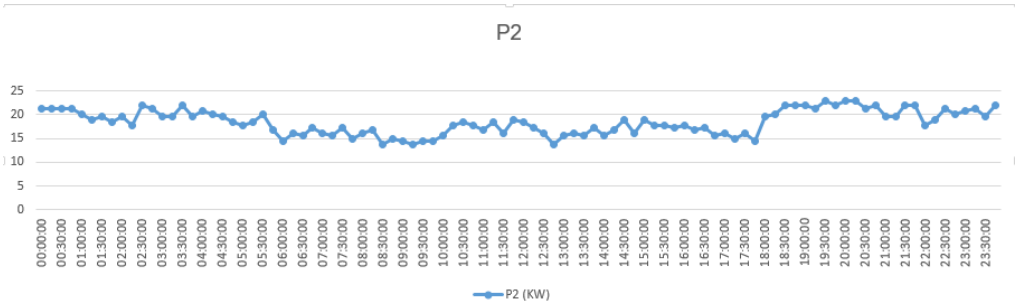
Gráfico A-54: Curva de demanda aparente do dia 26/10/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

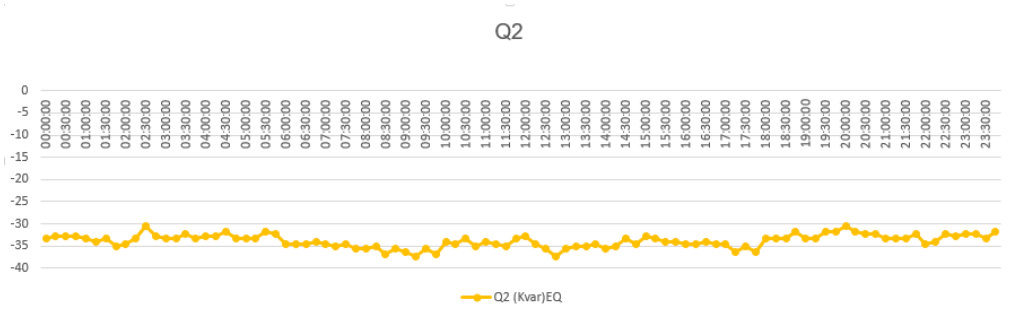
Dia 02/11/2017 (Feriado)

Gráfico A-55: Curva de demanda ativa do dia 02/10/2017.



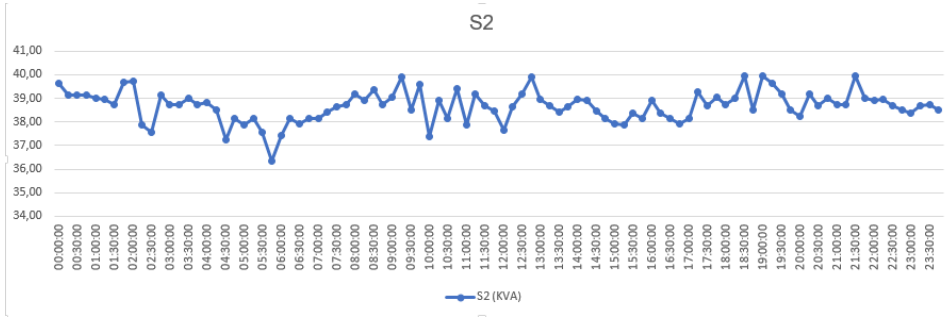
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-56: Curva de demanda reativa do dia 02/10/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

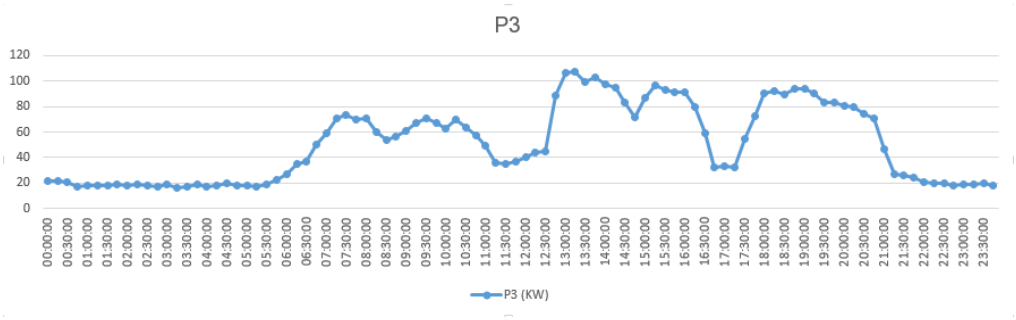
Gráfico A-57: Curva de demanda aparente do dia 02/10/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

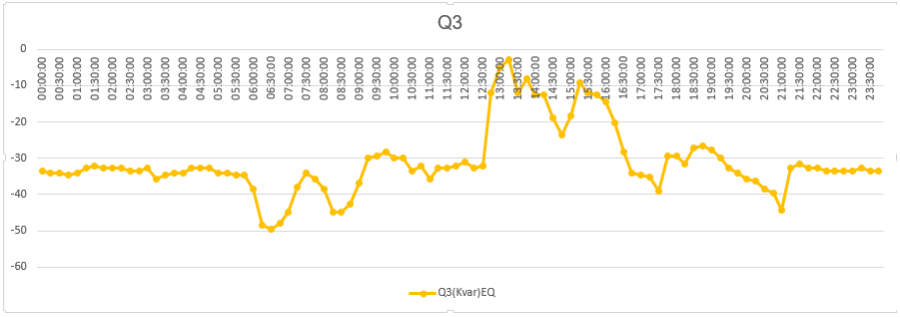
Dia 09/11/2017

Gráfico A-58: Curva de demanda ativa do dia 09/11/2017.



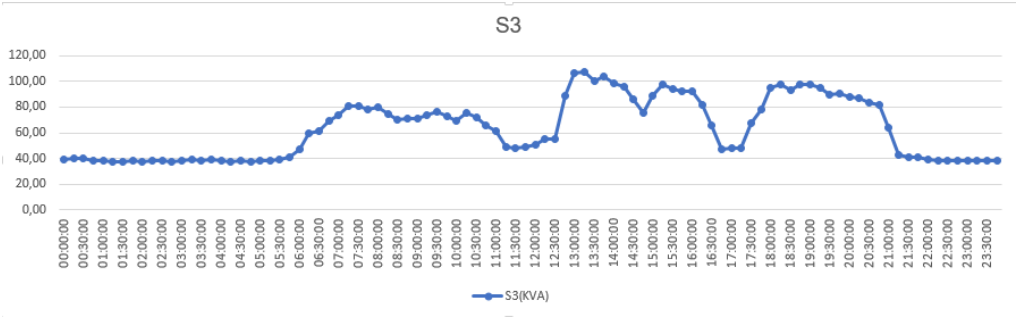
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-59: Curva de demanda reativa do dia 09/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

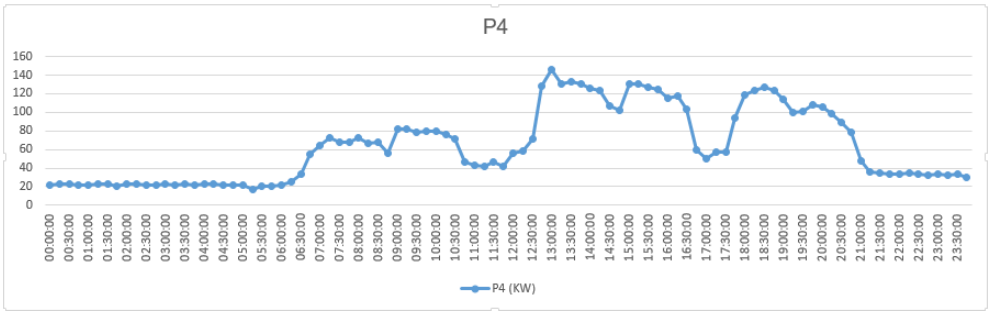
Gráfico A-60: Curva de demanda aparente do dia 30/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

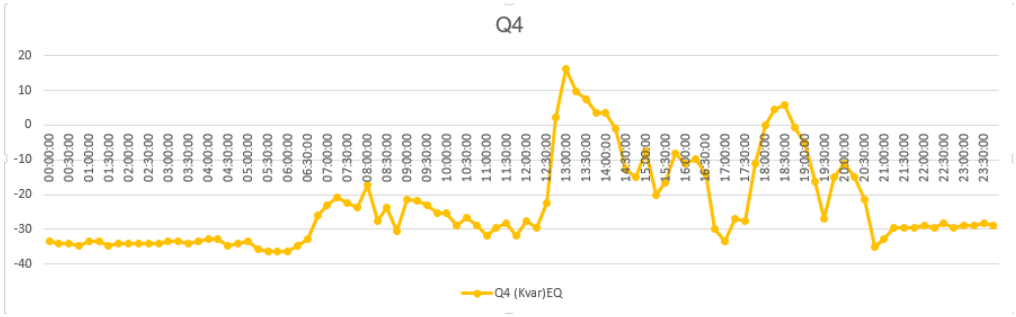
Dia 16/11/2017

Gráfico A-61: Curva de demanda ativa do dia 16/11/2017.



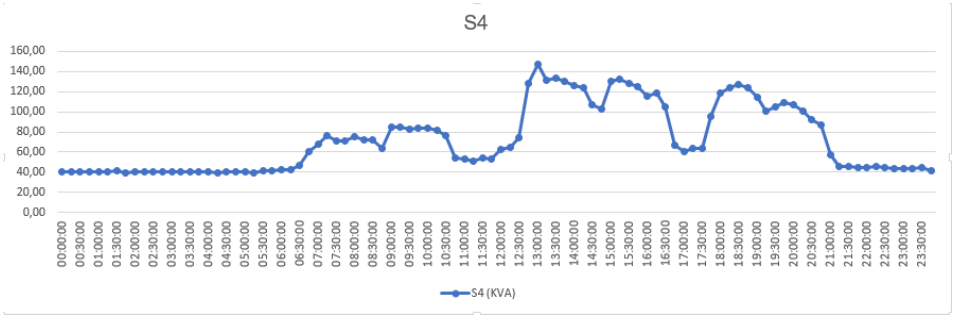
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-62: Curva de demanda reativa do dia 16/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

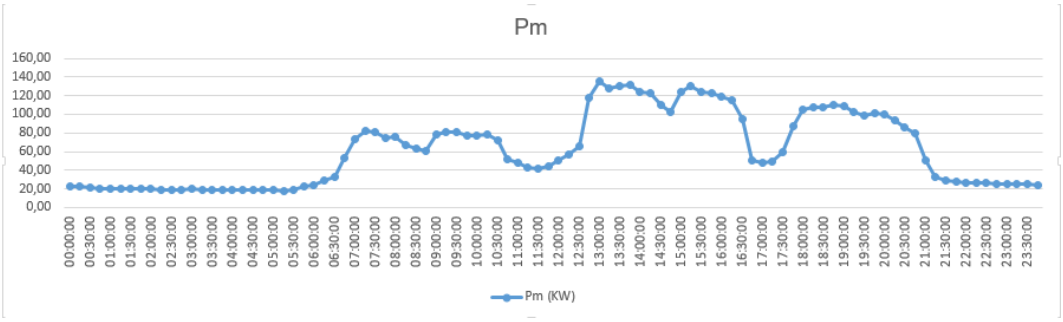
Gráfico A-63: Curva de demanda aparente do dia 16/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

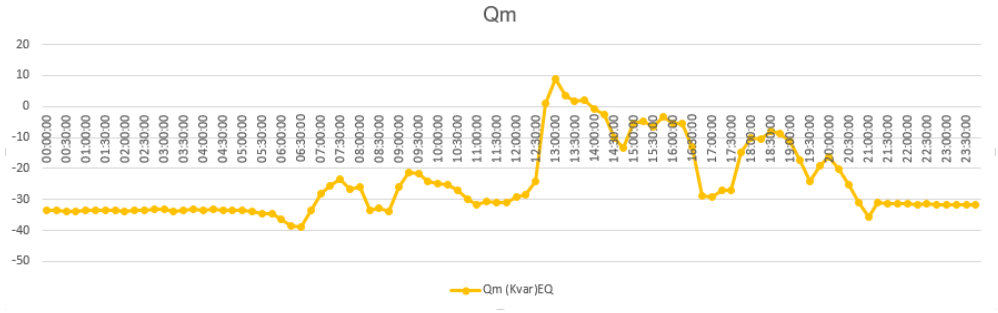
Curvas médias, desconsiderando feriado.

Gráfico A-64: Curva de demanda ativa média quinta-feira.



