

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Fabio Lunardi Antunes

**ANÁLISE TÉCNICA FINANCEIRA PARA IMPLEMENTAÇÃO DE
UMA NOVA CLASSE DE FORNECIMENTO DE ENERGIA PARA A
ALA-4 DA FORÇA AÉREA BRASILEIRA**

Santa Maria, RS
2018

Fabio Lunardi Antunes

**ANÁLISE TÉCNICA FINANCEIRA PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UMA NOVA
CLASSE DE FORNECIMENTO DE ENERGIA PARA A ALA-4 DA FORÇA AÉREA
BRASILEIRA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Engenheiro Eletricista**.

Orientador: Prof. Dr. Mauricio Sperandio

Santa Maria, RS
2018

Fabio Lunardi Antunes

**ANÁLISE TÉCNICA FINANCEIRA PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UMA NOVA
CLASSE DE FORNECIMENTO DE ENERGIA PARA A ALA-4 DA FORÇA AÉREA
BRASILEIRA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Engenheiro Eletricista**.

Aprovado em 12 de julho de 2018:

Mauricio Sperandio, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Adrieli Ruviaro, Eng.

Luís Eduardo Rocha Nepomuceno, Eng. (ALA-4)

Santa Maria, 12 de julho de 2018.

AGRADECIMENTOS

A Deus pela saúde e proteção para superar as dificuldades.

A minha esposa Rosirene, meus filhos Camille e Cauã pelo incentivo e pela compreensão nos momentos ausentes.

Aos meus pais Jorge e Adeli pelo estímulo e pela educação recebida.

A minha irmã Elisandra pelo apoio.

À ALA-4 e ao Grupamento de Apoio de Santa Maria (GAP-SM) pelo suporte e pela oportunidade em realizar esse trabalho.

Aos colegas de serviço do Destacamento de Proteção ao Voo de Santa Maria (DTCEA-SM) pelo incentivo e apoio durante a graduação.

À Universidade Federal de Santa Maria pela qualidade de ensino público e gratuito.

Aos docentes do Curso de Engenharia Elétrica pelo conhecimento transmitido e pela minha formação profissional.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Mauricio Sperandio pela orientação, apoio e confiança em todos os momentos.

Aos integrantes da banca pelos conhecimentos passados e pelas dicas que enriqueceram esse trabalho.

Aos colegas de curso pelo constante aprendizado e pela amizade cultivada, a qual levarei para toda vida.

A todas as pessoas que aqui não foram citadas, mas que de algum modo contribuíram para o desenvolvimento desse trabalho.

Nossa maior fraqueza está em desistir. O caminho mais certo de vencer é tentar mais uma vez.

(Thomas Edison)

RESUMO

ANÁLISE TÉCNICA FINANCEIRA PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UMA NOVA CLASSE DE FORNECIMENTO DE ENERGIA PARA A ALA-4 DA FORÇA AÉREA BRASILEIRA

AUTOR: Fabio Lunardi Antunes
ORIENTADOR: Mauricio Sperandio, Prof. Dr.

Esse trabalho de conclusão de curso apresenta propostas para que ALA-4 obtenha economia nos gastos com energia elétrica. Sabendo-se que em 2018 ocorre a revisão tarifária periódica que tem como objetivo manter o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, onde os reajustes aplicados às tarifas são mais elevados e a partir da análise do histórico das faturas de energia verificou-se a necessidade de uma adequação nos valores das demandas contratadas, bem como uma busca por alternativas que tragam economia para a unidade consumidora. Para tanto, é realizado o levantamento do perfil de consumo de energia elétrica na ALA-4, para a partir dele ser efetuado estudos de casos referentes à obtenção de novos valores de demandas contratadas, mudança de modalidade tarifária e análise da viabilidade econômica para alteração de subgrupo consumidor. Os resultados encontrados foram positivos, gerando uma economia de 7,28 %, com os novos valores de demandas contratadas no período analisado.

Palavras-Chave: ALA-4. Análise Técnico Financeira. Classe de Fornecimento. Demanda. Modalidade Tarifária. Subestação. Tarifa de Energia.

ABSTRACT

FINANCIAL TECHNICAL ANALYSIS FOR THE IMPLEMENTATION OF A NEW ENERGY SUPPLY CLASS FOR THE BRAZILIAN AIR FORCE ALA-4

AUTHOR: Fabio Lunardi Antunes
ADVISER: Mauricio Sperandio, Prof. Dr.

This course completion work presents proposals for ALA-4 to achieve savings in electric energy expenditures. Knowing that in 2018 occurs the periodic tariff review, that has as objective to maintain the economic-financial balance of the concession contracts, where the readjustments applied to the tariffs are higher and from the analysis of the historical of the invoices of energy was verified the need for an adjustment in the values of the contracted demands, as well as a search for alternatives that bring savings to the consumer unit. For that, a survey of the electric energy consumption profile in ALA-4 was carried out, from which it was possible to carry out case studies regarding the acquisition of new contracted demand values, change of tariff modality and analysis of economic feasibility to change subgroup. The results were positive, generating a saving of 7.28%, with the new values of contracted demands in the analyzed period.

Keywords: ALA-4. Financial Technical Analysis. Class of Supply. Demand. Energy Tariff. Tariff Modality. Substation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Variação acumulada de preços julho/1994 a junho/2017	15
Figura 2 – Composição dos custos da tarifa de energia elétrica.....	19
Figura 3 – Proporção de custos na tarifa de energia elétrica	20
Figura 4 – Fórmula do reajuste tarifário anual	23
Figura 5 – Barramento simples.....	29
Figura 6 – Barramento principal e transferência	29
Figura 7 – Barramento duplo com disjuntor simples	30
Figura 8 – Barramento duplo com disjuntor duplo.....	31
Figura 9 – Barramento duplo com disjuntor e meio.....	31
Figura 10 – Barramento em anel	32
Figura 11 – Módulos de uma subestação.....	35
Figura 12 – Valores das demandas medidas na ponta.....	39
Figura 13 – Valores das demandas medidas fora de ponta.....	39
Figura 14 – Comparação valorada das demandas faturadas.....	42
Figura 15 – Diagrama unifilar da subestação de 69 kV	48
Figura 16 – Temperaturas máximas e mínimas.....	51
Figura 17 – Valores das demandas medidas na ponta e fora de ponta	52
Figura 18 – Valor médio mensal	53
Figura 19 – Valor médio anual	53
Figura 20 – Economia média mensal	54
Figura 21 – Economia média anual	54
Figura 22 – Comparação valorada.....	55

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Encargos na tarifa de energia elétrica.....	21
Quadro 2 – Valores das bandeiras tarifárias	22
Quadro 3 – Subdivisão do grupo A	23
Quadro 4 – Subdivisão do grupo B	24
Quadro 5 – Feriados nacionais sem horário de ponta.....	27
Quadro 6 – Máximas potências ativas medidas na ponta e fora de ponta.....	37
Quadro 6 – Máximas potências ativas medidas na ponta e fora de ponta	38
Quadro 7 – Valores pagos com as faturas de energia elétrica do contrato atual	40
Quadro 8 – Valores com o ajuste das demandas contratadas	41
Quadro 9 – Valores das tarifas da modalidade tarifária horária azul e verde subgrupo A4....	43
Quadro 10 – Custos com a modalidade tarifária verde	44
Quadro 11 - Valores das tarifas para os subgrupos A3 e A4.....	45
Quadro 12 – Custos com o subgrupo A3 sem ajuste das demandas contratadas	46
Quadro 13 – Estimativa de crescimento da demanda para 30 anos	47
Quadro 14 – Custo total da subestação.....	49
Quadro 15 – Análise econômica da subestação.....	50
Quadro 16 – Comparação dos casos estudados	56
Quadro 17 – Módulo de equipamentos.....	63
Quadro 18- Módulo de infraestrutura geral	64
Quadro 19 – Módulo de infraestrutura de manobra 13,8 kV.....	67
Quadro 20 – Módulo de infraestrutura de manobra 69 kV.....	68
Quadro 21 – Módulo de manobra conexão com transformador lado 13,8 kV	69
Quadro 22 – Módulo de manobra conexão com transformador lado 69 kV	71
Quadro 23 – Módulo de manobra entrada de linha lado 13,8 kV	73
Quadro 24 – Módulo de manobra entrada de linha lado 69 kV	75

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A.A	Ao Ano
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BASM	Base Aérea de Santa Maria
BS	Barramento Simples
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CIGE-SM	Comissão Interna de Gestão de Energia da Guarnição Aeronáutica de Santa Maria
CIP	Contribuição para Iluminação pública
CLP	Controlador Lógico Programável
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
COMAER	Comando da Aeronáutica
CT	Conexão ao Transformador
DECEA	Departamento de Controle do Espaço Aéreo
DTCEA-SM	Destacamento de Proteção ao Voo de Santa Maria
EER	Encargo de Energia de Reserva
EL	Entrada de Linha
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
FAB	Força Aérea Brasileira
ICA	Instrução do Comando da Aeronáutica
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
KF	Casa de Força
LT	Linha de Transmissão
ME	Módulo de Equipamentos
MIG	Módulo de Infraestrutura Geral
MIM	Módulo de Infraestrutura de Manobra
MM CT	Módulo de Manobra Conexão do Transformador
MME	Ministério de Minas e Energia
MM EL	Módulo de Manobra Entrada de Linha
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PEE	Programa de Eficiência Energética
PIS	Programa de Integração Social
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
P&D/EE	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
RGE-Sul	Rio Grande Energia S.A Sul
SA	Serviço Auxiliar
SIN	Sistema Interligado Nacional
SISCEAB	Sistema de Controle do Espaço Aéreo Brasileiro
SPCS	Sistema de Proteção Controle e Supervisão

TC	Transformador de Corrente
TE	Tarifa de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TIR	Taxa Interna de Retorno
TP	Transformador de Potencial
TUSD	Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Motivação	16
1.2	Objetivo Geral	16
1.3	Objetivos Específicos	16
1.4	Organização dos Capítulos	16
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.1	Tarifa de Energia	18
2.1.1	Reajuste Tarifário Anual e Revisão Tarifária Periódica.....	22
2.2	Estrutura Tarifária	23
2.3	Modalidade Tarifária	24
2.3.1	Modalidade Tarifária Horária Verde	25
2.3.2	Modalidade Tarifária Horária Azul	26
2.3.3	Posto Tarifário Ponta e Fora de Ponta	26
2.4	Subestação	27
2.4.1	Tipos de Arranjos de Barramentos nas Subestações	28
2.4.1.1	Barramento Simples	28
2.4.1.2	Barramento Principal e Transferência	28
2.4.1.3	Barramento Duplo com Disjuntor Simples	30
2.4.1.4	Barramento Duplo com Disjuntor Duplo	30
2.4.1.5	Barramento Duplo com Disjuntor e Meio	30
2.4.1.6	Barramento em Anel.....	31
2.5	EQUIPAMENTOS DE UMA SUBESTAÇÃO	32
2.5.1	Equipamentos de Transformação	32
2.5.2	Equipamentos de Manobra	33
2.5.3	Equipamentos de Proteção.....	33
2.5.4	Equipamentos de Compensação de Reativos.....	33
2.5.5	Equipamentos de Supervisão e Controle	34
2.5.6	Equipamentos Auxiliares.....	34
2.6	BANCO DE PREÇOS ANEEL	34
2.6.1	Módulo de Infraestrutura	35
2.6.2	Módulo de Manobra	35
2.6.3	Módulo de Equipamento.....	36
3	ESTUDO DE CASO	37
3.1	Caso 1 - Análise da Demanda Contratada	37
3.2	Caso 2 - Análise da Troca da Modalidade Tarifária	43
3.3	Caso 3 - Análise da Troca de Subgrupo Consumidor	45
3.3.1	Subestação de Energia	47
3.3.1.1	Transformador de Força	47
3.3.1.2	Diagrama Unifilar.....	47
3.3.1.3	Custos de Implantação da Subestação	48
3.3.1.4	Análise Econômica da Subestação de 69 kV.....	50
3.4	Análise da Influência da Temperatura na Demanda Medida	50
4	ANÁLISE DOS RESULTADOS	53
5	CONCLUSÃO	58
5.1	Sugestões para Trabalhos Futuros	58
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	59
	GLOSSÁRIO	61

APÊNDICE A: CUSTOS DOS MÓDULOS DA SUBESTAÇÃO 63

1 INTRODUÇÃO

Atualmente fica difícil imaginar o mundo sem eletricidade, no desenvolvimento de um país podemos observar vários fatores, entre eles está a sua capacidade de prover meios de geração de energia. Essa energia permite que fábricas e indústrias sejam construídas ou ampliadas, acompanhando a revolução tecnológica. A energia elétrica é item essencial para o desenvolvimento e sobrevivência da sociedade, pois através dela podemos gerar luz, calor e força para movimentar máquinas.

A ALA-4 da Força Aérea Brasileira (FAB) está localizada na cidade de Santa Maria, no estado do Rio Grande do Sul (RS), Brasil. A sua história começou ainda em 1921 quando essa mesma cidade foi escolhida para sediar o Parque de Aviação Militar do Exército Brasileiro, devido a sua proximidade ao campo de manobras militares do Exército em Cacequi, RS. Em abril de 1945, com a colaboração do Departamento do Exército dos Estados Unidos, foi concluído o Aeródromo de Santa Maria. Através do Decreto Presidencial no 67.877, foi criada a Base Aérea de Santa Maria (BASM), contando inicialmente com um Núcleo de Base Aérea, já a sua inauguração foi realizada no dia 15 de outubro de 1971. Com a reestruturação da FAB, em 15 de dezembro de 2016, através da Portaria nº 1617/GC3 de 8 de dezembro de 2016, a BASM foi desativada e passou a ser conhecida como ALA-4, nela estão sediadas as seguintes unidades:

- a) Primeiro Esquadrão do Décimo Grupo de Aviação (Esquadrão Poker) e Terceiro Esquadrão do Décimo Grupo de Aviação (Esquadrão Centauro). Os Esquadrões Poker e Centauro operam a aeronave AMX A-1 e são polos no desenvolvimento de procedimentos para as ações de ataque, reconhecimento e controle aéreo avançado, sendo capazes de executar missões de ataque ao solo com precisão, utilizando armamento inteligente ou não;
- b) Quinto Esquadrão do Oitavo Grupo de Aviação (Esquadrão Pantera), equipado com helicópteros H-60, Black Hawk, é responsável por cumprir ações de defesa aérea, escolta, ataque, apoio aéreo aproximado, evacuação aeromédica, transporte aéreo logístico, infiltração e exfiltração aérea, e busca e resgate, operando 24h por dia;
- c) Primeiro Esquadrão do Décimo Segundo Grupo de Aviação (Esquadrão Hórus). É o primeiro esquadrão da FAB a utilizar sistemas de aeronaves remotamente pilotadas para execução de ações de reconhecimento e controle aéreo avançado, atuando como posto de comunicações no ar. Opera as aeronaves remotamente

pilotadas Hermes RQ-450 e RQ-900, as quais possuem grande alcance e autonomia, permitindo vigilância contínua e discreta sobre objetivos de interesse;

- d) Quarto Esquadrão do Primeiro Grupo de Comunicações e Controle (Esquadrão Mangrulho), que tem como missão instalar, manter e operar um centro diretor aerotático. É deslocado, quando necessário, para prover adequada cobertura de radar e comunicações em apoio às operações aéreas. Utiliza o radar 3D Lockheed TPS - 34B;
- e) Destacamento de Controle do Espaço Aéreo de Santa Maria (DTCEA-SM), que tem como missão a execução das atividades operacionais e de manutenção de equipamentos, diretamente vinculadas ao Sistema de Controle do Espaço Aéreo Brasileiro (SISCEAB), numa área circular de quarenta milhas náuticas de raio que tem como centro o aeródromo de Santa Maria, seguindo as diretrizes do Departamento de Controle do Espaço Aéreo (DECEA).

Desde a conclusão do aeródromo de Santa Maria até os dias atuais, a ALA-4 tem aumentado a sua demanda por energia, devido a novos esquadrões sediados, expansão das edificações, bem como a instalação de novos equipamentos, com o intuito de manter a sua operacionalidade. Visando a adaptação a essa nova realidade, como também o aumento do seu grau de confiabilidade e segurança, está sendo realizada uma obra de revitalização da rede de distribuição em média tensão (13,8 kV) e a construção de uma nova Casa de Força¹ (KF).

Tendo como diretriz a busca por eficiência em todas as áreas de atuação, a FAB aprovou a implantação do Programa de Eficiência Energética (PEE) no âmbito do Comando da Aeronáutica (COMAER), tendo a Instrução do Comando da Aeronáutica (ICA) 400-54 de 29 junho de 2018, como responsável por orientar todas as atividades referentes ao tema. Segundo a ICA 400-54 (2018), o PEE tem como objetivo promover o uso eficiente de energia elétrica no COMAER, estimulando o desenvolvimento de novas tecnologias e a criação de hábitos e práticas racionais do uso da energia elétrica. A presente ICA está em conformidade com as diretrizes do Ministério de Minas e Energia (MME) para o PEE do Governo Federal.

Para que a ALA-4 adapte-se a esse novo cenário de eficiência energética, foi criada através da Portaria ALA-4 N° 214/ESM ALA-4, de 26 de abril de 2018 a Comissão Interna de Gestão de Energia da Guarnição Aeronáutica de Santa Maria (CIGE-SM), onde a mesma tem a finalidade de levantar o potencial de redução de despesas com energia elétrica, elaborar um programa de conservação de energia com suas metas e justificativas no sentido de redução do

¹ Edificação que recebe a energia proveniente da concessionária, neste caso, da Rio Grande Energia (RGE) -Sul

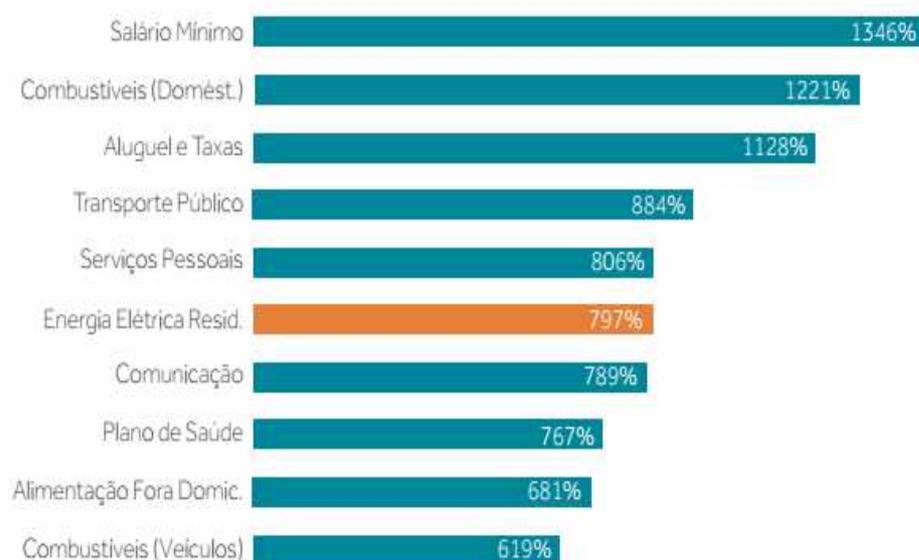
consumo, empreender ações visando conscientizar e envolver todo o efetivo no programa, estabelecer índices máximos de consumo a serem respeitados, avaliar a possibilidade de implementação de projeto de minigeração e eficiência energética baseado em usina fotovoltaica ou outras fontes renováveis, dentre outras funções.

No ano de 1997 foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a qual é uma autarquia de regime especial que está vinculada ao MME, sendo a responsável pela regulamentação do setor elétrico brasileiro. De acordo com (ANEEL, 2016) o sistema elétrico brasileiro é composto pela geração, a qual produz a energia; pela transmissão, responsável por conduzir a energia gerada da subestação transmissora até a subestação distribuidora; e pela distribuição, partindo da subestação distribuidora até o consumidor final.

Com o intuito de firmar o compromisso do fornecimento de uma energia elétrica de qualidade, são cobrados dos consumidores tarifas para custear desde a geração até a distribuição. Essas tarifas são divididas em classes, de acordo com o as características de cada consumidor, com a finalidade induzi-los a um uso racional da mesma.

Em intervalos de tempo definidos pela ANEEL, a tarifa de energia sofre reajustes. A Figura 1 apresenta um gráfico com a variação acumulada de preços de julho de 1994 a junho de 2017, nota-se que é importante realizar estudos que levem a soluções que tragam economia no consumo de energia elétrica.

Figura 1 – Variação acumulada de preços julho/1994 a junho/2017



Fonte: (ABRADEE, 2017).

