

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA "JÚLIO DE MESQUITA FILHO"

FACULDADE DE CIÊNCIAS E ENGENHARIA

Programa de Pós-Graduação em Agronegócio e Desenvolvimento

MONCLAR NOGUEIRA CHRISTOVÃO

**MODELAGEM MATEMÁTICA DO FATURAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA DE
UMA EMPRESA DE AVICULTURA DE POSTURA NA TARIFA VERDE DE
ACORDO COM INDICADORES DE CONSUMO**

TUPÃ - SP

2020

MONCLAR NOGUEIRA CHRISTOVÃO

**MODELAGEM MATEMÁTICA DO FATURAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA DE
UMA EMPRESA DE AVICULTURA DE POSTURA NA TARIFA VERDE DE
ACORDO COM INDICADORES DE CONSUMO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Agronegócio e Desenvolvimento da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Campus de Tupã, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Agronegócio e Desenvolvimento.

Área de concentração: Agronegócio e Desenvolvimento.

Linha de pesquisa: Competitividade de Sistemas Agroindustriais.

Orientador: Prof. Dr. Luís Roberto Almeida Gabriel Filho.

Coorientadora: Prof.^a Dr.^a Camila Pires Cremasco Gabriel.

Coorientador: Prof. Dr. Alfredo Bonini Neto.

TUPÃ - SP

2020

Ficha catalográfica elaborada pela Seção Técnica de Biblioteca e Documentação da FCE – Unesp, Câmpus Tupã:

Christovão, Monclar Nogueira

Modelagem matemática do faturamento de energia elétrica de uma empresa de avicultura de postura na tarifa verde de acordo com indicadores de consumo / Monclar Nogueira

Christovão – Tupã: [s.n.], 2020.

107 f. : il.

C556m

Dissertação (Mestrado em Agronegócio e Desenvolvimento) – Universidade Estadual Paulista UNESP – Faculdade de Ciências e Engenharia, 2020.

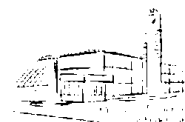
Orientador: Luís Roberto Almeida Gabriel Filho

Coorientadora: Camila Pires: Cremasco Gabriel

Coorientador: Alfredo Bonini Neto.

1. Conta de Energia Elétrica. 2. Fator de Potência. 3. Software Simulador da Conta de Energia Elétrica. 4. Fator de Carga. I. Título. II. Autor.

Fonte: Eliana Kátia Pupim, bibliotecária CRB 8 – 6202.



CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: MODELAGEM MATEMÁTICA DO FATURAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA DE UMA EMPRESA DE AVICULTURA DE POSTURA NA TARIFA VERDE DE ACORDO COM INDICADORES DE CONSUMO

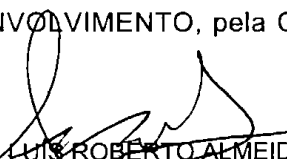
AUTOR: MONCLAR NOGUEIRA CHRISTOVÃO

ORIENTADOR: LUÍS ROBERTO ALMEIDA GABRIEL FILHO

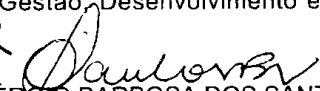
COORDINADORA: CAMILA PIRES CREMASCO GABRIEL

COORDINADOR: ALFREDO BONINI NETO

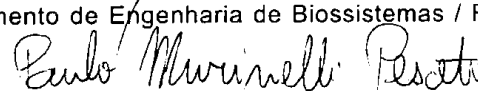
Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em AGRONEGÓCIO E DESENVOLVIMENTO, pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. LUÍS ROBERTO ALMEIDA GABRIEL FILHO

~~Departamento de Gestão, Desenvolvimento e Tecnologia / Faculdade de Ciências e Engenharia - FCE - UNESP - Tupã/SP~~


Prof. Dr. PAULO SÉRGIO BARBOSA DOS SANTOS

Departamento de Engenharia de Biosistemas / Faculdade de Ciências e Engenharia - FCE - UNESP - Tupã/SP


Prof. Dr. PAULO MURINELLI PESOTI

Instituto Federal de São Paulo - IFSP - Câmpus Avançado de Tupã - Tupã/SP

Tupã, 19 de fevereiro de 2020

Dedico à minha amada esposa Ana, por seu apoio incondicional durante toda a trajetória que levou à tão sonhada conquista.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela vida e saúde, a Jesus pela salvação e ao Espírito Santo por estar sempre comigo e, assim, concretizar esse objetivo.

Agradeço ao Prof. Dr. Luís Roberto Almeida Gabriel Filho por sua dedicação e empenho durante o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço à Prof.^a Dr.^a Camila Pires Cremasco Gabriel por sua paciência e cuidado, sempre disposta a ajudar e contribuir.

Agradeço ao meu grande amigo Jhonatan que sempre me ajudou nesta trajetória.

A UNESP Campus de Tupã por propiciar o ambiente e as condições necessárias à minha aprendizagem e ao meu desenvolvimento acadêmico.

Aos docentes do Programa de Pós-Graduação em Agronegócio e Desenvolvimento pelo compartilhamento de seus conhecimentos acadêmicos e profissionais.

Aos colaboradores da UNESP Campus de Tupã pela presteza, colaboração e apoio.

CHRISTOVÃO, Monclar Nogueira. **Modelagem matemática do faturamento de energia elétrica de uma empresa de avicultura de postura na tarifa verde de acordo com indicadores de consumo**. 2020. 107 p. Dissertação (Mestrado em Agronegócio e Desenvolvimento) – Faculdade de Ciências e Engenharia, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Tupã, 2020.

RESUMO

O consumo crescente por energia elétrica, o seu alto custo e as restrições ambientais tornaram imprescindíveis a utilização eficiente desta energia, bem como a execução de ações e programas que promovam economia de eletricidade. Diversas empresas agroindustriais no Brasil produzem a própria ração para alimentação de seus animais por meio da trituração de grãos e cereais, empregando maquinários movidos a motores elétricos muitas vezes sobredimensionados e operando em horários nos quais as tarifas são onerosas (horário de ponta). Essa atividade é responsável por grande parte do consumo de eletricidade e impacta diretamente os custos de produção. Nesta pesquisa, desenvolveu-se um modelo matemático de faturamento de energia elétrica para uma empresa de avicultura de postura optante pela modalidade tarifária verde. Esse modelo trabalha com equações matemáticas contendo variáveis elétricas necessárias ao cálculo da conta de eletricidade. Os principais parâmetros elétricos são os fatores de potência e de carga, a demanda de potência e o consumo de energia. Atualmente no Brasil, para os consumidores do Grupo A, existem duas modalidades tarifárias disponíveis: a horária verde e a horária azul. O modelo matemático proposto pode ser empregado para as duas modalidades, sendo que cada uma delas possui as suas fórmulas específicas, as quais deverão ser inseridas no *software* Mathematica criado pela empresa Wolfram Research. A direção da granja cedeu 12 contas de energia elétrica e seus dados foram inseridos no *software* que plotou gráficos de superfície tridimensional e mapas de contorno. Observou-se pelos gráficos o vínculo inversamente proporcional dos valores das faturas com os índices dos fatores de carga e potência. Propostas foram feitas para elevar os montantes desses índices com a finalidade de reduzir o valor da fatura, sem diminuir o consumo de energia e, conseqüentemente, a produção da empresa. Concluiu-se, por meio de simulações, que a modalidade tarifária horária verde contratada pela empresa foi acertada. Também sugeriu-se a redução da demanda contratada de 360 kW para 313 kW com o intuito de diminuir a multa por demanda complementar. A pesquisa proposta é uma ferramenta que as empresas do agronegócio poderão utilizar nas escolhas referentes à modalidade tarifária e demanda contratada, permitindo aos gestores avaliar a sua operação, buscar alternativas e evitar possíveis multas, tendo como meta a otimização energética da corporação.

Palavras-chave: Conta de energia elétrica. Fator de potência. *Software* simulador da conta de energia elétrica. Fator de carga.

CHRISTOVÃO, Monclar Nogueira. **Mathematical modeling of a laying poultry farm's electric bill in the green fee modality according to the consumption indicators**. 2020. 107 p. Dissertação (Mestrado em Agronegócio e Desenvolvimento) – São Paulo State University (UNESP), School of Sciences and Engineering. Tupã, 2020.

ABSTRACT

The increasing consumption of electricity, the high costs and the environmental restrictions made it paramount the efficient use of such energy, as well as actions and programs to promote energy conservation. Several agro-industrial companies in Brazil produce their own animal feed by mashing cereals and grains with the use of electric-motor machines, which are many times oversized and operate at expensive fee times (peak time). This activity is responsible for great part of the electricity consumption and directly impacts the production costs. This study developed a mathematical model of electricity billing for a laying poultry farm that opted for the green fee modality. This model uses mathematical equations containing the electric variables required for the calculation of the electric bill. The main electrical parameters are: the power and the load factors, the power demand, and the active consumption. Currently in Brazil, there are two fee modalities for Group A consumers: the green and the blue hourly fees. The proposed mathematical model can be used for both modalities, and there are specific equations for each of them, which should be entered into the software Mathematica developed by Wolfram Research. The manager of the poultry farm provided 12 electric bills, and their data was entered into the software that created three-dimensional surface graphs and contour maps. Such graphs showed the inversely proportional relation of the bill amounts with the power and load factor indicators. Proposals were made to increase the amounts of these indicators in order to reduce the bill amount, without reducing the electricity consumption and, consequently, the company's production. We concluded, by simulations, that the green hourly fee modality contracted by the company was the correct one. We also suggested the reduction of the contracted demand from 360 kW to 313 kW in order to reduce the supplemental demand fines. The proposed study is a tool agribusiness companies may use when choosing the fee modality and the contracted demand, enabling managers to assess the company's operation, seek alternatives and avoid potential fines, with the purpose of optimizing the company's energy consumption.

Keywords: Electric bill. Power factor. Electric bill simulation software. Load factor.

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

- ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ARSESP: Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo.
- AT: Alta Tensão.
- BT: Baixa Tensão.
- C: Consumo de Energia Elétrica Ativa.
- CIP: Contribuição de Iluminação Pública.
- COFINS: Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.
- $\cos \text{arc tg}$: Cosseno do Ângulo da Tangente.
- $\cos \varphi$: Cosseno do Ângulo “ φ ”.
- CRTP: Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas.
- DA: Demanda de Potência Ativa.
- DAc: Demanda de Potência Ativa Contratada.
- DAf: Demanda de Potência Ativa Faturável.
- DAm: Demanda de Potência Ativa Medida.
- DAm_T: Demanda de Potência Ativa Medida no Intervalo de Integralização de uma hora “T”.
- EDEVP: Empresa de Distribuição de Energia Vale do Paranapanema S.A.
- EEAm: Energia Elétrica Ativa Medida.
- EEAm_T: Energia Elétrica Ativa Medida no Intervalo de Integralização de uma hora “T”.
- EERm: Energia Elétrica Reativa Medida.
- E_{RE}: Energia Reativa Excedente.
- ERSE: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- ESS: Energisa Sul Sudeste - Distribuidora de Energia S.A.
- FC: Fator de Carga.
- FP: Fator de Potência.
- FP_m: Fator de Potência Médio.
- FP_R: Fator de Potência de Referência.
- FP_T: Fator de Potência no Intervalo de Integralização de uma hora “T”.
- h: Horas.

- I: Corrente Elétrica.
- ICMS: Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços.
- kV: quilovolt.
- kVA: quilovolt-ampere.
- kVAr: quilovolt-ampere-reativo.
- kVArh: quilovolt-ampere-reativo-hora.
- kW: quilowatt.
- kWh: quilowatt-hora.
- MT: Média Tensão.
- ONS: Operador Nacional do Sistema.
- P: Potência Ativa.
- PIS: Programa de Integração Social.
- pt: Tipo de Posto Tarifário (Ponta ou Fora de Ponta) para as Modalidades Tarifárias Horárias.
- Q: Potência Reativa.
- S: Potência Aparente.
- t: Intervalo de Tempo em Horas.
- Tbt: Tarifa referente à Bandeira Tarifária.
- TC: Tarifa de Consumo de Energia Elétrica Ativa.
- TCm: Tarifa de Consumo Médio de Energia Elétrica Ativa.
- TD: Tarifa de Demanda de Potência.
- TDm: Tarifa Média de Demanda de Potência.
- TEc: Tarifa de Energia referente ao Consumo Ativo.
- TE_d: Tarifa de Energia referente à Demanda Ativa.
- TFIP: Tarifa de Fornecimento para Iluminação Pública.
- UC: Unidade Consumidora.
- UHE: Usina Hidroelétrica.
- UTE: Usina Termoelétrica.
- V: Tensão Elétrica.
- VArh: volt-ampere-reativo-hora.
- Vbt: Valor correspondente à Bandeira Tarifária.
- VD: Valor referente à cobrança da Demanda de Potência Ativa.

- VDC: Valor referente à cobrança da Demanda de Potência Ativa Complementar.
- VD_{RE} : Valor referente à cobrança pelo Excesso de Demanda de Potência Reativa.
- $VD_{ultrapassagem}$: Valor referente à cobrança pela Ultrapassagem da Demanda de Potência Ativa.
- VEEA: Valor referente ao Consumo da Energia Elétrica Ativa.
- VE_{RE} : Valor referente à cobrança pelo Excesso de Consumo de Energia Elétrica Reativa.
- VRD_{RE} : Valor de Referência correspondente às tarifas de Demanda de Potência para o Posto Tarifário Fora de Ponta das Tarifas de Alimentação Cabíveis aos subgrupos do Grupo A, para a Modalidade Tarifária Horária Azul.
- VRD_{ULT} : Valor de Referência equivalente às tarifas de Demanda de Potência aplicáveis aos subgrupos do Grupo A.
- VR_{RE} : Valor de Referência pelo Excesso de consumo de Energia Elétrica Reativa.
- φ : Ângulo em Graus.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Variação do consumo de energia ao longo do dia e da semana	19
Figura 2 - Objetivo Geral	20
Figura 3 - Triângulo das potências.....	24
Figura 4 - Defasagem entre as senoides da tensão e corrente.....	24
Figura 5 - Suprimento de energia reativa pelo capacitor	28
Figura 6 - Defasagem entre as senoides da tensão e corrente.....	29
Figura 7 - Unidade capacitiva trifásica	29
Figura 8 - Banco de capacitor trifásico	30
Figura 9 - Correção do FP ao lado da carga	31
Figura 10 - Correção do FP na BT	31
Figura 11 - Correção do FP por setor.....	32
Figura 12 - Correção do FP na AT	32
Figura 13 - Correção automática do FP	33
Figura 14 - Variação do consumo de energia ao longo do dia	34
Figura 15 - Diferença entre demanda medida e demanda registrada	53
Figura 16 - Intervalo do horário de ponta adotado pela ESS.....	55
Figura 17 - Fator de Potência capacitivo avaliado pelo medidor de energia	60
Figura 18 - Fator de Potência indutivo avaliado pelo medidor de energia.....	60
Figura 19 - Curva de potência reativa	61
Figura 20 - Postos Tarifários existentes	66
Figura 21 - Modalidades Tarifárias disponíveis no Brasil	66
Figura 22 - Superfície gráfica do hiperboloide contendo o índice de faturamento.....	76
Figura 23 - Mapa de contorno do hiperboloide contendo o índice de faturamento....	76
Figura 24 - Superfície gráfica do hiperboloide contendo o índice de faturamento.....	78
Figura 25 - Mapa de contorno do hiperboloide contendo o índice de faturamento....	79
Figura 26 - Superfície gráfica do hiperboloide contendo o valor de faturamento	83
Figura 27 - Mapa de contorno do hiperboloide contendo o índice de faturamento....	84
Figura 28 - Mapa de contorno contendo os 12 pontos de faturamento	85
Figura 29 - Mapa de contorno contendo os 11 pontos próximos de faturamento.....	87
Figura 30 - Comparação entre as Faturas Real e Otimizada	89
Figura 31 - Comparação entre as Faturas Real e Onerada	91

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Modalidades e tarifas aplicadas aos subgrupos do Grupo A.	40
Tabela 2 - Alíquotas dos tributos federais PIS e COFINS.	49
Tabela 3 - Alíquotas do tributo estadual ICMS.	50
Tabela 4 - Alíquotas e contribuições da CIP na indústria.	51
Tabela 5 - Valores em reais das tarifas da Modalidade Tarifária Horária Verde.	56
Tabela 6 - Valores em Reais das tarifas da Modalidade Tarifária Horária Azul.	57
Tabela 7 - Informações coletadas das 12 contas de energia elétrica da granja.	72
Tabela 8 - Consumo total de energia ativa por mês no período.	80
Tabela 9 - Economia gerada com FC otimizado.	88
Tabela 10 - Economia gerada com FC agravado.	90
Tabela 11 - Demandas faturadas e contratada da granja.	93
Tabela 12 - Demandas faturadas e demanda proposta para a granja.	95
Tabela 13 - Análise dos dados da granja na Modalidade Verde.	97
Tabela 14 - Análise dos dados da granja para a Modalidade Azul.	99