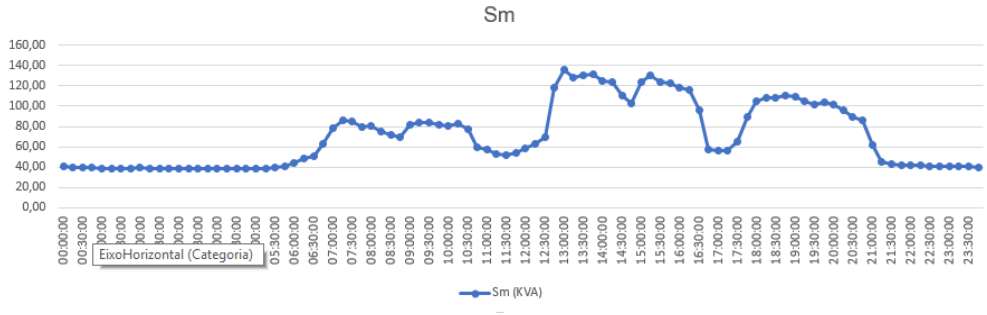
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-65: Curva de demanda reativa média quinta-feira.



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-66: Curva de demanda aparente média quinta-feira.

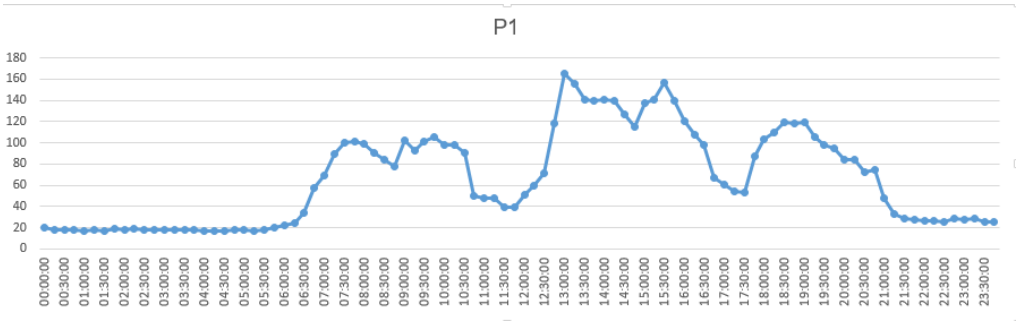


Fonte: Produção do próprio autor.

SEXTA-FEIRA

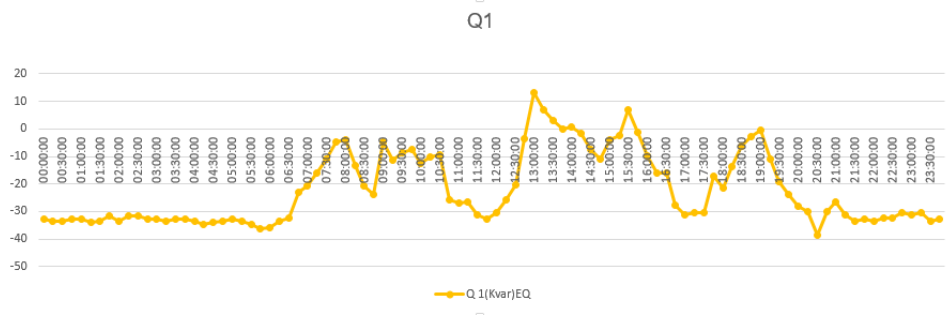
DIA 27/10

Gráfico A-67: Curva de demanda ativa do dia 27/10/2017.



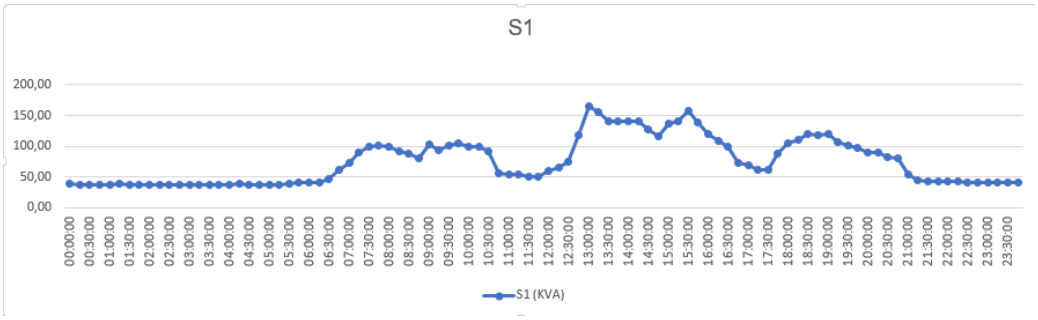
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-68: Curva de demanda reativa do dia 27/10/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

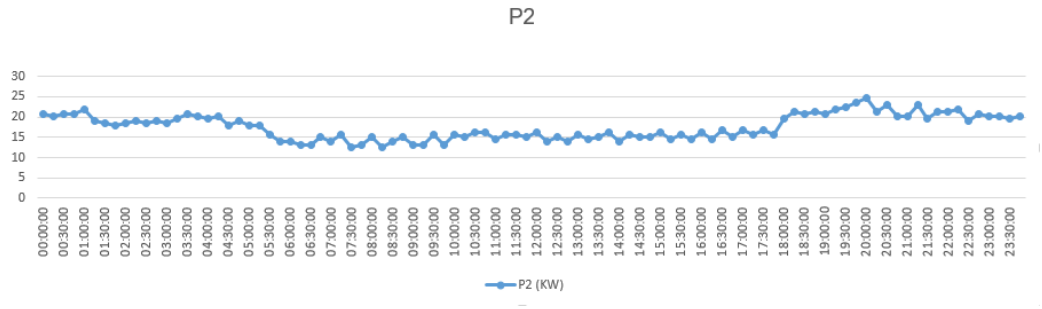
Gráfico A-69: Curva de demanda aparente do dia 27/10/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

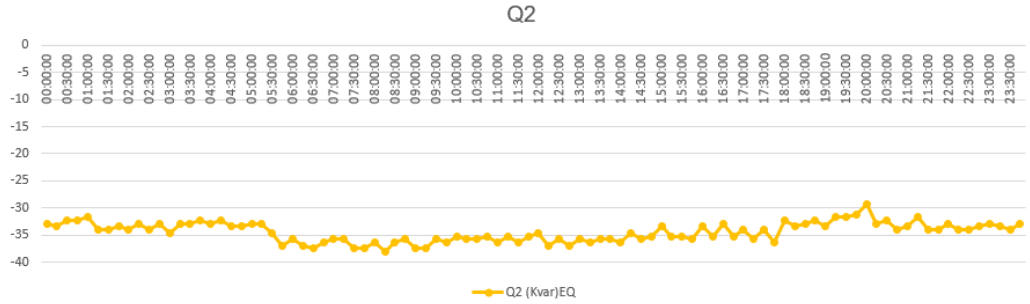
DIA 03/11/2017 (FERIADO)

Gráfico A-70: Curva de demanda ativa do dia 03/11/2017.



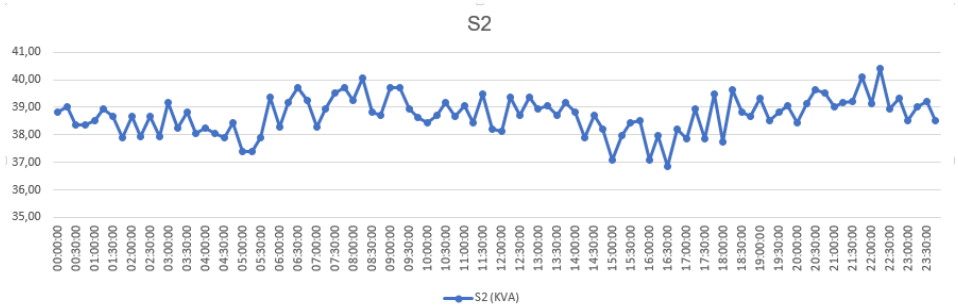
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-71: Curva de demanda reativa do dia 03/11/201.



Fonte: Produção do próprio autor.

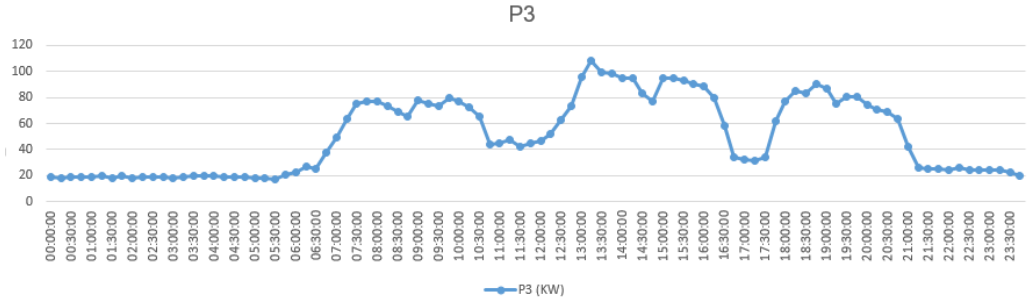
Gráfico A-72: Curva de demanda reativa do dia 03/11/20.



Fonte: Produção do próprio autor.

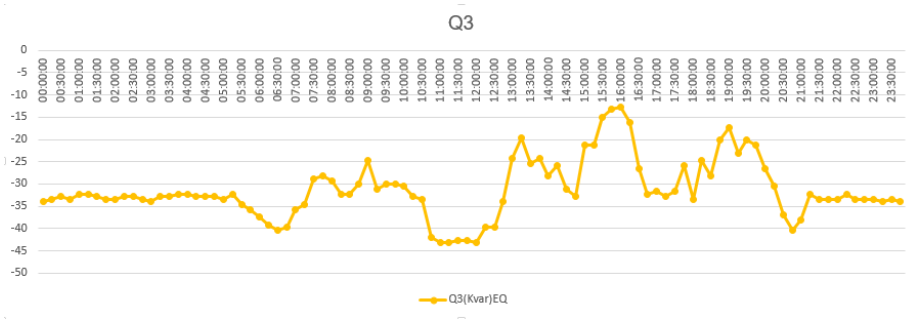
DIA 10/11/2017

Gráfico A-73 Curva de demanda ativa do dia 10/11/2017.



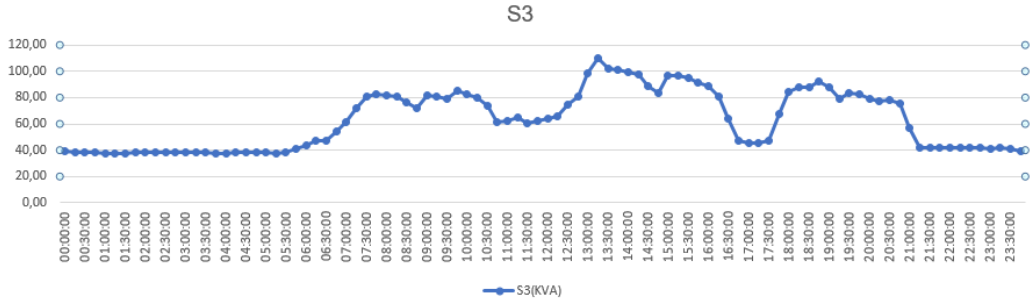
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-74: Curva de demanda reativa do dia 10/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

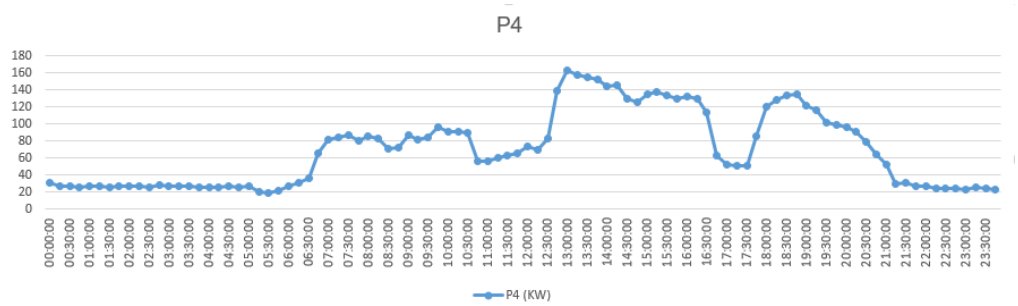
Gráfico A-75: Curva de demanda aparente do dia 10/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

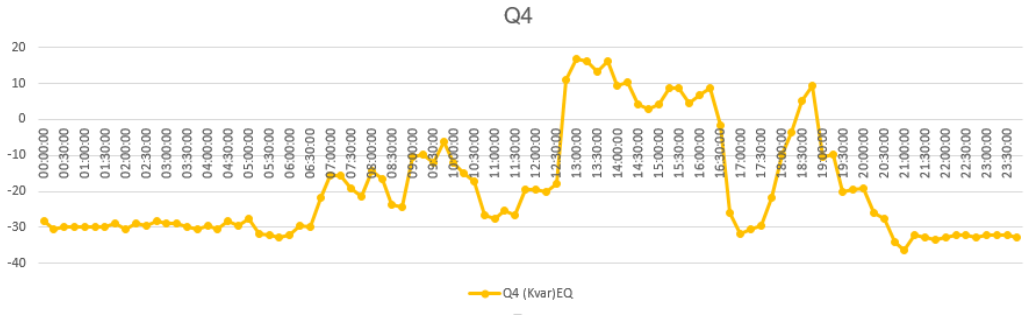
DIA 17/11/2017

Gráfico A-76: Curva de demanda ativa do dia 17/11/2017.