Tendo como finalidade reduzir os custos com energia elétrica da ALA-4, esse trabalho propõe uma revisão na modalidade tarifária e demandas contratadas, as quais não exige investimentos, e também realiza um estudo de viabilidade técnica-financeira para a implementação de uma subestação de 69 kV na unidade consumidora.

1.1 MOTIVAÇÃO

A motivação desse trabalho é propor soluções que proporcionem à ALA-4 uma redução nos custos com a contratação de energia elétrica na unidade, bem como colocar em prática os conhecimentos adquiridos ao longo do curso de Engenharia Elétrica.

1.2 OBJETIVO GERAL

Realizar uma análise do consumo e contratação de demandas, como também um estudo de viabilidade técnica-financeira para a troca de subgrupo consumidor.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) realizar o estudo do perfil de consumo da unidade consumidora, com a finalidade de realizar um ajuste na contratação das demandas na ponta e fora de ponta;
- b) realizar um comparativo entre a atual modalidade tarifária Horária Azul e a Horária Verde;
- c) realizar um comparativo entre o atual subgrupo consumidor A4 com o subgrupo A3;
- d) calcular os custos e viabilidade econômica para a implementação de uma subestação de 69 kV (troca de subgrupo consumidor).

1.4 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

O presente trabalho é composto por 5 capítulos, sendo o primeiro a introdução do trabalho e as motivações que levaram ao mesmo.

O segundo capítulo destina-se à revisão teórica, contendo conceitos sobre a tarifa de energia, estrutura tarifária, diferenças entre as modalidades tarifárias, conceitos de subestação e seus equipamentos, bem como o banco de preços da ANEEL.

O terceiro capítulo destina-se ao estudo de casos para adequação dos valores das demandas contratadas, comparação entre modalidade tarifária Horária Azul e Verde, análise econômica para troca de subgrupo e influência da temperatura nos valores das demandas medidas.

O quarto capítulo mostra de uma forma sucinta os resultados obtidos.

O quinto capítulo apresenta a conclusão do trabalho e as sugestões de trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Esse capítulo objetiva a realização de uma revisão teórica sobre o tema proposto, abordando os tipos de tarifas, bem como uma abordagem sobre a implementação de projetos de subestações.

2.1 TARIFA DE ENERGIA

No período compreendido entre os anos 1970 e 1990, existia somente uma tarifa de energia elétrica para todo o país, garantindo a remuneração das concessionárias de energia. Não era cobrado delas eficiência no serviço elétrico, fazendo com que as mesmas não investissem na melhora da qualidade do fornecimento, pois todo o custo era repassado aos consumidores. Em 1993, através da Lei nº 8.631, a universalização da tarifa foi cessada, passando a ser fixada por concessionária.

Segundo a ANEEL (2017c),

A tarifa visa assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade. Os custos e investimentos repassados às tarifas são calculados pelo órgão regulador, e podem ser maiores ou menores do que os custos praticados pelas empresas.

A energia produzida pelas geradoras pode ser intercambiada entre as regiões do Brasil, com exceção das geradoras isoladas, as quais compõem o sistema isolado. Essas estão sendo interligadas gradativamente ao Sistema Interligado Nacional (SIN), responsável pelo intercâmbio de energia entre as regiões. O SIN é composto pela interligação das linhas de transmissão, com aproximadamente 100 mil quilômetros de extensão segundo a ANEEL (2016).

Dentro do mercado de energia brasileiro, existe o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O ACR, é composto por consumidores cativos, os quais compram energia das distribuidoras referentes a sua região. No ACL, conhecido como mercado livre, estão os consumidores que compram energia diretamente das geradoras ou comercializadoras.

Segundo Fugimoto (2010), o ACL, é formado por consumidores livres e especiais², que são aqueles que possuem potência instalada acima de 3 MW, os quais podem escolher a sua

² A Lei nº 9.074/1995 em seu Artigo 15 diz que os consumidores livres são os que possuem carga igual ou superior a 3 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV.

fornecedora entre as comercializadoras e as geradoras de energia elétrica. Nesse caso a distribuidora ainda continua fornecendo o acesso à rede de distribuição, mas não é a responsável por vender a energia. Devido ao incentivo às fontes de energia alternativa, os consumidores com demanda superior a 500 kW e atendidos em qualquer valor de tensão, podem escolher o seu fornecedor, desde que a sua energia seja oriunda de fontes incentivadas como por exemplo pequenas centrais hidrelétricas (PCH), solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.

A distribuidora de energia elétrica realiza a cobrança da fatura de energia dos consumidores. Essa fatura corresponde ao consumo de energia elétrica durante um período, normalmente de 30 dias, mas segundo a Resolução N° 414 da ANEEL (2010), pode ser no mínimo de 27 dias e no máximo de 33 dias. Esse consumo é medido em quilowatt-hora (kWh), o qual é multiplicado pelo valor em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh), somando-se a esse valor os encargos setoriais. A tarifa considera três custos distintos, como pode ser observado na Figura 2. Incidem ainda sobre a fatura de energia elétrica os tributos dos Governos Federal, Estadual e Municipal, sendo eles, respectivamente, PIS/COFINS, ICMS e Contribuição para Iluminação Pública (CIP).

Figura 2 – Composição dos custos da tarifa de energia elétrica



Fonte: (ANEEL, 2017c).

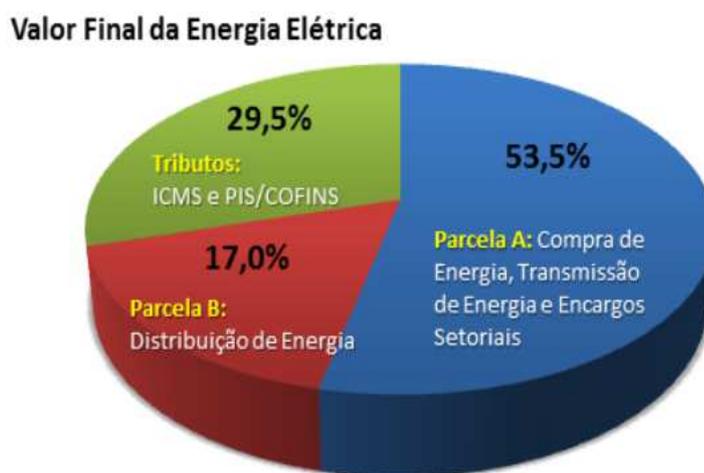
De um modo geral, o consumidor cativo paga pelos custos da aquisição da energia, pelo uso do sistema de transmissão, pelo uso do sistema de distribuição, pelas perdas técnicas e não técnicas e ainda pelos tributos. Os custos de aquisição de energia são referentes à compra de energia elétrica pela distribuidora, o qual é feito através de leilões regulados. Esses custos estão presentes na Tarifa de Energia (TE), que é repassada integralmente ao consumidor. A Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão (TUST) é referente ao uso pela distribuidora do sistema de transmissão de energia e a Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) refere-se aos custos de manutenção e operação da rede de distribuição.

As perdas técnicas são inerentes a qualquer circuito elétrico e são relacionadas ao efeito Joule³, às perdas nos núcleos dos transformadores entre outras. As perdas técnicas na transmissão (rede básica), tem seu custo, o qual é definido anualmente, dividido em 50 % para a geração e 50 % para os consumidores. As perdas técnicas na distribuição são calculadas na revisão tarifária periódica conforme as regras do Módulo 7 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica) e repassadas aos consumidores.

As perdas não técnicas são referentes a incerteza de medições, ligações provisórias e furtos de energia, são calculadas conforme o Submódulo 2.6 do PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária) e repassadas aos consumidores.

Os custos no valor final da energia elétrica podem ser divididos em duas parcelas segundo a ANEEL (2017c): Parcela A e Parcela B. A Figura 3 mostra o percentual de cada parcela e dos encargos no valor final da tarifa de energia elétrica.

Figura 3 – Proporção de custos na tarifa de energia elétrica



Fonte: (ANEEL, 2017c).

Conforme Fugimoto (2010),

Os custos da Parcela A incluem os custos de energia comprada para revenda, os custos de conexão e transmissão e determinados encargos setoriais (taxas regulatórias). A Parcela B compreende os itens de custo que estão sob o controle das concessionárias: os custos da prestação do serviço de distribuição e a remuneração dos investimentos.

³ Todo condutor percorrido por corrente elétrica gera calor.

Os custos referentes à Parcela A são repassados de forma integral para as tarifas e os custos da Parcela B são anualmente corrigidos no reajuste tarifário de acordo com o índice IGPM (Índice Geral de Preços do Mercado), segundo Fugimoto (2010).

Os encargos setoriais inclusos na Parcela A são criados por leis para fomentar a implantação de políticas públicas no setor elétrico brasileiro. Esses encargos são especificados no Quadro 1.

Quadro 1 – Encargos na tarifa de energia elétrica

ENCARGO	OBJETIVO
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	Destinado ao desenvolvimento energético dos estados, competitividade da energia produzida de fontes alternativas, universalização do serviço de energia elétrica.
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)	Aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica.
Encargos de Serviços do Sistema (ESS)	Aumentar a confiabilidade e a segurança da oferta de energia no país.
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	Compensar financeiramente a União, estados e municípios pelo uso da água e de terras produtivas necessárias à instalação de usinas para geração de energia.
Operador Nacional do Sistema (ONS)	Financiar o funcionamento do ONS, que coordena e controla a operação das geradoras e transmissoras de energia elétrica no SIN.
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/EE)	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
Encargo de Energia de Reserva (EER)	Cobrir custos decorrentes da contratação de energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários.
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Custear o funcionamento da ANEEL no exercício das suas atividades de fiscalização e regulação econômica.

Fonte: (Adaptado de ANEEL, 2016).

Outro custo embutido na fatura de energia elétrica são as bandeiras tarifárias. Essas dependem da sazonalidade⁴. Sua implantação começou no ano de 2015, com intuito de sinalizar aos consumidores quando há redução na oferta de energia, fazendo com que os mesmos adotem um consumo racional para que não ocorra falta ou racionamento e também para que as empresas

⁴ Variação do preço da geração de energia conforme a época do ano, volume de chuvas, nível dos reservatórios e outros.

de energia não tenham sua capacidade de investimento afetada ou fiquem sujeitas a impactos financeiros negativos. O valor da cada bandeira tarifária é apresentado no Quadro 2.

Quadro 2 – Valores das bandeiras tarifárias

Cor da Bandeira	Valor (R\$/kWh)
Verde	Sem custo extra
Amarela	0,010
Vermelha Patamar 1	0,030
Vermelha Patamar 2	0,050

Fonte: (Adaptado de ANEEL, 2017a).

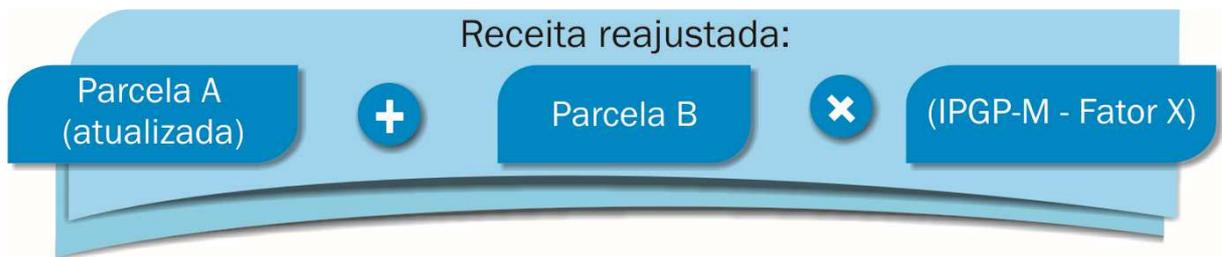
Os valores arrecadados mensalmente com as bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são informados à ANEEL, que por sua vez recebe da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) os custos das distribuidoras, realizando uma avaliação nas informações enviadas. Desse modo, as distribuidoras que tiveram custos menores do que os arrecadados com as bandeiras tarifárias, transferem o valor excedente para a conta bandeiras, que por sua vez irá compensar os custos das distribuidoras que tiveram gastos maiores dos que os arrecadados com as bandeiras.

2.1.1 Reajuste Tarifário Anual e Revisão Tarifária Periódica

Segundo a ANEEL (2016), o reajuste tarifário anual serve para atualizar o valor da energia paga pelo consumidor, conforme a fórmula prevista no contrato de concessão, tendo como objetivo restabelecer o poder de compra da concessionária. Para a aplicação da fórmula são repassados os valores dos custos da Parcela A atualizada, mais os valores da Parcela B corrigidos pelo IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas, deduzido o Fator X, como mostra a Figura 4. O Fator X corresponde ao índice definido pela ANEEL que repassa ao consumidor os ganhos decorrentes do crescimento do mercado consumidor de energia elétrica.

A ANEEL (2016), diz que na revisão tarifária periódica, o que normalmente acontece a cada 4 anos, são redefinidos o nível eficiente dos custos operacionais e a remuneração dos investimentos, ou seja, o novo valor da Parcela B.

Figura 4 – Fórmula do reajuste tarifário anual



Fonte: (ANEEL, 2016).

Existe ainda a revisão tarifária extraordinária, que seria para atender casos especiais em caso de desequilíbrio econômico-financeiro justificado, podendo ser realizada a qualquer tempo, desde que comprovem a sua necessidade.

2.2 ESTRUTURA TARIFÁRIA

De acordo com a Resolução nº 414 da ANEEL, os consumidores podem ser divididos em dois grupos: grupo A e grupo B.

O grupo A é composto pelos consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 kV como também pelo, sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária. Esse grupo é caracterizado por possuir tarifa binômica, sendo aplicada as modalidades tarifárias Horária Azul ou Verde, sendo a Verde restrita a tensões inferiores a 44 kV, conforme apresentado no Quadro 3, juntamente com a divisão dos respectivos subgrupos.

Quadro 3 – Subdivisão do grupo A

SUBGRUPO	DESCRIÇÃO	MODALIDADE TARIFÁRIA
A1	Tensão de Fornecimento \geq 230 kV	Horária Azul
A2	Tensão de Fornecimento de 88 a 138 kV	
A3	Tensão de Fornecimento de 69 kV	
A3a	Tensão de Fornecimento de 30 a 44 kV	Horária Azul ou Verde por opção do consumidor
A4	Tensão de Fornecimento de 2,3 a 25 kV	
AS	Tensão de Fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir do sistema subterrâneo de distribuição	

Fonte: (Adaptado da Resolução nº 414/ANEEL, 2010).

O grupo B é composto pelos consumidores atendidos com tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, possuem tarifa monômnia e são divididos em subgrupos conforme o Quadro 4.

Quadro 4 – Subdivisão do grupo B

SUBGRUPO	DESCRIÇÃO
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais Classes
B4	Iluminação Pública

Fonte: (Adaptado da Resolução nº 414/ANEEL, 2010).

Conforme a Resolução nº 414/ANEEL,

Tarifa binômnia de fornecimento é aquela que é constituída por valores monetários aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável. Tarifa monômnia de fornecimento é 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 binômnia.

2.3 MODALIDADE TARIFÁRIA

Como o objeto do estudo é a ALA-4, sendo ela atendida em tensão superior a 2,3 kV, logo, ela pertence ao Grupo A, desse modo, serão analisadas somente a modalidade tarifária Horária Verde e a Azul.

Consumidores do Grupo A, pagam além dos custos com consumo de energia elétrica, também uma parcela referente ao contrato de demanda. Referente à demanda contratada, a distribuidora deve atender o pedido de aumento de demanda em até 30 dias, sendo que esse deve ser efetuado por escrito. O pedido de diminuição do valor da demanda contratada também deve ser realizado por escrito, com antecedência mínima de 90 dias para consumidores do subgrupo A4 e de 180 dias para os demais, sendo vedada mais de uma redução da demanda em um período de 12 meses. Os contratos podem prever um aumento gradativo no valor da demanda contratada, mas respeitando o máximo de um pedido de redução dos valores no período de 12 meses.

2.3.1 Modalidade Tarifária Horária Verde

O consumidor pertencente à Horária Verde, paga uma tarifa única para a demanda de potência contratada (R\$/kW), independente do horário do dia, e uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) na ponta e outra para fora de ponta. Caso a demanda medida ultrapasse em 5 % o valor da demanda contratada é cobrado do consumidor um valor referente à ultrapassagem da demanda.

O valor total da tarifa será dividido em três parcelas para uma melhor compreensão, a primeira referente ao consumo de energia (1), a segunda referente à demanda contratada (2) e a terceira refere-se à ultrapassagem da demanda (3), se houver. A soma das três parcelas resulta no valor final da fatura, excetuando-se as cobranças por baixo fator de potência, bandeiras tarifárias e tributos.

$$P_{\text{Cons}} = (\text{Tar}_P \times \text{Cons}_P) + (\text{Tar}_{\text{FP}} \times \text{Cons}_{\text{FP}}) \quad (1)$$

$$P_{\text{Dem}} = (\text{Tar}_{\text{Dem}} \times \text{Dem}_{\text{Cont}}) \quad (2)$$

$$P_{\text{Ult}} = \text{Tar}_{\text{Ult}} \times (\text{Dem}_{\text{Med}} - \text{Dem}_{\text{Cont}}) \quad (3)$$

Onde:

P_{Cons} = Parcela referente ao consumo, em R\$;

Tar_P = Valor da tarifa referente ao consumo na ponta, em R\$/kWh;

Cons_P = Energia consumida na ponta, em kWh;

Tar_{FP} = Valor da tarifa referente ao consumo fora de ponta, em R\$/kWh;

Cons_{FP} = Energia consumida fora de ponta, em kWh;

P_{Dem} = Parcela referente à demanda contratada, em R\$;

Tar_{Dem} = Valor da tarifa referente à demanda, em R\$/kW;

Dem_{Cont} = Demanda contratada, em kW;

P_{Ult} = Parcela referente à ultrapassagem da demanda contratada, em R\$;

Tar_{Ult} = Tarifa referente à ultrapassagem da demanda contratada, em R\$/kW;

Dem_{Med} = Demanda medida, em kW;

Dem_{Cont} = Demanda contratada, em kW.

2.3.2 Modalidade Tarifária Horária Azul

O consumidor da modalidade Horária Azul paga uma tarifa de demanda de potência contratada (R\$/kW) na ponta e outra para fora de ponta, mais uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) na ponta e outra para fora de ponta.

Similar à Verde, na Horária Azul também existe uma parcela caso o valor da demanda medida ultrapasse 5 % do valor da contratada, assim nesse caso, para fins de cálculo, ela possui mais uma parcela referente à ultrapassagem da demanda contratada, pois nela temos valores diferentes para demanda na ponta e fora de ponta. As Equações 4, 5 e 6 definem as parcelas.

$$P_{\text{Cons}} = (\text{Tar}_P \times \text{Cons}_P) + (\text{Tar}_{FP} \times \text{Cons}_{FP}) \quad (4)$$

$$P_{\text{Dem}} = (\text{Tar}_{\text{Dem}P} \times \text{Dem}_{\text{Cont}P}) + (\text{Tar}_{\text{Dem}FP} \times \text{Dem}_{\text{Cont}FP}) \quad (5)$$

$$P_{\text{Ult}} = [\text{Tar}_{\text{Ult}P} \times (\text{Dem}_{\text{Med}P} - \text{Dem}_{\text{Cont}P})] + [\text{Tar}_{\text{Ult}FP} \times (\text{Dem}_{\text{Med}FP} - \text{Dem}_{\text{Cont}FP})] \quad (6)$$

Onde:

$\text{Tar}_{\text{Dem}P}$ = Valor da tarifa referente à demanda na ponta, em R\$/kW;

$\text{Dem}_{\text{Cont}P}$ = Demanda contratada na ponta, em kW;

$\text{Tar}_{\text{Dem}FP}$ = Valor da tarifa referente à demanda fora de ponta, em R\$/kW;

$\text{Dem}_{\text{Cont}FP}$ = Demanda contratada fora de ponta, em kW;

$\text{Tar}_{\text{Ult}P}$ = Tarifa referente à ultrapassagem da demanda na ponta, em R\$/kW;

$\text{Dem}_{\text{Med}P}$ = Demanda medida na ponta, em kW;

$\text{Dem}_{\text{Cont}P}$ = Demanda contratada na ponta, em kW;

$\text{Dem}_{\text{Med}FP}$ = Demanda medida fora de ponta, em kW;

$\text{Dem}_{\text{Cont}FP}$ = Demanda contratada fora de ponta, em kW.

2.3.3 Posto Tarifário Ponta e Fora de Ponta

As modalidades tarifárias Azul e Verde levam em conta os horários de ponta e fora de ponta para o cálculo da tarifa de energia.