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
2	DESAFIOS TECNOLÓGICOS E OBJETIVOS	19
2.1	Desafios Tecnológicos	19
2.2	Objetivos Gerais e Específicos	20
2.2.1	Objetivo Geral.....	20
2.2.2	Objetivos Específicos	21
3	REVISÃO DE LITERATURA.....	22
3.1	Agroindústria	22
3.2	Índices que Influenciam o Consumo de Energia Elétrica	23
3.2.1	Fator de Potência	23
3.2.2	Fator de Carga.....	33
3.3	Características de Unidades Consumidoras do Grupo A.....	36
3.4	Estrutura Tarifária.....	37
3.5	Modalidades Tarifárias para o Grupo A.....	39
3.5.1	Modalidade Tarifária Horária Azul	42
3.5.2	Modalidade Tarifária Horária Verde.....	43
3.6	Período de Testes e Ajustes de Unidade Consumidora.....	43
3.6.1	Demanda de Potência	43
3.6.2	Fator de Potência	44
3.7	Cobrança por Ultrapassagem de Demanda	45
3.8	Bandeiras Tarifárias	46
3.9	Impostos e Contribuições presentes nas Contas de Energia Elétrica.....	48
3.10	Faturamento para o Grupo A	52
3.10.1	Demanda de Potência.....	52
3.10.2	Consumo de Energia Elétrica Ativa	55
3.11	Fator de Potência e Reativo Excedente.....	57

4	MATERIAL E MÉTODOS.....	64
4.1	Material	64
4.2	Métodos	64
4.2.1	Faturamento de Energia Elétrica	64
4.2.1.1	Faturamento de Energia na Modalidade Tarifária Horária Verde....	67
4.2.1.2	Faturamento de Energia na Modalidade Tarifária Horária Azul	68
4.2.2	Modelagem Matemática do Faturamento	69
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	70
5.1	Modelagem Matemática	74
5.1.1	Modelagem do Faturamento em função de FC e de FP	74
5.1.2	Modelagem do Faturamento em função de FC e do Consumo	79
5.2	Avaliação do Fator de Carga.....	87
5.2.1	Fator de Carga Otimizado	87
5.2.2	Fator de Carga Agravado	89
5.3	Análise das Multas nas Faturas	91
5.3.1	Multa por excesso de consumo de energia reativa.....	91
5.3.2	Multa por demanda complementar	92
5.4	Análise da Modalidade Tarifária.....	96
5.4.1	Modalidade Tarifária Horária Verde.....	96
5.4.2	Modalidade Tarifária Horária Azul	98
6	CONCLUSÃO	100
	REFERÊNCIAS.....	102

1 INTRODUÇÃO

A necessidade por energia elétrica no mundo tem se elevado significativamente como consequência do crescimento de seu consumo per capita e do aumento populacional. Isto posto, é urgente a utilização eficiente de energia elétrica, assim como o emprego de *softwares* de gerenciamento de energia. As observâncias quanto à redução no consumo de eletricidade possibilitam aos consumidores um maior controle sobre suas despesas (TEKE; TIMUR; BAYINDIR, 2016).

Os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica defrontam-se atualmente com muitas adversidades, por exemplo: alterações climáticas, sustentabilidade ambiental, confiabilidade e qualidade do fornecimento (LI et al., 2017).

Segundo Mohamed e Khan (2009), a gestão de energia elétrica é um tema em evidência no século XXI por contribuir para o desenvolvimento econômico e o avanço ambiental. Dispõe como objetivo e meta o planejamento de diversas iniciativas que, se implantadas, têm a finalidade de reduzir o consumo de energia.

Dentre essas iniciativas está o emprego de técnicas cujo foco é diminuir a ociosidade do funcionamento da empresa em determinados períodos, bem como em outros reduzir a demanda de potência máxima (demanda de pico), promovendo, assim, a preservação da infraestrutura de seu sistema elétrico (MOHAMED; KHAN, 2009).

Para Mohamed e Khan (2009), a implementação de técnicas de gerenciamento objetiva aprimorar a utilização do parque industrial da empresa nos horários fora de ponta e o Fator de Carga (FC). Essas técnicas são descritas como a revisão ou instauração de novos processos e a instalação de equipamentos energeticamente mais eficientes, assim como o controle do consumo de energia elétrica reativa.

Segundo Park et al. (2017), a conta de energia elétrica do cliente é composta pela cobrança da demanda e da energia consumida. A demanda paga à distribuidora é calculada por meio de medidor específico, e corresponde ao valor médio da potência ativa consumida a cada 15 minutos durante o período de faturamento (demanda medida). Para determinar a cobrança da demanda medida em quilowatt (kW), considera-se o maior valor médio no período de faturamento.

Também nesse período, que é de aproximadamente 30 dias, a energia consumida em quilowatt-hora (kWh) é a soma das potências elétricas ativas consumidas.

A demanda contratada é a potência ativa, ou seja, é o valor da energia elétrica requerida por unidade de tempo, cuja unidade de medida é o kW, que deverá ser fornecida ininterruptamente pela distribuidora no ponto de entrega do consumidor, com valor e período de validade descritos em contrato. Quer o cliente tenha utilizado essa potência em sua totalidade ou não no intervalo de tempo da fatura, a mesma deverá ser quitada integralmente (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)-RESOLUÇÃO NORMATIVA 414, 2010).

Já a energia ativa, conforme consta na ANEEL-Resolução Normativa 414 (2010), é a energia elétrica transformada em outras formas de energia utilizáveis, com unidade de medida igual ao kWh.

Conforme o disposto na ANEEL-Resolução Normativa 414 (2010), denomina-se distribuidora, a entidade titular de concessão ou permissão federal para executar a atividade pública de distribuição de energia elétrica.

De acordo com Fernández et al. (2013), as contas de energia elétrica discriminam as tarifas de fornecimento, que são referentes à geração, transmissão e distribuição de eletricidade. Nelas também constam os itens a seguir:

- Encargos de capacidade (\$/kW): demanda contratada pelo consumidor;
- Encargos energéticos (\$/kWh): energia elétrica efetivamente consumida;
- Componentes adicionais: multa por baixo Fator de Potência (FP), contribuição de iluminação pública, multa por ultrapassagem de demanda contratada e outros.

O consumo de energia ao longo das horas do dia é irregular, sendo maior durante algumas horas (denominado horário de ponta), requerendo produção extra para impedir blecautes durante esse intervalo de tempo (ZHU et al., 2016).

Confirmando o anteriormente descrito, Wang e Li (2016) citam que a demanda elétrica requerida pelo consumidor varia de uma estação para outra no transcorrer do ano, e de uma hora para outra durante o dia. Normalmente, o pico da demanda por energia ocorre entre o final da tarde e o início da noite, e é nesse período que os preços das tarifas de energia são extremamente altos.

De acordo com Nezamoddini e Wang (2017), além da diminuição da necessidade de investimentos com capacidade energética extra, a redução do pico de carga colabora com os custos operacionais das geradoras, bem como com a redução dos preços da eletricidade no atacado. Corroborando com o exposto, Mishra et al. (2013) afirmam que para suprir a demanda de energia no horário de ponta, além das usinas da base energética, linhas de transmissão e subestações, as denominadas despesas de capital, é necessário o reforço das usinas geradoras de eletricidade que consomem combustíveis poluidores e onerosos para seu funcionamento, as chamadas despesas operacionais.

Nesta linha de raciocínio, Fernández et al. (2013) mencionam a existência de preços diferenciados de kW e kWh por períodos, sendo as tarifas mais caras durante os períodos em que a produção adicional de energia precisa entrar em operação para atender ao consumo. Sendo assim, ajustar a demanda contratada pelo consumidor em cada período à real necessidade de eletricidade resultará em economia. Quando da assinatura do contrato de fornecimento de energia elétrica, as demandas contratadas não podem ser modificadas no transcorrer de 1 (um) ano, daí a importância de se fazer uma escolha acertada. Dessa forma, o cliente terá reduzido o seu custo operacional com energia, melhorando, assim, a sua competitividade.

O gerenciamento de energia é empregado para reduzir o gasto com a aquisição de energia elétrica e as multas associadas à mesma (MOHAMED; KHAN, 2009). As distribuidoras de eletricidade aplicam multas se a demanda consumida pelo cliente ultrapassar a demanda contratada (TORRENT-FONTBONA; LÓPEZ, 2015).

De acordo com a ANEEL-Resolução Normativa 414 (2010), as distribuidoras de energia elétrica devem monitorar, por intermédio de medição constante, obrigatoriamente para todas as Unidades Consumidoras (UC) pertencentes ao Grupo A, o consumo de energia reativa com a finalidade de cobrar o consumidor.

Em grandes empresas, o FP é um índice que deve ser monitorado permanentemente, devido à presença de equipamentos elétricos constituídos por bobinas, como é o caso de motores elétricos, reatores e transformadores, os quais agem diretamente sobre o valor desse índice. Para o funcionamento dessas máquinas elétricas, é imprescindível que haja em suas bobinas um fluxo eletromagnético, e a origem desse fluxo está atrelada ao consumo de energia elétrica reativa proveniente da rede de alimentação da distribuidora (CREMASCO, 2008).

O consumo de energia reativa eleva a corrente elétrica circulante, resultando em perdas por superaquecimento em todos os condutores metálicos e equipamentos do sistema elétrico. O monitoramento e o controle da circulação dessa energia ganhou destaque por aliviar o sistema elétrico, além de reduzir perdas e evitar o pagamento de multas contratuais (TEKE; TIMUR; BAYINDIR, 2016).

Várias empresas do agronegócio possuem maquinários defasados tecnologicamente, acionados por motores elétricos sobredimensionados (que operam com baixa carga) ou que são postos em funcionamento em horários de sobrecarga da rede elétrica das distribuidoras, o chamado horário de ponta. Ademais, em algumas empresas, esses motores operam em situações críticas – são acionados por partidas diretas tradicionais, são ligados simultaneamente e iniciam suas operações com carga total (CREMASCO, 2008).

Para Cremasco (2008), as operações descritas anteriormente, isoladas ou conjuntas, provocam picos de corrente e queda de tensão no sistema elétrico ao qual esses maquinários e equipamentos estão conectados.

Muitas empresas especializadas na criação de aves para abate ou postura, criação de suínos, gado leiteiro ou de corte, entre outras, fazem uso de máquinas e equipamentos movidos a motores elétricos que trituram e misturam diversos tipos de grãos e cereais, além de vitaminas, produzindo suas próprias rações com baixo custo.

Cenários como esse requerem uma análise objetiva, mais profunda, da situação real de como uma empresa está operando. E tal análise servirá para os seus gestores avaliarem se as alterações executadas no processo e na operação da empresa apresentaram resultados de melhoria ou não no consumo de energia elétrica.

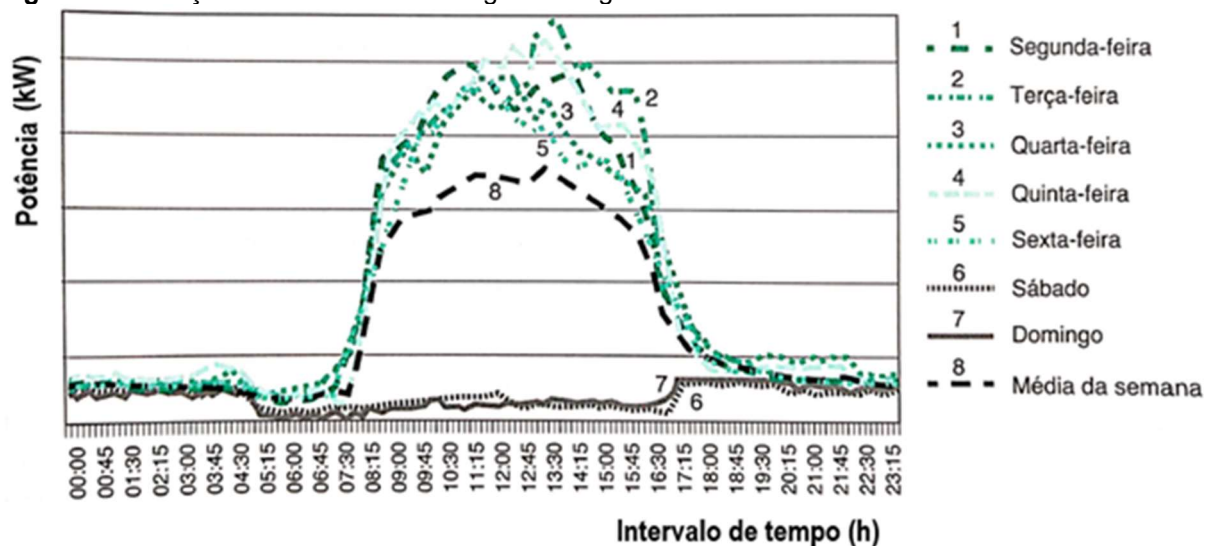
2 DESAFIOS TECNOLÓGICOS E OBJETIVOS

2.1 Desafios Tecnológicos

Algumas empresas agroindustriais enfrentam diversos problemas quanto ao seu consumo de energia elétrica, tais como:

- Oscilação da potência elétrica ao longo do dia. Muitas máquinas operam concomitantemente em determinados períodos do dia, gerando picos de carga, e em outros, ficam ociosas, ocasionando a contratação de uma alta demanda ou o pagamento de multa por ultrapassagem da demanda contratada (REGNIER; WINTERS, 2013). A Figura 1 elucida uma empresa, descrevendo sua demanda de potência ao longo das horas do dia para cada 1 (um) dos sete dias da semana;

Figura 1 - Variação do consumo de energia ao longo do dia e da semana



Fonte: Adaptado de Mamede Filho (2017).

- Maquinários em plena atividade no período em que a energia elétrica é mais onerosa (horário de ponta da distribuidora local) (REGNIER; WINTERS, 2013);
- Excesso de consumo de energia elétrica reativa, ocasionando o pagamento de multa por baixo FP;
- Instalação de motores elétricos com potência acima do necessário (sobredimensionados) operando em vazio;

- Máquinas e equipamentos movimentados por motores que fazem uso de sistemas ultrapassados de acionamentos e partidas elétricas;
- Partidas simultâneas de diversas máquinas e equipamentos conectados a motores elétricos; e
- Acionamentos de máquinas e equipamentos elétricos à plena carga (CREMASCO, 2008).

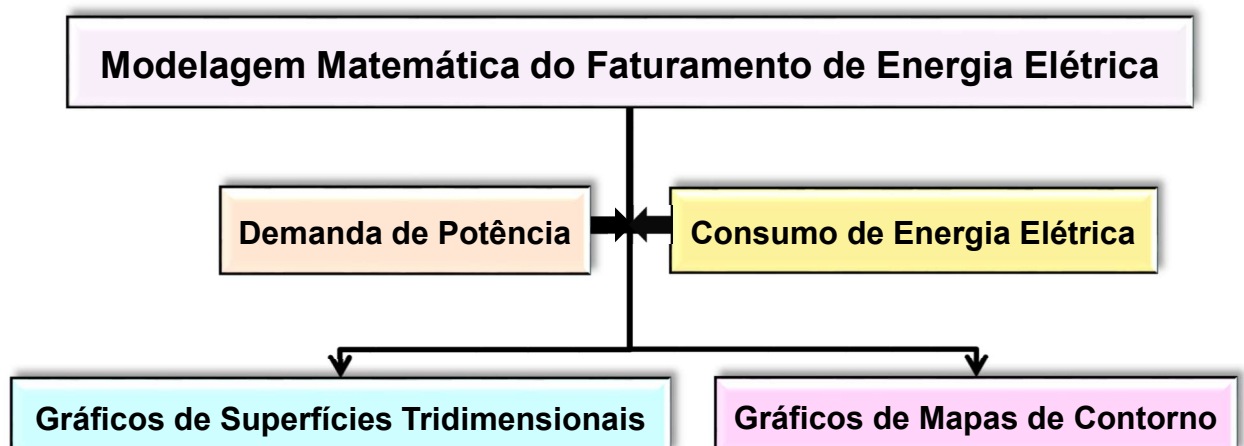
Ações solitárias ou concomitantes, como as descritas anteriormente, provocam investimentos desnecessários, baixa eficiência energética, picos nos consumos de potência e de corrente elétricas, bem como quedas de tensão na instalação elétrica da empresa.

2.2 Objetivos Gerais e Específicos

2.2.1 Objetivo Geral

O objetivo da presente pesquisa é desenvolver uma modelagem matemática do faturamento de energia elétrica de acordo com indicadores de consumo de energia elétrica ativa e reativa, assim como os de demanda de potência ativa e reativa, gerando gráficos de superfícies tridimensionais e mapas de contorno, em função dos fatores de carga e de potência, conforme ilustrado na Figura 2.

Figura 2 - Objetivo Geral



Fonte: Elaborado pelo autor.

Investigar a existência da cobrança de multas, promovendo o uso racional, consciente e eficiente da energia elétrica.

2.2.2 Objetivos Específicos

- Construir uma modelagem matemática para uma granja de postura optante pela modalidade tarifária horária verde, em função dos índices FC e FP.
- Propor ações para mitigar multas ou sobretaxas cobradas no período estudado.
- Analisar se a modalidade tarifária contratada foi acertada.

3 REVISÃO DE LITERATURA

Primeiramente, desenvolve-se a descrição das atividades exercidas por empresas agroindustriais na criação de animais, com o propósito de analisar o consumo de energia elétrica por essas empresas e, de igual modo, todos os índices, parâmetros e grandezas que interferem na elaboração de suas faturas de energia elétrica.

Com a finalidade de abranger todas as empresas do agronegócio, pertencentes ao Grupo A, torna-se imprescindível a pesquisa de todas as modalidades tarifárias, os subgrupos do Grupo A, as tensões elétricas de alimentação e demais características elétricas importantes para o fornecimento de energia. Os itens elencados anteriormente são fundamentais na montagem e na análise das equações que compõem e acarretam as variadas faturas de energia desses consumidores, e que estarão inseridas no *software* desenvolvido, objeto deste estudo.