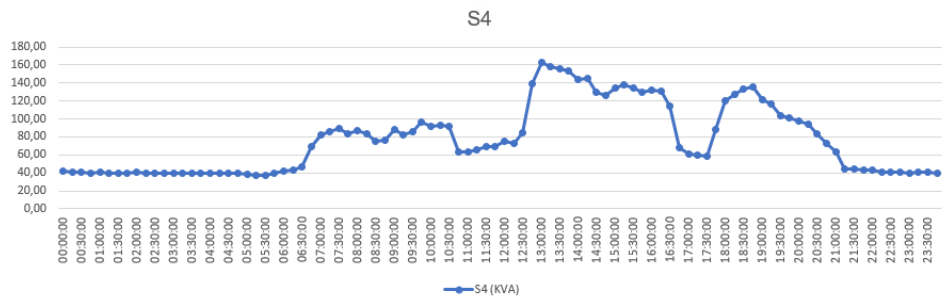
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-77: Curva de demanda reativa do dia 17/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

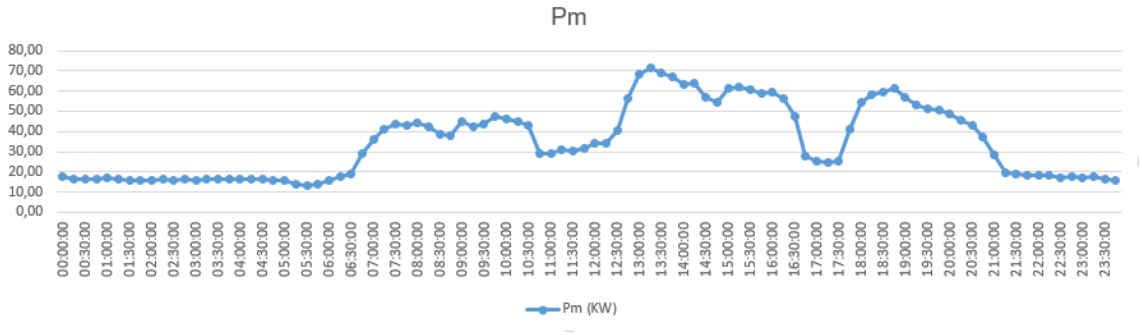
Gráfico A-78: Curva de demanda aparente do dia 17/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

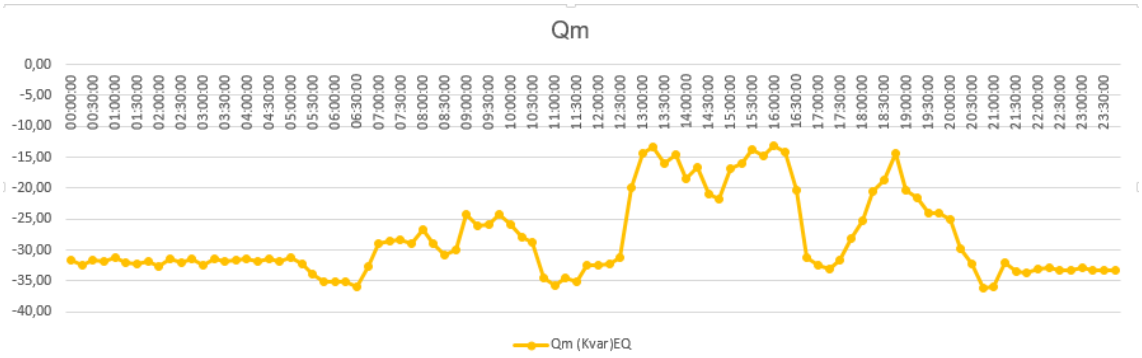
Curvas médias, desconsiderando o feriado.

Gráfico A-79: Curva de demanda ativa média da sexta-feira.



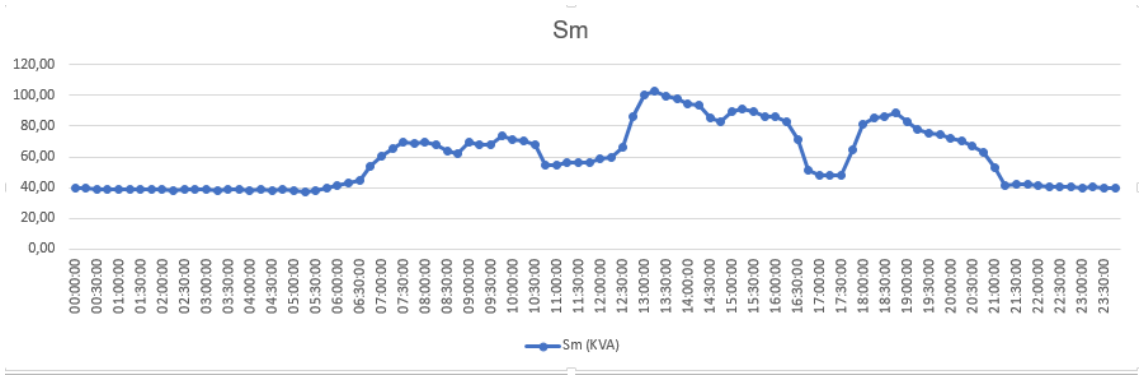
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-80: Curva de demanda reativa média da sexta-feira.



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-81: Curva de demanda aparente média da sexta-feira.

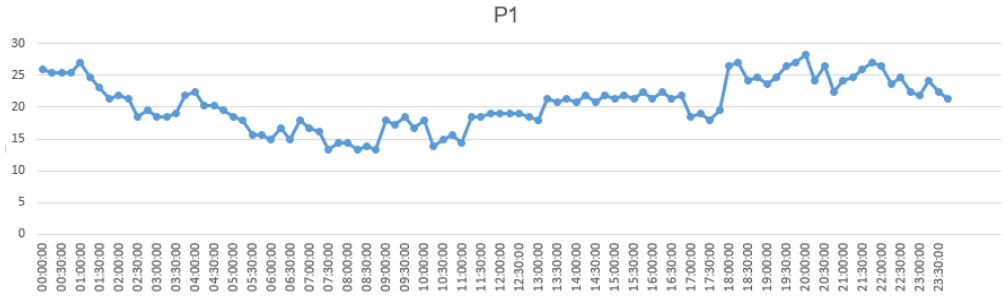


Fonte: Produção do próprio autor.

SÁBADO

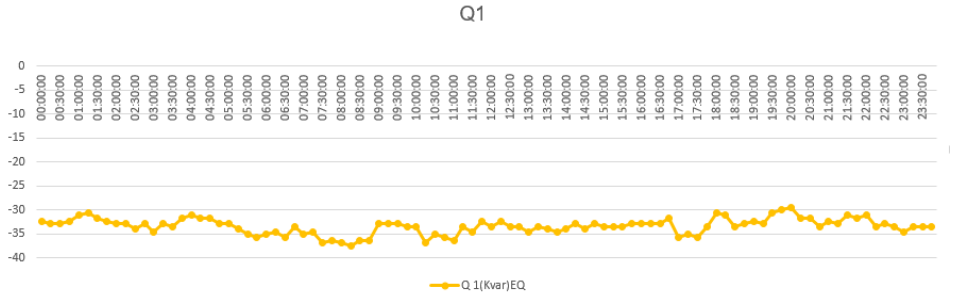
DIA 28/10

Gráfico A-82: Curva de demanda ativa do dia 28/10/2017.



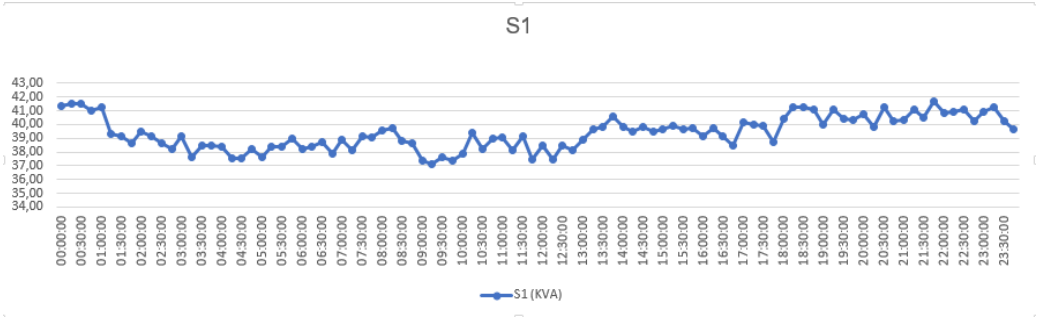
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-83: Curva de demanda reativa do dia 28/10/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

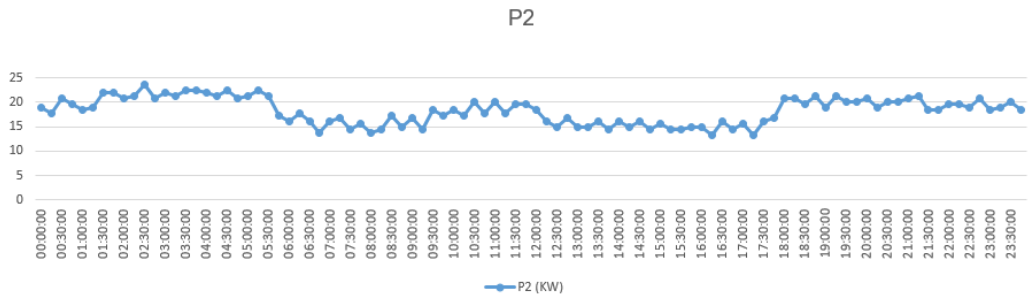
Gráfico A-84: Curva de demanda aparente do dia 28/10/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

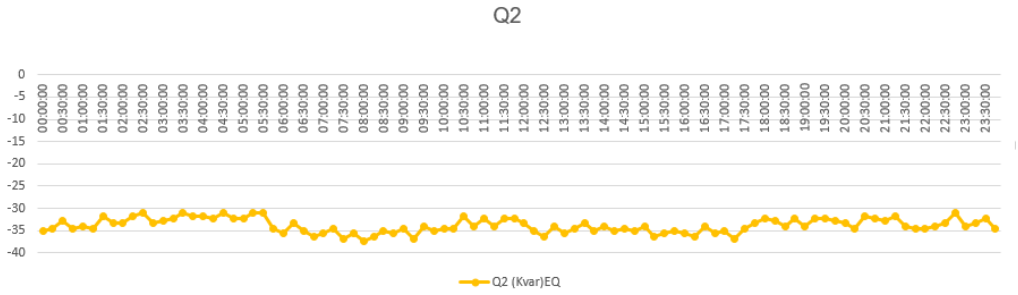
DIA 04/11

Gráfico A-85: Curva de demanda ativa do dia 04/11/2017.