O posto tarifário ponta é composto por três horas diárias, definido pela distribuidora, levando-se em conta sua curva de carga e aprovado pela ANEEL. Para a RGE-Sul, esse posto

compreende o intervalo horário das 18 horas às 21 horas e no horário de verão das 19 horas às 22 horas, onde observa-se um pico de demanda de energia na curva de carga do seu sistema elétrico.

O horário de ponta não é aplicável nos sábados, nos domingos, na terça-feira de carnaval, na sexta-feira da Paixão, Corpus Christi e nos seguintes feriados nacionais discriminados no Quadro 5. O posto tarifário fora de ponta compreende as demais 21 horas do dia.

Quadro 5 – Feriados nacionais sem horário de ponta

DIA e MÊS	FERIADO
1º de janeiro	Confraternização Universal
21 de abril	Tiradentes
1º de maio	Dia do Trabalho
07 de setembro	Independência do Brasil
12 de outubro	Nossa Senhora Aparecida
02 de novembro	Finados
15 de novembro	Proclamação da República
25 de dezembro	Natal

Fonte: (Adaptado da Resolução nº 414/ANEEL, 2010).

2.4 SUBESTAÇÃO

Segundo Filho (2006), uma subestação é um conjunto de equipamento que têm por objetivo alterar as características da energia elétrica (tensão e corrente), permitindo a sua distribuição em níveis adequados de consumo. Ainda de acordo com Filho (2006) as subestações podem ser classificadas como:

- a) subestação central de transmissão - geralmente localiza-se ao lado das usinas produtoras de energia elétrica e tem por finalidade elevar o nível de tensão a fim de transmitir a potência gerada aos grandes centros consumidores;
- b) subestação receptora de transmissão - está próxima aos grandes blocos de carga, estando conectada por meio da linha de transmissão à subestação central de transmissão ou à receptora intermediária;
- c) subestação de subtransmissão - geralmente localizada no centro de um grande bloco de carga, é alimentada pela subestação receptora e dela se originam os alimentadores de distribuição primários, suprimindo os transformadores de distribuição e as subestações de consumidor;

d) subestação de consumidor - localiza-se em propriedade particular, suprida por alimentadores de distribuição primários e supre os pontos finais de consumo.

As subestações ainda podem ser classificadas de outras formas, desde o modo como é feito a sua instalação até a função que ele exerce, tais como: subestação rebaixadora (rebaixa o nível de tensão recebido); subestação elevadora (eleva o nível de tensão recebido); subestação ao tempo; e subestação abrigada.

2.4.1 Tipos de Arranjos de Barramentos nas Subestações

A forma como é realizada a configuração entre disjuntor e chave em uma subestação define o tipo de arranjo da mesma. Para a definição de qual tipo de arranjo a ser usado, devemos levar em conta a flexibilidade para a realização de manobras e manutenções, a continuidade e confiabilidade do fornecimento de energia e os custos de implantação.

Os principais tipos de arranjos de uma subestação são especificados a seguir, de acordo com McDonald (2006).

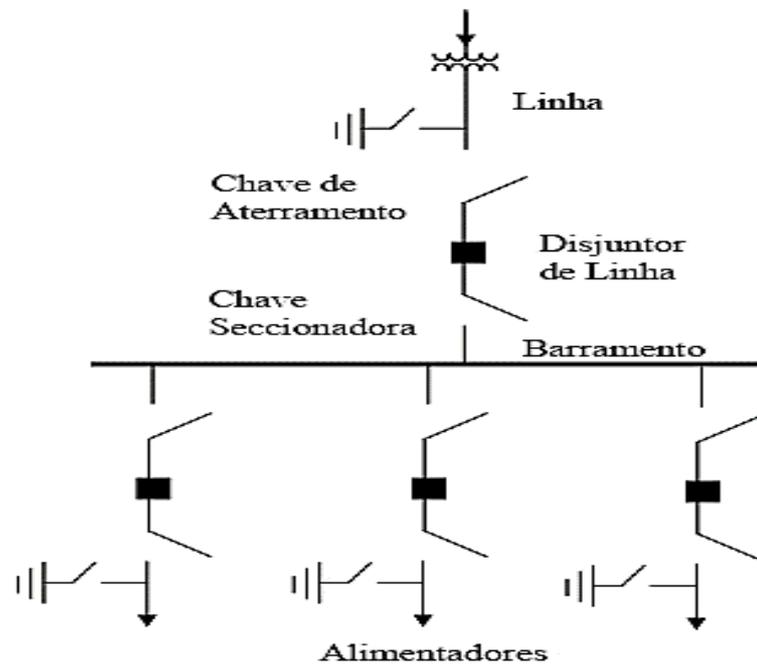
2.4.1.1 Barramento Simples

É o arranjo mais simples, caracterizado por ser de instalação fácil e de custo reduzido. Por ser simples, os erros em realizar as manobras são reduzidos. É utilizado quando a continuidade do fornecimento não é um fator importante, pois em caso de falha ou manutenção em um barramento ou disjuntor, a carga é desligada. A Figura 5 mostra esse tipo de arranjo.

2.4.1.2 Barramento Principal e Transferência

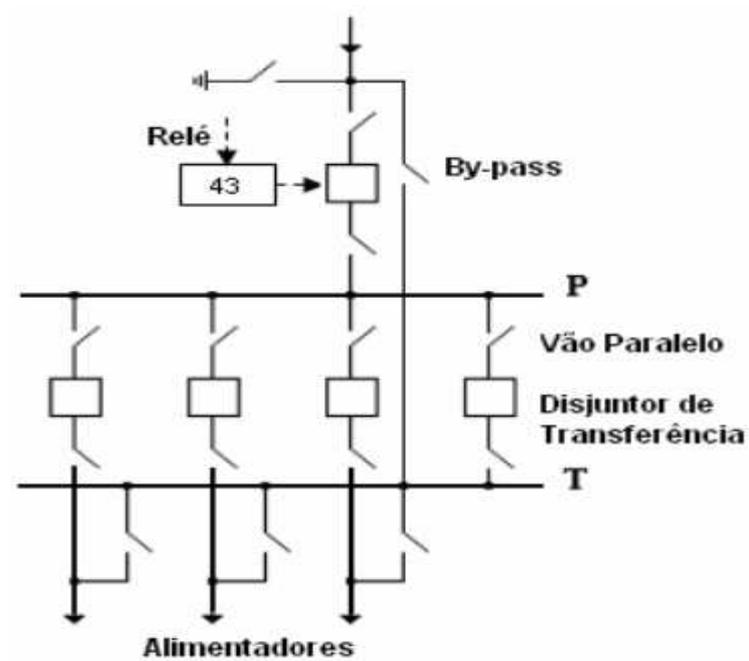
Oferece uma flexibilidade maior de manutenção, possui um custo baixo, sendo assim um dos tipos de arranjos mais utilizado em subestações. Composto por duas barras, uma denominada de Barra Principal (P) e outra de Barra de Transferência (T). Pela Figura 6, observa-se que a manutenção em um disjuntor não implica no desligamento da carga e que equipamentos podem ser adicionados ou retirados do circuito sem que ocorra dificuldades.

Figura 5 – Barramento simples



Fonte: (LEÃO, 2009).

Figura 6 – Barramento principal e transferência

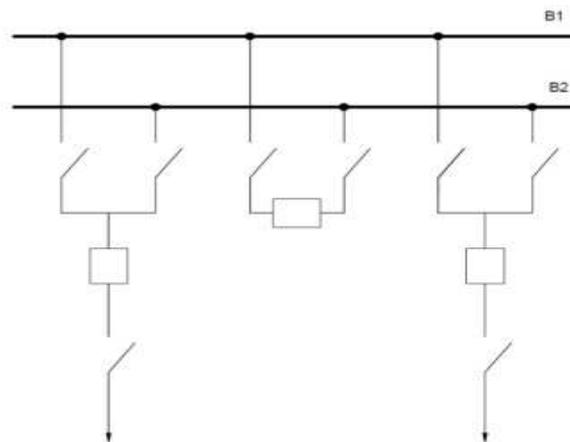


Fonte: (LEÃO, 2009).

2.4.1.3 Barramento Duplo com Disjuntor Simples

Através da Figura 7, pode ser observado que esse tipo de arranjo permite que qualquer uma das barras seja isolada para manutenção, sendo fácil a transferência dos alimentadores de uma barra para outra, utilizando somente um disjuntor de transferência e manobras nas chaves. Em contrapartida, necessita de um disjuntor extra para transferência, um número maior de chaves por circuito e a falha no disjuntor de transferência pode tirar a subestação de operação.

Figura 7 – Barramento duplo com disjuntor simples



Fonte: (GONÇALVES, 2012).

2.4.1.4 Barramento Duplo com Disjuntor Duplo

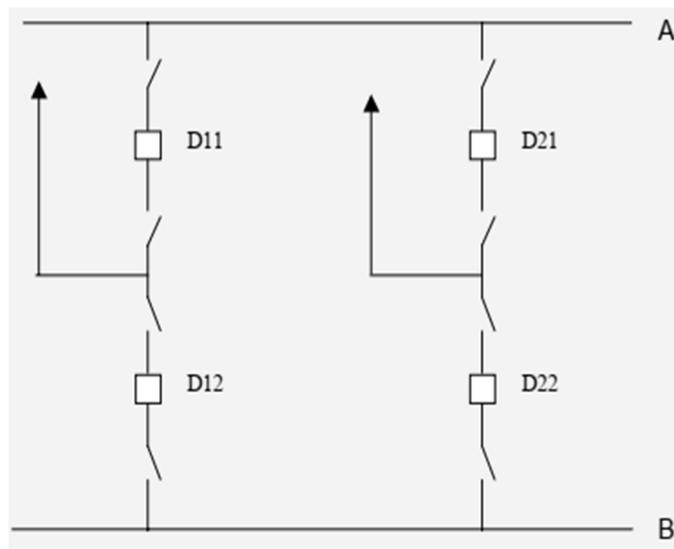
É um arranjo mais completo e caro que o simples, mas traz uma confiabilidade maior, pois possui dois disjuntores para cada barramento, fornecendo a possibilidade de realizar a manutenção sem que as cargas sejam desligadas. Utilizado em instalações em que se exige o fornecimento contínuo de energia. Na Figura 8 pode-se observar esse tipo de barramento.

2.4.1.5 Barramento Duplo com Disjuntor e Meio

Utilizado quando existem no mínimo quatro saídas. Requer mais espaço para implantação e possui um custo menor que o barramento duplo com disjuntor duplo. Possui uma maior flexibilidade de manobra e rápida recomposição. Caso ocorra alguma falha nos disjuntores adjacentes aos barramentos, somente um circuito é afetado e quando existe a

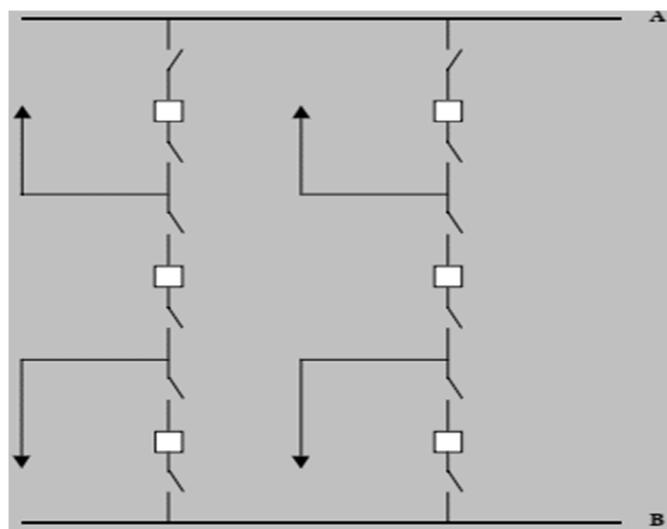
necessidade de manutenção de um disjuntor não ocorre a interrupção do fornecimento de energia. A sua desvantagem fica por conta de possuir um disjuntor e meio por circuito e o religamento e chaveamento automático envolve um número maior de operações. A Figura 9 mostra esse arranjo.

Figura 8 – Barramento duplo com disjuntor duplo



Fonte: (Adaptado de PAULINO, 2010).

Figura 9 – Barramento duplo com disjuntor e meio

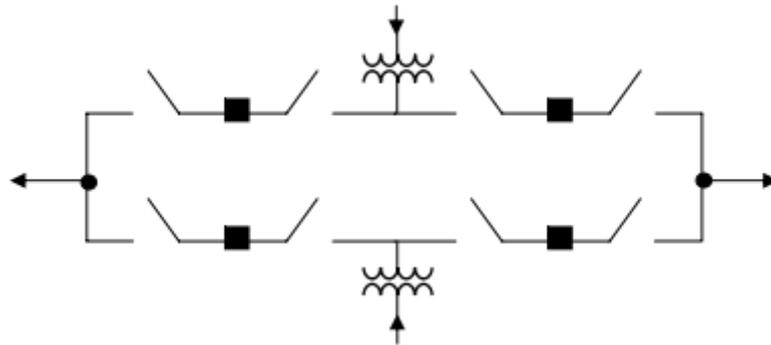


Fonte: (Adaptado de PAULINO, 2010).

2.4.1.6 Barramento em Anel

Essa configuração permite que um disjuntor seja retirado do circuito sem interromper o fornecimento de energia aos equipamentos, mas caso ocorra alguma falha durante a manutenção do disjuntor o fornecimento de energia pode ser interrompido. O arranjo em anel pode ser visualizado na Figura 10.

Figura 10 – Barramento em anel



Fonte: (LEÃO, 2009).

2.5 EQUIPAMENTOS DE UMA SUBESTAÇÃO

Os equipamentos integrantes de uma subestação dividem-se de acordo com a sua finalidade, podendo ser:

- a) equipamentos de transformação - transformadores de força e transformadores de instrumentos;
- b) equipamentos de manobra: chaves seccionadoras e disjuntores;
- c) equipamentos de proteção - para-raios, relés e fusíveis;
- d) equipamentos de compensação de reativos - banco de capacitores, reatores e compensadores;
- e) equipamentos de supervisão e controle - sistema de medição, comunicação e computacional;
- f) equipamentos auxiliares - banco de baterias, retificadores e transformador auxiliar.

2.5.1 Equipamentos de Transformação

A invenção dos transformadores de força permitiu que a energia gerada fosse transmitida a grandes distâncias. Eles transformam o nível de tensão, permitindo com que a mesma seja elevada ou rebaixada. Em uma subestação, os mesmos são de vital importância, pois permitem trabalhar com o nível de tensão adequado para a instalação. Geralmente é o equipamento mais oneroso da subestação.

Os transformadores de instrumentos permitem que a tensão ou corrente sejam transformadas em um nível adequado para que possam ser usadas por instrumentos de medição e proteção. Esses transformadores são conhecidos por transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TP).

2.5.2 Equipamentos de Manobra

Conforme Duailibe (1999), os disjuntores são equipamentos de manobra destinados à operação com carga, podendo a manobra ser automática ou manual. As chaves seccionadoras isolam equipamentos ou zonas de barramento, somente podendo ser operadas sem carga, muito embora podem ser operadas sob tensão.

2.5.3 Equipamentos de Proteção

São responsáveis por realizarem a proteção da subestação. Os para-raios limitam os surtos de tensão transiente, protegendo contra descargas atmosféricas e elevação de tensão causada por manobras no sistema.

Os relés monitoram o sistema, sendo sensibilizados por alterações em suas características, como alteração de tensão, frequência e corrente, fazendo com que os mesmos atuem. A atuação do relé é em cima dos disjuntores, fazendo com que esses sejam desligados, impedindo um dano maior ao sistema. Os disjuntores sem os relés tornam-se apenas dispositivos de manobras. Os relés protegem contra sobrecorrente, sobretensão e subtensão, podendo possuir unidades instantâneas e temporizadas.

Os fusíveis protegem por meio de elos que se rompem e interrompem a passagem da corrente, atuando contra surtos e também como limitador de corrente de curto circuito.

2.5.4 Equipamentos de Compensação de Reativos

A compensação de reativos tem por finalidade diminuir os custos de energia por baixo fator de potência, aumentar a tensão nos terminais da carga e reduzir a corrente no sistema diminuindo as perdas. Para isso são utilizados banco de capacitores ou reatores em derivação ou em série, compensador síncrono ou estático, sendo o banco de capacitores em derivação o mais utilizado em subestações receptoras de médio e pequeno porte.

2.5.5 Equipamentos de Supervisão e Controle

A supervisão e controle é realizada através de componentes como os Controladores Lógicos Programáveis (CLP), que monitoram a subestação, fornecendo ao centro de operações, em tempo real, o status da mesma, podendo ainda realizar operações remotas.

2.5.6 Equipamentos Auxiliares

São equipamentos que garantem a operação contínua e adequada da subestação, elevando a confiabilidade. Pode ser dividido em serviço auxiliar de corrente alternada e de corrente contínua.

O transformador auxiliar faz parte do serviço auxiliar de corrente alternada e tem por finalidade a alimentação das cargas da subestação, como por exemplo iluminação e tomadas.

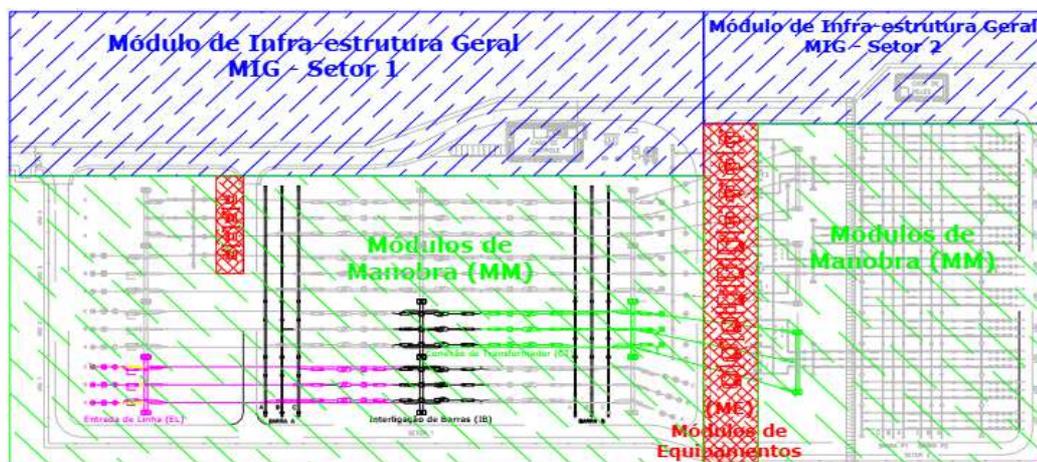
Os retificadores e banco de baterias fazem parte do sistema de corrente contínua, fornecendo uma tensão de 125 Vcc, tendo por finalidade prover o sistema de proteção (relés), comando e iluminação de emergência da subestação, pois caso ocorra falta de energia, esses sistemas continuarão exercendo sua função.

2.6 BANCO DE PREÇOS ANEEL

Anualmente é disponibilizado o Banco de Preços de Referência ANEEL, sendo ele o referencial usado pela agência para estimar os valores dos investimentos em obras de subestações e linhas de transmissão. O banco de preços estima os custos médios de aquisição e instalação dos equipamentos, não objetivando a descrição técnica detalhada. Para esse trabalho a versão do banco de preços utilizada foi referente a junho de 2017.

Em relação à construção de uma subestação, o banco de preços utiliza o conceito de módulos, onde ela é dividida em unidades menores, representando funções bem definidas dentro da subestação. Esse método facilita o cálculo das estimativas de gastos para o caso de expansão da mesma. Independente da classe de tensão e do arranjo, os módulos usados no banco de preços são: Módulo de Infraestrutura, Módulo de Manobra e Módulo de Equipamento. A Figura 11 ilustra os módulos de uma subestação para composição do banco de preços.

Figura 11 – Módulos de uma subestação



Fonte: (Banco de Preços ANEEL, 2017).

2.6.1 Módulo de Infraestrutura

Segundo a Resolução Normativa nº 506 da ANEEL (2012), é o conjunto de equipamentos, materiais e serviços de infraestrutura comuns à subestação, tais como: terreno; cercas; terraplenagem; drenagem; grama; embritamento; pavimentação; arruamento; iluminação do pátio; proteção contra incêndio; abastecimento de água; redes de esgoto; malha de terra e cabos para-raios; canaletas principais; edificações; serviço auxiliar; área industrial; e caixa separadora de óleo.

2.6.2 Módulo de Manobra

Conforme a Resolução Normativa nº 506, é o conjunto de equipamentos, materiais e serviços necessários à implantação dos setores de manobra, tais como: entrada de linha; conexão de transformador ou autotransformador; interligação de barramentos; conexão de

banco de capacitores paralelo ou série; conexão de reatores de linha ou de barra; conexão de transformador de aterramento; e conexão de compensador.