3.1 Agroindústria

Em diversas empresas do agronegócio, muitos maquinários acionados por motores elétricos são indispensáveis para a trituração, mistura de cereais e vitaminas na produção de suas próprias rações, as quais alimentam os animais em granjas de aves de postura (NUNES et al., 2013), ou em empresas de criação ou engorda de frangos (GENEROSO et al., 2008) ou de bovinos (AMORIM et al., 2007).

Segundo Cremasco (2008), o FC e o FP são dois índices empregados na avaliação do consumo de energia elétrica de uma empresa. Avalia-se o consumo racional de energia por meio do FC. Altos valores de FC em uma empresa são ideais por caracterizar uma melhor utilização de suas máquinas e equipamentos no transcorrer do período. De modo oposto, quando os valores de FC estão baixos, presume-se uma concentração na utilização de eletricidade em um intervalo de tempo curto, acarretando oscilações nos valores da demanda consumida pela empresa.

3.2 Índices que Influenciam o Consumo de Energia Elétrica

3.2.1 Fator de Potência

De acordo com Mamede Filho (2017), certas máquinas e equipamentos, alimentados em corrente alternada, como os transformadores de energia, os motores elétricos e outros enrolamentos (bobinas), precisam de uma porção de energia reativa para seu funcionamento.

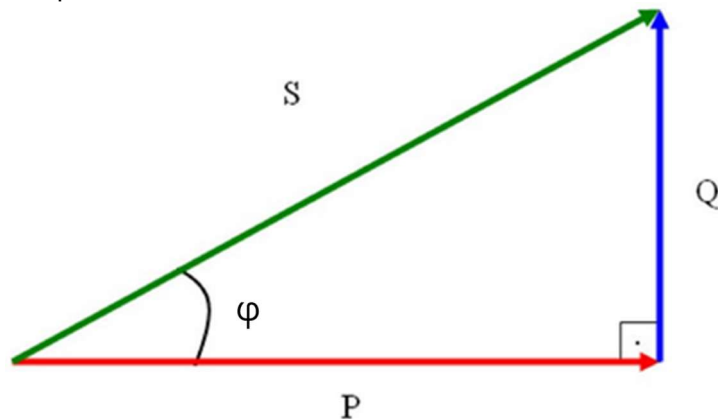
Segundo a ANEEL-Resolução Normativa 414 (2010), energia elétrica reativa é aquela que transita entre vários campos elétricos e magnéticos presentes nos circuitos em corrente alternada, sem que ocorra a sua conversão em outra forma de energia útil (aproveitável), com unidade de medida igual ao quilovolt-ampere-reativo-hora (kVARh).

Para Creder e Costa (2016), nos circuitos de corrente alternada que contêm motores e outros enrolamentos ou bobinas, são três as potências elétricas envolvidas e consumidas, a saber:

- A potência ativa (P), que é responsável pela produção de trabalho, isto é, conversão de energia elétrica em outra forma de energia (térmica, luminosa ou cinética), sendo sua unidade de medida o kW;
- A potência reativa (Q), que é a energia circulante entre o gerador e as cargas indutivas ou capacitivas, que possui o quilovolt-ampere-reativo (kVAR) como unidade de medida; e
- A potência aparente (S), também chamada de potência total, que é a soma vetorial das duas potências antecedentes, sendo o quilovolt-ampere (kVA) a sua unidade de medida.

O denominado triângulo das potências é demonstrado na Figura 3, o qual representa a soma vetorial das potências ativa e reativa, resultando na potência aparente (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2014).

Figura 3 - Triângulo das potências.

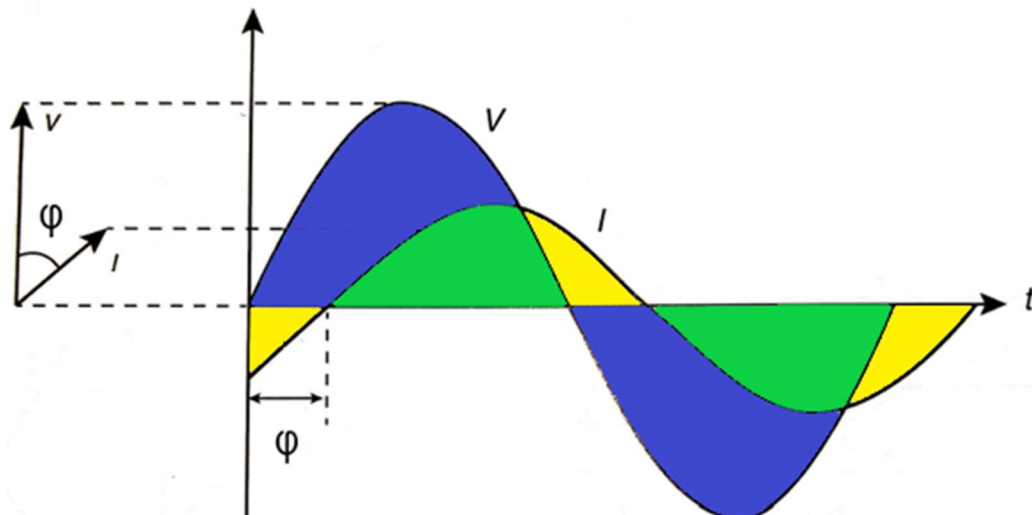


Fonte: Adaptado de Barros, Borelli e Gedra (2014).

De acordo com Creder e Costa (2016), nos circuitos elétricos que possuem cargas indutivas, como os motores, as bobinas ou enrolamentos diversos, a curva senoidal da tensão elétrica (V) se adianta com relação à corrente elétrica (I) por um ângulo φ (ângulo em graus), conforme observado na Figura 4.

Segundo Capelli (2013), as cargas indutivas oferecem resistência às variações de corrente e, por essa razão, em circuitos puramente indutivos, a senoide da corrente se atrasa com relação à da tensão com um ângulo φ de até 90° .

Figura 4 - Defasagem entre as senoides da tensão e corrente



Fonte: Adaptado de Creder e Costa (2016).

Denomina-se como FP o cosseno do ângulo ($\cos\varphi$) de defasagem entre a corrente e a tensão (CREDER, 1995).

De acordo com Creder (1995), é possível determinar de forma indireta, com o uso de aparelhos, o valor do FP. A primeira seria com o wattímetro e o kVA-metro, por meio da Equação (1), que foi extraída da Figura 3.

$$FP = \cos(\varphi) = \left(\frac{P}{S} \right) \quad (1)$$

onde:

- FP: fator de potência;
- $\cos\varphi$: cosseno do ângulo “ φ ”;
- P: potência ativa (kW); e
- S: potência aparente ou total (kVA).

A segunda possibilidade seria com o emprego do wattímetro e do varímetro, por meio da Equação (2), que também foi determinada pela Figura 3 (CREDER, 1995).

$$FP = \cos \left[\arctan \left(\frac{Q}{P} \right) \right] \quad (2)$$

onde:

- FP: fator de potência;
- $\cos \arctan$: cosseno do ângulo da tangente;
- Q: potência reativa (kVAr); e
- P: potência ativa (kW).

Outro modo para determinar o FP, segundo a ANEEL-Resolução Normativa 414 (2010), é pela divisão entre os valores da energia elétrica ativa e a raiz quadrada da adição dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa consumidas em um mesmo intervalo de tempo, como descreve a Equação (3). No entanto, este mesmo valor de FP é disponibilizado mensalmente pela distribuidora diretamente na conta de eletricidade do cliente.

$$FP = \frac{EEAm}{\sqrt{EEAm^2 + EERm^2}} \quad (3)$$

onde:

- FP: fator de potência calculado para determinada UC;
- EEAm: energia elétrica ativa medida em kWh; e
- EERm: energia elétrica reativa medida em kVARh.

Para Creder (1995), os valores de FP variam entre 0 (zero) e 1 (um), ou em porcentagem, entre 0 e 100%, em que o valor 0 (zero) retrata uma indutância pura, ao passo que o valor 1 (um) corresponde a uma carga resistiva. Na verdade, não existe uma indutância legítima, pois qualquer condutor metálico possui um valor de resistência elétrica; portanto, o valor 0 (zero) jamais será alcançado.

Nas indústrias, onde as cargas indutivas são a grande maioria, em especial os motores elétricos, o FP vem a ser uma causa de apreensão (COTRIM, 1982).

Todo sistema elétrico de uma indústria com baixo valor de FP, segundo Cotrim (1982), está sujeito à sobrecarga, desde a rede de alimentação da distribuidora de energia até as máquinas em operação. Além da sobrecarga nos transformadores, chaves seccionadoras, disjuntores, barramentos, cabos e fios e o significativo desgaste e queda no rendimento dos aparelhos e equipamentos elétricos, a distribuidora local, pautada pela legislação em vigor, cobrará uma sobretaxa no valor da fatura de energia do cliente, e tal multa será inversamente proporcional ao valor do FP determinado por medição apropriada.

Na indústria, são várias as causas possíveis da origem de um baixo FP, como descreve o U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (2020), e identificá-las e corrigi-las contribuirá para melhorar, mesmo que parcialmente, esse índice. Seguem abaixo algumas razões para um valor baixo de FP:

- Tensão elétrica de alimentação acima da tensão nominal (de placa) dos equipamentos;
- Motores de indução trabalhando com baixa carga (em vazio); e
- Máquinas acopladas a motores elétricos superdimensionados.

Afora esses, Mamede Filho (2017) relaciona outros:

- Fornos a arco;
- Reatores de baixo FP acionando lâmpadas de descarga;

- Fornos de indução eletromagnética;
- Máquinas de solda a transformador; e
- Equipamentos eletrônicos.

Pelo exposto acima, a primeira providência a ser tomada com o intuito de alavancar o FP da unidade industrial é a análise das causas do seu excessivo consumo de energia reativa. Na sequência, algumas mudanças de procedimentos, bem como o uso racional de máquinas e equipamentos contribuirão para a elevação desse índice. Seguem abaixo algumas ações:

- Redimensionar motores elétricos superdimensionados de máquinas;
- Impedir o funcionamento de motores sem carga (em vazio);
- Utilizar reatores com alto FP no acionamento de lâmpadas de descarga; e
- Promover o balanceamento (equilíbrio) das cargas ligadas aos transformadores de energia (MAMEDE FILHO, 2017).

O FP de referência no Brasil, quer seja de origem indutiva, quer seja de origem capacitiva, tem valor mínimo tolerado igual a 92% para as UCs do Grupo A. Haverá cobranças se o consumo de demanda de potência e energia elétrica reativas ultrapassar a utilização máxima permitida (ANEEL-RESOLUÇÃO NORMATIVA 414, 2010).

De acordo com o U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (2020), as distribuidoras de energia elétrica da maioria dos estados norte-americanos exigem um FP igual ou superior a 95%.

Em Portugal Continental, segundo o Poupa Energia (2020), a cobrança por excesso de consumo de energia reativa de empresas e instalações sob o regime de baixa tensão especial, média tensão, alta tensão e extra-alta tensão é feita em três níveis, que são:

- 1º Nível: $93\% \leq \cos\varphi < 95\%$;
- 2º Nível: $89\% \leq \cos\varphi < 93\%$;
- 3º Nível: $\cos\varphi < 89\%$.

O objetivo da instauração dos três níveis listados anteriormente foi motivar o cliente português ao uso mais eficiente do sistema elétrico, reduzindo seu consumo de energia reativa, diminuindo assim as perdas nas redes de transmissão e distribuição de eletricidade (ERSE-DESPACHO 7.253, 2010).

Conforme a ERSE-Despacho 12.605 (2010), cada um dos níveis possui um fator que deverá ser multiplicado ao preço de referência da energia reativa de Portugal. Esses fatores são:

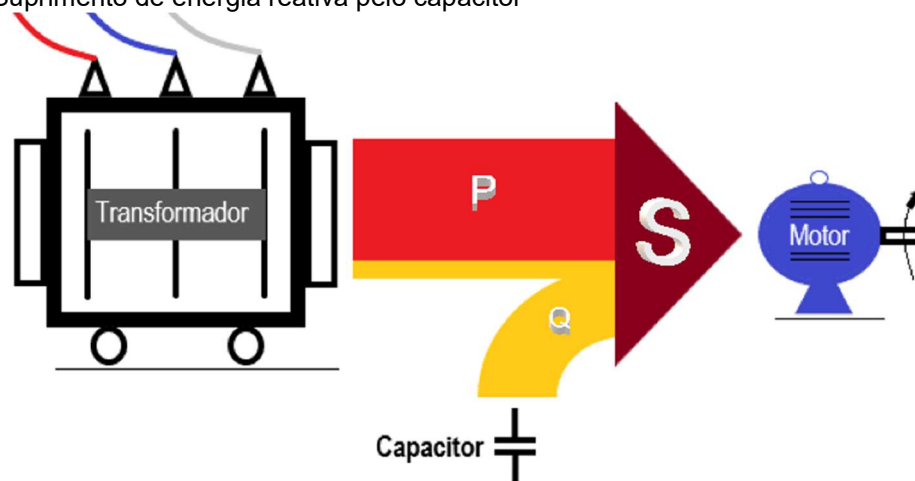
- Fator Multiplicador do 1º Nível: 0,33;
- Fator Multiplicador do 2º Nível: 1,00;
- Fator Multiplicador do 3º Nível: 3,00.

Os consumidores portugueses não serão penalizados financeiramente em suas contas de eletricidade, devido ao excesso no consumo de energia reativa, se os FPs registrados em seus medidores forem iguais ou superiores a 95% (POUPA ENERGIA, 2020).

Para corrigir o FP de um sistema elétrico acima do limite estabelecido pela legislação em vigor, o método mais difundido é a instalação de células capacitivas ou banco de capacitores em paralelo com a rede de alimentação, devido ao seu baixo custo de implantação e manutenção (CREDER; COSTA, 2016).

O capacitor é uma fonte de potência reativa que suprirá as necessidades das cargas indutivas de uma instalação industrial. Do contrário, essa potência seria absorvida do suprimento de energia da distribuidora (MAMEDE FILHO, 2017). A Figura 5 ilustra um capacitor fornecendo a maior parcela da potência reativa necessária ao funcionamento do motor, sendo preciso apenas uma pequena fração dessa potência advinda do sistema elétrico.

Figura 5 - Suprimento de energia reativa pelo capacitor

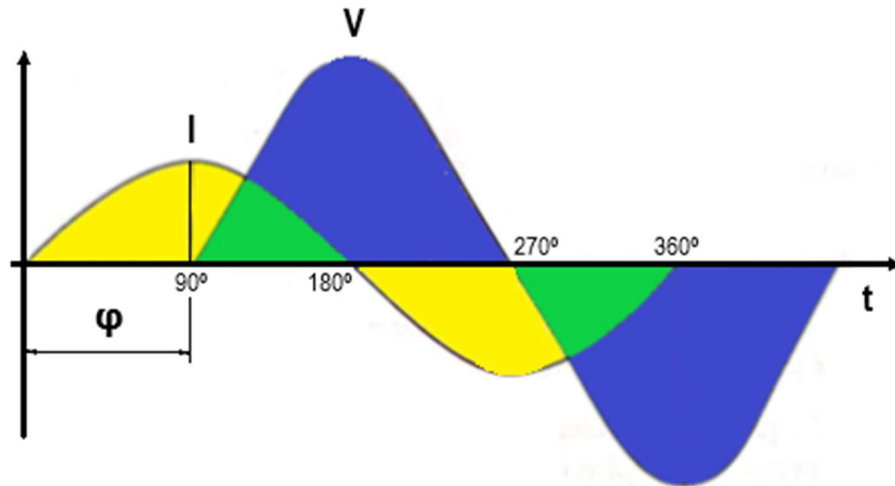


Fonte: Adaptado de Capelli (2013).

Barros, Borelli e Gedra (2014) descrevem que os capacitores são equipamentos que armazenam energia e que, ao contrário das cargas indutivas, é a

curva senoidal da corrente que se adianta com relação à tensão nos mesmos, com um ângulo φ , conforme ilustrado na Figura 6.

Figura 6 - Defasagem entre as senoides da tensão e corrente.



Fonte: Adaptado de Barros, Borelli e Gedra (2014).

Capelli (2013) confirma o relato anterior, explicando que as cargas capacitivas contrapõem às variações da tensão elétrica, atrasando deste modo a senoide da tensão com relação à da corrente com um ângulo φ de 90°, de acordo com a Figura 6.

Para a correção do FP em Baixa Tensão (BT), empregam-se capacitores caracterizados por uma determinada potência reativa nominal (Q), dada em kVAr. Os mesmos são fabricados em unidades monofásicas ou trifásicas, com valores padronizados de potência reativa, tensão elétrica e frequência (COTRIM, 1982). A Figura 7 apresenta uma unidade capacitiva trifásica.

Figura 7 - Unidade capacitiva trifásica



Fonte: WEG-Automation (2017).

Mamede Filho (2017) explica que os bancos de capacitores para BT são construídos por unidades capacitivas formando módulos com potências reativas padronizadas (kVAr), e que são inseridos no interior de painéis de chapas metálicas,

sendo os próprios ligados e desligados por meio de controladores, cuja finalidade é ajustar o valor do FP de acordo com a meta do cliente. A Figura 8 apresenta um banco de capacitor trifásico.