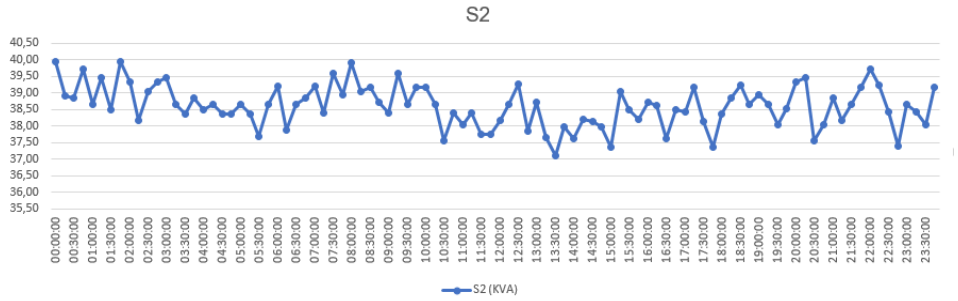
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-86: Curva de demanda reativa do dia 04/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

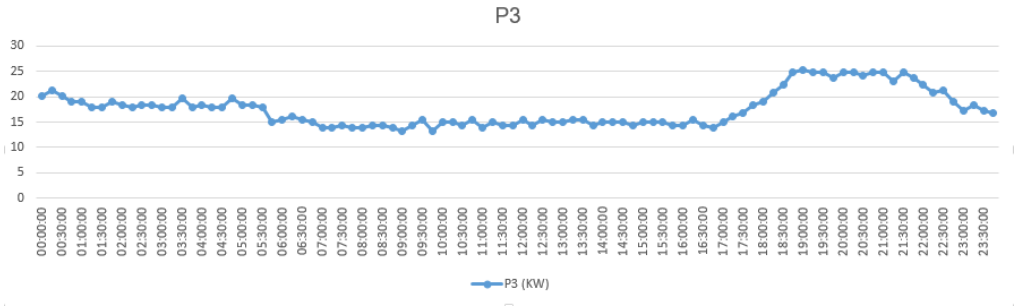
Gráfico A-87: Curva de demanda aparente do dia 04/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

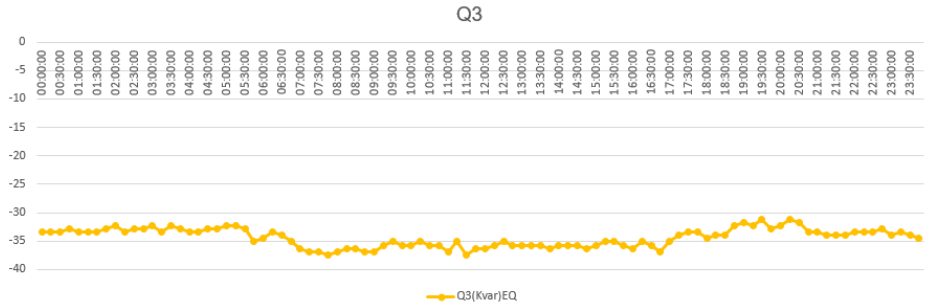
DIA 11/11/2017

Gráfico A-88: Curva de demanda ativa do dia 11/11/2017.



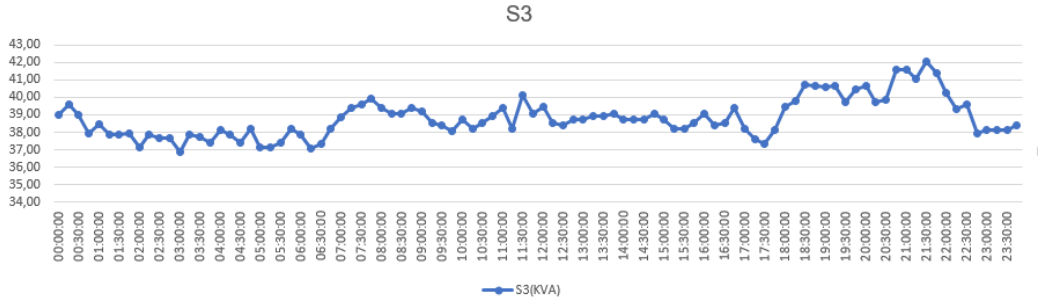
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-89: Curva de demanda reativa do dia 11/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

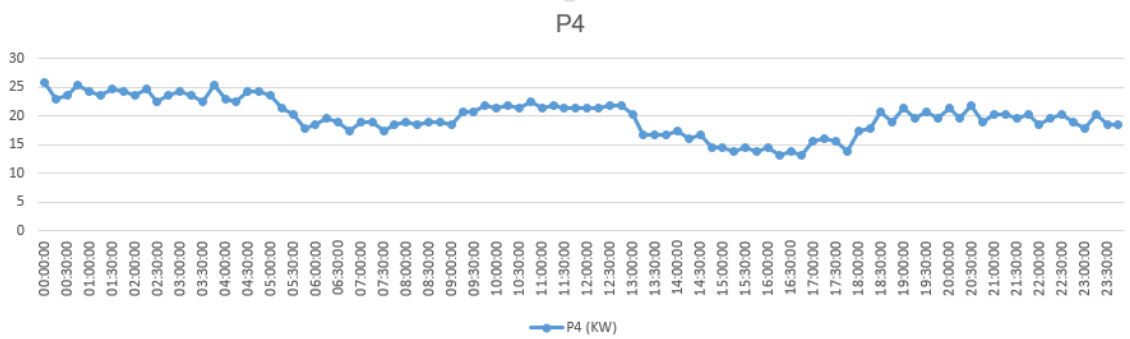
Gráfico A-90: Curva de demanda aparente do dia 11/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

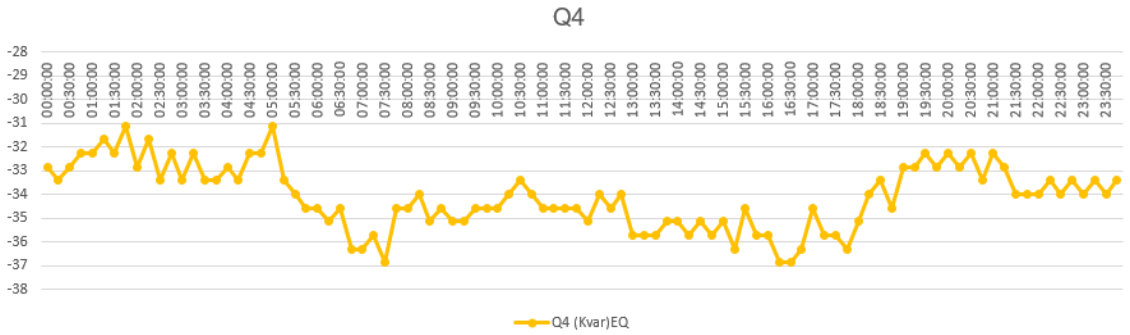
DIA 18/11

Gráfico A-91: Curva de demanda ativa do dia 18/11/2017.



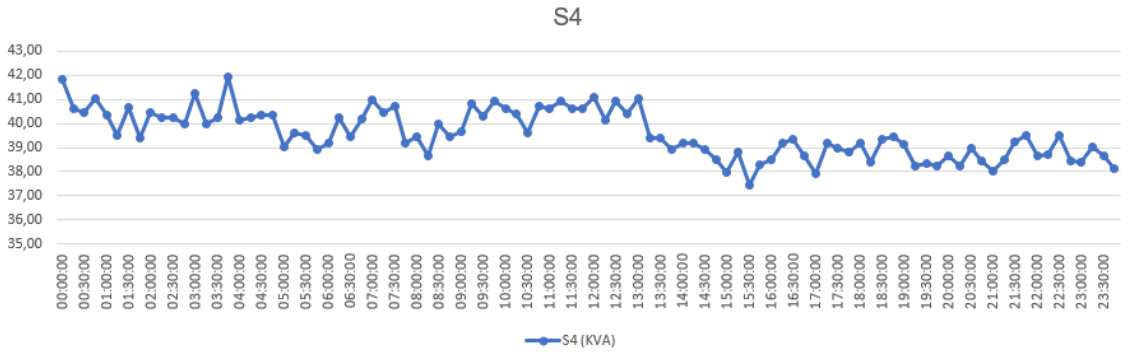
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-92: Curva de demanda reativa do dia 18/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

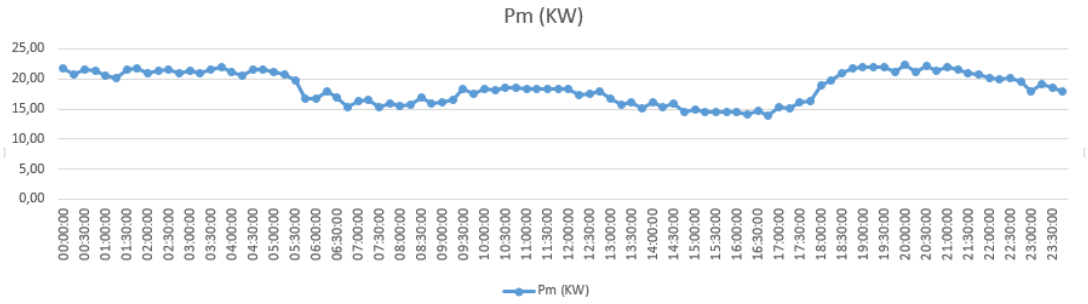
Gráfico A-93: Curva de demanda aparente do dia 18/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

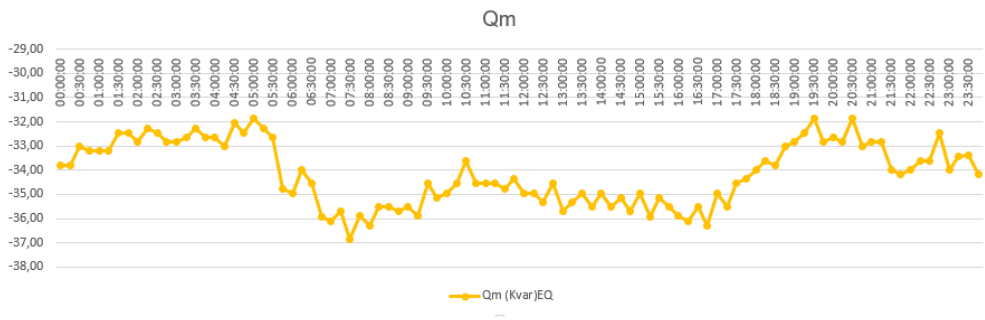
Curvas médias

Gráfico A-94: Curva de demanda ativa média do sábado.



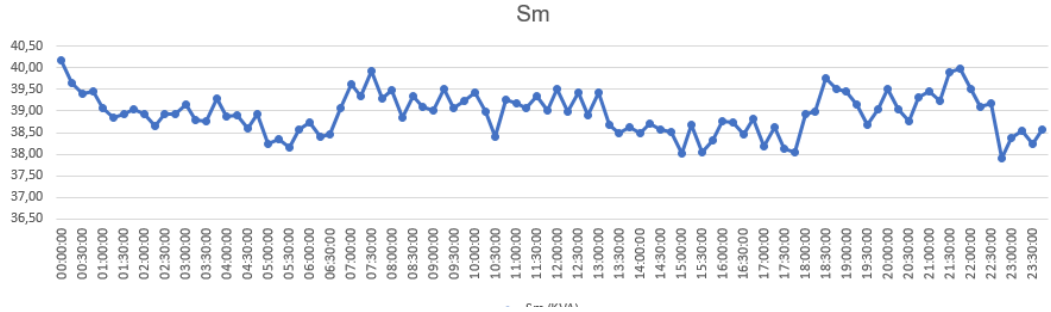
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-95: Curva de demanda reativa média do sábado.



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-96: Curva de demanda aparente média do sábado.

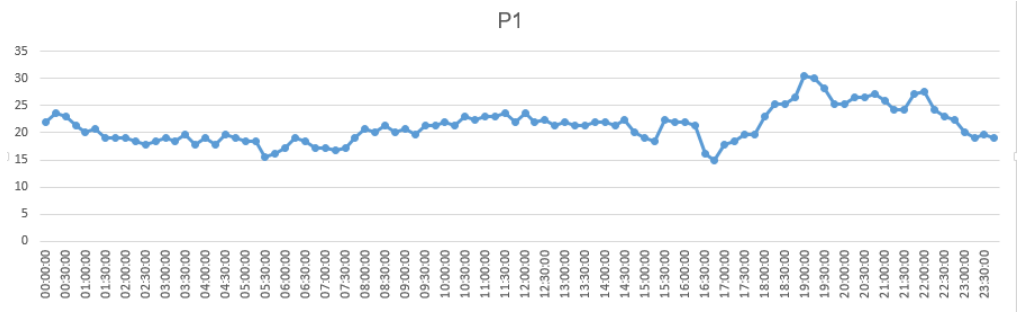


Fonte: Produção do próprio autor.

DOMINGO

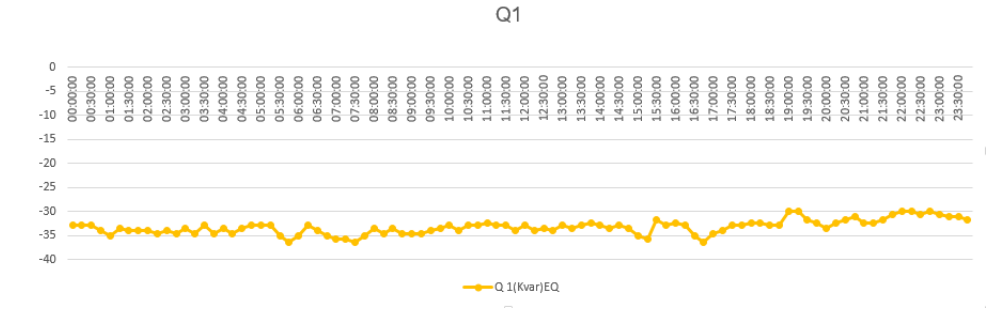
DIA 29/10/2017

Gráfico A-97: Curva de demanda ativa do dia 29/10/2017.