2.6.3 Módulo de Equipamento

É composto pelos equipamentos principais da subestação (transformadores, reatores, capacitores, compensadores) e pelos materiais e serviços necessários à sua instalação.

3 ESTUDO DE CASO

Serão abordadas nesse capítulo as análises realizadas para a adequação da contratação da demanda na ponta e fora de ponta, através do estudo do histórico dos consumos, para que seja possível obter um melhor custo benefício. Também será feita uma avaliação da troca da modalidade tarifária Horária Azul para a Horária Verde, tendo como objetivo reduzir os gastos. Por fim será feita uma verificação da viabilidade econômica para a troca do subgrupo A4 para o subgrupo A3.

3.1 CASO 1 - ANÁLISE DA DEMANDA CONTRATADA

Atualmente a ALA-4 está classificada na modalidade tarifária Horária Azul, subgrupo A4, tensão de fornecimento de 2,3 a 25 kV, poder público. Primeiramente, para em curto prazo gerar economia à unidade, foi realizado um estudo para a adequação das demandas contratadas na ponta e fora de ponta, para isso foram analisadas as faturas de energia de junho de 2016 até maio de 2018, totalizando 2 anos de análise. A atual demanda contratada na ponta é de 690 kW e a fora de ponta é de 1200 kW.

Os valores das tarifas utilizados são os aplicados a partir de 1º de junho de 2018, não estando inclusos sobre esses valores os tributos e as bandeiras tarifárias.

O Quadro 6 mostra o histórico das máximas potências ativas medidas na ponta e fora de ponta em 2 anos, estando em destaque a maior demanda medida na ponta e fora de ponta. Nota-se que em nenhum momento do período analisado, os valores de demanda contratados foram atingidos ou ultrapassados, por isso justifica-se uma adequação desses valores, pois como visto anteriormente, na composição dos valores cobrados na fatura de energia, o valor das demandas contratadas é cobrado integralmente caso não ocorra a ultrapassagem desses.

Os meses referem-se ao mês de pagamento da fatura de energia, mas o período de consumo é sempre referente ao mês anterior.

Quadro 6 – Máximas potências ativas medidas na ponta e fora de ponta

(continua)

Mês	Demanda Medida na Ponta (kW)	Demanda Medida Fora de Ponta (kW)
Jun/16	422	547
Jul/16	430	616
Ago/16	440	576

Quadro 6 – Máximas potências ativas medidas na ponta e fora de ponta

(conclusão)

Mês	Demanda Medida na Ponta (kW)	Demanda Medida Fora de Ponta (kW)
Set/16	420	532
Out/16	451	584
Nov/16	486	722
Dez/16	561	943
Jan/17	524	979
Fev/17	501	939
Mar/17	576	987
Abr/17	553	993
Mai/17	445	710
Jun/17	482	689
Jul/17	436	534
Ago/17	428	557
Set/17	561	685
Out/17	495	849
Nov/17	465	743
Dez/17	459	804
Jan/18	526	922
Fev/18	482	885
Mar/18	499	877
Abr/18	489	912
Mai/18	574	944

Fonte: O Autor.

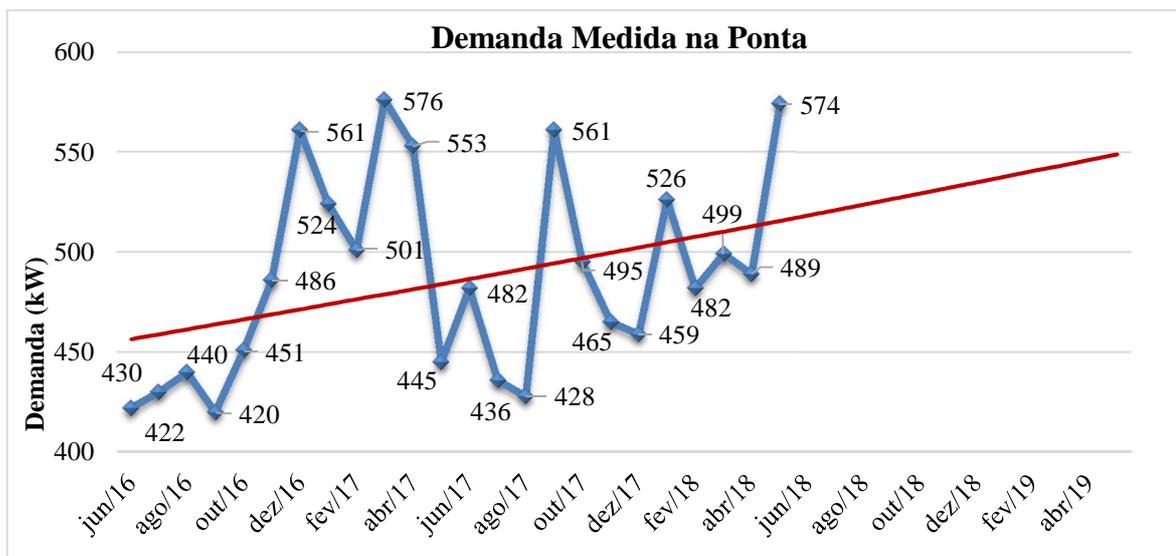
As Figuras 12 e 13 mostram as demandas medidas na ponta e fora da ponta do Quadro 6 em gráficos, sendo acrescentado a eles uma linha de tendência para verificar a possibilidade de aumento da demanda no próximo ano. Analisando os gráficos pelas linhas de tendência e pelo histórico do consumo, conclui-se que em relação à demanda na ponta e fora de ponta, os valores contratados atualmente 690 kW e 1200 kW, respectivamente, não serão atingidos dentro de um ano, tomando como base que a ALA-4 não venha a apresentar um aumento significativo na carga instalada.

A Resolução nº 714 da ANEEL (2016), diz que os contratos podem conter um acréscimo gradual da demanda, vedando-se mais de uma redução de demanda no período de 12 meses. Desse modo é possível realizar uma contratação escalonada de demanda, respeitando-se os prazos para acréscimo e redução, mas analisando-se as Figura 12 e 13 não foi possível achar

um padrão nos valores das demandas medidas e também pelo fato que a ALA-4 possa vir a sediar manobras que não tenham sido previstas na época da contratação das demandas, esse caso não foi analisado

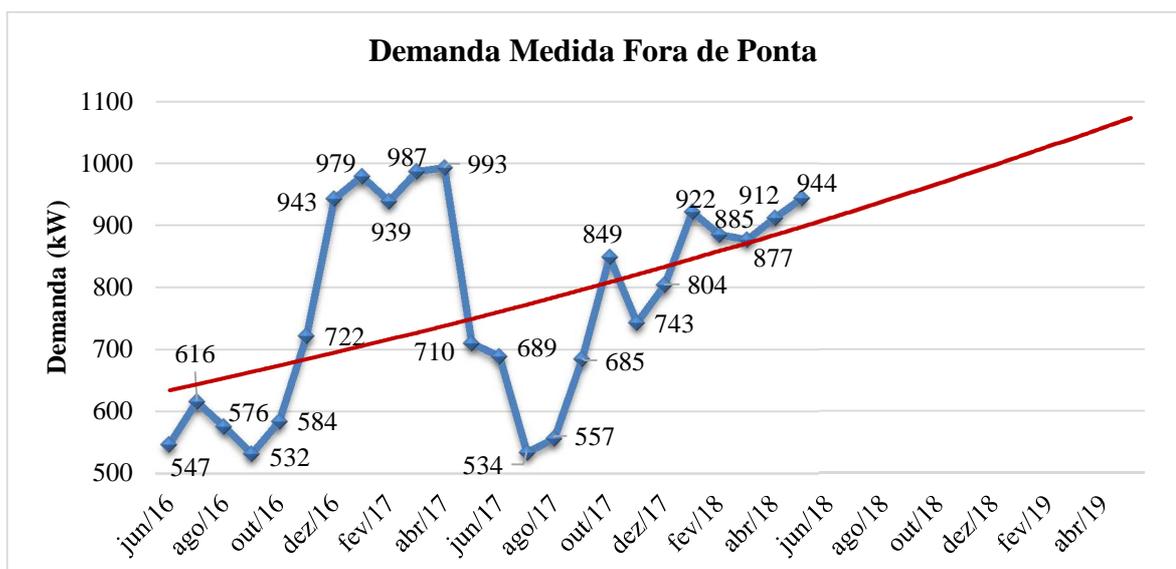
De posse dos dados do Quadro 6 e das Figuras 12 e 13, foi realizado um estudo para adequação dos valores contratados de demanda.

Figura 12 – Valores das demandas medidas na ponta



Fonte: O Autor.

Figura 13 – Valores das demandas medidas fora de ponta



Fonte: O Autor.

Utilizando o Excel, realizou-se a comparação dos custos no período analisado utilizando os valores de demanda em contrato vigente com uma adequação nesses valores, resultando nos Quadros 7 e 8 respectivamente.

Quadro 7 – Valores pagos com as faturas de energia elétrica do contrato atual

Demanda Contratada (kW)			Ponta	Fora de Ponta	Custo Total (R\$)				3.378.241,12		
			690	1200							
Mês	Consumo de Energia na Ponta (kWh)	Consumo de Energia Fora de Ponta (kWh)	Demanda Medida na Ponta (kW)	Demanda Medida Fora de Ponta (kW)	Custo Energia na Ponta (R\$)	Custo Energia Fora de Ponta (R\$)	Custo Demanda Faturável na Ponta (R\$)	Custo Demanda Faturável Fora de Ponta (R\$)	Custo Ultrapassagem da Demanda (R\$)		Valor da Fatura (R\$)
									Na Ponta	Fora de Ponta	
jun/16	21.628	196.704	422	547	11.121,98	67.731,09	22.273,20	26.004,00	-	-	127.130,27
jul/16	23.504	218.112	430	616	12.086,70	75.102,50	22.273,20	26.004,00	-	-	135.466,40
ago/16	22.634	220.080	440	576	11.639,31	75.780,15	22.273,20	26.004,00	-	-	135.696,65
set/16	24.138	213.624	420	532	12.412,73	73.557,15	22.273,20	26.004,00	-	-	134.247,08
out/16	21.272	205.824	451	584	10.938,91	70.871,38	22.273,20	26.004,00	-	-	130.087,49
nov/16	21.338	209.376	486	722	10.972,85	72.094,44	22.273,20	26.004,00	-	-	131.344,49
dez/16	23.691	239.376	561	943	12.182,86	82.424,34	22.273,20	26.004,00	-	-	142.884,40
jan/17	26.263	284.736	524	979	13.505,49	98.043,15	22.273,20	26.004,00	-	-	159.825,83
fev/17	24.256	274.608	501	939	12.473,41	94.555,77	22.273,20	26.004,00	-	-	155.306,38
mar/17	26.910	285.504	576	987	13.838,20	98.307,59	22.273,20	26.004,00	-	-	160.422,99
abr/17	31.247	304.368	553	993	16.068,46	104.803,03	22.273,20	26.004,00	-	-	169.148,69
mai/17	16.216	181.824	445	710	8.338,92	62.607,46	22.273,20	26.004,00	-	-	119.223,57
jun/17	24.287	206.736	482	689	12.489,35	71.185,41	22.273,20	26.004,00	-	-	131.951,95
jul/17	22.775	222.960	436	534	11.711,82	76.771,82	22.273,20	26.004,00	-	-	136.760,83
ago/17	23.796	193.344	428	557	12.236,86	66.574,14	22.273,20	26.004,00	-	-	127.088,19
set/17	22.214	188.400	561	685	11.423,33	64.871,77	22.273,20	26.004,00	-	-	124.572,30
out/17	21.428	186.864	495	849	11.019,13	64.342,88	22.273,20	26.004,00	-	-	123.639,22
nov/17	22.613	208.896	465	743	11.628,51	71.929,16	22.273,20	26.004,00	-	-	131.834,87
dez/17	22.184	223.488	459	804	11.407,90	76.953,62	22.273,20	26.004,00	-	-	136.638,72
jan/18	25.328	282.048	526	922	13.024,67	97.117,59	22.273,20	26.004,00	-	-	158.419,46
fev/18	25.205	267.168	482	885	12.961,42	91.993,96	22.273,20	26.004,00	-	-	153.232,58
mar/18	24.982	273.312	499	877	12.846,74	94.109,52	22.273,20	26.004,00	-	-	155.233,46
abr/18	24.599	254.352	489	912	12.649,79	87.581,02	22.273,20	26.004,00	-	-	148.508,01
mai/18	26.614	254.448	574	944	13.685,98	87.614,08	22.273,20	26.004,00	-	-	149.577,26

Fonte: O Autor.

Quadro 8 – Valores com o ajuste das demandas contratadas

Demanda Contratada (kW)			Ponta	Fora de Ponta	Economia em Relação à Situação Atual (R\$)				245.832,47		
			501	879	Custo Total (R\$)				3.132.408,65		
Mês	Consumo de Energia na Ponta (kWh)	Consumo de Energia Fora de Ponta (kWh)	Demanda Medida na Ponta (kW)	Demanda Medida Fora de Ponta (kW)	Custo Energia na Ponta (R\$)	Custo Energia Fora de Ponta (R\$)	Custo Demanda Faturável na Ponta (R\$)	Custo Demanda Faturável Fora de Ponta (R\$)	Custo Ultrapassagem da Demanda (R\$)		Valor da Fatura (R\$)
									Na Ponta	Fora de Ponta	
jun/16	21.628	196.704	422	547	11.121,98	67.731,09	16.172,28	19.047,93	-	-	114.073,28
jul/16	23.504	218.112	430	616	12.086,70	75.102,50	16.172,28	19.047,93	-	-	122.409,41
ago/16	22.634	220.080	440	576	11.639,31	75.780,15	16.172,28	19.047,93	-	-	122.639,66
set/16	24.138	213.624	420	532	12.412,73	73.557,15	16.172,28	19.047,93	-	-	121.190,09
out/16	21.272	205.824	451	584	10.938,91	70.871,38	16.172,28	19.047,93	-	-	117.030,50
nov/16	21.338	209.376	486	722	10.972,85	72.094,44	16.172,28	19.047,93	-	-	118.287,50
dez/16	23.691	239.376	561	943	12.182,86	82.424,34	18.109,08	20.434,81	3.873,60	2.773,76	139.798,45
jan/17	26.263	284.736	524	979	13.505,49	98.043,15	16.914,72	21.214,93	-	4.334,00	154.012,28
fev/17	24.256	274.608	501	939	12.473,41	94.555,77	16.172,28	20.348,13	-	2.600,40	146.149,99
mar/17	26.910	285.504	576	987	13.838,20	98.307,59	18.593,28	21.388,29	4.842,00	4.680,72	161.650,08
abr/17	31.247	304.368	553	993	16.068,46	104.803,03	17.850,84	21.518,31	3.357,12	4.940,76	168.538,52
mai/17	16.216	181.824	445	710	8.338,92	62.607,46	16.172,28	19.047,93	-	-	106.166,58
jun/17	24.287	206.736	482	689	12.489,35	71.185,41	16.172,28	19.047,93	-	-	118.894,96
jul/17	22.775	222.960	436	534	11.711,82	76.771,82	16.172,28	19.047,93	-	-	123.703,84
ago/17	23.796	193.344	428	557	12.236,86	66.574,14	16.172,28	19.047,93	-	-	114.031,20
set/17	22.214	188.400	561	685	11.423,33	64.871,77	18.109,08	19.047,93	3.873,60	-	117.325,71
out/17	21.428	186.864	495	849	11.019,13	64.342,88	16.172,28	19.047,93	-	-	110.582,23
nov/17	22.613	208.896	465	743	11.628,51	71.929,16	16.172,28	19.047,93	-	-	118.777,88
dez/17	22.184	223.488	459	804	11.407,90	76.953,62	16.172,28	19.047,93	-	-	123.581,73
jan/18	25.328	282.048	526	922	13.024,67	97.117,59	16.979,28	19.979,74	-	-	147.101,28
fev/18	25.205	267.168	482	885	12.961,42	91.993,96	16.172,28	19.177,95	-	-	140.305,61
mar/18	24.982	273.312	499	877	12.846,74	94.109,52	16.172,28	19.047,93	-	-	142.176,47
abr/18	24.599	254.352	489	912	12.649,79	87.581,02	16.172,28	19.763,04	-	-	136.166,13
mai/18	26.614	254.448	574	944	13.685,98	87.614,08	18.528,72	20.456,48	4.712,88	2.817,10	147.815,24

Fonte: O Autor.

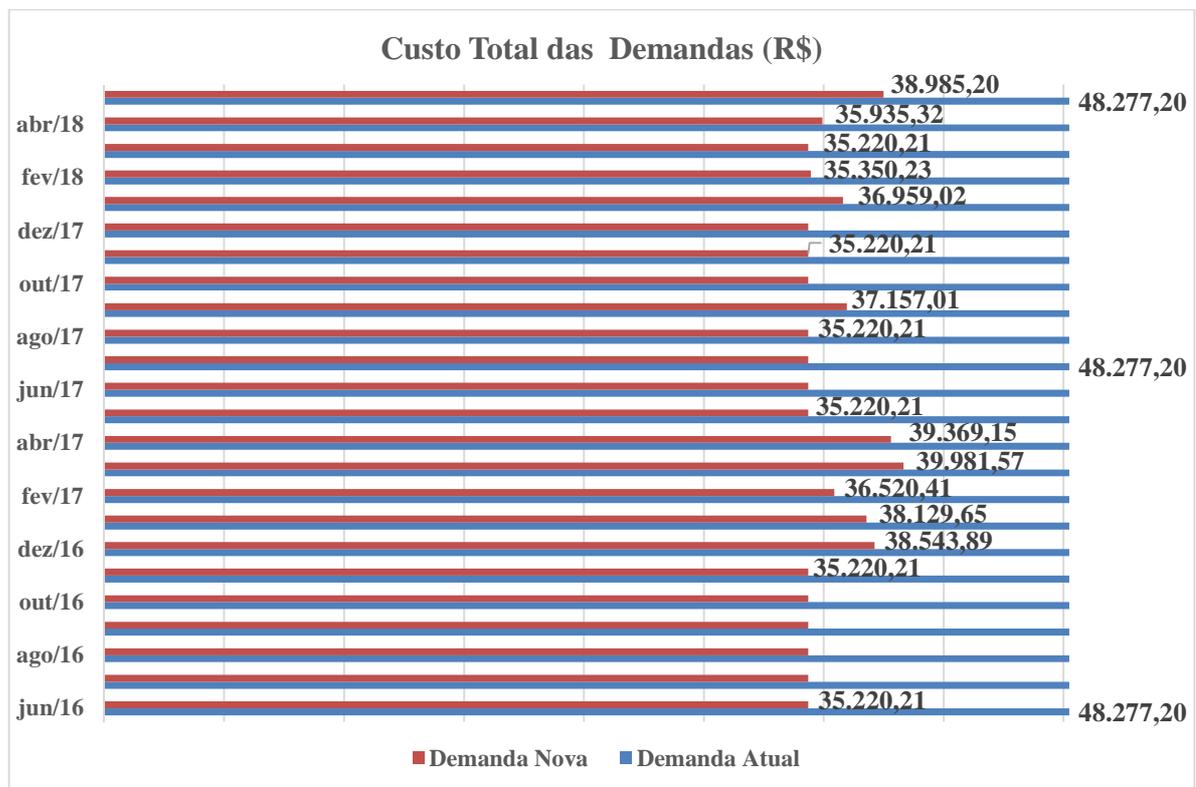
Os novos valores sugeridos das demandas contratadas na ponta e fora de ponta, 501 kW e 879 kW respectivamente, foram ajustados de modo que fosse obtido uma maior economia no período analisado.

Levando-se em conta os custos com contratação de demanda e energia no período analisado, sem impostos e bandeiras, sendo os valores das tarifas cobradas referentes a junho de 2018, com o contrato atual somou-se um gasto de R\$ 3.378.241,12. Com a adequação dos valores de demanda obteve-se um gasto total de R\$ 3.132.408,65 durante o mesmo período. Desse modo a economia final seria de R\$ 245.832,47, representando 7,28 %.

Observa-se que mesmo existindo meses em que ocorreram cobrança por ultrapassagem de demanda, os novos valores de contratação de demandas são menos onerosos.

A Figura 14 realiza uma comparação valorada do custo total com as demandas faturadas na ponta e fora de ponta, contratadas e sugeridas.

Figura 14 – Comparação valorada das demandas faturadas



Fonte: O Autor.