Figura 8 - Banco de capacitor trifásico



Fonte: WEG-AC Capacitors (2017).

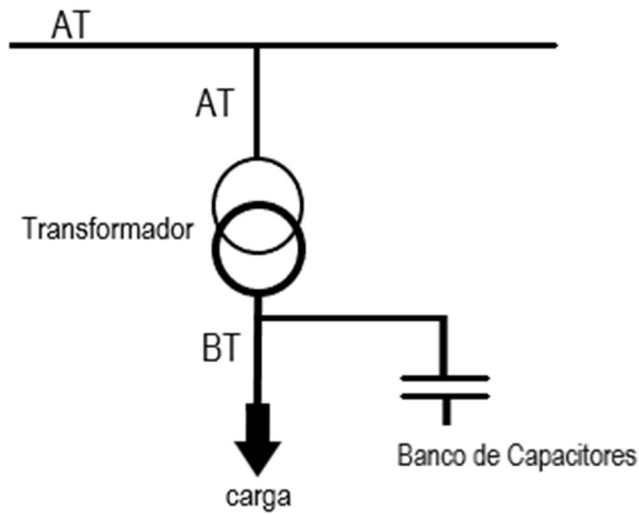
Ainda segundo Mamede Filho (2017), os capacitores instalados nos circuitos elétricos de uma indústria trazem inúmeros benefícios, como os relacionados a seguir:

- Diminuição das perdas por aquecimento nos circuitos terminais ou de alimentação das cargas;
- Melhora nos valores da tensão elétrica;
- Ampliação de carga a ser conectada nos transformadores de energia;
- Melhora na operação dos equipamentos de manobra e proteção; e
- Liberação da potência instalada em todo sistema elétrico a partir de sua conexão.

Há uma diversidade na maneira de montar os capacitores na UC, de acordo com Capelli (2013), cada qual com suas vantagens e desvantagens. Seguem abaixo os principais modos de instalação dos bancos de capacitores trifásicos.

- Correção do FP local: o banco de capacitores é instalado na BT, em paralelo com a carga, conforme diagrama da Figura 9;

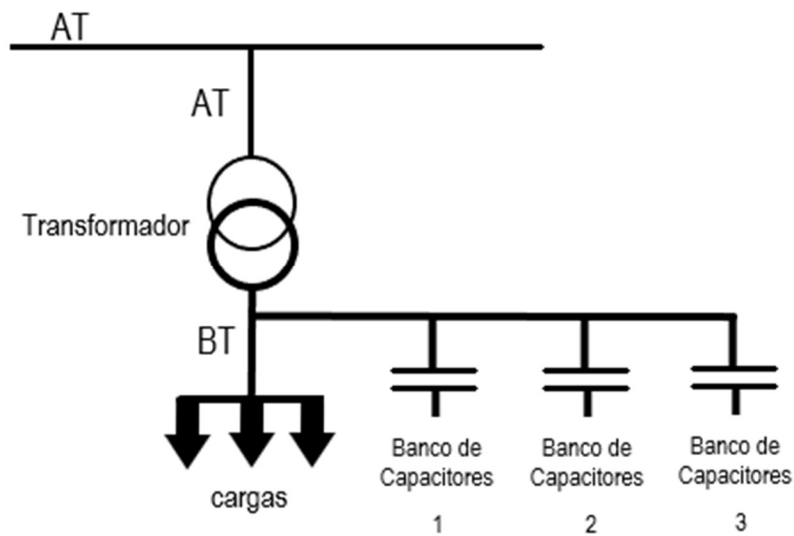
Figura 9 - Correção do FP ao lado da carga



Fonte: Adaptado de Capelli (2013).

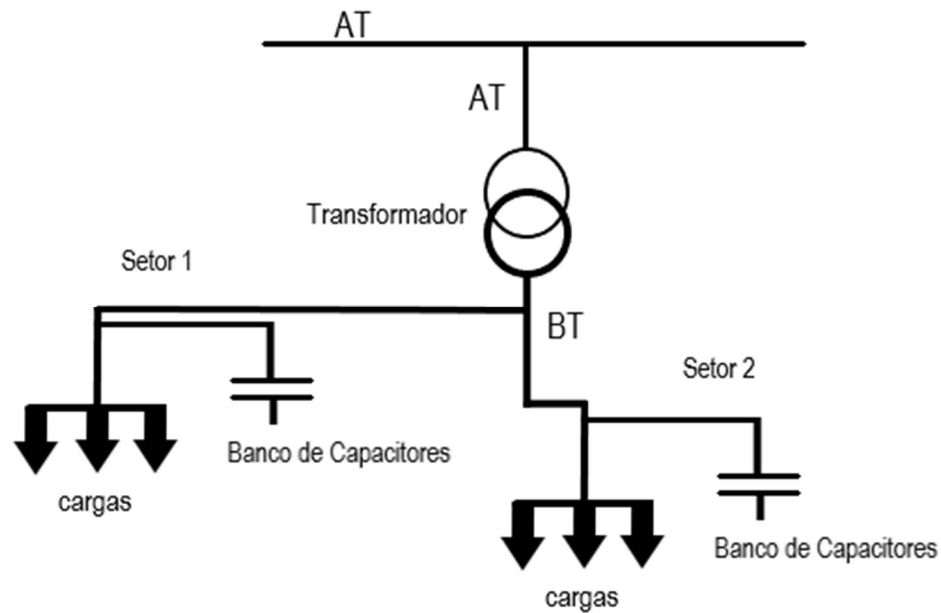
- Correção do FP na BT: os bancos de capacitores são instalados na BT, após o transformador, e fazem a correção de todas as cargas da UC, conforme ilustra a Figura 10;

Figura 10 - Correção do FP na BT



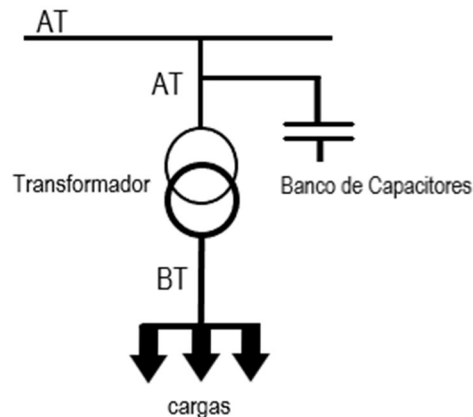
Fonte: Adaptado de Capelli (2013).

- Correção do FP por grupos de carga: a UC é fragmentada em setores, onde os bancos de capacitores são calculados e instalados para as máquinas e equipamentos localizados em cada barracão, galpão ou alojamento, de acordo com o diagrama da Figura 11;

Figura 11 - Correção do FP por setor

Fonte: Adaptado de Capelli (2013).

- Correção do FP na Alta Tensão (AT): o banco de capacitores é instalado antes do transformador de energia da UC, ao lado da AT, de acordo com o diagrama da Figura 12; e

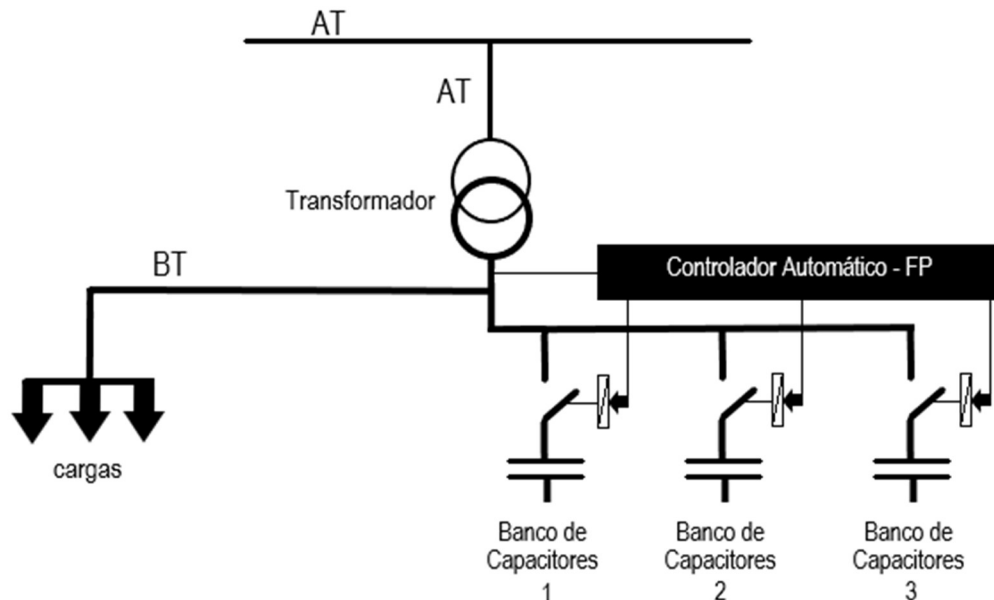
Figura 12 - Correção do FP na AT

Fonte: Adaptado de Capelli (2013).

- Correção automática do FP: um controlador automático de banco de capacitores liga e desliga diversos bancos, com o objetivo de manter o FP constante e igual ao programado pelo usuário. A coleta das informações no sistema elétrico para que o controlador calcule o FP instantâneo, é feita por transformadores de corrente e de potencial. O diagrama da Figura 13 representa três bancos de

capacitores acionados automaticamente conforme a necessidade da UC.

Figura 13 - Correção automática do FP



Fonte: Adaptado de Capelli (2013).

3.2.2 Fator de Carga

De acordo com Barros, Borelli e Gedra (2014), o FC é o índice que aponta se uma UC está consumindo energia elétrica de modo moderado e inteligente.

O FC exprime a efetiva ligação entre a energia elétrica ativa consumida num intervalo de tempo estipulado e a demanda de potência ativa que poderia ser utilizada nesse mesmo período de tempo, conforme demonstra a Equação (4).

$$FC = \frac{EEAm}{t \cdot DAm} \quad (4)$$

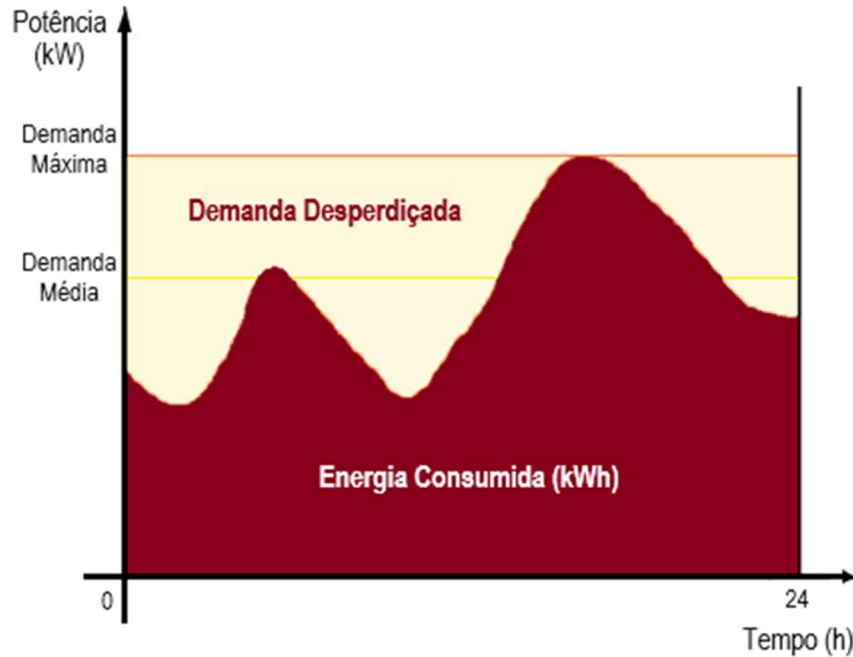
onde:

- FC: fator de carga determinado para UC no intervalo de tempo “t”;
- EEAm: energia elétrica ativa medida em kWh;
- DAm: demanda de potência ativa medida em kW; e
- t: intervalo de tempo em horas (h).

Cremasco (2008) afirma que o consumo de energia elétrica ao longo do dia não é linear, sofrendo acentuadas flutuações no decorrer do período devido às

atividades fabris desenvolvidas pela empresa. A Figura 14 ilustra a oscilação da potência elétrica ao longo do dia, exibindo a demanda máxima (pico), a demanda média e a energia consumida por uma empresa durante 24 horas.

Figura 14 - Variação do consumo de energia ao longo do dia



Fonte: Adaptado de Cremasco (2008).

Segundo Barros, Borelli e Gedra (2014), como os consumidores do Grupo A pertencem ao Sistema Tarifário Horo-Sazonal, o FC será calculado para os dois postos tarifários, a saber: o posto tarifário ponta e o posto tarifário fora de ponta, determinado pela Equação (5).

$$FC(pt) = \frac{EEAm(pt)}{t(pt) \cdot DAm(pt)} \quad (5)$$

onde:

- FC(pt): fator de carga, determinado por posto tarifário “pt”;
- EEAm(pt): energia elétrica ativa medida (kWh) no posto tarifário “pt”;
- DAm(pt): demanda de potência ativa medida (kW) no posto tarifário “pt”;
- pt: posto tarifário (ponta ou fora de ponta); e
- t: intervalo de tempo em horas, do posto tarifário “pt”.

O FC é um índice adimensional com resultado entre 0 (zero) e 1 (um). Uma planta industrial é classificada como consumidora eficiente em energia elétrica quanto mais próximo de 1 (um) o FC resultar (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2014).

Para a ANEEL-Resolução Normativa 414 (2010), posto tarifário é o intervalo de tempo em horas no decorrer de 1 (um) dia, fundamental ao emprego diferenciado de tarifas. Para tanto, são considerados dois postos tarifários: o posto tarifário ponta (horário de ponta), que é um intervalo de três horas diárias consecutivas a ser estabelecido pela distribuidora de energia local, levando em consideração a curva de carga de seu sistema elétrico, deferido pela ANEEL, para toda sua área de concessão ou permissão, exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais. De modo complementar, denomina-se posto tarifário fora de ponta (horário fora de ponta) as demais horas diárias consecutivas definidas como horário de ponta, inclusive todas as horas dos sábados, domingos e feriados nacionais.

Fundamentado no anteriormente exposto, Barros, Borelli e Gedra (2014), explicam que num ciclo de faturamento constituído por 30 dias, o intervalo de tempo compreendido como ponta é de 66 horas, que é o resultado da multiplicação de 22 dias úteis por três horas diárias. Considerando 1 (um) mês com 30 dias e multiplicando esses dias por 24 horas, tem-se que o período total de 1 (um) mês é de 720 horas. Para determinar que o intervalo de tempo fora da ponta é de 654 horas, subtrai-se o total de horas do mês (720) pelo intervalo de tempo considerado como ponta (66).

Para melhorar o FC de uma indústria, Barros, Borelli e Gedra (2014), aconselham algumas ações como as descritas a seguir:

- Motores que iniciam suas operações à plena carga não devem ser ligados ao mesmo tempo, evitando, assim, picos de corrente e de demanda;
- Instalar acionamentos modernos de motores com o objetivo de diminuir suas correntes de partida;
- Manter a produção industrial constante, bem como o consumo de energia elétrica, porém reprogramar o funcionamento de máquinas e equipamentos, impedindo a operação simultânea, reduzindo, portanto, a demanda de potência; e
- Identificar máquinas e equipamentos que possam funcionar em horário distinto ao da máxima demanda de potência da empresa para,

posteriormente, remanejá-los para outro horário de funcionamento, diminuindo, assim, a demanda registrada.

3.3 Características de Unidades Consumidoras do Grupo A

Segundo a ANEEL-Resolução Normativa 414 (2010), denomina-se UC, para um consumidor em tensão primária, o agrupamento constituído por ramal de entrada, condutores, equipamentos elétricos e demais instrumentos, acrescida do abrigo da subestação de energia, qualificada pelo recebimento de energia elétrica em apenas 1 (um) ponto de entrega e medição particularizada equivalente a 1 (um) cliente único situado em um mesmo imóvel ou em imóveis adjacentes.

Ainda de acordo com a ANEEL-Resolução Normativa 414 (2010), é obrigação das distribuidoras o fornecimento e a instalação do medidor de energia, além de outros equipamentos auxiliares necessários à medição do consumo da UC.

A montagem do ramal de entrada é de responsabilidade do cliente, sendo o mesmo constituído por diversos materiais elétricos e condutores, todos situados entre o ponto de entrega de energia e a medição ou o dispositivo de proteção contra a elevação de corrente (ANEEL-RESOLUÇÃO NORMATIVA 414, 2010).

De acordo com a ANEEL-Resolução Normativa 414 (2010), ponto de entrega é o local específico onde ocorre a conexão elétrica entre os condutores de alimentação da distribuidora de energia com os condutores da UC do cliente.

Entende-se por medição o processamento executado por equipamento específico que possibilite mensurar e registrar as grandezas elétricas relacionadas ao consumo de energia, bem como as potências ativa e reativa (ANEEL-RESOLUÇÃO NORMATIVA 414, 2010).

No que diz respeito à subestação de energia, a ANEEL-Resolução Normativa 414 (2010) esclarece que é o local do sistema elétrico onde estarão situados os instrumentos de manobra, controle, proteção, transformação e outros aparelhos, condutores e demais objetos, inclusive toda parte estrutural de montagem e as construções civis.

3.4 Estrutura Tarifária

Segundo a ANEEL-Módulo 7 (2017), Estrutura Tarifária é um agrupamento de tarifas utilizadas na elaboração das faturas no comércio de distribuição de energia elétrica que representa a diferença das despesas regulatórias das distribuidoras entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, conforme as modalidades e os postos tarifários.