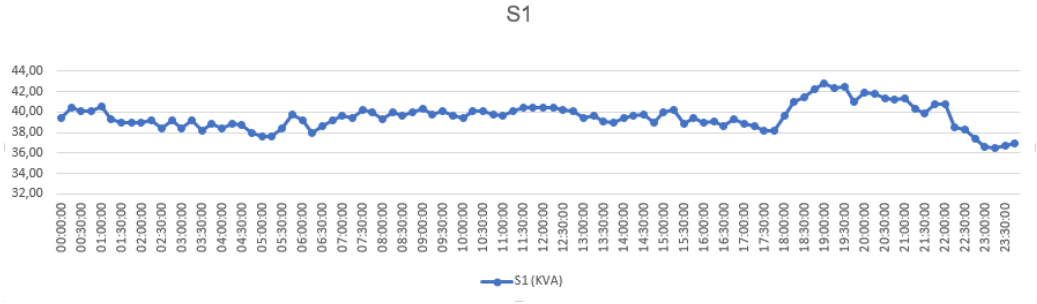
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-98: Curva de demanda reativa do dia 29/10/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

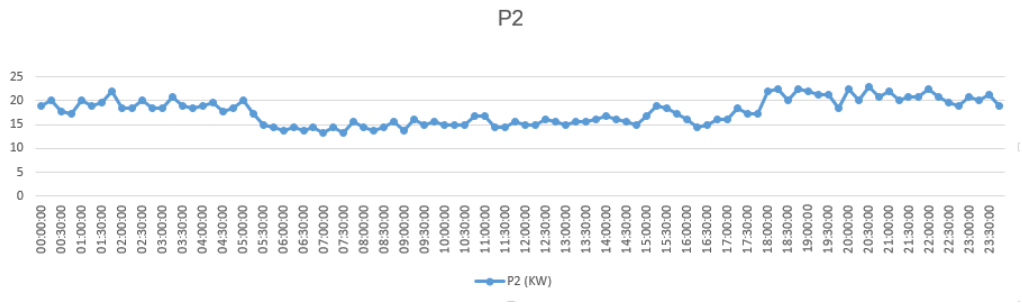
Gráfico A-99: Curva de demanda aparente do dia 29/10/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

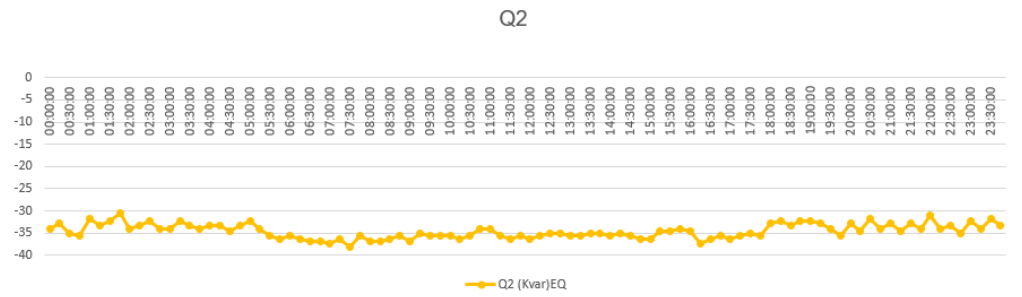
DIA 05/11

Gráfico A-100: Curva de demanda ativa do dia 05/11/2017.



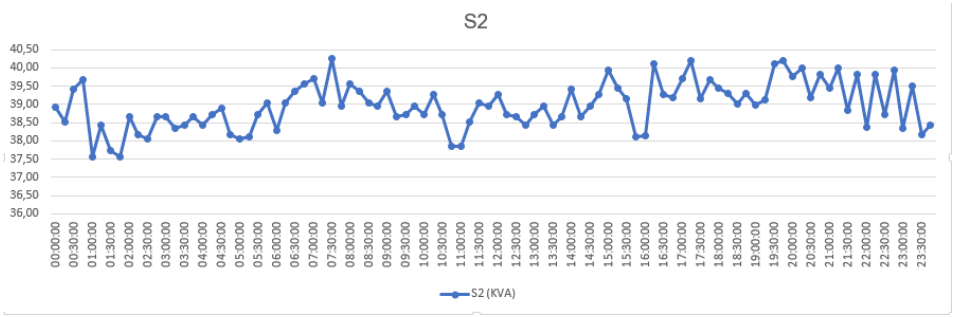
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-101: Curva de demanda reativa do dia 05/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

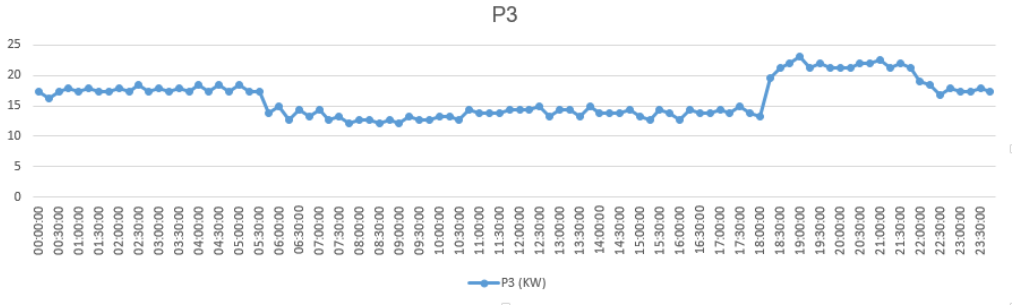
Gráfico A-102: Curva de demanda aparente do dia 05/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

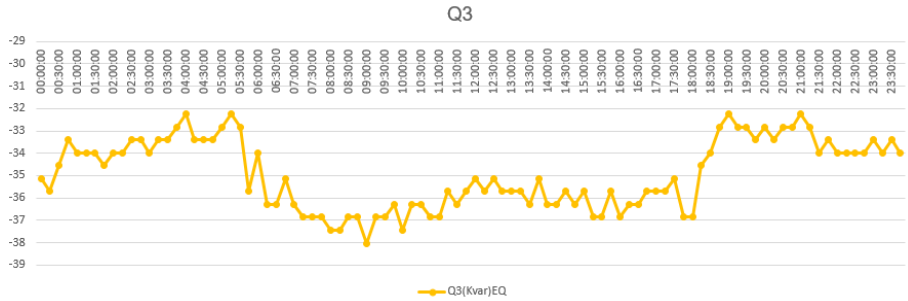
DIA 12/11

Gráfico A-103: Curva de demanda ativa do dia 12/11/2017.



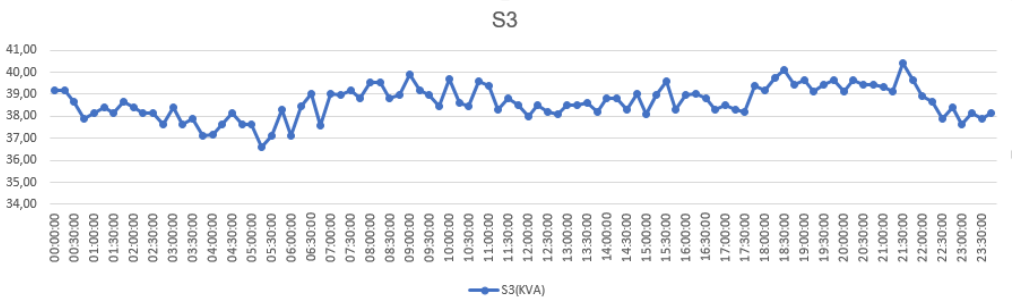
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-104: Curva de demanda reativa do dia 12/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

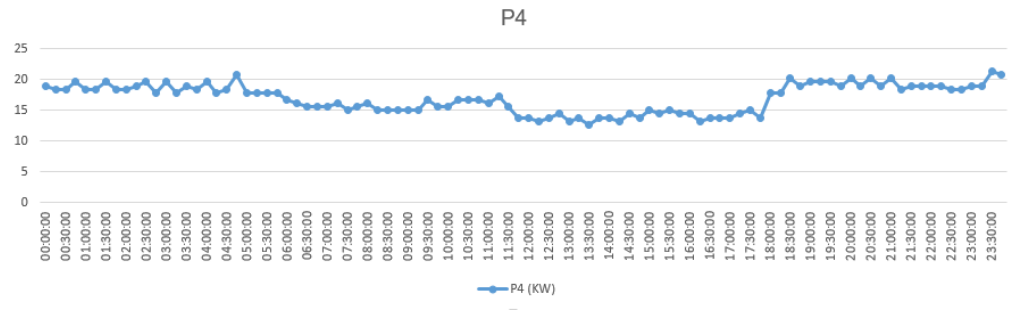
Gráfico A-105: Curva de demanda aparente do dia 12/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

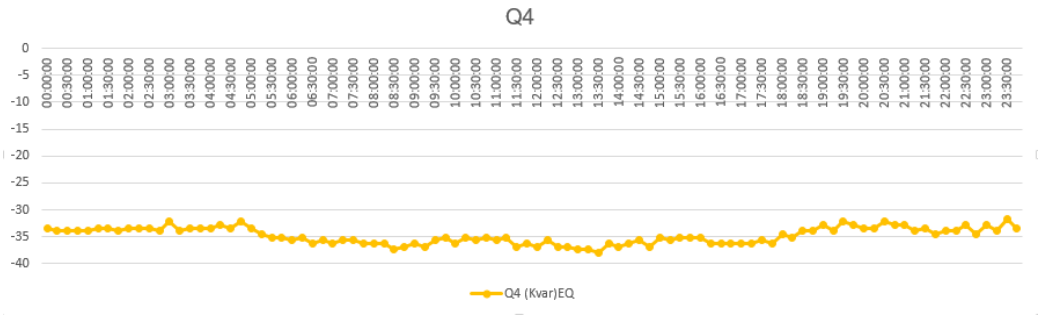
DIA 19/11

Gráfico A-106: Curva de demanda ativa do dia 19/11/2017.



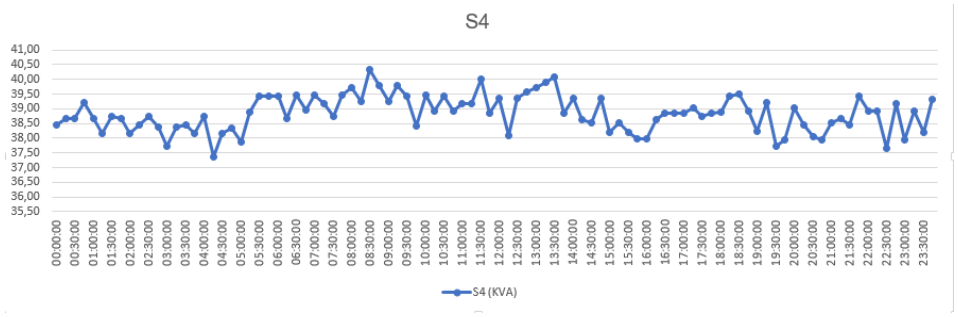
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-107: Curva de demanda reativa do dia 19/11/2017.



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-108: Curva de demanda aparente do dia 19/11/2017.

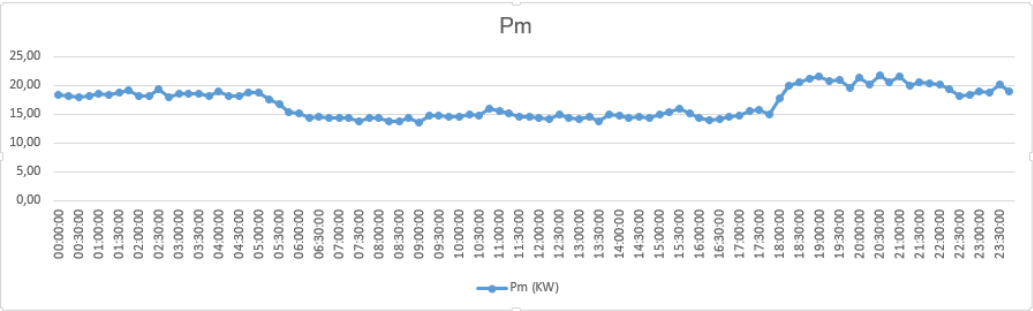


Fonte: Produção do próprio autor.

Curvas Médias

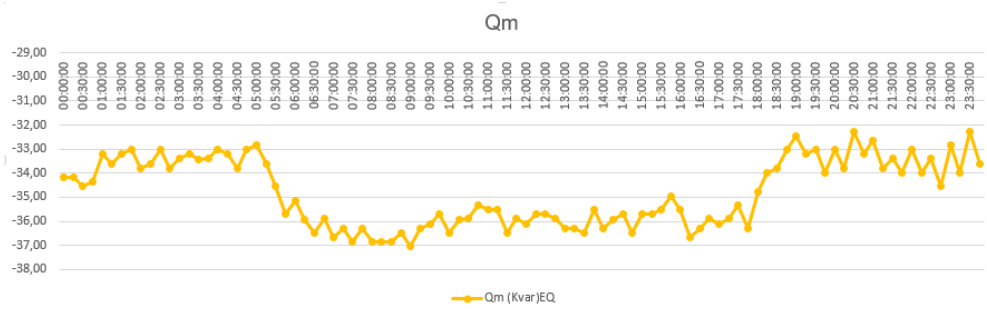
.