Realizando a análise para apenas um ano (junho/2017 a maio/2018), supondo que o consumo de energia e as demandas não sofram alterações significativas, caso os valores

contratados de demanda fiquem inalterados, com o aumento médio de 22,47 % na revisão tarifária aprovada pela ANEEL para a RGE-Sul, o valor gasto com as faturas de energia, sem impostos e bandeiras tarifárias, será de R\$ 1.677.456,87. Com a adequação no contrato das demandas, no mesmo período e com os novos valores das tarifas, o custo será de R\$ 1.540.462,30, tendo uma economia de R\$ 136.994,57, representando 8,17 %.

3.2 CASO 2 - ANÁLISE DA TROCA DA MODALIDADE TARIFÁRIA

Nesse segundo caso é realizada a comparação dos gastos com as faturas de energia entre a modalidade tarifária Horária Azul e a Horária Verde.

O Quadro 9 mostra os valores das tarifas para cada modalidade. Observa-se que a modalidade Azul possui um valor mais baixo para a energia ativa consumida na ponta e fora de ponta e a modalidade Verde possui um valor único para a demanda ativa na ponta e fora de ponta.

Quadro 9 – Valores das tarifas da modalidade tarifária horária azul e verde subgrupo A4

Demanda Ativa (R\$/kW)		Ultrapassagem Demanda (R\$/kW)		Energia Ativa (R\$/kWh)	
Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
Horária Verde A4					
21,67		43,34		1,29293	0,34433
Horária Azul A4					
32,28	21,67	64,56	43,34	0,51424	0,34433

Fonte: (Adaptado de CPFL Energia, 2018).

Com o auxílio do Excel, foi possível realizar a comparação dos valores gastos com as faturas de energia no período de 2 anos. Foi realizada a comparação entre os custos com a energia elétrica da modalidade Azul, utilizando os valores atuais das demandas, conforme Quadro 7, com os custos das demandas para a modalidade Verde, sendo que, como essa última possui somente um valor de demanda para o horário de ponta e fora de ponta, o valor utilizado para ela foi o de 879 kW, sendo esse o valor encontrado no ajuste dos valores de demanda do item 3.1, resultando nos valores do Quadro 10.

A diferença entre os valores pagos com a modalidade Azul e a Verde foi de R\$ 223.335,82, representando uma economia de 6,61 %, no período de 2 anos.

Quadro 10 – Custos com a modalidade tarifária verde

Economia em Relação à Situação Atual (R\$)										223.335,82
Demanda Contratada (kW)				879		Custo Total (R\$)				3.154.905,30
Mês	Consumo de Energia na Ponta (kWh)	Consumo de Energia Fora de Ponta (kWh)	Demanda Medida na Ponta (kW)	Demanda Medida Fora de Ponta (kW)	Demanda Faturável (kW)	Custo Energia na Ponta (R\$)	Custo Energia Fora de Ponta (R\$)	Custo da Demanda Faturável (R\$)	Custo Ultrapassagem da Demanda (R\$)	Valor da Fatura (R\$)
jun/16	21.628	196.704	422	547	547	27.963,49	67.731,09	19.047,93	-	114.742,51
jul/16	23.504	218.112	430	616	616	30.389,03	75.102,50	19.047,93	-	124.539,46
ago/16	22.634	220.080	440	576	576	29.264,18	75.780,15	19.047,93	-	124.092,25
set/16	24.138	213.624	420	532	532	31.208,74	73.557,15	19.047,93	-	123.813,83
out/16	21.272	205.824	451	584	584	27.503,21	70.871,38	19.047,93	-	117.422,51
nov/16	21.338	209.376	486	722	722	27.588,54	72.094,44	19.047,93	-	118.730,91
dez/16	23.691	239.376	561	943	943	30.630,80	82.424,34	20.434,81	2.773,76	136.263,71
jan/17	26.263	284.736	524	979	979	33.956,22	98.043,15	21.214,93	4.334,00	157.548,30
fev/17	24.256	274.608	501	939	939	31.361,31	94.555,77	20.348,13	2.600,40	148.865,61
mar/17	26.910	285.504	576	987	987	34.792,75	98.307,59	21.388,29	4.680,72	159.169,35
abr/17	31.247	304.368	553	993	993	40.400,18	104.803,03	21.518,31	4.940,76	171.662,29
mai/17	16.216	181.824	445	710	710	20.966,15	62.607,46	19.047,93	-	102.621,54
jun/17	24.287	206.736	482	689	689	31.401,39	71.185,41	19.047,93	-	121.634,73
jul/17	22.775	222.960	436	534	534	29.446,48	76.771,82	19.047,93	-	125.266,23
ago/17	23.796	193.344	428	557	557	30.766,56	66.574,14	19.047,93	-	116.388,63
set/17	22.214	188.400	561	685	685	28.721,15	64.871,77	19.047,93	-	112.640,85
out/17	21.428	186.864	495	849	849	27.704,90	64.342,88	19.047,93	-	111.095,72
nov/17	22.613	208.896	465	743	743	29.237,03	71.929,16	19.047,93	-	120.214,12
dez/17	22.184	223.488	459	804	804	28.682,36	76.953,62	19.047,93	-	124.683,91
jan/18	25.328	282.048	526	922	922	32.747,33	97.117,59	19.979,74	-	149.844,66
fev/18	25.205	267.168	482	885	885	32.588,30	91.993,96	19.177,95	-	143.760,21
mar/18	24.982	273.312	499	877	877	32.299,98	94.109,52	19.047,93	-	145.457,43
abr/18	24.599	254.352	489	912	912	31.804,79	87.581,02	19.763,04	-	139.148,85
mai/18	26.614	254.448	574	944	944	34.410,04	87.614,08	20.456,48	2.817,10	145.297,70

Fonte: O Autor.

De posse dos valores da modalidade Horária Azul realizando o ajuste das demandas (Quadro 8) e dos valores encontrados para a Horária Verde (Quadro 10), pode-se realizar a comparação entre os dois casos. Os gastos com a Azul ficaram em R\$ 3.132.408,65 e da Verde em R\$ 3.154.905,30, sendo a Azul menos onerosa para o período analisado de 2 anos.

3.3 CASO 3 - ANÁLISE DA TROCA DE SUBGRUPO CONSUMIDOR

Nos itens 3.1 e 3.2 analisou-se a possibilidade de alteração dos valores das demandas contratadas e a mudança da modalidade tarifária Azul para Verde, respectivamente, com a finalidade de diminuir os custos com energia elétrica na ALA-4, sem investimentos, somente com a alteração do contrato e num curto período de tempo.

A análise realizada agora será a troca da classe de fornecimento do subgrupo A4 (2,3 a 25 kV) para o A3 (69 kV). Essa mudança de subgrupo acarreta em custos com a construção de uma subestação de 69 kV na unidade e depende também da disponibilidade da concessionária de energia em atender nessa classe de tensão. A Resolução N° 414 da ANEEL (2010), em seu artigo 12 diz que a competência para informar ao consumidor a tensão de fornecimento da unidade consumidora é da distribuidora, assim, para que a mesma seja atendida em tensão primária de distribuição igual ou superior a 69 kV, a demanda contratada deve ser superior a 2.500 kW.

As tarifas de energia do subgrupo A3 possuem um valor menor quando comparado às tarifas do A4, como mostra o Quadro 11, onde observa-se em destaque uma redução considerável nos valores das demandas e ultrapassagem de demanda na ponta e fora de ponta. Os valores praticados para a energia ativa consumida em kWh não possuem grande diferença para os dois subgrupos. Os valores utilizados entraram em vigor em junho de 2018.

Quadro 11 - Valores das tarifas para os subgrupos A3 e A4

Demanda Ativa (R\$/kW)		Ultrapassagem Demanda (R\$/kW)		Energia Ativa (R\$/kWh)	
Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
Subgrupo A3 (69 kV)					
14,62	12,40	29,24	24,80	0,50336	0,33345
Subgrupo A4 (2,3 a 25 kV)					
32,28	21,67	64,56	43,34	0,51424	0,34433

Fonte: (Adaptado de CPFL Energia, 2018).

O Quadro 12 mostra a comparação entre os valores pagos no subgrupo A4 Quadro 7 com o subgrupo A3, sendo que, para seguir o que diz a Resolução 414, a demanda contratada fora de ponta, foi ajustada para 2.501 kW, mas a demanda contratada na ponta é de 501 kW, valor encontrado no item 3.1. O ajuste foi realizado na demanda fora de ponta devido coincidir com o horário do expediente da ALA-4, onde a demanda de potência ativa é maior.

Quadro 12 – Custos com o subgrupo A3 sem ajuste das demandas contratadas

Demanda Contratada (kW)			Ponta	Fora de Ponta	Economia em Relação à Situação Atual (R\$)						290.905,54
			501	2501	Custo Total das Faturas (R\$)						3.087.335,57
Mês	Consumo de Energia na Ponta (kWh)	Consumo de Energia Fora de Ponta (kWh)	Demanda Medida na Ponta (kW)	Demanda Medida Fora de Ponta (kW)	Custo Energia na Ponta (R\$)	Custo Energia Fora de Ponta (R\$)	Custo Demanda Faturável na Ponta (R\$)	Custo Demanda Faturável Fora de Ponta (R\$)	Custo Ultrapassagem da Demanda (R\$)		Valor da Fatura (R\$)
									Na Ponta	Fora de Ponta	
jun/16	21.628	196.704	422	547	10.886,67	65.590,95	7.324,62	31.012,40	-	-	114.814,64
jul/16	23.504	218.112	430	616	11.830,97	72.729,45	7.324,62	31.012,40	-	-	122.897,44
ago/16	22.634	220.080	440	576	11.393,05	73.385,68	7.324,62	31.012,40	-	-	123.115,75
set/16	24.138	213.624	420	532	12.150,10	71.232,92	7.324,62	31.012,40	-	-	121.720,05
out/16	21.272	205.824	451	584	10.707,47	68.632,01	7.324,62	31.012,40	-	-	117.676,51
nov/16	21.338	209.376	486	722	10.740,70	69.816,43	7.324,62	31.012,40	-	-	118.894,14
dez/16	23.691	239.376	561	943	11.925,10	79.819,93	8.201,82	31.012,40	1.754,40	-	132.713,65
jan/17	26.263	284.736	524	979	13.219,74	94.945,22	7.660,88	31.012,40	-	-	146.838,24
fev/17	24.256	274.608	501	939	12.209,50	91.568,04	7.324,62	31.012,40	-	-	142.114,56
mar/17	26.910	285.504	576	987	13.545,42	95.201,31	8.421,12	31.012,40	2.193,00	-	150.373,25
abr/17	31.247	304.368	553	993	15.728,49	101.491,51	8.084,86	31.012,40	1.520,48	-	157.837,74
mai/17	16.216	181.824	445	710	8.162,49	60.629,21	7.324,62	31.012,40	-	-	107.128,72
jun/17	24.287	206.736	482	689	12.225,10	68.936,12	7.324,62	31.012,40	-	-	119.498,24
jul/17	22.775	222.960	436	534	11.464,02	74.346,01	7.324,62	31.012,40	-	-	124.147,06
ago/17	23.796	193.344	428	557	11.977,95	64.470,56	7.324,62	31.012,40	-	-	114.785,53
set/17	22.214	188.400	561	685	11.181,64	62.821,98	8.201,82	31.012,40	1.754,40	-	114.972,24
out/17	21.428	186.864	495	849	10.786,00	62.309,80	7.324,62	31.012,40	-	-	111.432,82
nov/17	22.613	208.896	465	743	11.382,48	69.656,37	7.324,62	31.012,40	-	-	119.375,87
dez/17	22.184	223.488	459	804	11.166,54	74.522,07	7.324,62	31.012,40	-	-	124.025,63
jan/18	25.328	282.048	526	922	12.749,10	94.048,91	7.690,12	31.012,40	-	-	145.500,53
fev/18	25.205	267.168	482	885	12.687,19	89.087,17	7.324,62	31.012,40	-	-	140.111,38
mar/18	24.982	273.312	499	877	12.574,94	91.135,89	7.324,62	31.012,40	-	-	142.047,85
abr/18	24.599	254.352	489	912	12.382,15	84.813,67	7.324,62	31.012,40	-	-	135.532,85
mai/18	26.614	254.448	574	944	13.396,42	84.845,69	8.391,88	31.012,40	2.134,52	-	139.780,91

Fonte: O Autor.

Verifica-se no Quadro 12 que mesmo alterando o valor da demanda contratada fora de ponta de 1.200 kW (contrato atual) para 2.501 kW, a troca para o subgrupo A3 geraria uma economia de R\$ 290.905,54 no período analisado, ou seja, 8,61 %.

3.3.1 Subestação de Energia

Para a troca de subgrupo de fornecimento, deverá ser construída uma subestação de energia de 69 kV. Nesse item será apresentado um projeto sucinto referente à subestação que deverá atender a ALA-4, não sendo realizado um aprofundamento maior devido à complexidade do mesmo.

3.3.1.1 Transformador de Força

De posse da maior demanda exigida pela unidade consumidora, 1.079,348 kVA (993 kW), registrada na fatura de abril de 2017, estimou-se o valor da demanda para os próximos 30 anos, considerando uma taxa de crescimento de 2 % ao ano, como mostra o Quadro 13. Desse modo a potência do transformador escolhido foi de 2 MVA.

Quadro 13 – Estimativa de crescimento da demanda para 30 anos

Ano	S (kVA)
1	1.079,35
2	1.100,93
3	1.122,95
4	1.145,41
...	...
27	1.806,20
28	1.842,32
29	1.879,17
30	1.916,75

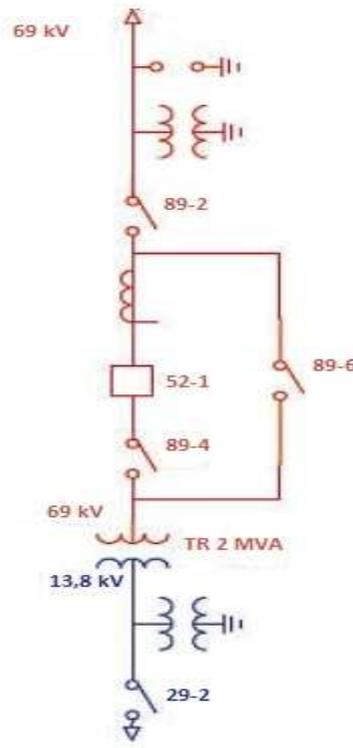
Fonte: O Autor.

3.3.1.2 Diagrama Unifilar

Devido a ALA-4 estar passando por uma reforma em sua rede elétrica com a construção de uma nova entrada de energia, uma KF e reestruturação em sua rede de baixa e média tensão,

onde essa última será em configuração anel, aumentando a confiabilidade do sistema, optou-se pela utilização da configuração de barramento simples para a subestação de 69 kV, devido ser de instalação simples, custo reduzido e ter os erros em manobras reduzidos. A Figura 15 ilustra o diagrama unifilar da subestação proposta.

Figura 15 – Diagrama unifilar da subestação de 69 kV



Fonte: O Autor.

3.3.1.3 Custos de Implantação da Subestação

Para a definição dos custos de implantação da subestação foi utilizado o Banco de Preços da ANEEL referente a junho de 2017. Os custos estão divididos em módulos e apresentados em quadros no Apêndice A.

Segundo a ANEEL, em seu Banco de Preços:

Com o intuito de uniformizar as informações dos quantitativos de cada módulo, tal que se tenha um padrão de referência para os custos modulares, foi elaborada uma configuração típica para cada nível de tensão e arranjo físico, da qual fazem parte.

O Quadro 17, contém os custos referente ao Módulo de Equipamentos, composto pelo transformador trifásico de 2 MVA, 69 kV/13,8 kV, para-raios, sistema contra incêndio e obras civis.

No Quadro 18 temos o Módulo de Infraestrutura Geral onde estão os custos referentes ao terreno, cercas, muros, terraplanagem e outros que compõem o módulo.

O Módulo de Infraestrutura de Manobra apresentado no Quadro 19 é composto pelos elementos necessários à infraestrutura de cada setor de manobra, dividido nesse caso em dois subsetores no lado de alta tensão (69 kV) e dois subsetores no lado de média tensão (13,8 kV), assim o custo deve ser multiplicado pelo número de subsetores correspondentes. Os subsetores do lado de alta são o de entrada de linha e o de conexão ao transformador e do lado de média tensão são o de conexão ao transformador e o de entrada de linha.

Os Quadros 20 e 21 são referentes aos custos dos Módulos de Manobra de Conexão ao Transformador do lado de alta e média tensão respectivamente.

Os custos referentes aos Módulos de Manobra de Entrada de Linha para o lado de 69 kV e para o lado de 13,8 kV são especificados nos Quadros 22 e 23, respectivamente.

Os custos do Módulo de Interligação de Barras não foram calculados devido não estar previsto esse módulo para a configuração barramento simples, conforme especifica o Banco de Preços da ANEEL.

O Quadro 14 mostra o resultado final dos custos com a subestação divididos por módulos.

Quadro 14 – Custo total da subestação

MÓDULO	CUSTO
Módulo de Equipamentos (ME)	R\$ 463.694,54
Módulo de Infraestrutura Geral (MIG)	R\$ 3.954.422,10
Módulo de Infraestrutura de Manobra (MIM) (13,8 kV) (2 unidades)	R\$ 203.141,46
Módulo de Infraestrutura de Manobra (MIM) (69 kV) (2 unidades)	R\$ 203.141,46
Módulo de Manobra Conexão do Transformador (MM) (CT) (13,8 kV)	R\$ 1.058.992,41
Módulo de Manobra Conexão do Transformador (MM) (CT) (69 kV)	R\$ 1.305.887,95
Módulo de Manobra Entrada de Linha (MM) (EL) (13,8 kV)	R\$ 1.182.418,91
Módulo de Manobra Entrada de Linha (MM) (EL) (69 kV)	R\$ 1.596.515,85
CUSTO TOTAL DA SUBESTAÇÃO	R\$ 9.968.214,68

Fonte: O Autor

3.3.1.4 Análise Econômica da Subestação de 69 kV

Foi realizada a análise econômica para implementação da subestação, com a finalidade de verificar se o investimento no projeto é viável, como mostra o Quadro 15.

A diferença média anual das tarifas foi calculada dividindo-se a economia obtida no Quadro 12 por 2.

Segundo Samanez (2009), o objetivo do VPL (Valor Presente Líquido) é encontrar investimentos que valham mais do que custam, isto é, VPL positivo.

A TIR (Taxa Interna de Retorno) visa a complementar o VPL na análise do investimento, caso a TIR seja maior que a rentabilidade esperada, o projeto é economicamente viável.

Quadro 15 – Análise econômica da subestação

Investimento (R\$)	9.968.214,68
Taxa de Juros (% a.a)	8
Diferença Média Anual das Tarifas (R\$)	145.452,,77
VPL (R\$)	-8.185.286,13
TIR (%)	-5
Payback (anos)	32

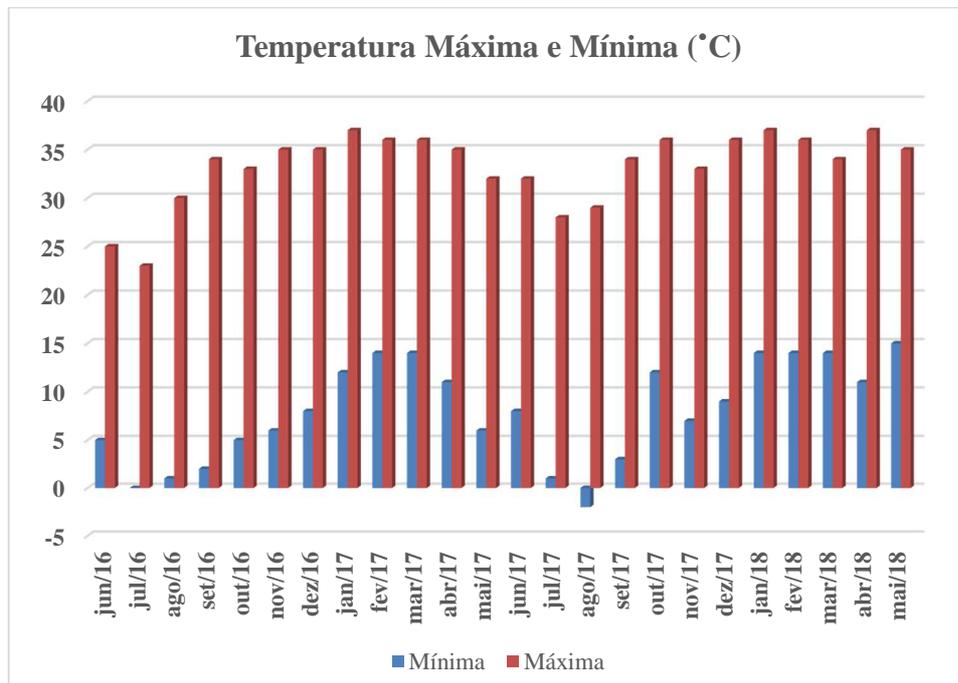
Fonte: O Autor.