Fatura é a denominação atribuída ao documento comercial que aponta o valor total em moeda corrente que o consumidor deverá embolsar à distribuidora pelo suprimento de energia, conexão e utilização do sistema elétrico ou devido à utilização de serviços. A distribuidora deve detalhar com clareza os trabalhos por ela prestados, os respectivos montantes, tarifas e o intervalo de tempo do faturamento, de modo que o cliente possa observar seu consumo mensal. A exibição da fatura de energia elétrica ao consumidor poderá ser realizada por meio eletrônico ou impressa (ANEEL-RESOLUÇÃO NORMATIVA 775, 2017).

Para a ANEEL-Módulo 11 (2017), as informações obrigatórias descritas de maneira clara e objetiva que deverão estar disponíveis em todas as faturas de energia elétrica são:

- A identificação do cliente ou usuário do sistema de distribuição;
- A identificação da UC, tais como: endereço da unidade ou do ponto de entrada de energia e do medidor com identificação, bem como o grupo e o subgrupo da tensão elétrica, a classe e a subclasse da unidade, o tipo de fornecimento e a modalidade tarifária praticada;
- Os dados imprescindíveis para realizar o pagamento, especificamente: o valor monetário total do débito, assim como o código de barras e os números digitáveis, as datas do pagamento e do lançamento da fatura, o mês de referência da fatura e a comunicação de quitação por débito automático, se houver;
- Os montantes faturados por cada serviço e produto devem ser especificados item por item, juntamente com o seu preço monetário por unidade, assim como os valores totais calculados advindos da multiplicação das grandezas elétricas medidas com as suas respectivas tarifas fixadas pela ANEEL. Do mesmo modo, são fundamentais os tópicos a seguir:

- As datas com suas respectivas anotações das leituras atual e passadas assinaladas pelo medidor de energia instalado na UC ou no ponto de entrada;
 - A quantidade de dias relativos ao intervalo de tempo acumulado no faturamento;
 - O dia provável da leitura seguinte;
 - O tipo de bandeira tarifária com seus valores unitário e total a serem faturados para o mês/ciclo em questão, se presente e autorizado pela ANEEL, de acordo com regulamentação específica; e
 - Se não houver leitura no mês/ciclo do faturamento, deverá haver um comunicado explícito;
- O histórico do consumo de treze meses, isto é, do mês da fatura atual, mais os doze meses antecedentes relativos à utilização de energia elétrica e de outras grandezas faturadas;
 - Os valores de todos os tributos (impostos e contribuições) federais, estaduais, municipais ou do Distrito Federal incidentes sobre o faturamento da energia elétrica deverão estar discriminados em separado na fatura, cada qual com sua respectiva alíquota baseada no valor da mercadoria (produtos ou serviços) e posteriormente adicionados aos preços unitários correspondentes à(s) tarifa(s) aplicada(s), conforme publicado em regulamentação específica da ANEEL; e
 - Comunicados de interesse dos clientes, como os abaixo:
 - Uma nota relatando a existência de pontos de atendimento da distribuidora de energia ao cliente com a finalidade de disponibilizar esclarecimentos sobre o fornecimento de energia, tarifas, serviços e tributos;
 - Devem constar, na sequência e em evidência decrescente, os números dos telefones da central de atendimento e da ouvidoria da distribuidora, bem como as demais formas de contato para requerimentos ou críticas, o número do telefone da ouvidoria da agência conveniada do estado, se existir; assim como o número do telefone da ouvidoria da ANEEL; e

- Comunicado chamando a atenção do cliente quanto ao acesso às notícias adicionais no site da distribuidora, assim como outros modos de contato para a requisição de informações.

De acordo com Barros, Borelli e Gedra (2014), por falta de capital para bem executar as suas atividades em cada distribuidora do país, a ANEEL, em alguns estados, firma convênios com agências para que as mesmas façam um percentual de suas atribuições. No estado de São Paulo, a ANEEL possui convênio com uma autarquia de regime especial ligada à Secretaria de Energia, chamada Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP).

De acordo com a definição prevista na ANEEL-Resolução Normativa 775 (2017), a conta de energia elétrica ou nota fiscal é uma declaração tributária inserida no regulamento do Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), expedida pelo fornecedor de energia. A conta de energia elétrica ou nota fiscal lançada pela distribuidora satisfaz igualmente o papel de fatura, assumindo, portanto, a função de atributo fiscal e comercial.

3.5 Modalidades Tarifárias para o Grupo A

As UCs pertencerão ao Grupo A quando a distribuidora fornecer eletricidade com tensão elétrica igual ou superior a 2300 Volts, denominada tensão primária de distribuição. Neste contexto se encaixa grande parte das empresas do agronegócio ou as abastecidas por sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária qualificado pela tarifa binômia. Este grupo está dividido em subgrupos, conforme segue (ANEEL-RESOLUÇÃO NORMATIVA 414, 2010):

- Subgrupo A1: tensão elétrica de alimentação igual ou maior a 230 quilovolt (kV);
- Subgrupo A2: tensão elétrica de alimentação entre 88 kV e 138 kV;
- Subgrupo A3: tensão elétrica de alimentação igual a 69 kV;
- Subgrupo A3a: tensão elétrica de alimentação entre 30 kV e 44 kV;
- Subgrupo A4: tensão elétrica de alimentação entre 2,3 kV e 25 kV; e
- Subgrupo AS: tensão elétrica de alimentação menor do que 2,3 kV, com início do sistema subterrâneo de distribuição.

Ainda segundo a ANEEL-Resolução Normativa 414 (2010), a demanda contratada pela UC é fator preponderante na determinação da tensão de alimentação do consumidor pertencente ao Grupo A, como mostra a sequência abaixo:

- Se a potência total instalada na UC for maior do que 75 kW e a demanda contratada pelo cliente for menor ou igual a 2500 kW, a UC terá uma tensão primária de alimentação inferior a 69 kV; ou
- Se a demanda contratada pelo cliente for maior do que 2500 kW, a UC terá uma tensão primária de alimentação igual ou maior do que 69 kV. Na definição da tensão elétrica de fornecimento, deve-se observar a maior demanda contratada para as UCs atendidas pela modalidade tarifária horária azul.

Segundo a ANEEL-Módulo 7 (2017), para os consumidores atendidos pelo sistema de distribuição primária, a tarifa de energia é diferenciada por modalidades tarifárias, como os postos tarifários, por meio de metodologia temporal, bem como os grupos e subgrupos tarifários pelo intervalo da tensão elétrica. A Tabela 1 demonstra os subgrupos por tensão e as modalidades tarifárias para os consumidores do Grupo A, com suas respectivas grandezas de faturamento na forma de tarifa de energia.

Tabela 1 - Modalidades e tarifas aplicadas aos subgrupos do Grupo A.

Grupo	Subgrupo	Modalidade	Tarifa de Energia	
			ponta	fora de ponta
A (≥ 2,3 kV)	A1 (≥ 230 kV)	Azul	R\$.kWh ⁻¹	R\$.kWh ⁻¹
	A2 (88 a 138 kV)	Azul	R\$.kWh ⁻¹	R\$.kWh ⁻¹
	A3 (69 kV)	Azul	R\$.kWh ⁻¹	R\$.kWh ⁻¹
	A3a (30 a 44 kV)	Azul	R\$.kWh ⁻¹	R\$.kWh ⁻¹
		Verde	R\$.kWh ⁻¹	R\$.kWh ⁻¹
	A4 (2,3 a 25 kV)	Azul	R\$.kWh ⁻¹	R\$.kWh ⁻¹
		Verde	R\$.kWh ⁻¹	R\$.kWh ⁻¹
	AS (< 2,3 kV subterrâneo)	Azul	R\$.kWh ⁻¹	R\$.kWh ⁻¹
		Verde	R\$.kWh ⁻¹	R\$.kWh ⁻¹

Fonte: Adaptado de ANEEL-Módulo 7 (2017).

De acordo com Barros, Borelli e Gedra (2014), até os clientes interligados à distribuidora por meio de ramal subterrâneo (denominado Subgrupo AS), abastecidos por tensão elétrica inferior a 2300 Volts, estão inseridos no Grupo A.

Quanto aos clientes do Grupo B, conforme a ANEEL-Módulo 7 (2017) relata, as distribuidoras de energia disponibilizarão aos mesmos uma tensão inferior a 2,3 kV. Estes pequenos consumidores estarão sujeitos à Modalidade Tarifária Convencional Monômnia, caracterizada pela não cobrança de demanda de potência e por possuir uma única tarifa de consumo de energia, independentemente das horas de utilização do dia.

Cabe à distribuidora classificar o consumidor conforme a atividade por ele executada e o objetivo do consumo de energia elétrica. A classe poderá ser industrial, comercial, rural, poder público ou outra, e as tarifas a serem aplicadas ao consumidor estarão vinculadas a estas classes (ANEEL-RESOLUÇÃO NORMATIVA 414, 2010).

Modalidade tarifária corresponde ao grupo de tarifas cabíveis aos segmentos de consumo de energia elétrica e de demanda de potência ativas existentes no Brasil, segundo a ANEEL-Resolução Normativa 414 (2010), para as empresas pertencentes ao Grupo A, que são: modalidade tarifária horária verde e modalidade tarifária horária azul.

Segundo Capelli (2013), o objetivo das modalidades tarifárias é diminuir o custo com a fatura de energia elétrica paga pelo consumidor por meio de duas estratégias:

- Alterar o turno de funcionamento de máquinas e equipamentos para horários de menor consumo e sobrecarga do sistema elétrico; e
- Permitir a administração das despesas com a conta de eletricidade, devido à diferenciação de preços das tarifas de energia em cada modalidade e posto tarifário.

Para definir a modalidade tarifária mais adequada, Mamede Filho (2017) orienta que se conduza uma investigação do FC do consumidor e uma pesquisa do horário de funcionamento da empresa. Entretanto, de forma genérica, é possível escolher a modalidade, levando-se em conta alguns critérios:

- Nas UCs com FC muito alto, a modalidade tarifária azul é a mais indicada;

- Nos consumidores com FC igual ou abaixo de 0,80, a modalidade tarifária verde é a mais vantajosa;
- É indiferente a modalidade tarifária contratada nas UCs que não executam suas atividades no horário de ponta; e
- Aconselha-se a modalidade tarifária verde nas UCs que eventualmente operam no horário de ponta.

De acordo com a ANEEL-Módulo 7 (2017), a modalidade tarifária convencional binômia seria adotada até o fechamento do terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (3CRTP) das distribuidoras de serviço público de distribuição de energia elétrica. Deste modo, nas atualizações tarifárias a começar de 2015, as tarifas de aplicação para esta modalidade não seriam mais divulgadas.

Os procedimentos referentes a todas as revisões tarifárias das distribuidoras de serviço público responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica, adotados no transcorrer da 3CRTP, ocorreram entre janeiro de 2011 e dezembro de 2014 (ANEEL-MÓDULO 10, 2017).

Barros e Gedra (2015) ratificam o anteriormente exposto, citando que até o ano de 2018 não haveria mais nenhuma UC com contrato vigente na modalidade tarifária convencional binômia.

No que se refere às tarifas, a ANEEL-Módulo 7 (2017) explica que são preços unitários estabelecidos pela própria ANEEL para a energia elétrica ativa, em $R\$.kWh^{-1}$, e para a demanda de potência ativa, em $R\$.kW^{-1}$. Essas duas grandezas são essenciais na determinação dos valores monetários das faturas e deverão estar discriminadas claramente nas mesmas.

3.5.1 Modalidade Tarifária Horária Azul

Conforme demonstra a Tabela 1, para as UCs pertencentes aos subgrupos A1, A2 e A3, cujas tensões de alimentação são iguais ou maiores do que 69 kV, é obrigatória a aplicação da modalidade tarifária horária azul. Quanto aos demais subgrupos, a escolha por esta modalidade é opcional (CAPELLI, 2013).

Mamede Filho (2017) relata que deverá ser firmado um contrato de fornecimento de energia entre a distribuidora e o consumidor, devendo o mesmo conter alguns quesitos, a saber:

- Duas tarifas de demanda de potência ativa: uma para cada posto tarifário (ponta e fora de ponta);

- A demanda faturada na conta de energia do cliente, por posto tarifário, será o maior valor entre a demanda medida e a contratada; e
- Os valores das tarifas de energia são distintos para cada posto tarifário, tanto da demanda quanto da energia elétrica ativa, sendo que os preços para o posto tarifário ponta são superiores aos do posto fora de ponta.

3.5.2 Modalidade Tarifária Horária Verde

Para as UCs alimentadas com tensão elétrica inferior a 69 kV, as quais estão enquadradas nos subgrupos A3a, A4 e AS, de acordo com a Tabela 1, a escolha por esta modalidade tarifária é opcional (CAPELLI, 2013).

Segundo Mamede Filho (2017), deve-se firmar um contrato de fornecimento de energia entre a distribuidora e o cliente, obedecendo alguns requisitos:

- Somente uma tarifa de demanda de potência ativa para qualquer hora do dia (ponta e fora de ponta);
- A demanda a ser cobrada na conta de energia do cliente será o maior valor entre a demanda medida e a contratada; e
- Os valores das tarifas referentes ao consumo de energia elétrica ativa de cada posto tarifário são diferentes, sendo o preço do posto tarifário ponta mais caro do que o do posto fora de ponta.

3.6 Período de Testes e Ajustes de Unidade Consumidora

3.6.1 Demanda de Potência

Com o intuito de definir o valor ideal para a demanda de potência ativa contratada, bem como selecionar sua modalidade tarifária, a distribuidora deve conceder à UC um intervalo de testes de três meses ou ciclos inteiros e ininterruptos, nos seguintes casos:

- Nova UC interligada à distribuidora;
- UC inserida na modalidade tarifária horária azul; e
- Aumento da demanda contratada em mais de cinco por cento (ANEEL-RESOLUÇÃO NORMATIVA 414, 2010).

De acordo com a ANEEL-Resolução Normativa 414 (2010), durante o período de testes, a demanda de potência mínima a ser cobrada pela distribuidora, pelo menos em 1 (um) dos postos tarifários, será de 30 kW.

Ainda segundo a ANEEL-Resolução Normativa 414 (2010), no decorrer do período de testes, a demanda a ser faturada deverá ser a demanda de potência medida, respeitando o seu valor mínimo, o qual foi descrito anteriormente. Exceção terá que ser feita para a condição de aumento da demanda contratada em mais de cinco por cento, caso em que a distribuidora utilizará para cobrança o maior valor entre a demanda medida e a demanda contratada anteriormente à solicitação de acréscimo.

Haverá cobrança de pagamento pela ultrapassagem da demanda de potência no transcorrer do período de testes se os montantes medidos de demanda ultrapassarem simultaneamente as três condições descritas abaixo:

- A primeira ou a nova demanda contratada;
- Cinco por cento da demanda anteriormente contratada ou da primeira;
- Trinta por cento da demanda adicional ou da primeira demanda (ANEEL-RESOLUÇÃO NORMATIVA 414, 2010).

Conforme a ANEEL-Resolução Normativa 414 (2010), para as UCs inseridas na modalidade tarifária horária azul, o período de testes contemplará unicamente o valor contratado para o posto tarifário de ponta.

3.6.2 Fator de Potência

A fim de que as empresas pertencentes ao Grupo A regulem seus respectivos valores de FP, as distribuidoras de energia deverão disponibilizar um intervalo para testes e ajustes de três meses ou ciclos inteiros e ininterruptos de faturamento, nas seguintes condições:

- Nova UC interligada à distribuidora; e
- Mudança do sistema de mensuração para medição horária apropriada (ANEEL-RESOLUÇÃO NORMATIVA 414, 2010).

A ANEEL-Resolução Normativa 414 (2010) esclarece que na condição de início de fornecimento de uma UC, a distribuidora deverá orçar e comunicar ao cliente os custos referentes à energia elétrica e a demanda de potência reativas excedentes, porém sem a respectiva cobrança.

Para a circunstância de alteração da medição, a distribuidora deverá faturar o consumidor pelas menores quantias a serem determinadas pelas Equações (10) e (11) ou por meio das Equações (12) e (13). O cliente deverá ser comunicado que, após o período de testes, os valores calculados devido ao excesso de consumo de energia elétrica e de demanda de potência reativas serão determinados pelas Equações (10) e (11).

3.7 Cobrança por Ultrapassagem de Demanda

De acordo com a ANEEL-Resolução Normativa 414 (2010), caso os valores ou montantes de demanda ativa mensurados por meio de medidores específicos ultrapassem em cinco por cento (5%) os quantitativos estabelecidos em contrato, a fatura de energia elétrica será acrescida da referida cobrança por ultrapassagem de demanda, determinada por meio da Equação (6).

$$VD_{ultrapassagem}(pt) = (DAm(pt) - DAc(pt)) \cdot 2 \cdot VR_{DULT}(pt) \quad (6)$$

onde:

- $VD_{ultrapassagem}(pt)$: valor em reais (R\$), referente à cobrança pela ultrapassagem da demanda de potência ativa, por posto tarifário “pt”, quando admissível;
- $DAm(pt)$: valor em kW, medido de demanda de potência ativa, por posto tarifário “pt”, quando admissível;
- $DAc(pt)$: valor em kW contratado de demanda de potência ativa, por posto tarifário “pt”;
- $VR_{DULT}(pt)$: valor de referência correspondente às tarifas de demanda de potência cabíveis aos subgrupos do Grupo A em (R\$.kW⁻¹); e
- pt: tipo de posto tarifário (ponta ou fora de ponta) para as modalidades tarifárias horárias.