Gráfico A-109: Curva de demanda ativa média do domingo.



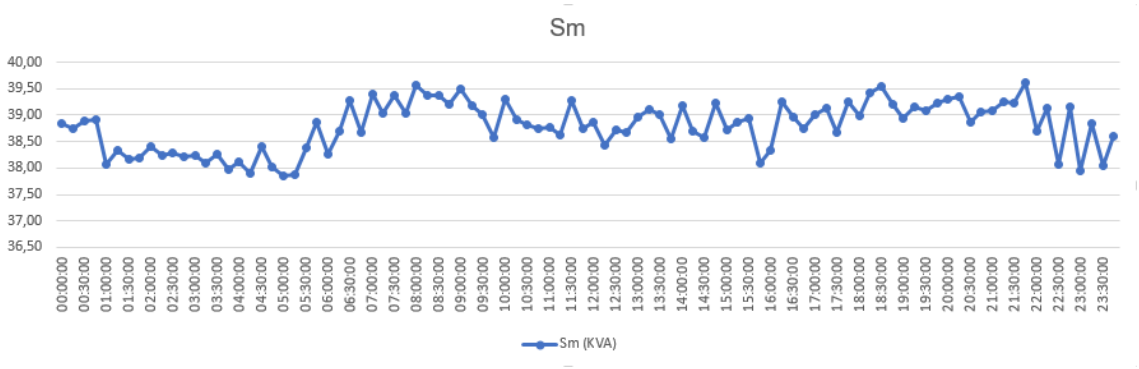
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-110: Curva de demanda reativa média do domingo.



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-111: Curva de demanda aparente média do domingo.



Fonte: Produção do próprio autor.

Curvas típicas encontradas a partir das curvas anteriores

- Curvas típicas dia letivo normal

Obtidas a partir da média aritmética simples dos valores médios encontrados para cada dia letivo no período analisado. Baseado nas equações a seguir:

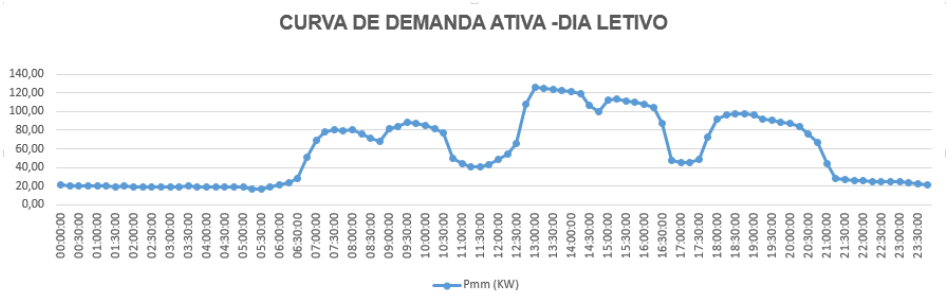
.

$$Pmm = \frac{(Pm1 + Pm2 + Pm3 + Pm4)}{4} \quad \text{(A-4)}$$

$$Qmm = \frac{(Qm1 + Qm2 + Qm3 + Qm4)}{4} \quad \text{(A-5)}$$

$$Smm = \sqrt{(Pmm^2 + Qmm^2)} \quad \text{(A-6)}$$

Gráfico A-112: Curva de demanda ativa típica dia letivo.

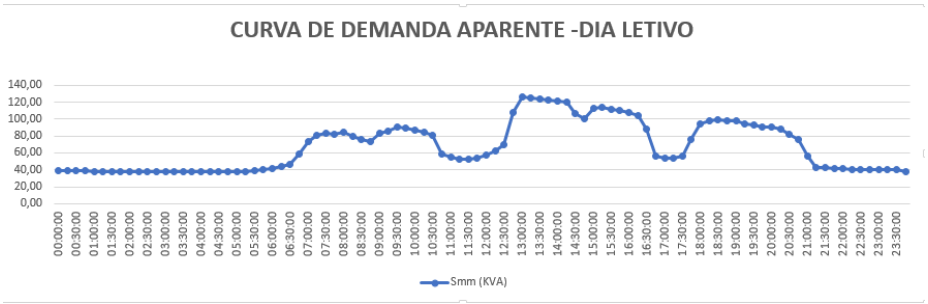


Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-113: Curva de demanda reativa típica dia letivo.

Fonte: Produção do próprio autor.

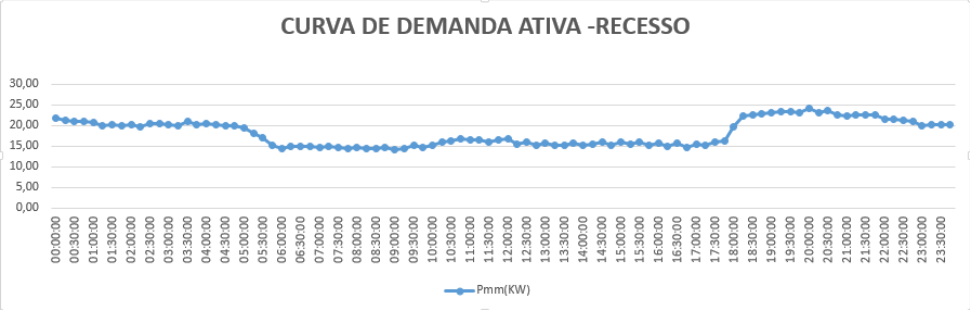
Gráfico A-114: Curva de demanda aparente típica dia letivo.



Fonte: Produção do próprio autor.

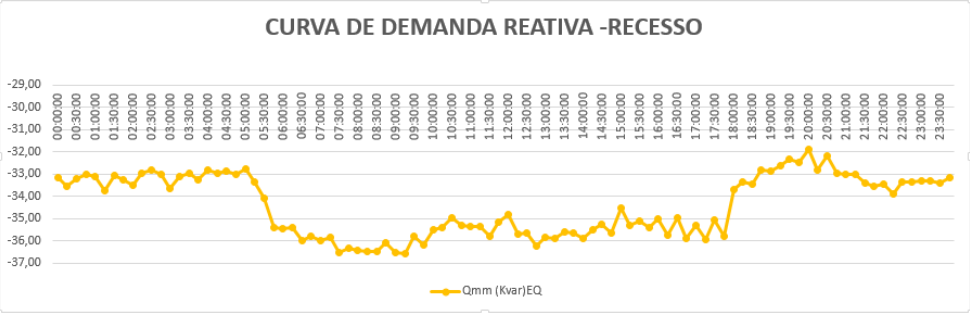
Curva típica Sábados, Domingos e Feriados

Gráfico A-115: Curva de demanda típica recesso.



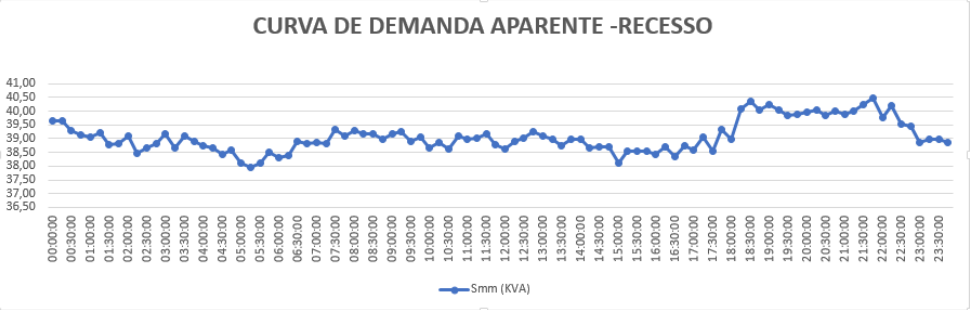
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-116: Curva de demanda reativa típica recesso.



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-117: Curva de demanda aparente típica recesso.



Fonte: Produção do próprio autor.

Dentre as curvas médias encontradas, será utilizada a curva de demanda aparente no dia letivo, como curva base para análise do perfil de carga da instalação, visto que esta apresenta os maiores valores de demanda entre as curvas médias obtidas.

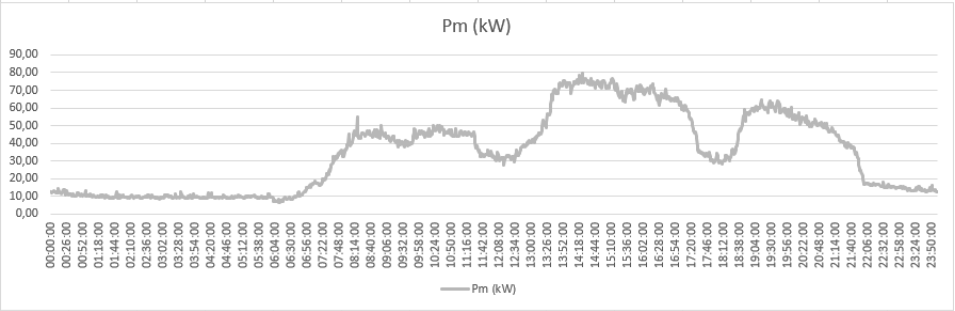
As curvas de carregamento de cada transformador foram obtidas com base no relatório produzido por dois equipamentos analisadores de energia do modelo POWER NET PQ-600. Do relatório gerado foram produzidos os gráficos demanda ativa, reativa, aparente,

carregamento, perdas e rendimento de cada transformador, com objetivo de verificar as condições de operação dos mesmos.

O intervalor de registro de dados dos equipamentos instalados nos transformadores foi de 07/11/2017 a 20/11/2017. Sendo que para a elaboração das curvas apresentadas foi considerado os dias letivos (08; 09; 10; 13; 14; 16; 17) de novembro. Descartou-se os dias de recesso, pois diminuíram significativamente as curvas médias que a instalação apresenta, sendo que a mesma deve ser projetada pra suportar a operação nos dias letivos.

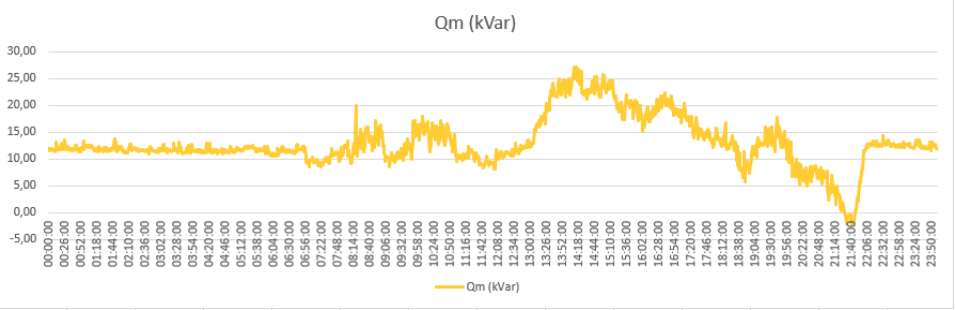
Comparando as figuras A-118 e A-124, com a curva A-112 é possível notar que elas têm formato parecido e são complementares, visto que somando A-118 com A-124, obtém-se, aproximadamente, a curva média gerada pela memória de massa representada na figura A-112. Nota-se que a operação dos dois transformadores ocorre com baixo fator de carregamento, que fica no máximo de 14% para o transformador refrigerado a ar e 17% para o transformador com refrigeração a óleo, o que leva a operação com rendimentos inferiores ao nominal, indicando que o transformador apresenta mais perdas neste modo de operação. Comparando os gráficos A-122 e A-128, nota-se que as perdas totais variam muito pouco, isto porque as perdas no núcleo são constantes e apresentam valor muito superior as perdas que ocorre no cobre das bobinas do transformador, devido ao baixo carregamento. A margem de variação de perdas fica em torno e 6,45% para o maior valor registrado.

Gráfico A-118: Curva de demanda média ativa do transformador refrigerado a óleo.