Pela análise econômica, observa-se que o VPL obtido foi menor que zero, indicando que o investimento é inviável. A TIR calculada (-5 %), confirma que não é viável o investimento, pois ela é menor que a rentabilidade esperada (8 %). Caso o investimento fosse realizado, o Payback (Tempo de Retorno do Investimento) seria de 32 anos.

3.4 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NA DEMANDA MEDIDA

Devido a ALA-4 possuir uma quantidade considerável de máquinas de ar-condicionado, essas influenciam diretamente no consumo e na demanda medida, assim, através do site do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), obteve-se as temperaturas máximas e mínimas mensais para o período analisado de 2 anos, esses dados foram transformados em gráfico como mostra a Figura 16.

Figura 16 – Temperaturas máximas e mínimas

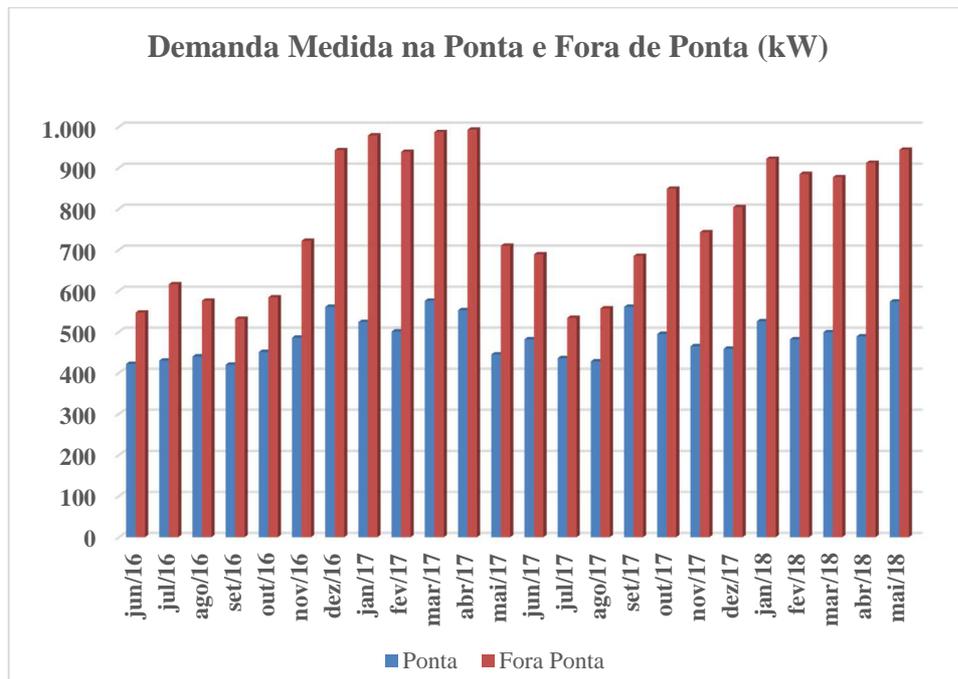


Fonte: (Adaptado de INMET).

Na Figura 17 foram plotadas as demandas medidas no período analisado. Nos gráficos, os meses correspondem ao mês de pagamento da fatura, assim os valores das demandas referem-se ao consumo do mês anterior, então para isso os valores das temperaturas foram obtidos para corresponderem ao mês das demandas medidas.

Realizando uma análise nas Figuras 16 e 17, observa-se que os meses que as demandas medidas atingiram um valor acima de 900 kW fora de ponta e acima de 550 kW na ponta, foram os meses em que as temperaturas máximas ficaram próximas ou acima de 35° C, indicando que as máquinas de ar-condicionado influenciam diretamente no valor da demanda medida.

Figura 17 – Valores das demandas medidas na ponta e fora de ponta

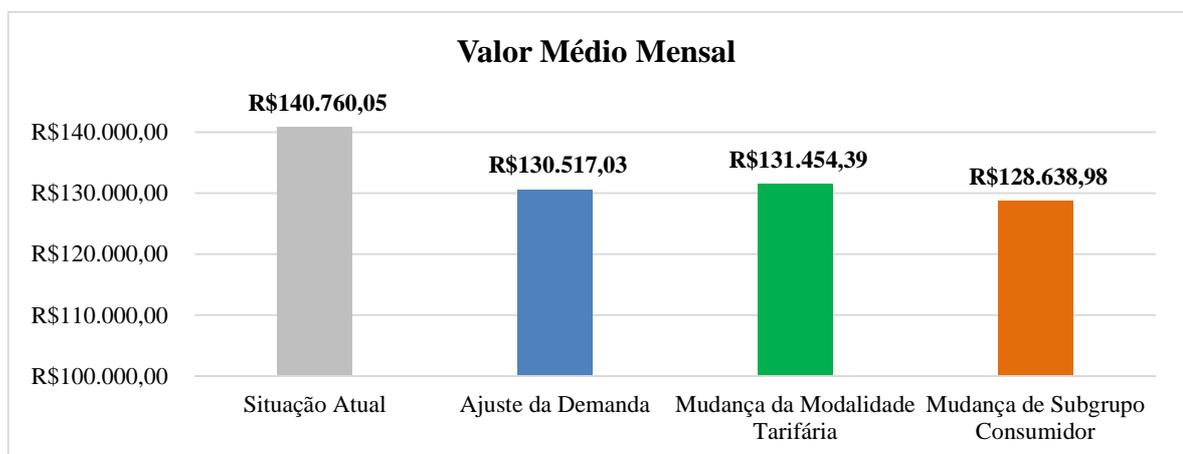


Fonte: O Autor.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

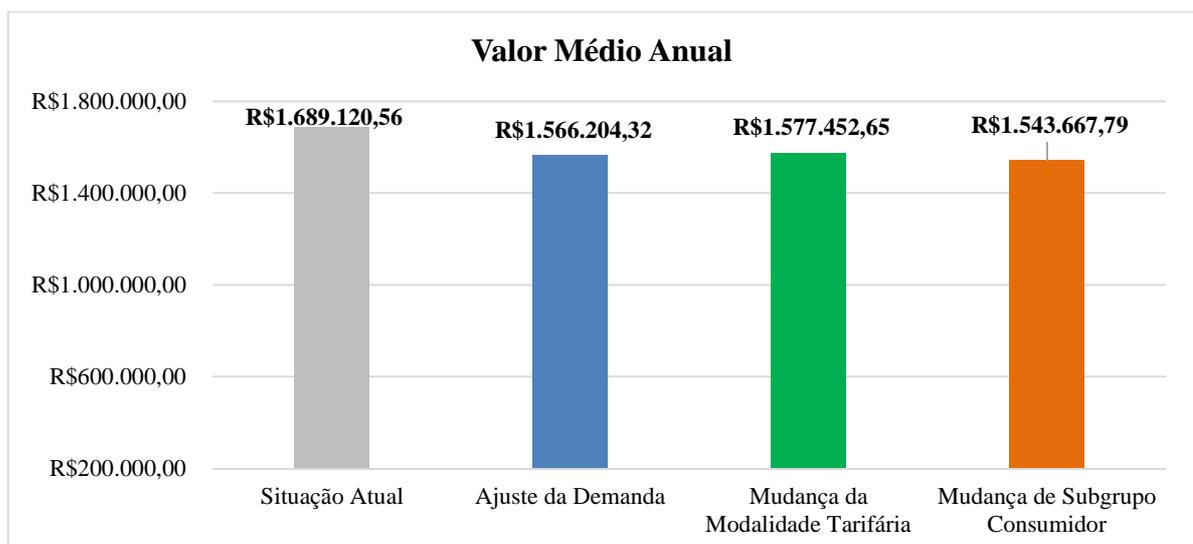
As Figuras 18 e 19 mostram os valores médios mensal e anual das tarifas de energia para cada caso analisado. Nas Figuras 20 e 21 observa-se a economia média mensal e a anual de cada caso em relação à situação atual. Por fim, a Figura 22 traz uma comparação valorada para cada mês do período analisado.

Figura 18 – Valor médio mensal



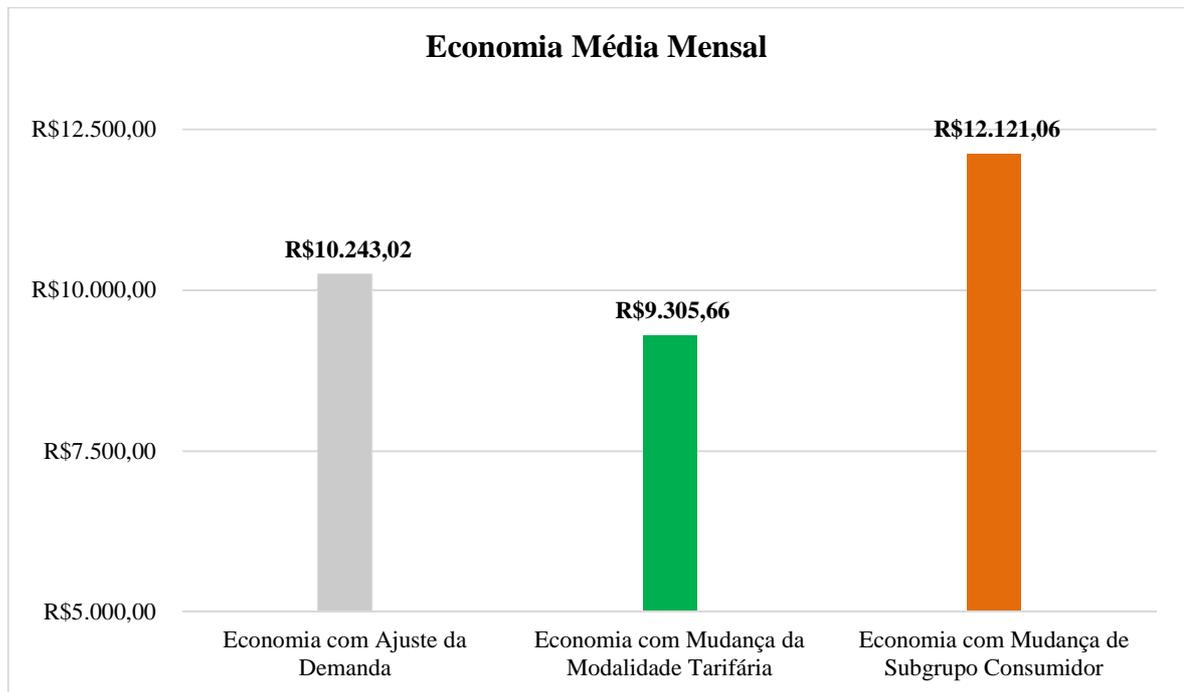
Fonte: O Autor.

Figura 19 – Valor médio anual



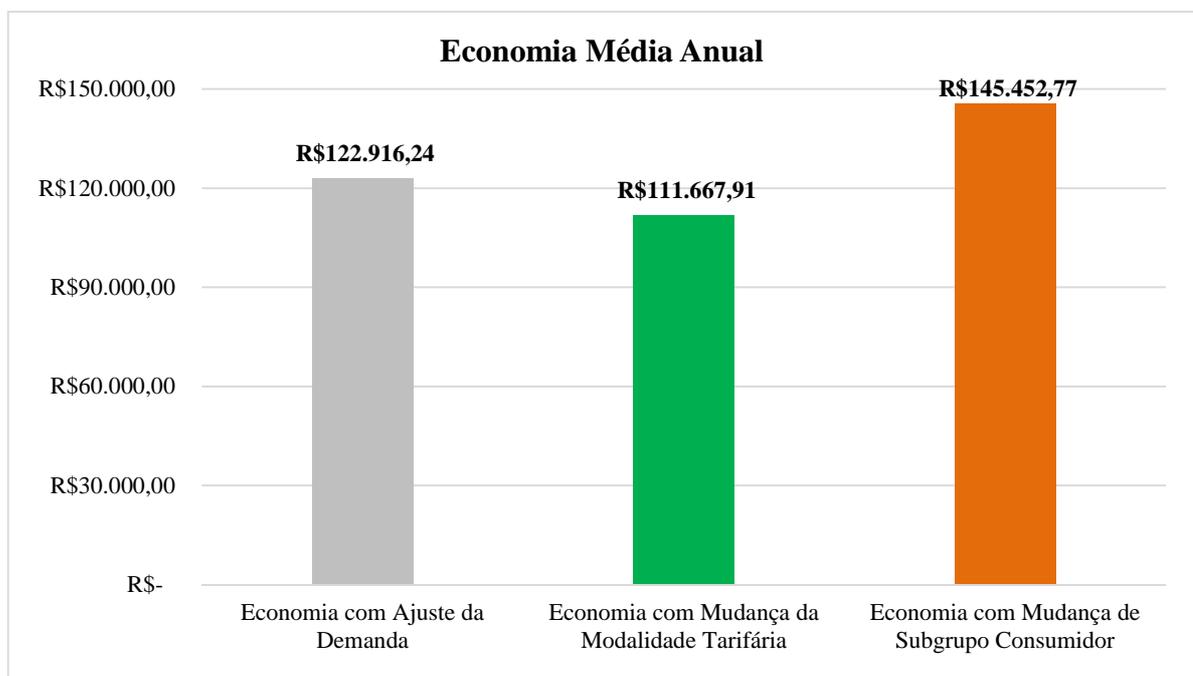
Fonte: O Autor.

Figura 20 – Economia média mensal



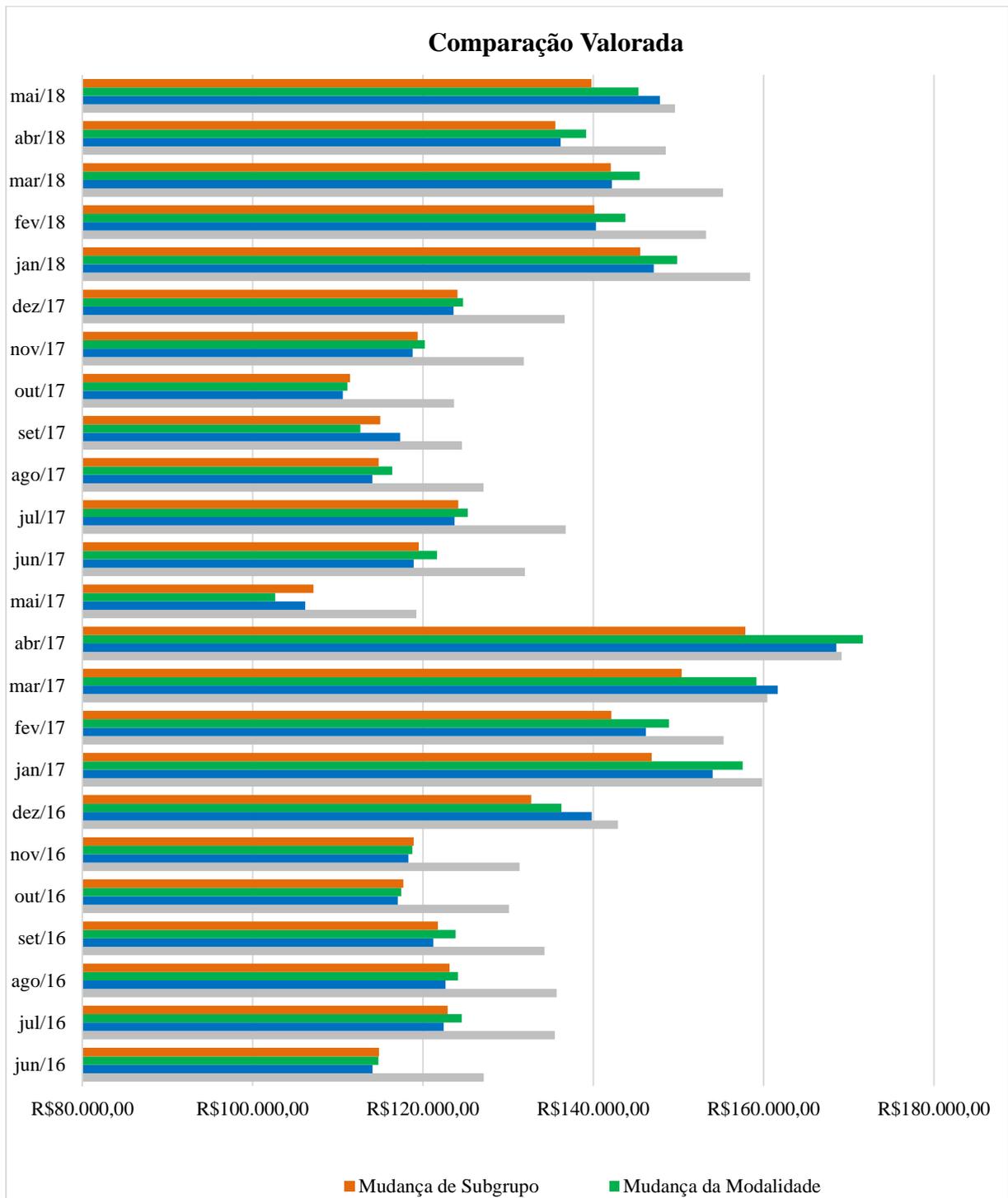
Fonte: O Autor.

Figura 21 – Economia média anual



Fonte: O Autor.

Figura 22 – Comparação valorada



Fonte: O Autor.

Para a análise dos resultados foi construído o Quadro 16 que mostra para cada caso o investimento, o prazo para ser colocado em prática e as economias em relação à situação atual do contrato de energia elétrica da ALA-4, em reais e porcentagem.

Quadro 16 – Comparação dos casos estudados

	Caso 1 - Ajuste das Demandas Contratadas (Horária Azul)	Caso 2 - Troca da Modalidade Tarifária (Horária Verde)	Caso 3 - Troca de Subgrupo Consumidor (Horária Azul A3)
INVESTIMENTO	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 9.968.214,68
PRAZO	Curto	Curto	Longo
ECONOMIA EM RELAÇÃO À SITUAÇÃO ATUAL	R\$ 245.832,47	R\$ 223.335,82	R\$ 290.905,54
ECONOMIA	7,28 %	6,61 %	8,61 %

Fonte: O Autor.

Os casos 1 e 2 podem ser aplicados de imediato, isto é, respeitando o prazo previsto (90 dias) para que a concessionária de energia atenda a solicitação de redução da demanda contratada. Os dois casos possuem pouca diferença em relação à economia proporcionada, sendo que o caso 1, possui a desvantagem de ter que ser realizado um controle mais efetivo em cima de dois valores de demanda contratada (na ponta e fora de ponta), sendo ele mais vantajoso para unidades que possuem um consumo maior de energia no horário de ponta. O caso 2 destina-se a unidades onde o consumo de energia na ponta é reduzido ou onde utiliza-se geração própria nesse horário.

Quem traz mais economia para a unidade é o caso 3, mas ele possui a desvantagem de demandar um tempo mais longo para trazer resultados, também depende da disponibilidade da concessionária de energia atender em 69 kV, isto é, se existem linhas disponíveis na região da unidade consumidora e conforme a análise econômica realizada no item 3.3.1.4 o seu

investimento é inviável. Esse caso exige que a manutenção da subestação seja realizada pela ALA-4, sendo que essa não possui técnicos habilitados a operarem nesse nível de tensão, demandando investimento constante em cursos de operação, manutenção e segurança.

O mais aconselhável seria o ajuste do contrato de energia para os valores de demandas contratadas de 501 kW na ponta e 879 kW fora de ponta, trazendo assim em curto prazo uma economia para a ALA-4.

5 CONCLUSÃO

Os procedimentos realizados nesse trabalho visam dar suporte para a tomada de decisões da CIGE-SM em relação aos melhores métodos para proporcionar uma redução nos valores das faturas de energia elétrica e consequente economia para a ALA-4.

É notório que a economia de energia não depende somente dos ajustes de demanda contratada, troca de modalidade ou de subgrupo consumidor, mas também da conscientização do efetivo da ALA-4 para que os mesmos estejam engajados e comprometidos para que as metas de economia sejam alcançadas. Para isso o efetivo deve ser constantemente lembrado dos benefícios que a economia de energia traz para a organização e para a sociedade como um todo.

Pelo levantamento de dados em campo para a realização desse trabalho, observou-se que existe uma grande quantidade de máquinas de ar-condicionado na ALA-4, o que geralmente é comum em serviço público, sendo elas as responsáveis por grande parte do consumo de energia elétrica. Desse modo pode ser realizado um trabalho de substituição gradual, à medida que seja necessário, das máquinas velhas por outras de melhor eficiência energética, como por exemplo split inverter. A substituição da iluminação para lâmpadas a LED e controladores de demanda são outras alternativas para que o consumo de energia e demanda medida diminuam.