3.8 Bandeiras Tarifárias

Segundo a ANEEL-Bandeiras Tarifárias (2019), o sistema de bandeiras tarifárias foi normalizado pela ANEEL em dezembro de 2012. Inicialmente, as bandeiras tarifárias foram anunciadas à título instrutivo, com a finalidade de levá-las ao conhecimento do consumidor, sem arrecadação, entre julho de 2013 e dezembro de 2014. A cobrança entrou em vigor em 1º de janeiro de 2015 por iniciativa da ANEEL, mediante a Resolução nº 626, de 30 de setembro de 2014, válida em todo o território nacional e obrigatória para todas as distribuidoras de energia.

A ANEEL-Resolução Normativa 414 (2010) estabelece que o sistema de bandeiras tarifárias possui o objetivo de comunicar aos consumidores faturados pelas distribuidoras, por meio da tarifa de energia, os custos recentes da geração de energia elétrica. De acordo com a ANEEL-Bandeiras Tarifárias (2019), este modelo de cobrança, regulamentada pela ANEEL, apontará mensalmente, mediante bandeiras nas cores verde, amarela e vermelha, se a energia elétrica terá um custo maior ou não, em função das informações fornecidas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), de acordo com a capacidade de geração de eletricidade nacional. A ANEEL informa em seu site a bandeira em vigor e essa bandeira entra em vigência no primeiro dia do mês subsequente à sua comunicação.

Conforme o disposto na ANEEL-Bandeiras Tarifárias (2019), o consumidor terá ciência se haverá acréscimos ou não, em sua conta de energia elétrica, de valores a serem repassados em função das condições de geração de eletricidade, por meio do sistema de bandeiras tarifárias, que apresenta as características a seguir:

- **Bandeira verde:** condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- **Bandeira amarela:** condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,015 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido;
- **Bandeira vermelha - Patamar 1:** condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,040 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido; ou
- **Bandeira vermelha - Patamar 2:** condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,060 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido.

Ainda segundo a ANEEL-Bandeiras Tarifárias (2019), a maior parte da energia elétrica gerada em nosso país provém de Usinas Hidroelétricas (UHE). A operação dessas usinas depende do nível de água de seus reservatórios. Quando os níveis dos reservatórios estiverem baixos, as Usinas Termoelétricas (UTE) serão

acionadas com o intuito de economizar água dos reservatórios. O gás natural, o carvão, o óleo combustível e o diesel são combustíveis utilizados nas UTEs e tornam essa geração de energia mais onerosa devido aos seus custos elevados. Em contrapartida, quando houver um bom volume de água armazenada, as UTEs não precisarão entrar em funcionamento, baixando, assim, o custo da geração.

As despesas acumuladas durante o ano decorrentes das oscilações dos custos da geração de eletricidade anteriores à adoção das bandeiras tarifárias eram repassadas ao consumidor final, adicionadas ao reajuste tarifário anual autorizado às distribuidoras de energia. Com a aplicação das bandeiras mês a mês, o reajuste tarifário anual não teve mais a interferência dos níveis dos reservatórios (ENERGISA-BANDEIRAS TARIFÁRIAS, 2019).

De acordo com a Energisa-Bandeiras Tarifárias (2019), a cobrança das tarifas relativas às bandeiras tarifárias será calculada em função do consumo de energia medido no mês civil de validade de cada bandeira. Se o período da conta de energia não for concomitante com o mês civil, e se a UC contar com uma medição de energia satisfatória, o cálculo será realizado com base no consumo medido nos dias em vigor de determinada bandeira; entretanto, se na UC não existir medição adequada, o cálculo será proporcional aos respectivos dias de cada bandeira em vigor.

Na conta de energia, cabe à distribuidora descrever as bandeiras tarifárias com suas devidas tarifas, bem como os consumos de energia elétrica em kWh com seus respectivos valores monetários por bandeiras (ENERGISA-BANDEIRAS TARIFÁRIAS, 2019).

Segundo a ANEEL-Módulo 11 (2017), a tarifa e o tipo da bandeira para o mês em questão serão discriminados na fatura a ser paga pelo consumidor sob a configuração de um item adicional de cobrança, ou um comunicado para o cliente ou um quadro incorporado na conta de energia.

O valor monetário referente à bandeira tarifária a ser cobrada do consumidor por meio da fatura/conta de energia elétrica será calculado por meio da Equação (7), de acordo com a Energisa-Bandeiras Tarifárias (2019).

$$V_{bt} = EEAm \cdot T_{bt} \quad (7)$$

onde:

– V_{bt} : valor em reais (R\$) correspondente à bandeira tarifária para o ciclo/mês;

- EEAm: energia elétrica ativa medida em kWh do ciclo ou mês; e
- Tbt: valor da tarifa em reais para cada quilowatt-hora (R\$.kWh⁻¹), referente à bandeira tarifária.

A arrecadação adicional alcançada pelas distribuidoras por meio da cobrança das bandeiras tarifárias amarela e vermelha será utilizada como redutor tarifário na revisão tarifária anual, autorizado pela ANEEL às distribuidoras (ENERGISA-BANDEIRAS TARIFÁRIAS, 2019).

Segundo a Energisa-Bandeiras Tarifárias (2019), para o consumidor, o conhecimento antecipado da bandeira tarifária a ser adotada possibilitará uma melhor programação de seu consumo de energia. Para a distribuidora, a vantagem está na arrecadação adicional, que proporcionará assumir a aquisição de uma energia mais onerosa advindas das UTEs.

3.9 Impostos e Contribuições presentes nas Contas de Energia Elétrica

Com o objetivo de obter recursos para executar suas atividades, o poder público impõe o pagamento obrigatório de tributos por meio de leis específicas (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2014).

Segundo Barros, Borelli e Gedra (2014), cabe à distribuidora de energia receber e transferir os tributos municipais, estaduais e federais inseridos nas faturas de energia elétrica para seus respectivos representantes legais.

Impreterivelmente, na fatura de energia, todo tributo (imposto ou contribuição) de modo isolado deverá ser discriminado com sua respectiva base de incidência, alíquota e valor. Essa alíquota *ad valorem*, necessariamente, precisará estar adicionada aos valores unitários afins das tarifas praticadas pela ANEEL ou como descrito em contrato (ANEEL-MÓDULO 11, 2017).

A fatura precisa discriminar todos os tributos *ad valorem* municipais, do Distrito Federal, estaduais e federais incidentes acerca dos serviços e dos produtos vinculados ao faturamento de energia elétrica, que são:

- O ICMS, que se trata de um imposto interestadual e intermunicipal que taxa a circulação de mercadorias e a prestações de serviços;
- O Programa de Integração Social (PIS) – imposto da União;

- A Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), outro imposto federal (ANEEL-MÓDULO 11, 2017); e
- A Contribuição de Iluminação Pública (CIP), que é um imposto de âmbito municipal (ENERGISA-TRIBUTOS, IMPOSTOS E OUTROS ENCARGOS, 2019).

O valor do tributo com alíquota *ad valorem* é calculado por meio da multiplicação da alíquota cabível com a base de incidência correspondente (ANEEL-MÓDULO 11, 2017).

A Tabela 2 apresenta as alíquotas dos tributos federais PIS e COFINS no período entre setembro de 2018 e agosto de 2019, os quais são cobrados pela União e direcionados a programas sociais do governo (ENERGISA-TRIBUTOS, IMPOSTOS E OUTROS ENCARGOS, 2019).

Tabela 2 - Alíquotas dos tributos federais PIS e COFINS.

PIS e COFINS			
ano	mês	PIS - alíquota	COFINS - alíquota
2019	agosto	0,67	3,07
2019	julho	1,02	4,69
2019	junho	0,97	4,48
2019	maio	0,72	3,32
2019	abril	0,76	3,51
2019	março	0,8	3,67
2019	fevereiro	0,86	3,96
2019	janeiro	0,89	4,11
2018	dezembro	1,03	4,74
2018	novembro	0,86	3,95
2018	outubro	0,67	3,07
2018	setembro	0,73	3,35

Fonte: Adaptado de Energisa-Tributos, Impostos e Outros Encargos (2019).

Quanto ao ICMS, a distribuidora de energia deverá assegurar a consulta pública em seu site na *internet* com as diversas alíquotas do ICMS extensivas a cada classe e subclasse, assim como a conjuntura própria para cada estado da federação onde a distribuidora atua, principalmente quando houver oscilações de alíquotas

consoante ao consumo medido. A legislação tributária definirá o formato necessário da alíquota aplicável, da base de incidência e do montante do tributo (ANEEL-MÓDULO 11, 2017).

De acordo com a Energisa-Tributos, Impostos e Outros Encargos (2019), a Constituição Federal de 1988, em seu artigo número 155, determinou que as Câmaras Estaduais, por meio de seus respectivos códigos tributários, regulamentem os seus ICMSs.

A energia elétrica é classificada como mercadoria para efeitos fiscais, e cabe a cobrança do ICMS na conta de energia, por parte das distribuidoras, e o repasse da mesma aos governos estaduais (ENERGISA-TRIBUTOS, IMPOSTOS E OUTROS ENCARGOS, 2019).

As alíquotas de ICMS incidentes sobre o consumo de energia elétrica no estado de São Paulo estão discriminadas na Tabela 3. Em destaque, está a alíquota de 18% para as indústrias (ENERGISA-TRIBUTOS, IMPOSTOS E OUTROS ENCARGOS, 2019).

Tabela 3 - Alíquotas do tributo estadual ICMS.

ICMS		
Classes	Faixa (kWh)	Alíquota
Comercial	todas	18%
Consumo Próprio	todas	18%
Iluminação Pública	todas	18%
Industrial	todas	18%
Poder Público Federal	todas	18%
Poder Público Estadual	todas	isento
Poder Público Municipal	todas	18%
Residencial	até 90	isento
	de 91 a 200	12%
	superior a 200	25%
Rural	todas	18%
Suprimento	todas	isento

Fonte: Adaptado de Energisa-Tributos, Impostos e Outros Encargos (2019).

Com relação à CIP, a Energisa-Tributos, Impostos e Outros Encargos (2019) esclarece que o artigo número 149-A, presente na Constituição Federal de 1988, define que os municípios por meio de lei específica sancionada pelas Câmaras Municipais regulamentem o modo de arrecadação e a base de cálculo dessa contribuição. Compete às distribuidoras executar a cobrança da CIP na fatura de energia do consumidor final e, na sequência, repassar esses montantes aos governos municipais conveniados.

De acordo com Barros, Borelli e Gedra (2014), a Constituição Federal impõe ao governo municipal o encargo da iluminação pública, incluindo a sua concepção, instalação, conservação, funcionamento e ampliação.

No município de Bastos, localizado no interior do estado de São Paulo, a CIP é cobrada do consumidor em obediência à Lei Municipal nº 2.680/16, de 22 de junho de 2016, que estabeleceu a base de cálculo dessa contribuição. O valor da CIP, que será lançado para cobrança na fatura mensal de eletricidade do cliente, é o resultado da multiplicação de uma determinada porcentagem definida para cada faixa de consumo de energia elétrica (kWh) e classe de faturamento, com o valor da Tarifa de Fornecimento para Iluminação Pública (TFIP), conforme demonstrado na Tabela 4, exclusivamente para a classe industrial (BASTOS, 2016).

Tabela 4 - Alíquotas e contribuições da CIP na indústria.

Contribuição para o Custeio da Iluminação Pública – CIP			
Lei nº 2.680/16 de 22/06/2016			
INDUSTRIAL			
TFIP	Alíquota sobre TFIP	Faixa de consumo (kWh)	Contribuição (CIP)
R\$ 248,38	20%	0 a 100	R\$ 49,68
	40%	101 a 200	R\$ 99,35
	80%	201 a 500	R\$ 198,70
	100%	superior a 500	R\$ 248,38

Fonte: Adaptado de Bastos (2016).

3.10 Faturamento para o Grupo A

Na conta de energia elétrica da UC pertencente ao Grupo A, aplica-se o método da tarifação binômia, na qual existe a cobrança por dois componentes, a saber, pela demanda e energia elétrica consumidas (BARROS; GEDRA, 2015).

Considerando a modalidade a que pertencem, deverá ser processada, respeitando as prescrições a seguir:

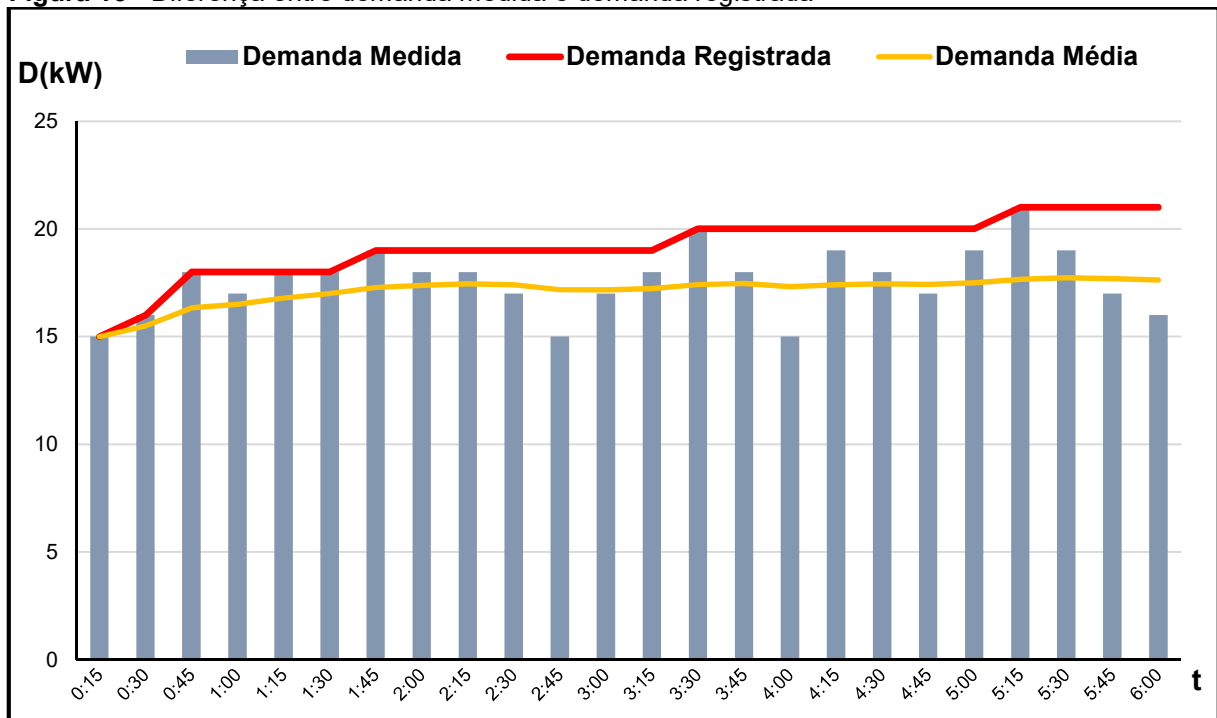
3.10.1 Demanda de Potência

Barros, Borelli e Gedra (2014) definem demanda como a média das potências ativas e reativas solicitadas da rede elétrica da distribuidora em um determinado intervalo de tempo.

Capelli (2013) reitera o exposto anteriormente, discriminando a demanda como a quantidade das potências elétricas ativas instantâneas em um intervalo de tempo definido que, no caso do Brasil, é de 15 minutos.

A distribuidora de energia, por meio de medidores específicos, efetua uma média das potências elétricas ativas do cliente requisitadas de seu sistema elétrico a cada 15 minutos. O montante da demanda a ser considerado para fins de pagamento será o maior valor medido dentro do ciclo do faturamento (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2014).

A Figura 15 apresenta um exemplo da integralização da demanda medida a cada 15 minutos de uma UC entre as 0 (zero) e as seis horas de 1 (um) dia de consumo, resultando em um total de 24 medições de 15 minutos, com uma demanda média de 17,625 kW. A demanda registrada pelo medidor da concessionária de energia também é apresentada nessa figura, onde observa-se que o medidor retém, para fins de faturamento, o registro do maior valor da demanda medida no período, que é de 21 kW. Conclui-se que em um consumo com oscilações, a demanda registrada não é a demanda média em um determinado intervalo de tempo.

Figura 15 - Diferença entre demanda medida e demanda registrada

Fonte: Adaptado de Capelli (2013).

Ainda de acordo com Barros, Borelli e Gedra (2014), em uma hora de medição, são registrados quatro montantes de demanda, 96 em 1 (um) dia e um total de 2880 registros, considerando 1 (um) ciclo de 30 dias.

Na conta de energia elétrica, a demanda deverá ter valor único, igual ao maior valor entre os descritos abaixo.

- A demanda contratada ou a demanda medida, excluindo as UCs da classe rural ou admitidas como sazonais; e
- Para as UCs da classe rural ou tidas como sazonais, a demanda medida no ciclo de faturamento ou dez por cento da maior demanda medida em 1 (um) dos onze meses/ciclos de faturamento antecedentes (ANEEL-RESOLUÇÃO NORMATIVA 414, 2010).