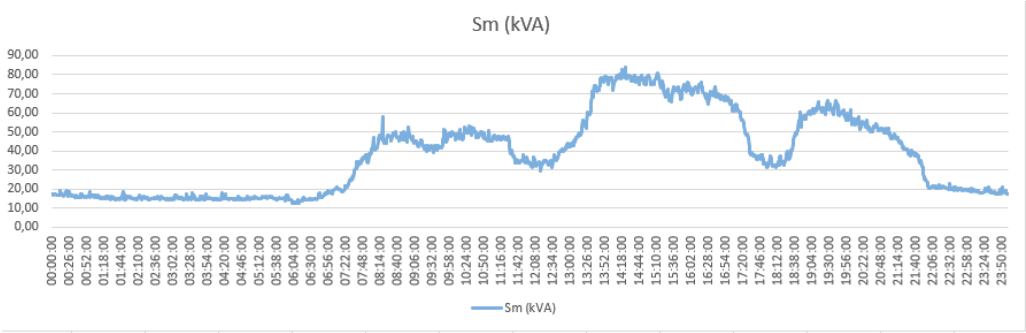
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-119: Curva de demanda média reativa do transformador refrigerado a óleo.



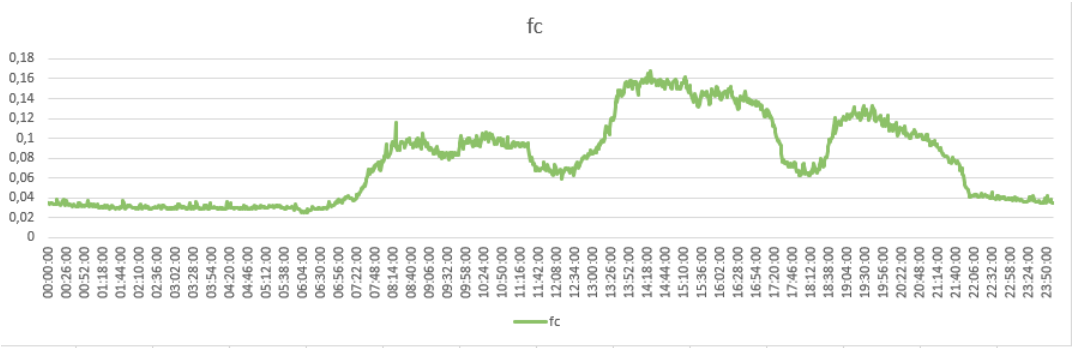
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-120: Curva de demanda média aparente do transformador refrigerado a óleo.



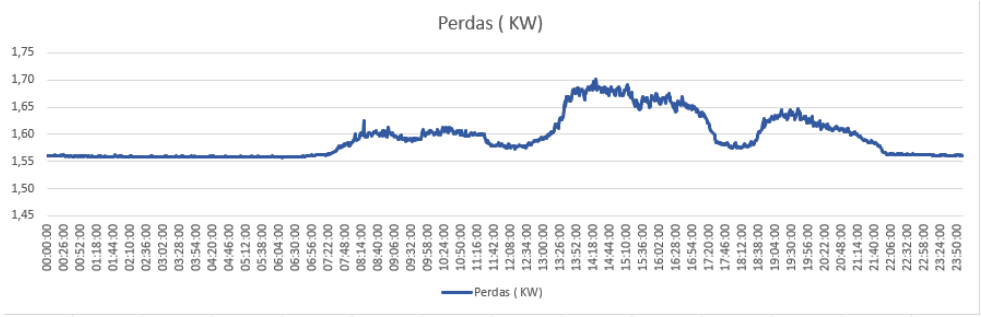
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-121: Curva média de fator de carregamento do transformador refrigerado a óleo.



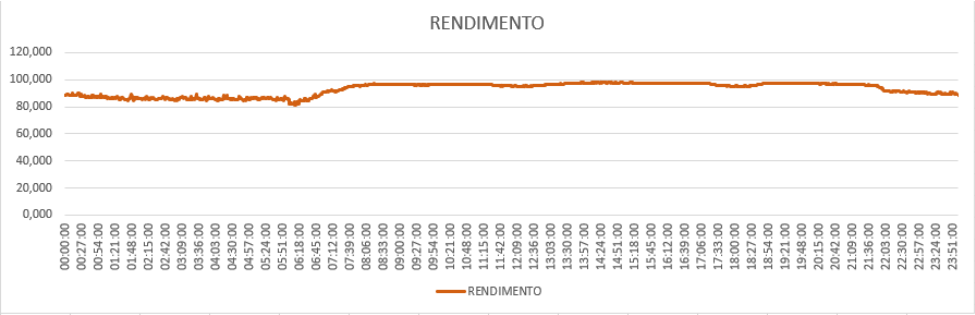
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-122: Curva média de evolução das perdas do transformador refrigerado a óleo.



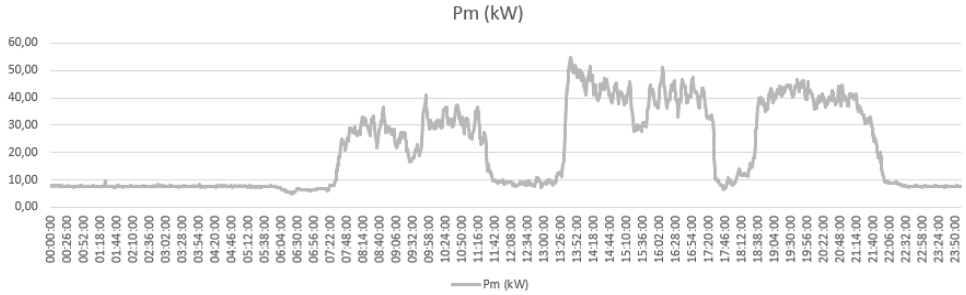
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-123: Curva média de evolução do rendimento do transformador refrigerado a óleo.



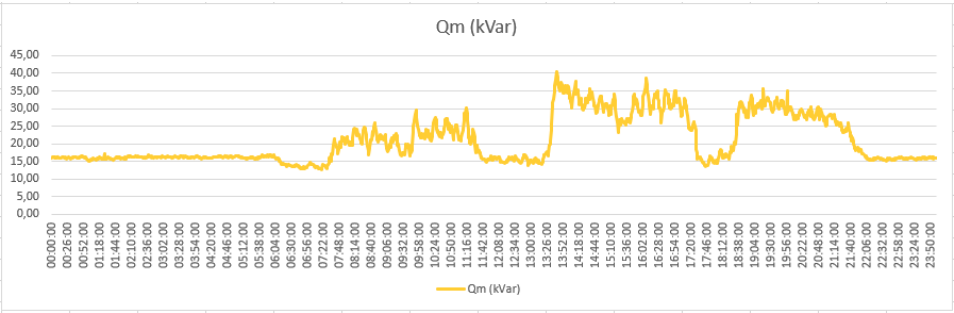
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-124: Curva de demanda média ativa do transformador refrigerado a ar.



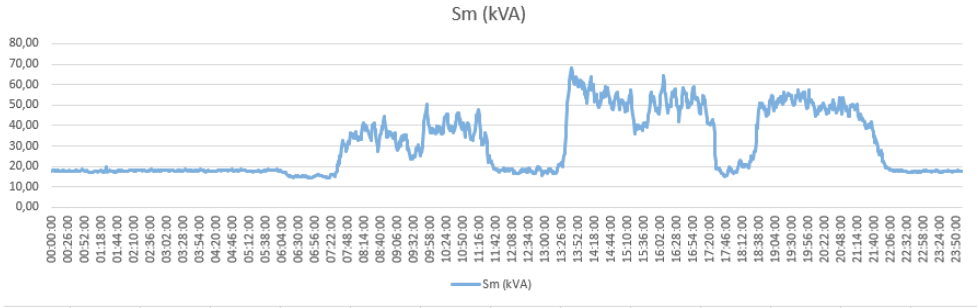
Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-125: Curva de demanda média reativa do transformador refrigerado a ar.



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-126: Curva de demanda média aparente do transformador refrigerado a ar.

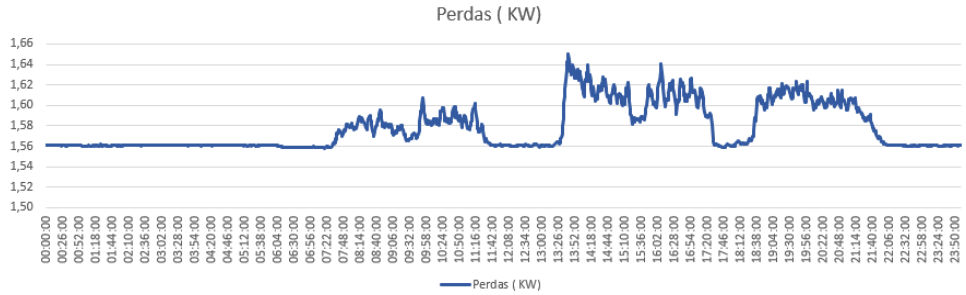


Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-127: Curva média de evolução do fator de carreamento do transformador refrigerado a ar.

Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-128: Curva de evolução do rendimento do transformador refrigerado a ar.



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico A-129: Curva de evolução do rendimento do transformador refrigerado a ar.

Fonte: Produção do próprio autor.

ANEXO A - CÓDIGO DE OTIMIZAÇÃO TARIFÁRIA

```
clc; close all;

mini = 300;
max =500;

minp = 70;
maxp = 125;

file = 'dados.xlsx';
dados = xlsread(file);

for jj = mini:max
    v(jj) = otimizacao(jj,dados);
end

v(1:mini) = [];

figure;
plot(v);

[MV,IV] = min(v);
IV = IV+mini;
display(['O menor valor anual a se pagar será de ',num2str(MV)]);
display(['Sob a demanda de ',num2str(IV),'kW']);

file = 'dadosaz.xlsx';
dados = xlsread(file);

for kk = 1:12
    ilum_pub(kk) = 275.05;
end

con_ponta = (dados(:,1)+dados(:,2)).*(dados(:,11)+dados(:,14));
con_fponta = (dados(:,3)+dados(:,4)).*(dados(:,11)+dados(:,15));

add_bandeira                                                            =
((dados(:,1)+dados(:,3)).*dados(:,9)+(dados(:,2)+dados(:,4)).*dados(:,1
0))/10;


for jj = minp:maxp
    for ii = mini:max
        a(jj,ii)                                                        =
otimizacaoazul(jj,ii,dados,ilum_pub,con_ponta,con_fponta,add_bandeira);
    end
end

a(:,1:299) = [];
a(1:69,:) = [];

figure;
plot(a);

[MA,FPA] = min(min(a'));
```

```
FPA = FPA + mini;
[MA,PA] = min(min(a(:)));

display([' ']);
display(['O menor valor anual a se pagar será de ',num2str(MA)]);
display(['Sob a demanda ponta de ',num2str(PA),'kW e fora ponta de
',num2str(FPA),'kW']);
function ota =
otimizacaoazul(demp,demfp,dados,ilum_pub,con_ponta,con_fponta,add_bande
ira)


for ii = 1:12

    if demp < dados(ii,5)
        demandap(ii) = dados(ii,5).*dados(ii,12);
    else
        demandap(ii) = demp.*dados(ii,12);
    end
end


for ii = 1:12

    if demfp < dados(ii,6)
        demandafp(ii) = dados(ii,6).*dados(ii,13);
    else
        demandafp(ii) = demfp.*dados(ii,13);
    end
end

lim_ultp = 1.05*demp;
lim_ultfp = 1.05*demfp;


for kk = 1:12
    if dados(kk,5)> lim_ultp
        ultrapassagemp(kk) = ((dados(kk,5)-demp).*dados(kk,12)*2);
    else
        ultrapassagemp(kk) = 0;
    end
end


for kk = 1:12
    if dados(kk,6)> lim_ultfp
        ultrapassagemfp(kk) = ((dados(kk,6)-demfp).*dados(kk,13)*2);
    else
        ultrapassagemfp(kk) = 0;
    end
end

vc_impostos = (con_ponta + con_fponta + demandap'+ demandafp' +
add_bandeira)./(1-(dados(:,16)+dados(:,17)+dados(:,18))/100);

vtotal_mes = vc_impostos+ilum_pub'+ultrapassagemp'+ultrapassagemfp';
```

```
ota = sum(vtotal_mes);
end
function otv = otimizacao(dem,dados)

for kk = 1:12
    ilum_pub(kk) = 275.05;
end

con_ponta = (dados(:,1)+dados(:,2)).*(dados(:,12)+dados(:,14));
con_fponta = (dados(:,3)+dados(:,4)).*(dados(:,13)+dados(:,15));

add_bandeira =
((dados(:,1)+dados(:,3)).*dados(:,9)+(dados(:,2)+dados(:,4)).*dados(:,1
0))/10;

for ii = 1:12

    if dem < dados(ii,6)
        demanda(ii) = dados(ii,6).*dados(ii,11);
    else
        demanda(ii) = dem.*dados(ii,11);
    end
end

lim_ult = 1.05*dem;


for kk = 1:12
    if dados(kk,5)> lim_ult
        ultrapassagem(kk) = ((dados(kk,5)-dem).*dados(kk,11)*2);
    else if dados(kk,6) > lim_ult
            ultrapassagem(kk) = ((dados(kk,6)-dem).*dados(kk,11)*2);

    else
            ultrapassagem(kk) = 0;
        end
    end
end

vc_impostos = (con_ponta + con_fponta + demanda' + add_bandeira)./(1-
(dados(:,16)+dados(:,17)+dados(:,18))/100);

vtotal_mes = vc_impostos+ilum_pub'+ultrapassagem';

otv = sum(vtotal_mes);

end
```

ANEXO B - ORÇAMENTO DA PROPOSTA TÉCNCIA DE INTERVENÇÃO

Proposta técnica fornecida pela empresa Ampla Engenharia Elétrica, cujo CNPJ: 10.891.723/0001/81 para intervenção na subestação conforme a análise apresentada neste projeto.