As análises realizadas nesse trabalho devem ser feitas constantemente na ALA-4 para que a mesma não fique com seu contrato de energia defasado, ocasionando desse modo gastos desnecessários para a unidade.

5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Sugere-se que em trabalhos futuros seja analisado a implementação de geração distribuída através de energia fotovoltaica que poderá ser utilizada em locais que demandam mais energia ou para suprir a carga em horários com maior demanda.

O estudo de viabilidade técnica para implementação de controladores de demanda também é interessante, assim os mesmos podem continuamente estarem monitorando o consumo para que as demandas medidas permaneçam dentro dos valores em contrato e caso seja necessário desliguem cargas que não afetem a rotina da ALA-4.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRADEE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Comparação Internacional de Tarifas de Energia Elétrica**. Brasília, 2017. Disponível em: <<https://bit.ly/2MjLrEf>>. Acesso em 17 de abr. 2018.

ALA-4. **Portaria ALA 4 n. 214/ESM ALA 4, de 26 de abril de 2018**. Dispõe sobre a constituição da Comissão Interna de Gestão de Energia da Guarnição Aeronáutica de Santa Maria (CIGE-SM).

ANEEL (2016) – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Por Dentro da Conta de Luz**. 7 ed. Brasília, 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/1ToFUZy>>. Acesso em 17 abr. 2018.

ANEEL (2017a) - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Bandeiras Tarifárias**. Brasília, 2017. Disponível em: <<https://bit.ly/1VUdU57>>. Acesso em 17 abr. 2018.

ANEEL (2017b) - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Como é Composta a Tarifa**. Brasília, 2017. Disponível em: <<https://bit.ly/2lw7ZGi>>. Acesso em 17 abr. 2018.

ANEEL (2017c) - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Entendendo a Tarifa**. Brasília, 2017. Disponível em: <<https://bit.ly/2hHFHYM>>. Acesso em 17 abr. 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Preços**. Brasília, Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/atreh2009758.pdf>>. Acesso em 17 abr. 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa n. 414/2010**. Brasília, 2010. Disponível em: <<https://bit.ly/2luuP19>>. Acesso em 02 jun. 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa n. 506/2012**. Brasília, 2012. Disponível em: <<https://bit.ly/2KbBdbl>>. Acesso em 02 jun. 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa n. 714/2016**. Brasília, 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/2LokFue>>. Acesso em 02 jun. 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional)**. Brasília, 2017. Disponível em: <<https://bit.ly/2ttNWfl>>. Acesso em 02 jun. 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária)**. Brasília, 2017. Disponível em: <<https://bit.ly/2Mge5pu>>. Acesso em 02 jun. 2018.

BRASIL, Lei n. 8.631, de 04 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Poder executivo, Brasília, DF, 05 de mar. 1993. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/1993/lei-8631-4-marco-1993-363230-publicacaooriginal-1-pl.html>>. Acesso em 17 abr. 2018.

BRASIL, Lei n. 9.074, de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviço público e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Poder executivo, Brasília, DF, 08 de jul. 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9074cons.htm>. Acesso em 17 abr. 2018.

CPFL ENERGIA. **Tarifas RGE Sul**. 2018. Disponível em: <<https://bit.ly/2MNeZLg>>. Acesso em: 15 jun. 2018.

DUAILIBE, Paulo. **Consultoria para Uso Eficiente de Energia**. CEFET-RJ.1999. Disponível em: <<https://bit.ly/1Ybs2az>>. Acesso em 02 jun. 2018.

FILHO, João M. **Instalações Elétricas Industriais**. 7 ed. Rio de Janeiro: LTC, 2006.

FUGIMOTO, Sérgio K. **Estrutura de Tarifas de Energia Elétrica Análise Crítica e Proposições Metodológicas**. 2010. 207 p. Tese (Doutorado em Engenharia). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010. Disponível em: <<https://bit.ly/2lrFREb>>. Acesso em 17 abr. 2018.

GONÇALVES, Renato M. **Guia de Projeto para Subestações de Alta Tensão**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. São Carlos, 2012. Disponível em: <<https://bit.ly/2MTITyS>>. Acesso em 17 abr. 2018.

INMET – INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. **Gráficos**. Brasília. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=tempo/graficos>>. Acesso em 15 de jun. 2018.

LEÃO, Ruth. **GTD – Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. 2009. Apostila. Universidade Federal do Ceará. Disponível em: <<https://bit.ly/2tKJn0d>>. Acesso em 28 jun. 2018.

MCDONALD, John D., **Electric Power Substations Engineering**, 2 ed. New York - USA, CRC Press, 2006.

MINISTÉRIO DA DEFESA – COMAER. **ICA 400-54/2018**, Implantação do Programa de Eficiência Energética no Âmbito do COMAER.

PAULINO, Jorge. **O Desenvolvimento dos Sistemas Elétricos de Potência e a sua Importância para o Desenvolvimento Sócio Econômico – Parte 3**. 2012. Disponível em: <<https://bit.ly/2KcE1VR>>. Acesso em 17 abr. 2018.

SAMANEZ, Carlos P. **Engenharia Econômica**. 1 ed. São Paulo: Pearson, 2009.

GLOSSÁRIO

Bandeiras Tarifárias	Sistema tarifário que tem como finalidade sinalizar aos consumidores faturados pela distribuidora por meio da Tarifa de Energia, os custos atuais da geração de energia elétrica.
Carga Instalada	Soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW).
Concessionária	Agente titular de concessão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica, doravante denominado distribuidora.
Consumidor	Pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, legalmente representada, que solicite o fornecimento, a contratação de energia ou o uso do sistema elétrico à distribuidora, assumindo as obrigações decorrentes deste atendimento a(s) sua(s) unidade(s) consumidora(s), segundo disposto nas normas e nos contratos.
Demanda Contratada	Demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, e que deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).
Demanda Faturável	Valor da demanda de potência ativa, considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW).
Demanda Medida	Maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada em intervalos de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento.
Distribuidora	Agente titular de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica.
Eficiência Energética	Procedimento que tem por finalidade reduzir o consumo de energia elétrica necessário à realização de um determinado trabalho, excetuado o uso de energia proveniente de matéria-prima não utilizada, em escala industrial, na matriz energética.
Estrutura Tarifária	Conjunto de tarifas, aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e postos tarifários.

Fatura	Documento comercial que apresenta a quantia monetária total que deve ser paga pelo consumidor à distribuidora, em função do fornecimento de energia elétrica, da conexão e uso do sistema ou da prestação de serviços, devendo especificar claramente os serviços fornecidos, a respectiva quantidade, tarifa e período de faturamento de modo a possibilitar ao consumidor o acompanhamento de seu consumo mensal. A fatura pode ser apresentada impressa ou em meio eletrônico.
Modalidade Tarifária	Conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas.
Posto Tarifário	Período de tempo em horas para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia.
Rede Básica	Instalações de transmissão do SIN, de propriedade de concessionárias de serviço público de transmissão, definida segundo critérios estabelecidos na regulamentação da ANEEL.
Revisão Tarifária Periódica	Revisão ordinária, prevista nos contratos de concessão, a ser realizada considerando-se as alterações na estrutura de custos e de mercado da distribuidora, os níveis de tarifas observados em empresas similares, no contexto nacional e internacional, e os estímulos à eficiência e à modicidade tarifária.
Tarifa de Energia	Valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia.
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.

APÊNDICE A: CUSTOS DOS MÓDULOS DA SUBESTAÇÃO

Quadro 17 – Módulo de equipamentos

(continua)

Transformador Trifásico - 69/13,8 kV								
Item	GRUPO	EQUIPAMENTO	Unidade	Quant.	Preço (R\$)		Montagem	
					Unitário Sul	Total Sul	Sul (%)	Sul (R\$)
1	Equipamentos	Transformador trifásico - 69/13,8 kV	unid.	1	78.384,03	78.384,03	1,4%	1.097,38
2	Equipamentos	Para-raios primário	unid.	3	7.046,79	21.140,36	3,9%	824,47
3	Equipamentos	Para-raios secundário	unid.	3	1.543,20	4.629,59	3,9%	180,55
4	Equipamentos	Sistema de proteção contra incêndio	unid.	1	10.119,52	10.119,52	0,0%	0,00
5	Estruturas e suportes	Estrutura e suporte para-raios primário	kg	190	24,12	4.582,18	34,5%	1.580,85
6	Estruturas e suportes	Estrutura e suporte para-raios secundário	kg	190	24,12	4.582,18	34,5%	1.580,85
7	Obras civis	Parede corta-fogo	m ³	7,15	3.665,61	26.209,14	0,0%	0,00
8	Obras civis	Para-raios	m ³	1,74	3.665,61	6.378,17	0,0%	0,00
9	Obras civis	Transformador trifásico	m ³	2,5	3.665,61	9.164,04	0,0%	0,00
10	Obras civis	Caixa separadora de óleo	m ³	60	3.665,61	219.936,85	0,0%	0,00
SUBTOTAL						385.126,07		5.264,11
								SUL
CANTEIRO DE OBRAS (R\$) - 4% da soma de obras civis e montagem eletromecânica								15.615,61
CUSTO DIRETO BÁSICO (R\$)								406.005,79
COMISSIONAMENTO (R\$) - 2,7% do valor do custo direto básico								10.962,16
ENGENHARIA (R\$) - 1,4% do valor do custo direto básico								5.684,08
SOCIOAMBIENTAL (R\$) - 1,25% (Inst. Novas) e 3,99% (Inst. Existentes) do valor do custo direto básico								5.075,07
ADMINISTRAÇÃO LOCAL (R\$) - 2,7% do valor do custo direto básico								10.962,16

Quadro 17 – Módulo de equipamentos

(conclusão)

CUSTO DIRETO (R\$) - Soma do custo direto básico, comissionamento, engenharia, socioambiental e administração local	438.689,25
EVENTUAIS (R\$) - 3% do valor dos custos diretos	13.160,68
CUSTO INDIRETO (R\$) - Administração central e/ou regional do empreendimento - 2,7% do valor dos custos diretos	11.844,61
VALOR TOTAL (R\$)	463.694,54

Fonte: (Adaptado do Banco de Preços ANEEL, 2017).

Quadro 18- Módulo de infraestrutura geral

(continua)

Módulo Geral - 69 kV						
Item	GRUPO	EQUIPAMENTO	Unidade	Quant.	Preço Unitário	Preço Total
					Sul	Sul
1	Instalações	Terreno	m ²	8.800	1,23	10.858,20
2	Instalações	Cercas / Muros	m	180	538,74	96.973,55
3	Instalações	Terraplenagem	m ³	5.159	15,75	81.264,48
4	Instalações	Drenagem	m ²	2.933	8,28	24.286,92
5	Instalações	Grama	m ²	440	11,12	4.891,39
6	Instalações	Embritamento	m ³	117	26,75	3.130,28
7	Instalações	Arruamento	m ²	840	115,59	97.097,89
8	Instalações	Iluminação do pátio	unid.	25,1	1.385,31	34.830,61
9	Instalações	Sistema comunicação e telecomunicação	unid.	1	178.610,56	178.610,56
10	Instalações	Malha de terra e cabos para-raios	m ²	3.113	74,62	232.297,32
11	Instalações	Canaletas principais	m	60	496,12	29.767,32
12	Transformador de potencial para barramento	Transformador de potencial para Barramento	unid.	3	62.757,21	188.271,63

Quadro 18- Módulo de infraestrutura geral

(continua)

Módulo Geral - 69 kV						
Item	GRUPO	EQUIPAMENTO	Unidade	Quant.	Preço Unitário	Preço Total
					Sul	Sul
13	Bases Suportes e Estruturas dos TPs de Barra	Suporte - TP - (1 unid./equip.)	kg	1.320	20,55	27.120,88
14	Bases Suportes e Estruturas dos TPs de Barra	Obras civis - TP - Concreto Estrutural	m³	7,9	3.665,61	28.958,35
15	Edificações	Casa de Comando	m²	120	1.408,52	169.022,33
16	Serviço Auxiliar	Quadros de S.A.	unid.	2	76.683,73	153.367,45
17	Serviço Auxiliar	Cubículos 15 kV 800 A 20 kA	unid.	5	125.363,41	626.817,07
18	Serviço Auxiliar	Cabos de Potência 1 kV	m	3.600	5,67	20.420,20
19	Serviço Auxiliar	Cabos de Controle	m	6.872	5,58	38.361,17
20	Área Industrial	Edificação Industrial	m²	130	1.408,52	183.107,53
21	Sistema de proteção, controle e supervisão	Painéis de SPCS dos serviços auxiliares CA / CC	unid.	1	159.252,16	159.252,16
22	Sistema de proteção, controle e supervisão	Painel de SPCS dos cubículos dos serviços auxiliares	unid.	1	159.252,16	159.252,16
23	Serviço Auxiliar	Transformador de Iluminação 45 kVA 460/380-220 V	unid.	1	6.089,74	6.089,74
24	Instalações	Sistema de proteção contra incêndio	unid.	1	362.495,87	362.495,87
25	Serviço Auxiliar	Transformador S.A. 112,5 kVA 13,8 kV/380-220 V	unid.	2	15.082,51	30.165,01
26	Serviço Auxiliar	Retificadores 100 A	unid.	1	74.784,53	74.784,53
27	Serviço Auxiliar	Banco de Baterias de 125 Vcc 200 Ah	unid.	1	43.007,93	43.007,93
28	Serviço Auxiliar	Cabos de 15 kV 35 mm²	m	300	23,79	7.137,45
29	Sistema de proteção, controle e supervisão	Módulo de Supervisão e Operação	unid.	2	27.906,11	55.812,23
30	Sistema de proteção, controle e supervisão	Módulo de Comunicação	unid.	2	33.437,12	66.874,23

Quadro 18- Módulo de infraestrutura geral

(conclusão)

Módulo Geral - 69 kV						
Item	GRUPO	EQUIPAMENTO	Unidade	Quant.	Preço Unitário	Preço Total
					Sul	Sul
31	Sistema de proteção, controle e supervisão	Módulo de Engenharia e Suporte à Manutenção	unid.	1	33.437,12	33.437,12
32	Sistema de proteção, controle e supervisão	Módulo Concentrador de Informações de Oscilografia	unid.	1	51.372,98	51.372,98
33	Sistema de proteção, controle e supervisão	Módulo de Sincronização das Informações	unid.	1	33.437,12	33.437,12
34	Sistema de proteção, controle e supervisão	Itens Gerais	unid.	1	33.437,12	33.437,12
SUBTOTAL						3.346.010,77
						Sul
CANTEIRO DE OBRAS (R\$) - 3,24% (Inst. Existentes) e 2,78% (Inst. Novas) da soma de obras civis e montagem eletromecânica						30.805,83
CUSTO DIRETO BÁSICO (R\$)						3.376.816,61
COMISSIONAMENTO (R\$) - 2,7% do valor do custo direto básico						91.174,05
ENGENHARIA (R\$) - 1,4% do valor do custo direto básico						47.275,43
SOCIOAMBIENTAL (R\$) - 1,25% (Inst. Novas) e 3,99% (Inst. Existentes) do valor do custo direto básico						134.734,98
ADMINISTRAÇÃO LOCAL (R\$) - 2,7% do valor do custo direto básico						91.174,05
CUSTO DIRETO (R\$) - Soma do custo direto básico, comissionamento, engenharia e administração local						3.741.175,12
EVENTUAIS (R\$) - 3% do valor dos custos diretos						112.235,25
CUSTO INDIRETO (R\$) - Administração central e/ou regional do empreendimento - 2,7% do valor dos custos diretos						101.011,73
VALOR TOTAL (R\$)						3.954.422,10

Fonte: (Adaptado do Banco de Preços ANEEL, 2017).

Quadro 19 – Módulo de infraestrutura de manobra 13,8 kV

Infraestrutura de Manobra - 13,8 kV					
Item	EQUIPAMENTO	Unidade	Quant.	Preço Unitário	Preço Total
				Sul	Sul
1	Cercas / Muros	m	16	538,74	8.619,87
2	Terraplenagem	m ³	65,73	15,75	1.035,38
3	Drenagem	m ²	480	8,28	3.974,22
4	Embritamento	m ³	75,6	26,75	2.022,64
5	Arruamento	m ²	112	115,59	12.946,39
6	Iluminação do pátio	unid.	2	1.507,94	3.015,88
7	Malha de terra e cabos para-raios	m ²	504	74,62	37.609,33
8	Canaletas principais	m	30	496,12	14.883,66
SUBTOTAL					84.107,36
CANTEIRO DE OBRAS (R\$) - 3,24% (Inst. Existentes) e 2,78% (Inst. Novas) da soma de obras civis e montagem eletromecânica					2.627,36
CUSTO DIRETO BÁSICO (R\$)					86.734,73
COMISSIONAMENTO (R\$) - 2,7% do valor do custo direto básico					2.341,84
ENGENHARIA (R\$) - 1,4% do valor do custo direto básico					1.214,29
SOCIOAMBIENTAL (R\$) - 1,25% (Inst. Novas) e 3,99% (Inst. Existentes) do valor do custo direto básico					3.460,72
ADMINISTRAÇÃO LOCAL (R\$) - 2,7% do valor do custo direto básico					2.341,84
CUSTO DIRETO (R\$) - Soma do custo direto básico, comissionamento, engenharia e administração local					96.093,41
EVENTUAIS (R\$) - 3% do valor dos custos diretos					2.882,80
CUSTO INDIRETO (R\$) - Administração central e/ou regional do empreendimento - 2,7% do valor dos custos diretos					2.594,52
VALOR TOTAL (R\$)					101.570,73

Fonte: (Adaptado do Banco de Preços ANEEL, 2017).

Quadro 20 – Módulo de infraestrutura de manobra 69 kV

Infraestrutura de Manobra - 69 kV					
Item	EQUIPAMENTO	Unidade	Quant.	Preço Unitário	Preço Total
				Sul	Sul
1	Cercas / Muros	m	16	538,74	8.619,87
2	Terraplenagem	m ³	65,73	15,75	1.035,38
3	Drenagem	m ²	480	8,28	3.974,22
4	Embritamento	m ³	75,6	26,75	2.022,64
5	Arruamento	m ²	112	115,59	12.946,39
6	Iluminação do pátio	unid.	2	1.507,94	3.015,88
7	Malha de terra e cabos para-raios	m ²	504	74,62	37.609,33
8	Canaletas principais	m	30	496,12	14.883,66
SUBTOTAL					84.107,36
CANTEIRO DE OBRAS (R\$) - 3,24% (Inst. Existentes) e 2,78% (Inst. Novas) da soma de obras civis e montagem eletromecânica					2.627,36
CUSTO DIRETO BÁSICO (R\$)					86.734,73
COMISSIONAMENTO (R\$) - 2,7% do valor do custo direto básico					2.341,84
ENGENHARIA (R\$) - 1,4% do valor do custo direto básico					1.214,29
SOCIOAMBIENTAL (R\$) - 1,25% (Inst. Novas) e 3,99% (Inst. Existentes) do valor do custo direto básico					3.460,72
ADMINISTRAÇÃO LOCAL (R\$) - 2,7% do valor do custo direto básico					2.341,84
CUSTO DIRETO (R\$) - Soma do custo direto básico, comissionamento, engenharia e administração local					96.093,41
EVENTUAIS (R\$) - 3% do valor dos custos diretos					2.882,80
CUSTO INDIRETO (R\$) - Administração central e/ou regional do empreendimento - 2,7% do valor dos custos diretos					2.594,52
VALOR TOTAL (R\$)					101.570,73

Fonte: (Adaptado do Banco de Preços ANEEL, 2017).