No faturamento, para determinar a demanda de potência ativa, emprega-se a Equação (8).

$$VD = DA(p) \cdot TEd(p) + DA(fdp) \cdot TEd(fdp) \quad (8)$$

onde:

- VD: valor em reais (R\$), referente à cobrança da demanda de potência ativa, referente ao ciclo da fatura;
- DA(p): valor em kW da demanda de potência ativa a ser considerada no horário de ponta, pertinente ao ciclo da fatura, exclusiva para a modalidade tarifária horária azul;
- DA(fdp): valor em kW da demanda de potência ativa a ser considerada no horário de fora de ponta, pertinente ao ciclo da fatura para as modalidades tarifárias horárias azul e verde (demanda única);
- TEd(p): valor em reais por quilowatt (R\$.kW⁻¹), que é a tarifa de energia referente à demanda no horário de ponta homologada pela ANEEL, exclusiva para a modalidade tarifária horária azul;
- TEd(fdp): valor em reais por quilowatt (R\$.kW⁻¹), que é a tarifa de energia referente à demanda no horário de fora de ponta homologada pela ANEEL para as modalidades tarifárias horárias azul e verde (demanda única);
- (p): horário de ponta estabelecido pela concessionária e autorizado pela ANEEL; e
- (fdp): horário de fora de ponta estabelecido pela concessionária e autorizado pela ANEEL (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2014).

A respeito dos postos tarifários, a Figura 16 demonstra, no destaque em vermelho, o intervalo das 18 horas até às 20 horas e 59 minutos, o qual é considerado como horário de ponta pela distribuidora local, a saber, a Energisa Sul Sudeste (ESS) - Distribuidora de Energia S.A., cuja denominação anterior era Empresa de Distribuição de Energia Vale do Paranapanema S.A. (EDEV). Consequentemente, as 21 horas complementares a este horário são consideradas como horário fora de ponta pela distribuidora citada.

Figura 16 - Intervalo do horário de ponta adotado pela ESS.



ANEEL

Agência Nacional de Energia Elétrica

Horários de Ponta

Outorga Selecionada

Concessionária

Distribuidora Selecionada

ESS (Caiuá)

Tipo de Outorga:

Seleção a Distribuidora:

Horários de Ponta:

Concessionária

ESS (Caiuá)

Todos

Nº	Distribuidora	Intermediário - 1	PONTA	Intermediário - 2	Intermediário - 1 (Horário Verão)	PONTA (Horário Verão)	Intermediário - 2 (Horário Verão)
6	ESS (Caiuá)	17:00-17:59	18:00-20:59	21:00-21:59	17:00-17:59	18:00-20:59	21:00-21:59

SUPERINTENDÊNCIA DE GESTÃO TARIFÁRIA - SGT

Fonte: Adaptado da ANEEL-Postos Tarifários (2019).

3.10.2 Consumo de Energia Elétrica Ativa

Segundo Capelli (2013), define-se consumo como a energia elétrica ativa utilizada no decorrer do período de aproveitamento.

No faturamento, para determinar o consumo da energia elétrica ativa, adota-se a Equação (9).

$$VEEA = EEAm(p) . TEc(p) + EEAm(fdp) . TEc(fdp) \quad (9)$$

onde:

- VEEA: valor em reais (R\$), referente ao consumo da energia elétrica ativa, referente ao ciclo da fatura;
- EEAm(p): valor em kWh medido de energia elétrica ativa no horário de ponta, pertinente ao ciclo da fatura;
- EEAm(fdp): valor em kWh medido de energia elétrica ativa no horário de fora de ponta, pertinente ao ciclo da fatura;
- TEc(p): valor em reais por quilowatt-hora (R\$.kWh⁻¹), que é a tarifa de energia referente ao consumo ativo no horário de ponta homologada pela ANEEL;
- TEc(fdp): valor em reais por quilowatt-hora (R\$.kWh⁻¹), que é a tarifa de energia referente ao consumo ativo no horário fora de ponta homologada pela ANEEL;
- (p): horário de ponta estabelecido pela concessionária e autorizado pela ANEEL; e

- (fdp): horário de fora de ponta estabelecido pela concessionária e autorizado pela ANEEL (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2014).

De acordo com Regnier e Winters (2013), a cobrança do consumo da energia elétrica ativa é determinada de modo cumulativo por meio de medidor específico instalado pela distribuidora no cliente. E para a ANEEL-Resolução Normativa 414 (2010), as leituras serão efetuadas a cada intervalo de aproximadamente trinta dias, sendo no mínimo 27 e no máximo 33 dias o período correspondente ao ciclo de faturamento das UCs.

Não sendo possível obter as leituras de consumo nos postos tarifários ponta e fora de ponta para a elaboração da fatura da UC, o cálculo deverá ser realizado mediante a quantidade proporcional das horas referentes a cada um dos postos tarifários (ANEEL-RESOLUÇÃO NORMATIVA 414, 2010).

De acordo com Barros e Gedra (2015), os preços das tarifas de energia são inversamente proporcionais aos montantes da tensão elétrica de fornecimento, isto é, quanto maior for o valor da tensão elétrica disponível pela distribuidora de energia na interligação com a UC, menor serão os custos das tarifas de energia.

Na sequência, a

Tabela 5 apresenta os valores das tarifas para a modalidade horária verde, empregadas pela ESS.

Tabela 5 - Valores em reais das tarifas da Modalidade Tarifária Horária Verde.

Subgrupos	Classes	Tarifa de Energia			
		Demanda (R\$.kW ⁻¹)		Consumo (R\$.kWh ⁻¹)	
		Única	Ultrapassagem	Ponta	Fora Ponta
A3a (30 a 44 kV)	Demais Classes	R\$ 15,41	R\$ 30,82	R\$ 1,42	R\$ 0,30
	Serviço Público	R\$ 13,56	R\$ 30,82	R\$ 1,24	R\$ 0,26
A4 (2,3 a 25 kV)	Demais Classes	R\$ 15,41	R\$ 30,82	R\$ 1,42	R\$ 0,30
	Rural	R\$ 14,17	R\$ 30,82	R\$ 1,30	R\$ 0,28
	Rural Irrigação	R\$ 14,17	R\$ 30,82	R\$ 1,30	R\$ 0,09

Serviço Público	R\$ 13,56	R\$ 30,82	R\$ 1,25	R\$ 0,27
-----------------	-----------	-----------	----------	----------

Fonte: Adaptado de Energisa-Tipos de Tarifas (2019).

De modo equivalente, a Tabela 6 demonstra os valores das tarifas para a modalidade horária azul adotados pela ESS.

Tabela 6 - Valores em Reais das tarifas da Modalidade Tarifária Horária Azul.

Subgrupos	Classes	Tarifa de Energia					
		Demanda (R\$.kW ⁻¹)				Consumo	
		Ponta	Fora Ponta	Ultrapassagem		(R\$.kWh ⁻¹)	
				Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
A2 (88 a 138 kV)	Demais Classes	R\$ 12,17	R\$ 8,09	R\$ 24,34	R\$ 16,18	R\$ 0,45	R\$ 0,29
A3 (69 kV)	Demais Classes	R\$ 14,09	R\$ 7,94	R\$ 28,18	R\$ 15,88	R\$ 0,46	R\$ 0,30
	Rural	R\$ 12,96	R\$ 7,30	R\$ 28,18	R\$ 15,88	R\$ 0,42	R\$ 0,27
	Rural Irrigação	R\$ 12,96	R\$ 7,30	R\$ 28,18	R\$ 15,88	R\$ 0,42	R\$ 0,09
	Serviço Público	R\$ 12,39	R\$ 6,98	R\$ 28,18	R\$ 15,88	R\$ 0,40	R\$ 0,26
	Demais Classes	R\$ 39,18	R\$ 15,41	R\$ 78,36	R\$ 30,82	R\$ 0,46	R\$ 0,30
A3a (30 a 44 kV)	Serviço Público	R\$ 34,47	R\$ 13,56	R\$ 78,36	R\$ 30,82	R\$ 0,41	R\$ 0,27
A4 (2,3 a 25 kV)	Demais Classes	R\$ 39,18	R\$ 15,41	R\$ 78,36	R\$ 30,82	R\$ 0,46	R\$ 0,30
	Rural	R\$ 36,04	R\$ 14,17	R\$ 78,36	R\$ 30,82	R\$ 0,42	R\$ 0,28
	Rural Irrigação	R\$ 36,04	R\$ 14,17	R\$ 78,36	R\$ 30,82	R\$ 0,42	R\$ 0,09
	Serviço Público	R\$ 34,47	R\$ 13,56	R\$ 78,36	R\$ 30,82	R\$ 0,41	R\$ 0,27
	Demais Classes	R\$ 39,18	R\$ 15,41	R\$ 78,36	R\$ 30,82	R\$ 0,46	R\$ 0,30

Fonte: Adaptado de Energisa-Tipos de Tarifas (2019).

3.11 Fator de Potência e Reativo Excedente

O valor a ser acrescentado à conta de energia devido ao excesso de consumo de energia elétrica reativa nas UCs pertencentes ao Grupo A, com medição adequada, é determinado pela Equação (10).

$$VE_{RE} = \sum_{T=1}^{n1} \left[EEAm_T \cdot \left(\frac{FP_R}{FP_T} - 1 \right) \right] \cdot VRE_{RE} \quad (10)$$

onde:

- VE_{RE} : valor em reais (R\$), referente à cobrança pelo excesso de consumo de energia elétrica reativa, em função da quantidade permitida pelo FP de referência “ FP_R ” no ciclo de faturamento;
- $n1$: quantidade de intervalos de integralização “ T ” no ciclo de faturamento para os postos tarifários ponta e fora de ponta;
- T : intervalo de uma hora no ciclo de faturamento;
- $EEAm_T$: quantidade de energia elétrica ativa medida em quilowatt-hora (kWh) em cada intervalo “ T ” de uma hora durante o período de faturamento;
- FP_R : FP de referência, atualmente padronizado em 92%;
- FP_T : FP da UC medido em cada intervalo “ T ” de uma hora durante o período de faturamento; e
- VRE_{RE} : valor de referência em reais por quilowatt-hora (R\$.kWh⁻¹), correspondente à tarifa de energia aplicável ao subgrupo B1 (ANEEL-RESOLUÇÃO NORMATIVA 414, 2010).

Quanto ao montante referente ao excedente de demanda de potência reativa nas UCs pertencentes ao Grupo A com medição adequada, o valor a ser adicionado na fatura de energia é calculado por meio da Equação (11).

$$VD_{RE}(pt) = \left[\max_{T=1}^{n2} \left(DAm_T \cdot \frac{FP_R}{FP_T} \right) - DAf(pt) \right] \cdot VRD_{RE} \quad (11)$$

onde:

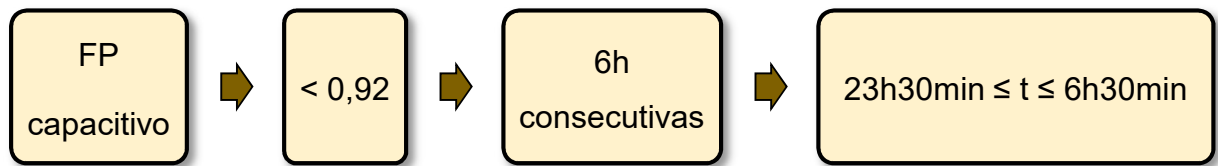
- $VD_{RE}(pt)$: valor em reais (R\$) por posto tarifário “ pt ” referente à cobrança pelo excesso de demanda de potência reativa, em função da quantidade permitida pelo FP de referência “ FP_R ” no ciclo de faturamento;
- $\max$: função que reconhece o maior valor dentro dos parênteses correspondentes da equação por posto tarifário “ pt ”;

- n_2 : quantidade de intervalos de integralização “T” por posto tarifário “pt” no ciclo de faturamento;
- T: intervalo de uma hora no ciclo de faturamento;
- DAm_T : demanda de potência ativa medida em kW no intervalo de integralização de uma hora “T” no ciclo de faturamento;
- FP_R : FP de referência, atualmente padronizado em 92%;
- FP_T : FP da UC medido em cada intervalo “T” de uma hora durante o período de faturamento;
- $DAf(pt)$: demanda de potência ativa faturável em kW por posto tarifário “pt” no ciclo de faturamento;
- VRD_{RE} : valor de referência em reais por quilowatt ($R\$.kW^{-1}$), correspondente às tarifas de demanda de potência para o posto tarifário fora de ponta das tarifas de alimentação cabíveis aos subgrupos do Grupo A para a modalidade tarifária horária azul. No faturamento do excesso de demanda de potência reativa, se o VRD_{RE} for 0 (zero), o valor equivalente a ser utilizado pela distribuidora será o do nível de tensão sequencialmente abaixo; e
- pt: tipo de posto tarifário (ponta ou fora de ponta) para as modalidades tarifárias horárias (ANEEL-RESOLUÇÃO NORMATIVA 414, 2010).

Os itens a seguir deverão ser levados em consideração no cálculo do Valor em reais, referente à cobrança pelo excesso do consumo de Energia Elétrica Reativa (VE_{RE}) e do valor referente à cobrança pelo excesso de Demanda de Potência Reativa $VD_{RE}(pt)$:

- Somente para os Fatores de Potência em cada intervalo de uma hora “T” (FP_T) capacitivos medidos, menores do que 92%, durante o período de seis horas ininterruptas, escolhido pela distribuidora de energia entre as 23 horas e 30 minutos e as seis horas e 30 minutos, conforme demonstrado na Figura 17;

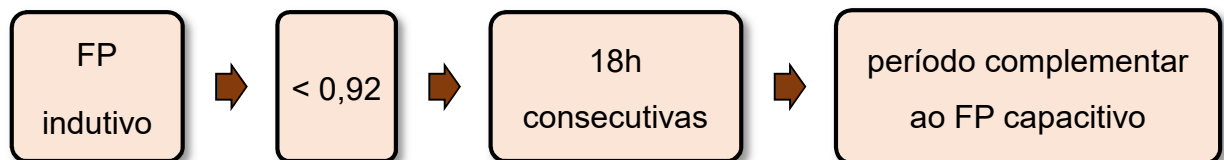
Figura 17 - Fator de Potência capacitivo avaliado pelo medidor de energia



Fonte: Elaborado pelo autor.

- Somente para os FP_T indutivos medidos, menores do que 92%, durante o período complementar às 24 horas do dia descrito no item anterior (ANEEL-RESOLUÇÃO NORMATIVA 414, 2010), de acordo com o ilustrado na Figura 18.

Figura 18 - Fator de Potência indutivo avaliado pelo medidor de energia



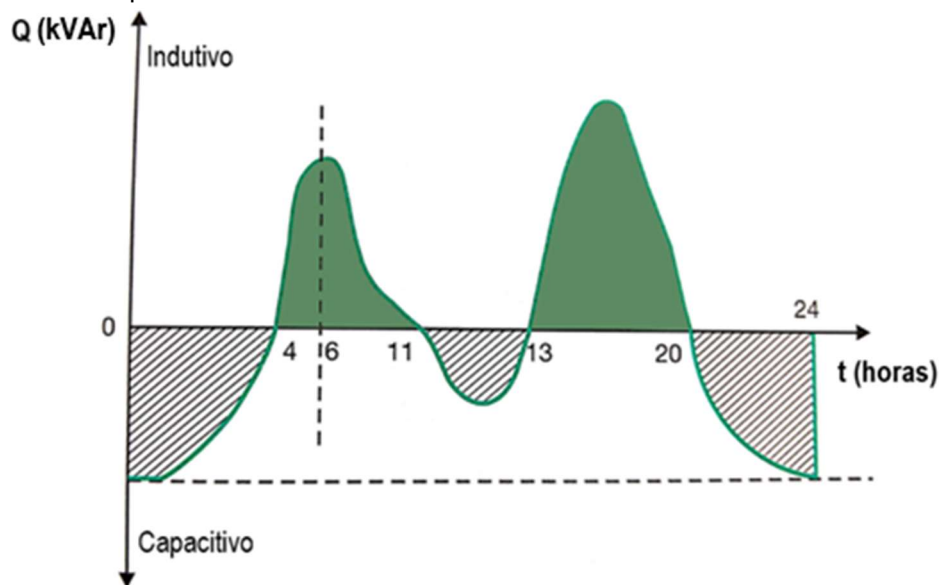
Fonte: Elaborado pelo autor.

Considerando uma distribuidora de energia que em sua área de abrangência estabelece que a medição da energia reativa capacitiva dar-se-á entre 0 (zero) e seis horas; ao passo que a avaliação da energia reativa indutiva dar-se-á no complemento das demais horas do dia, tem-se a Figura 19, que ilustra a variação da energia reativa de uma UC interligada com essa distribuidora. Analisando a referida figura, é possível tirar algumas conclusões, a saber:

- No período entre as 0 (zero) e quatro horas, tem-se excedente de energia reativa capacitiva. Haverá pagamento se o FP medido for menor do que 92% capacitivo;
- Entre as quatro e seis horas, tem-se excedente de energia reativa indutiva. Não haverá pagamento;
- No período entre as seis e 11 horas, tem-se excedente de energia reativa indutiva. Haverá pagamento se o FP medido for menor do que 92% indutivo;

- Entre as 11 e 13 horas, tem-se excedente de energia reativa capacitiva. Não haverá pagamento;
- No período entre as 13 e 20 horas, tem-se excedente de energia reativa indutiva. Haverá pagamento se o FP medido for menor do que 92% indutivo; e
- Entre as 20 e 24 horas, tem-se excedente de energia reativa capacitiva. Não haverá pagamento.

Figura 19 - Curva de potência reativa



Fonte: Adaptado de Mamede Filho (2017).