AMPLA
ENGENHARIA ELÉTRICA

Serra, 15 de outubro de 2018.

Ao

SENAI - CIVIT

A/C.: Saulus Yuri

ASSUNTO: Proposta de prestação de serviços de Engenharia Elétrica.

Prezados Senhores,

O objetivo desta proposta é apresentar os serviços e a experiência da Ampla Engenharia Elétrica na elaboração de projetos, consultoria e prestação de serviços de instalação e manutenção elétrica, bem como a forma de, através destes serviços, colaborar com a SENAI - CIVIT realizando a troca de luminárias e acessórios de iluminação das passarelas de dois dos portainers.

1 Apresentação da empresa

Com sede na Serra, ES, a Ampla Engenharia Elétrica atua nos setores de projeto, consultoria, fiscalização, execução de instalações e manutenção elétrica em edificações e plantas comerciais e industriais. Com equipe especializada de engenheiros e técnicos, seguindo padrões e normas atualizados, temos como premissas, para todos os serviços, a conservação e o uso eficiente de energia elétrica, bem como o emprego racional de materiais. Com isso, nossos projetos e instalações são elaborados visando sempre o justo encaixe entre conforto, funcionalidade e economia.

Nossos clientes:

AMPLA
ENGENHARIA ELÉTRICA

2 Escopo de serviços

2.1 Solicitar o desligamento da instalação junto à EDP ES;

2.2 O desligamento deverá acontecer fora do expediente normal da escola para que o impacto seja o mínimo possível na operação;

2.3 Os cabos que interligam o transformador a óleo de 500 kVA ao QGBT mais antigo da subestação deverão ser transferidos para o secundário do transformador seco.

2.4 Poderá ocorrer o redimensionamento dos cabos a serem movidos, baseando -se na demanda registrada historicamente para o QGBT antigo.

2.5 Para a instalação dos cabos que sairão do secundário do transformador a óleo, o transformador seco deverá receber insertos (barras) de cobre em seus terminais de BT para acomodação dos novos cabos juntos aos que já estão nele instalados.

2.6 Todos os materiais, inclusive os de consumo, deverão ser fornecidos pela Ampla Engenharia Elétrica.

2.7 A equipe de atendimento permanente deverá ser formada por um Eletricista, um Auxiliar Eletricista e um Encarregado (Supervisor), além da assessoria eventual e responsabilidade técnica de um Engenheiro Eletricista, totalizando 4 profissionais envolvidos.

3 Registro da atividade técnica junto ao CREA

A AMPLA ENGENHARIA ELÉTRICA assume toda a responsabilidade técnica sobre os serviços por ela prestados. Todo serviço, assim que iniciado, tem seu respectivo documento de Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) registrado junto ao CREA local. Os pagamentos de todas as taxas referentes a tais registros serão realizados pela AMPLA ENGENHARIA ELÉTRICA e as cópias dos documentos entregues ao cliente para efeitos de comprovação em caso de fiscalização ou auditoria dos órgãos competentes.

4 Condições gerais de atendimento

4.1 O descarte dos equipamentos e materiais retirados da obra durante a reforma deverá ficar a cargo da CONTRATANTE.

4.2 A Ampla Engenharia Elétrica seguirá as normas técnicas ABNT, normas de segurança, manuais e especificações técnicas dos fabricantes dos equipamentos usados na obra ou serviço.

AMPLA
ENGENHARIA ELÉTRICA

4.3 Todos os funcionários estarão devidamente contratados (com carteira assinada), seguro saúde e de vida em dia, reduzindo dessa forma o risco de eventuais passivos trabalhistas nos quais a CONTRATANTE seria solidária à CONTRATADA.

4.4 A equipe de atendimento sempre fará o uso dos equipamentos de proteção individual (EPI) adequados para a execução dos serviços, além de uniformes padronizados.

4.5 Todos os funcionários envolvidos são treinados e certificados para trabalho com instalações elétricas (NR-10) e trabalho seguro em altura (NR-35).

4.6 Todos os serviços terão a orientação e a responsabilidade técnica de um engenheiro eletricista, que será o responsável pela coordenação e execução das atividades.

4.7 Todas as comunicações escritas entre as partes, que impliquem em ratificação, retificação ou alteração do presente documento, em seus prazos e condições, integrarão a mesma, para todos os devidos fins e efeitos.

4.8 Caso o tempo máximo de execução seja superior ao previsto no item 6 da presente proposta, devido à indisponibilidade do equipamento portainers, o valor do serviço deverá ser revisto, de modo a ser aditivado na proporção dos dias acrescidos em relação ao máximo previsto.

4.9 Esta proposta é válida até 31/12/2018.

5 Cronograma

5.1 A quantidade de dias trabalhados prevista é de 2 dias, incluindo mobilização e desmobilização, com um total previsto de 16 horas de trabalho.

5.2 O prazo máximo previsto para a realização de todos os serviços dependerá da disponibilidade do equipamento não sendo superior a 30 dias corridos totais.

6 Valor do serviço e condição de pagamento

6.1 O valor total para a realização dos serviços propostos é de R$ 7.840,48 (sete mil, oitocentos e quarenta reais e quarenta e oito centavos), no qual estão incluídas as taxas referentes ao registro das atividades no CREA-ES e demais custos inerentes às atividades propostas.

6.2 Os pagamentos poderão ser realizados via depósito em conta ou boleto bancário, mediante emissão de nota fiscal de serviços, conforme calendário de pagamentos a ser acordado entre as partes.

AMPLA
ENGENHARIA ELÉTRICA

7 Considerações Finais

Com a certeza de poder atendê-los da melhor forma, estamos à disposição para quaisquer esclarecimentos adicionais.

Local e Data:

_____, _____ de _____ de _____.

PROPONENTE:

_____

Eng. Liebertt Gozi
CREA: ES 035.371/D
(27) 99271-7579

Ampla Engenharia Elétrica Eireli ME
CNPJ: 10.891.723/0001/81 | I.E.: 083161-7
R. Victório Humberto Merlo, 9, QD 16 – São Diogo I
Serra, ES
engenharia@amplaeletrica.com.br
(27) 3051-4361

CONTRATANTE (aceite):

_____

Nome: _____

CPF: _____

ANEXO C- RELATÓRIO DE ENSAIOS DO TRANSFORMADOR

ROMAGNOLE

ROMAGNOLE PRODUTOS ELÉTRICOS S.A.

RELATÓRIO DE ENSAIOS DE TRANSFORMADOR

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

INTERESSADO ....:	SANTA MARIA ENGENHARIA EIRELI - EPP		
NUM. FABRICAÇÃO ....:	928515	NÚM. TOMBAMENTO ....:	
MARCA ....:	ROMAGNOLE	ODC/PEDIDO ....:	
POTÊNCIA NOMINAL ....:	500,00 kVA	NÚM. FASES ....:	3
CONEXÃO ....:	DYN1	TIPO ....:	TSETAL 500/15/0,6 VF
TENSÃO PRIMÁRIA ....:	13800 A 10200 V	TENSÃO SECUNDÁRIA ....:	220 / 127 V
CORRENTE PRIMÁRIA I 1 ....:	20,92 A	CORRENTE SECUNDÁRIA I 2 ....:	1.312,16 A
FREQUÊNCIA ....:	60 Hz	DESLOCAMENTO ANGULAR ....:	30
NORMA ....:	NBR 10295/11	DIAGRAMA DE LIGAÇÃO ....:	PI-2824
POLARIDADE ....:		P.I. Nº ....:	2.824
DATA FABRICAÇÃO ....:	FEV/14	NBI ....:	95 KV

RESULTADO DOS ENSAIOS

RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO

AT / BT	121300	M Ω
AT / MASSA.....	99300	M Ω
BT / MASSA.....	89700	M Ω

TENSÃO APLICADA AO DIELÉTRICO

AT / BT LIGADO A MASSA .:	34	KV
BT / AT LIGADO A MASSA .:	4	KV
DURAÇÃO DE ENSAIO .....:	60	Seg.

TENSÃO INDUZIDA

TENSÃO.....:	440	V
FREQUÊNCIA .....:	240	Hz
DURAÇÃO DO ENSAIO .....:	30	Seg.

TEMPERATURA RES .....:	28,00
TEMPERATURA PCC .....:	28,00

RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO

TAP 1 FASE 1 108,65000 TAP 1 FASE 2 108,65000 TAP 1 FASE 3 108,65000
TAP 2 FASE 1 103,95000 TAP 2 FASE 2 103,95000 TAP 2 FASE 3 103,95000
TAP 3 FASE 1 99,26800 TAP 3 FASE 2 99,24900 TAP 3 FASE 3 99,25100
TAP 4 FASE 1 94,53500 TAP 4 FASE 2 94,53200 TAP 4 FASE 3 94,53600
TAP 5 FASE 1 89,83700 TAP 5 FASE 2 89,83200 TAP 5 FASE 3 89,83600
TAP 6 FASE 1 85,03600 TAP 6 FASE 2 85,03200 TAP 6 FASE 3 85,03500
TAP 7 FASE 1 80,33900 TAP 7 FASE 2 80,33500 TAP 7 FASE 3 80,33800

ENSAIO DE PERDAS ELÉTRICAS

			Valores Garantido	Min	Máx	
TENSÃO DE ENSAIO ....:	13.800	V				
TEMPERATURA DE ENSAIO ....:	28,00	°C				
RESISTÊNCIA ÔHMICA DO PRIMÁRIO ....:	3,1734	Ω				
RESISTÊNCIA ÔHMICA DO SECUNDÁRIO ....:	0,0006	Ω				
PERDAS EM VAZIO - PHF ....:	1.554,07	W	1.800	-	1.980	W
CORRENTE DE EXCITAÇÃO - IEXC ....:	0,60	%	2,40	-	2,88	%
PERDAS EM CARGA À TEMP. ENSAIO ....:	4.076,20	W				
TENSÃO DE CURTO CIRCUITO ....:	693,59	V				
PERDA ÔHMICAS Á TEMPERATURA DE ENSAIO ....:	3.678,24	W				
PERDAS ÔHMINICAS A 115 º C ....:	4.943,09	W				
PERDAS ADICIONAIS À TEMP. DE ENSAIO ....:	397,96	W				
PERDAS ADICIONAIS À 115 º C ....:	296,13	W				
PERDAS EM CARGA À 115 º C ....:	5.239,22	W		-		W
PERDAS TOTAIS À 115 º C ....:	6.793,29	W	7.600	-	8.056	W
IMPEDÂNCIA À 115 ºC - EZ' ....:	5,07	%	5,00	4,63	5,38	%

EZ = 5,0300% ER = 0,8200% ER' = 1,0500% EX = 4,9600%

AS CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS ESTÃO DE ACORDO COM A NBR 10295/11. GRAU DE PROTECÃO IP: 00
OS RESULTADOS FORAM ANALISADOS. E O TRANSFORMADOR ESTA APROVADO.

A ROMAGNOLE PRODUTOS ELÉTRICOS S.A., CONFERE, GARANTIA DE SEUS PRODUTOS E ACESSÓRIOS CONTRA DEFEITOS DE FABRICAÇÃO, DE PROJETO E DE MATERIAL EMPREGADO, PELO PERÍODO DE 9 MESES DE GARANTIA CONTRATUAL MAIS 3 (TRÊS) MESES A TÍTULO DE GARANTIA LEGAL, CONTADOS A PARTIR DA EMISSÃO DA NOTA FISCAL DA FÁBRICA OU DO DISTRIBUIDOR REVENDEDOR, CUJO O CERTIFICADO DE GARANTIA ENCONTRA-SE NO VERSO DESTE RELATÓRIO

MANDAGUARI, 15 DE MAIO DE 2014

JOAO VALDECI FREIRE Controle de Qualidade CREA PR-124.490/TD	MARCIO APARECIDO TARDIVO Engen. de Pesq. Desenv. e Inovação CREA PR-16891/D	INSPETOR / CLIENTE