Quadro 21 – Módulo de manobra conexão com transformador lado 13,8 kV

(continua)

Conexão de Transformador - 13,8 kV - BS								
Item	GRUPO	EQUIPAMENTO	Unidade	Quant.	Preço Unitário	Preço Total	Montagem	
					Sul	Sul	Montagem	Sul
1	Equipamentos	Disjuntor	unid.	1	96.067,45	96.067,45	1,4%	1.344,94
2	Equipamentos	Chave seccionadora s/ LT	unid.	1	9.356,96	9.356,96	11,2%	1.047,98
3	Equipamentos	Transformador de corrente	unid.	3	7.494,45	22.483,36	7,0%	1.573,84
4	Equipamentos	Para-raios	unid.	3	2.351,15	7.053,44	3,9%	275,08
5	Estruturas e suportes	Suporte - Chave seccionadora s/ LT (6 unid./equip.)	kg	1520	24,12	36.657,48	34,5%	12.646,83
6	Estruturas e suportes	Suporte - Transformador de corrente (1 unid./equip.)	kg	570	24,12	13.746,55	34,5%	4.742,56
7	Estruturas e suportes	Suporte - Para-raios (1 unid./equip.)	kg	570	24,12	13.746,55	34,5%	4.742,56
8	Estruturas e suportes	Suporte - Coluna isolador pedestal (1 unid./equip.)	kg	570	24,12	13.746,55	34,5%	4.742,56
9	Isoladores	Coluna isolador de pedestal	unid.	3	176,70	530,10	14,5%	76,86
10	Barramentos Cabos e Tubos	Cabo nu / Tubo	kg	150	16,29	2.443,08	42,5%	1.038,31
11	Barramentos Cabos e Tubos	Conectores / Espaçadores	unid.	54	637,92	34.447,71	30,2%	10.403,21
12	Obras civis	Disjuntor	m ³	1,66	3.665,61	6.084,92	0,0%	0,00
13	Obras civis	Chave seccionadora s/ LT	m ³	5,24	3.665,61	19.207,82	0,0%	0,00
14	Obras civis	Transformador de corrente	m ³	1,74	3.665,61	6.378,17	0,0%	0,00
15	Obras civis	Para-raios	m ³	1,74	3.665,61	6.378,17	0,0%	0,00
16	Obras civis	Coluna isolador de pedestal	m ³	1,74	3.665,61	6.378,17	0,0%	0,00
17	Isoladores	Cadeia completa ancoragem (simples)	cj	6	728,91	4.373,48	17,6%	769,73

Quadro 21 – Módulo de manobra conexão com transformador lado 13,8 kV

(conclusão)

Conexão de Transformador - 13,8 kV - BS								
Item	GRUPO	EQUIPAMENTO	Unidade	Quant.	Preço Unitário	Preço Total	Montagem	
					Sul	Sul	Montagem	Sul
18	Estruturas e suportes	2 Pórticos (2 colunas + 1 viga)	kg	4600	6,30	28.982,55	34,5%	9.998,98
19	Obras civis	2 Pórticos (2 colunas + 1 viga)	m ³	13,31	3.665,61	48.789,32	0,0%	0,00
20	Sistema de proteção, controle e supervisão - Painel Único	Painel Único Unidade Controle	unid.	1	79.701,59	79.701,59	7,1%	5.658,81
21	Sistema de proteção, controle e supervisão - Painel Único	Painel Único Proteção Unitária	unid.	1	119.552,39	119.552,39	7,1%	8.488,22
22	Sistema de proteção, controle e supervisão - Painel Único	Painel Único Proteção Retaguarda	unid.	1	159.403,19	159.403,19	7,1%	11.317,63
23	Cabos de controle e potência	Cabos de controle e potência CT	m	3461	16,46	56.975,00	51,0%	29.057,25
SUBTOTAL						792.483,99		107.925,36
								Sul
CANTEIRO DE OBRAS (R\$) - 3,24% (Inst. Existentes) e 2,78% (Inst. Novas) da soma de obras civis e montagem eletromecânica								3.900,59
CUSTO DIRETO BÁSICO (R\$)								904.309,93
COMISSIONAMENTO (R\$) - 2,7% do valor do custo direto básico								24.416,37
ENGENHARIA (R\$) - 1,4% do valor do custo direto básico								12.660,34
SOCIOAMBIENTAL (R\$) - 1,25% (Inst. Novas) e 3,99% (Inst. Existentes) do valor do custo direto básico								36.081,97
ADMINISTRAÇÃO LOCAL (R\$) - 2,7% do valor do custo direto básico								24.416,37
CUSTO DIRETO (R\$) - Soma do custo direto básico, comissionamento, engenharia e administração local								1.001.884,97
EVENTUAIS (R\$) - 3% do valor dos custos diretos								30.056,55
CUSTO INDIRETO (R\$) - Administração central e/ou regional do empreendimento - 2,7% do valor dos custos diretos								27.050,89
VALOR TOTAL (R\$)								1.058.992,41

Fonte: (Adaptado do Banco de Preços ANEEL, 2017).

Quadro 22 – Módulo de manobra conexão com transformador lado 69 kV

(continua)

Conexão de Transformador - 69 kV - BS								
Item	GRUPO	EQUIPAMENTO	Unidade	Quant.	Preço Unitário	Preço Total	Montagem	
					Sul	Sul	Montagem	Sul
1	Equipamentos	Disjuntor	unid.	1	158.197,97	158.197,97	1,4%	2.214,77
2	Equipamentos	Chave seccionadora s/ LT	unid.	1	31.945,65	31.945,65	11,2%	3.577,91
3	Equipamentos	Transformador de corrente	unid.	3	40.818,11	122.454,34	7,0%	8.571,80
4	Equipamentos	Para-raios	unid.	3	7.417,67	22.253,01	3,9%	867,87
5	Barramentos Cabos e Tubos	Cabo nu / Tubo	kg	150	16,29	2.443,08	42,5%	1.038,31
6	Barramentos Cabos e Tubos	Conectores / Espaçadores	unid.	54	637,92	34.447,71	30,2%	10.403,21
7	Cabos de controle e potência	Cabos de controle e potência CT	m	3461	16,46	56.975,00	51,0%	29.057,25
8	Estruturas e suportes	Suporte - Chave seccionadora s/ LT (6 unid./equip.)	kg	1520	24,12	36.657,48	34,5%	12.646,83
9	Estruturas e suportes	Suporte - Transformador de corrente (1 unid./equip.)	kg	570	24,12	13.746,55	34,5%	4.742,56
10	Estruturas e suportes	Suporte - Para-raios (1 unid./equip.)	kg	570	24,12	13.746,55	34,5%	4.742,56
11	Estruturas e suportes	Suporte - Coluna isolador pedestal (1 unid./equip.)	kg	570	24,12	13.746,55	34,5%	4.742,56
12	Estruturas e suportes	2 Pórticos (2 colunas + 1 viga)	kg	4600	6,30	28.982,55	34,5%	9.998,98
13	Isoladores	Coluna isolador de pedestal	unid.	3	176,70	530,10	14,5%	76,86
14	Isoladores	Cadeia completa ancoragem (simples)	cj	6	728,91	4.373,48	17,6%	769,73
15	Obras civis	Disjuntor	m³	1,66	3.665,61	6.084,92	0,0%	0,00
16	Obras civis	Chave seccionadora s/ LT	m³	5,24	3.665,61	19.207,82	0,0%	0,00
17	Obras civis	Transformador de corrente	m³	1,74	3.665,61	6.378,17	0,0%	0,00

Quadro 22 – Módulo de manobra conexão com transformador lado 69 kV

(conclusão)

Conexão de Transformador - 69 kV - BS								
Item	GRUPO	EQUIPAMENTO	Unidade	Quant.	Preço Unitário	Preço Total	Montagem	
					Sul	Sul	Montagem	Sul
18	Obras civis	Para-raios	m ³	1,74	3.665,61	6.378,17	0,0%	0,00
19	Obras civis	Coluna isolador de pedestal	m ³	1,74	3.665,61	6.378,17	0,0%	0,00
20	Obras civis	2 Pórticos (2 colunas + 1 viga)	m ³	13,31	3.665,61	48.789,32	0,0%	0,00
21	Sistema de proteção, controle e supervisão - Painel Único	Painel Único Unidade Controle	unid.	1	79.701,59	79.701,59	7,1%	5.658,81
22	Sistema de proteção, controle e supervisão - Painel Único	Painel Único Proteção Unitária	unid.	1	119.552,39	119.552,39	7,1%	8.488,22
23	Sistema de proteção, controle e supervisão - Painel Único	Painel Único Proteção Retaguarda	unid.	1	159.403,19	159.403,19	7,1%	11.317,63
SUBTOTAL						992.373,75		118.915,87
								Sul
CANTEIRO DE OBRAS (R\$) - 3,24% (Inst. Existentes) e 2,78% (Inst. Novas) da soma de obras civis e montagem eletromecânica								3.852,87
CUSTO DIRETO BÁSICO (R\$)								1.115.142,49
COMISSIONAMENTO (R\$) - 2,7% do valor do custo direto básico								30.108,85
ENGENHARIA (R\$) - 1,4% do valor do custo direto básico								15.611,99
SOCIOAMBIENTAL (R\$) - 1,25% (Inst. Novas) e 3,99% (Inst. Existentes) do valor do custo direto básico								44.494,19
ADMINISTRAÇÃO LOCAL (R\$) - 2,7% do valor do custo direto básico								30.108,85
CUSTO DIRETO (R\$) - Soma do custo direto básico, comissionamento, engenharia e administração local								1.235.466,37
EVENTUAIS (R\$) - 3% do valor dos custos diretos								37.063,99
CUSTO INDIRETO (R\$) - Administração central e/ou regional do empreendimento - 2,7% do valor dos custos diretos								33.357,59
VALOR TOTAL (R\$)								1.305.887,95

Fonte: (Adaptado do Banco de Preços ANEEL, 2017).

Quadro 23 – Módulo de manobra entrada de linha lado 13,8 kV

(continua)

Entrada de Linha - 13,8 kV - BS								
Item	GRUPO	EQUIPAMENTO	Unidade	Quant.	Preço Unitário	Preço Total	Montagem	
					Sul	Sul	Montagem	Sul
1	Equipamentos	Disjuntor	unid.	1	96.067,45	96.067,45	1,4%	1.344,94
2	Equipamentos	Chave seccionadora c/ LT	unid.	1	9.356,96	9.356,96	11,2%	1.047,98
3	Equipamentos	Chave seccionadora s/ LT	unid.	1	9.356,96	9.356,96	11,2%	1.047,98
4	Equipamentos	Transformador de potencial capacitivo	unid.	3	4.554,33	13.662,99	7,0%	956,41
5	Equipamentos	Transformador de corrente	unid.	3	7.494,45	22.483,36	7,0%	1.573,84
6	Equipamentos	Para-raios	unid.	3	2.351,15	7.053,44	3,9%	275,08
7	Sistema de proteção, controle e supervisão - Painel Único	Painel Único Proteção Unitária	unid.	1	119.552,39	119.552,39	7,1%	8.488,22
8	Sistema de proteção, controle e supervisão - Painel Único	Painel Único Proteção Retaguarda	unid.	1	159.403,19	159.403,19	7,1%	11.317,63
9	Sistema de proteção, controle e supervisão - Painel Único	Painel Único Unidade de Proteção e Controle	unid.	1	119.552,39	119.552,39	7,1%	8.488,22
10	Estruturas e suportes	Suporte - Transformador de potencial (1 unid./equip.)	kg	570	24,12	13.746,55	34,5%	4.742,56
11	Estruturas e suportes	Suporte - Transformador de corrente (1 unid./equip.)	kg	570	24,12	13.746,55	34,5%	4.742,56
12	Estruturas e suportes	Suporte - Para-raios (1 unid./equip.)	kg	570	24,12	13.746,55	34,5%	4.742,56
13	Estruturas e suportes	Suporte - Coluna isolador pedestal (1 unid./equip.)	kg	570	24,12	13.746,55	34,5%	4.742,56
14	Cabos de controle e potência	Cabos de controle e potência EL	m	2769	16,46	45.583,29	51,0%	23.247,48

Quadro 23 – Módulo de manobra entrada de linha lado 13,8 kV

(continua)

Entrada de Linha - 13,8 kV - BS								
Item	GRUPO	EQUIPAMENTO	Unidade	Quant.	Preço Unitário	Preço Total	Montagem	
					Sul	Sul	Montagem	Sul
15	Isoladores	Coluna isolador de pedestal	unid.	3	176,70	530,10	14,5%	76,86
16	Barramentos Cabos e Tubos	Cabo nu / Tubo	kg	260	16,29	4.234,66	42,5%	1.799,73
17	Barramentos Cabos e Tubos	Conectores / Espaçadores	unid.	60	637,92	38.275,23	30,2%	11.559,12
18	Obras civis	Disjuntor	m ³	1,66	3.665,61	6.084,92	0,0%	0,00
19	Obras civis	Chave seccionadora c/ LT	m ³	5,24	3.665,61	19.207,82	0,0%	0,00
20	Obras civis	Chave seccionadora s/ LT	m ³	5,24	3.665,61	19.207,82	0,0%	0,00
21	Obras civis	Transformador de corrente	m ³	1,74	3.665,61	6.378,17	0,0%	0,00
22	Obras civis	Para-raios	m ³	1,74	3.665,61	6.378,17	0,0%	0,00
23	Obras civis	Coluna isolador de pedestal	m ³	1,74	3.665,61	6.378,17	0,0%	0,00
24	Estruturas e suportes	2 Pórticos (2 colunas + 2 Vigas)	kg	4600	6,30	28.982,55	34,5%	9.998,98
25	Isoladores	Cadeia completa ancoragem (simples)	cj	15	728,91	10.933,71	17,6%	1.924,33
26	Obras civis	2 Pórticos (2 colunas + 2 Vigas)	m ³	13,31	3.665,61	48.789,32	0,0%	0,00
27	Obras civis	Transformador de potencial indutivo	m ³	1,74	3.665,61	6.378,17	0,0%	0,00
28	Estruturas e suportes	Suporte - Chave seccionadora c/ LT (2 unid./equip.+me)	kg	665	24,12	16.037,65	34,5%	5.532,99
29	Estruturas e suportes	Suporte - Chave seccionadora s/ LT (2 unid./equip.+me)	kg	665	24,12	16.037,65	34,5%	5.532,99
SUBTOTAL						890.892,72		113.183,02
								Sul
CANTEIRO DE OBRAS (R\$) - 3,24% (Inst. Existentes) e 2,78% (Inst. Novas) da soma de obras civis e montagem eletromecânica								5.632,30
CUSTO DIRETO BÁSICO (R\$)								1.009.708,05
COMISSONAMENTO (R\$) - 2,7% do valor do custo direto básico								27.262,12
ENGENHARIA (R\$) - 1,4% do valor do custo direto básico								14.135,91

Quadro 23 – Módulo de manobra entrada de linha lado 13,8 kV

(conclusão)

SOCIOAMBIENTAL (R\$) - 1,25% (Inst. Novas) e 3,99% (Inst. Existentes) do valor do custo direto básico	40.287,35
ADMINISTRAÇÃO LOCAL (R\$) - 2,7% do valor do custo direto básico	27.262,12
CUSTO DIRETO (R\$) - Soma do custo direto básico, comissionamento, engenharia e administração local	1.118.655,54
EVENTUAIS (R\$) - 3% do valor dos custos diretos	33.559,67
CUSTO INDIRETO (R\$) - Administração central e/ou regional do empreendimento - 2,7% do valor dos custos diretos	30.203,70
VALOR TOTAL (R\$)	1.182.418,91

Fonte: (Adaptado do Banco de Preços ANEEL, 2017).

Quadro 24 – Módulo de manobra entrada de linha lado 69 kV

(continua)

Entrada de Linha - 69 kV - BS								
Item	GRUPO	EQUIPAMENTO	Unidade	Quant.	Preço Unitário	Preço Total	Montagem	
					Sul	Sul	Montagem	Sul
1	Equipamentos	Disjuntor	unid.	1	158.197,97	158.197,97	1,4%	2.214,77
2	Equipamentos	Chave seccionadora c/ LT	unid.	1	58.770,31	58.770,31	11,2%	6.582,27
3	Equipamentos	Chave seccionadora s/ LT	unid.	1	31.945,65	31.945,65	11,2%	3.577,91
4	Equipamentos	Transformador de corrente	unid.	3	40.818,11	122.454,34	7,0%	8.571,80
5	Equipamentos	Para-raios	unid.	3	7.417,67	22.253,01	3,9%	867,87
6	Equipamentos	Transformador de potencial indutivo	unid.	3	32.287,89	96.863,67	7,0%	6.780,46
7	Barramentos Cabos e Tubos	Cabo nu / Tubo	kg	260	16,29	4.234,66	42,5%	1.799,73
8	Barramentos Cabos e Tubos	Conectores / Espaçadores	unid.	60	637,92	38.275,23	30,2%	11.559,12
9	Cabos de controle e potência	Cabos de controle e potência EL	m	2769	16,46	45.583,29	51,0%	23.247,48

Quadro 24 – Módulo de manobra entrada de linha lado 69 kV

(continua)

Entrada de Linha - 69 kV - BS								
Item	GRUPO	EQUIPAMENTO	Unidade	Quant.	Preço Unitário	Preço Total	Montagem	
					Sul	Sul	Montagem	Sul
10	Estruturas e suportes	Suporte - Transformador de potencial (1 unid./equip.)	kg	570	24,12	13.746,55	34,5%	4.742,56
11	Estruturas e suportes	Suporte - Transformador de corrente (1 unid./equip.)	kg	570	24,12	13.746,55	34,5%	4.742,56
12	Estruturas e suportes	Suporte - Para-raios (1 unid./equip.)	kg	570	24,12	13.746,55	34,5%	4.742,56
13	Estruturas e suportes	Suporte - Coluna isolador pedestal (1 unid./equip.)	kg	570	24,12	13.746,55	34,5%	4.742,56
14	Estruturas e suportes	2 Pórticos (2 colunas + 2 Vigas)	kg	4600	6,30	28.982,55	34,5%	9.998,98
15	Estruturas e suportes	Suporte - Chave seccionadora c/ LT (2 unid./equip.+me)	kg	665	24,12	16.037,65	34,5%	5.532,99
16	Estruturas e suportes	Suporte - Chave seccionadora s/ LT (2 unid./equip.+me)	kg	665	24,12	16.037,65	34,5%	5.532,99
17	Isoladores	Coluna isolador de pedestal	unid.	3	176,70	530,10	14,5%	76,86
18	Isoladores	Cadeia completa ancoragem (simples)	cj	15	728,91	10.933,71	17,6%	1.924,33
19	Obras civis	Disjuntor	m ³	1,66	3.665,61	6.084,92	0,0%	0,00
20	Obras civis	Chave seccionadora c/ LT	m ³	5,24	3.665,61	19.207,82	0,0%	0,00
21	Obras civis	Chave seccionadora s/ LT	m ³	5,24	3.665,61	19.207,82	0,0%	0,00
22	Obras civis	Transformador de corrente	m ³	1,74	3.665,61	6.378,17	0,0%	0,00
23	Obras civis	Para-raios	m ³	1,74	3.665,61	6.378,17	0,0%	0,00
24	Obras civis	Coluna isolador de pedestal	m ³	1,74	3.665,61	6.378,17	0,0%	0,00
25	Obras civis	2 Pórticos (2 colunas + 2 Vigas)	m ³	13,31	3.665,61	48.789,32	0,0%	0,00

Quadro 24 – Módulo de manobra entrada de linha lado 69 kV

(conclusão)

Entrada de Linha - 69 kV - BS								
Item	GRUPO	EQUIPAMENTO	Unidade	Quant.	Preço Unitário	Preço Total	Montagem	
					Sul	Sul	Montagem	Sul
26	Obras civis	Transformador de potencial indutivo	m ³	1,74	3.665,61	6.378,17	0,0%	0,00
27	Sistema de proteção, controle e supervisão - Painel Único	Painel Único Proteção Unitária	unid.	1	119.552,39	119.552,39	7,1%	8.488,22
28	Sistema de proteção, controle e supervisão - Painel Único	Painel Único Proteção Retaguada	unid.	1	159.403,19	159.403,19	7,1%	11.317,63
29	Sistema de proteção, controle e supervisão - Painel Único	Painel Único Unidade de Proteção e Controle	unid.	1	119.552,39	119.552,39	7,1%	8.488,22
SUBTOTAL						1.223.396,51		135.531,88
								Sul
CANTEIRO DE OBRAS (R\$) - 3,24% (Inst. Existentes) e 2,78% (Inst. Novas) da soma de obras civis e montagem eletromecânica								4.391,23
CUSTO DIRETO BÁSICO (R\$)								1.363.319,62
COMISSIONAMENTO (R\$) - 2,7% do valor do custo direto básico								36.809,63
ENGENHARIA (R\$) - 1,4% do valor do custo direto básico								19.086,47
SOCIOAMBIENTAL (R\$) - 1,25% (Inst. Novas) e 3,99% (Inst. Existentes) do valor do custo direto básico								54.396,45
ADMINISTRAÇÃO LOCAL (R\$) - 2,7% do valor do custo direto básico								36.809,63
CUSTO DIRETO (R\$) - Soma do custo direto básico, comissionamento, engenharia e administração local								1.510.421,81
EVENTUAIS (R\$) - 3% do valor dos custos diretos								45.312,65
CUSTO INDIRETO (R\$) - Administração central e/ou regional do empreendimento - 2,7% do valor dos custos diretos								40.781,39
VALOR TOTAL (R\$)								1.596.515,85

Fonte: (Adaptado do Banco de Preços ANEEL, 2017).