Durante os sábados, domingos e feriados nacionais, a avaliação do FP de uma UC não será apreciada (MAMEDE FILHO, 2017).

Conforme a legislação vigente, ainda segundo Mamede Filho (2017), a distribuidora de energia libera o montante de 425 VArh de energia reativa capacitiva ou indutiva, sem pagamento adicional, para cada kWh de energia ativa consumida.

Nas UCs pertencentes ao Grupo A que não disponham de um sistema de medição que possibilite a utilização das Equações (10) e (11), o montante a ser cobrado na conta de energia do cliente pelo excesso de consumo de energia elétrica reativa será determinado por meio da Equação (12).

$$VE_{RE} = EEAm \cdot \left(\frac{FP_R}{FP_M} - 1 \right) \cdot VRE_{RE} \quad (12)$$

onde:

- VE_{RE} : valor em reais (R\$) referente à cobrança pelo excesso de consumo de energia elétrica reativa, em função da quantidade permitida pelo FP de referência “ FP_R ” no ciclo de faturamento;
- EE_{Am} : energia elétrica ativa medida em quilowatt-hora (kWh) durante o período de faturamento;
- FP_R : FP de referência, atualmente padronizado em 92%;
- FP_M : FP médio indutivo da UC calculado para o intervalo de faturamento; e
- VRE_{RE} : valor de referência em reais por quilowatt-hora (R\$.kWh⁻¹), correspondente à tarifa de energia aplicável ao subgrupo B1 (ANEEL-RESOLUÇÃO NORMATIVA 414, 2010).

Determina-se através da Equação (13) o valor a ser cobrado pelo excesso do consumo da demanda de potência reativa nas UCs desprovidas de um sistema de medição adequado.

$$VD_{RE} = \left[\left(DAm \cdot \frac{FP_R}{FP_M} \right) - DAf \right] \cdot VRD_{RE} \quad (13)$$

onde:

- VD_{RE} : valor em reais (R\$) referente à cobrança pelo excesso de demanda de potência reativa, em função da quantidade permitida pelo FP de referência “ FP_R ” no ciclo de faturamento;
- DAm : demanda de potência ativa medida em kW no ciclo de faturamento;
- FP_R : FP de referência, atualmente padronizado em 92%;
- FP_M : FP médio indutivo da UC calculado para o intervalo de faturamento;
- DAf : demanda de potência ativa faturável em kW no ciclo de faturamento; e
- VRD_{RE} : valor de referência em reais por quilowatt (R\$.kW⁻¹), correspondente às tarifas de demanda de potência para o posto tarifário fora de ponta das tarifas de alimentação cabíveis aos subgrupos do Grupo A para a modalidade tarifária horária azul (ANEEL-RESOLUÇÃO NORMATIVA 414, 2010).

Somente ocorrerá o acréscimo na fatura do cliente, devido ao excesso no consumo de energia elétrica reativa e na demanda de potência reativa nas UCs pertencentes ao Grupo A, se os valores de FP_T e Fator de Potência Médio (FP_M) forem menores do que 92%. Quanto aos montantes de $VD_{RE(pt)}$ e VD_{RE} , serão desconsiderados se forem negativos.

4 MATERIAL E MÉTODOS

4.1 Material

A pesquisa corrente analisou e avaliou a eficiência do consumo de eletricidade de um setor de uma agroindústria de destaque na criação de aves de postura com sede na cidade de Bastos, interior de São Paulo.

A direção da granja cedeu 12 contas de energia elétrica, do período de agosto de 2018 a julho de 2019, de um setor chamado por eles de Indústria de Bandejas de Ovos.

A empresa dispõe de barracões que abrigam as aves em todas as etapas de crescimento, de pintinhos a galinhas de postura, que a depender de sua raça, botam ovos de casca branca ou marrom. Nesses barracões, há maquinários responsáveis pela alimentação das aves; no entanto, as máquinas de maior potência estão no alojamento da limpeza, triagem, encaixotamento e armazenamento dos ovos. A empresa possui máquinas automatizadas para a coleta, limpeza e classificação dos ovos por massa, bem como para acondicioná-los nas mais variadas embalagens.

O alimento das aves é processado na granja, sendo sua formulação praticamente constante, com pequenas variações dos componentes de acordo com a idade das mesmas. O milho e a soja são os componentes básicos da ração.

Os pintinhos são recebidos na propriedade com 1 (um) dia de vida, e no final de sua fase produtiva, são negociados com os frigoríficos.

4.2 Métodos

4.2.1 Faturamento de Energia Elétrica

As equações do faturamento de eletricidade por modalidade tarifária foram concebidas, conforme as ponderações e o estudo da revisão bibliográfica.

Na construção da conta de eletricidade de uma UC, as equações relacionadas na revisão bibliográfica são utilizadas a cada intervalo de 15 minutos, onde a cobrança da demanda e da energia consumida são integralizadas no ciclo de faturamento, que é de aproximadamente 30 dias. Considera-se o maior valor entre a demanda contratada e a medida (kW), enquanto que a energia consumida (kWh)

é a soma das potências elétricas ativas no período. A fatura mensal é determinada por meio da adição de cada item obtido nos cálculos.

Para determinar os valores de FC para cada 1 (um) dos meses, empregou-se a Equação (4).

Quanto aos montantes de FP, primeiramente tomou-se a Equação (12) e isolou na mesma o Valor de Referência devido ao Excesso de consumo de energia elétrica Reativa (VRE_{RE}) juntamente com o VE_{RE} , obtendo-se a Equação (14):

$$\frac{VE_{RE}}{VRE_{RE}} = EEAm \cdot \left(\frac{FP_R}{FP_M} - 1 \right) \quad (14)$$

Em seguida, considerou-se que a energia reativa excedente (E_{RE}) é a razão entre o valor em reais referente à cobrança pelo excesso de consumo de energia reativa (VE_{RE}) pelo seu valor de referência em reais por quilowatt-hora (VRE_{RE}), de acordo com a Equação (15):

$$E_{RE} = \frac{VE_{RE}}{VRE_{RE}} \quad (15)$$

Prontamente, substituiu-se a razão VE_{RE} e VRE_{RE} (Equação (14)) por E_{RE} (Equação (15)), resultando na Equação (16):

$$E_{RE} = EEAm \cdot \left(\frac{FP_R}{FP_M} - 1 \right) \quad (16)$$

Posteriormente, isolou-se o FP médio (FP_M) da Equação (16), obtendo-se, por fim, a Equação (17) por meio da qual os montantes de FP, mês a mês, serão determinados.

$$FP_M = \frac{FP_R \cdot EEAm}{E_{RE} + EEAm} \quad (17)$$

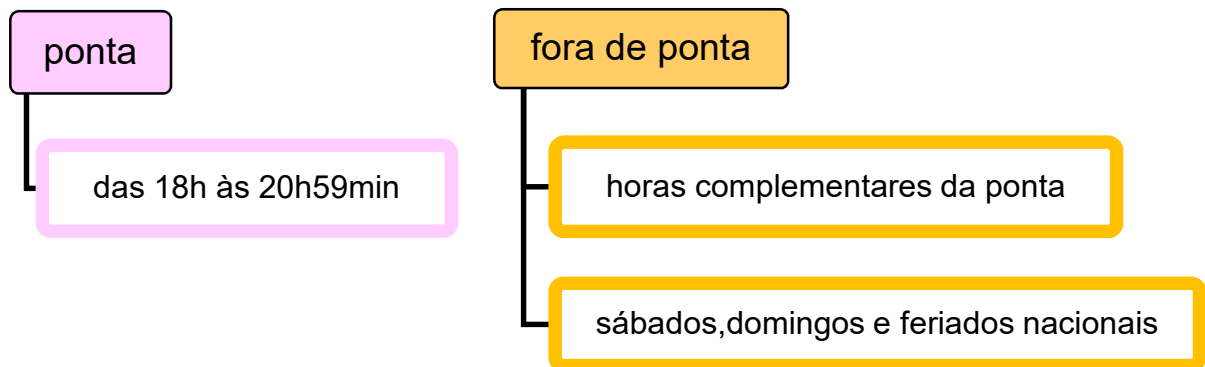
onde:

- FP_M : FP médio da UC calculado para o ciclo;
- $EEAm$: montante de energia elétrica ativa medida em kWh durante o período de faturamento;
- FP_R : FP de referência, atualmente padronizado em 92%; e

- E_{RE} : montante de energia ativa em kWh, reprimida, correspondente ao excedente de consumo de energia reativa.

As tarifas das modalidades horárias, por postos tarifários (Figura 20), das demandas de potência ativa e dos consumos de energia ativa, aplicadas pela distribuidora de energia local nas faturas em estudo, serão obtidas por média aritmética para o intervalo de tempo analisado.

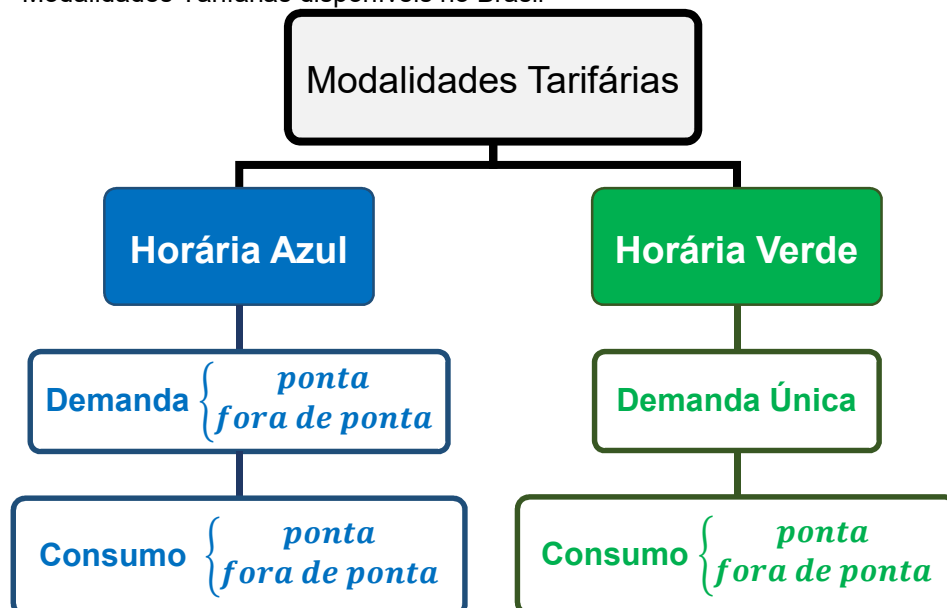
Figura 20 - Postos Tarifários existentes



Fonte: Elaborado pelo autor.

Quanto à modalidade tarifária a ser adotada pelo consumidor, têm-se na sequência as duas modalidades possíveis: verde e azul, com suas respectivas equações para o faturamento da UC, conforme as características descritas na Figura 21.

Figura 21 - Modalidades Tarifárias disponíveis no Brasil



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.1.1 Faturamento de Energia na Modalidade Tarifária Horária Verde

Aplica-se esta modalidade tarifária às UCs do Grupo A caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência ativa.

Conforme explica a ANEEL-Resolução Normativa 414 (2010), nesta modalidade, empregam-se duas tarifas para o consumo de energia: uma para o posto tarifário ponta (R\$.kWh⁻¹), outra para o posto tarifário fora de ponta (R\$.kWh⁻¹) e uma única tarifa para a demanda de potência (R\$.kW⁻¹).

O faturamento da UC, a depender do FP mensal da empresa, é calculado pelas Equações (18) ou (19) descritas a seguir.

- Para $0 < FP < 0,92$, tem-se que:

$$F = \frac{0,92}{FP_p} \cdot \left(TC_p + \frac{TD}{730 \cdot FC} \right) \cdot C_p + \frac{0,92}{FP_{fdp}} \cdot \left(TC_{fdp} + \frac{TD}{730 \cdot FC} \right) \cdot C_{fdp} \quad (18)$$

- Para $0,92 \leq FP \leq 1$, tem-se que:

$$F = \left(TC_p + \frac{TD}{730 \cdot FC} \right) \cdot C_p + \left(TC_{fdp} + \frac{TD}{730 \cdot FC} \right) \cdot C_{fdp} \quad (19)$$

onde:

- F: valor em reais (R\$) referente ao faturamento total de energia elétrica da UC no ciclo da fatura;
- FP_p: FP na ponta;
- FP_{fdp}: FP fora da ponta;
- FC: fator de carga;
- C_p: consumo de energia elétrica ativa na ponta em kWh, pertinente ao ciclo da fatura;
- C_{fdp}: consumo de energia elétrica ativa fora de ponta em kWh, pertinente ao ciclo da fatura;
- TC_p: tarifa de consumo de energia ativa em reais por quilowatt-hora (R\$.kWh⁻¹) no horário de ponta;
- TC_{fdp}: tarifa de consumo de energia ativa em reais por quilowatt-hora (R\$.kWh⁻¹) no horário fora de ponta; e
- TD: tarifa de demanda ativa em reais por quilowatt (R\$.kW⁻¹).

4.2.1.2 Faturamento de Energia na Modalidade Tarifária Horária Azul

Emprega-se esta modalidade tarifária às UCs do Grupo A caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia e de demanda de potência ativa, de acordo com as horas de utilização do dia.

A ANEEL-Resolução Normativa 414 (2010) descreve que neste caso, aplicam-se duas tarifas para o consumo de energia: uma para o posto tarifário ponta (R\$.kWh⁻¹), outra para o posto tarifário fora de ponta (R\$.kWh⁻¹), bem como duas tarifas para a demanda de potência ativa: uma para o posto tarifário ponta (R\$.kW⁻¹) e outra para o posto tarifário fora de ponta (R\$.kW⁻¹).

Nesta modalidade tarifária, primeiramente, calcula-se o montante por posto tarifário, a depender do FP mensal da empresa, através das Equações (20) e (21) ou por meio das Equações (22) e (23).

- Para $0 < FP < 0,92$, tem-se que:

$$F_{fdp} = \frac{0,92}{FP_{fdp}} \cdot \left(TC_{fdp} + \frac{TD_{fdp}}{664 \cdot FC_{fdp}} \right) \cdot C_{fdp} \quad (20)$$

$$F_p = \frac{0,92}{FP_p} \cdot \left(TC_p + \frac{TD_p}{66 \cdot FC_p} \right) \cdot C_p \quad (21)$$

- Para $0,92 \leq FP \leq 1$, tem-se que:

$$F_{fdp} = \left(TC_{fdp} + \frac{TD_{fdp}}{664 \cdot FC_{fdp}} \right) \cdot C_{fdp} \quad (22)$$

$$F_p = \left(TC_p + \frac{TD_p}{66 \cdot FC_p} \right) \cdot C_p \quad (23)$$

O faturamento total da UC para a modalidade tarifária horária azul será determinado por meio da Equação (24), que é a adição das Equações (20) e (21) ou das Equações (22) e (23), a depender do FP mensal da empresa.

$$F = F_p + F_{fdp} \quad (24)$$

onde:

- F : valor em reais (R\$) referente ao faturamento total de energia elétrica da UC no ciclo da fatura;
- F_p : valor em reais (R\$) referente ao faturamento de energia elétrica no posto tarifário de ponta no ciclo de faturamento;
- F_{fdp} : valor em reais (R\$) referente ao faturamento de energia elétrica no posto tarifário fora de ponta no ciclo de faturamento;
- FP_p : FP na ponta;
- FP_{fdp} : FP fora da ponta;
- FC_p : FC na ponta;
- FC_{fdp} : FC fora da ponta;
- C_p : consumo de energia elétrica ativa na ponta em kWh, pertinente ao ciclo da fatura;
- C_{fdp} : consumo de energia elétrica ativa fora de ponta em kWh, pertinente ao ciclo da fatura;
- TC_p : tarifa de consumo de energia ativa em reais por quilowatt-hora (R\$.kWh⁻¹) no horário de ponta;
- TC_{fdp} : tarifa de consumo de energia ativa em reais por quilowatt-hora (R\$.kWh⁻¹) no horário fora de ponta;
- TD_p : tarifa de demanda ativa na ponta em reais por quilowatt (R\$.kW⁻¹); e
- TD_{fdp} : tarifa de demanda ativa fora de ponta em reais por quilowatt (R\$.kW⁻¹).

4.2.2 Modelagem Matemática do Faturamento

Utilizou-se o *software* Mathematica para analisar o faturamento de energia elétrica de empresas do grupo A por meio da geração e plotagem de superfícies tridimensionais e mapas de contorno.

Com o *software* Mathematica, é possível executar uma ampla gama de atividades computacionais, como: operações aritméticas, cálculo de derivadas e integrais, vetores e matrizes (WOLFRAM, 2018).

As equações de faturamento de energia elétrica, por modalidade tarifária, foram empregadas no *software* Mathematica para a constituição das superfícies e dos mapas de contorno parametrizados como hiperboloides de carga e de potência.

Os montantes mensais dos índices FC e FP estão ligados, respectivamente, a cada ponto dos gráficos de superfície e do mapa de contorno.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Primeiramente, examinaram-se as 12 contas de energia elétrica da granja, do período de agosto de 2018 a julho de 2019, observando-se as características descritas a seguir:

- Inserida na classe Rural e na subclasse Rural – Agropecuária Rural;
- Ligação: trifásico;
- Alimentada em MT, com tensão elétrica contratada igual a 11400 Volts;
- Isenta do ICMS, conforme Decreto Nº 45.490/00 (SÃO PAULO, 2000);
- Pertencente ao subgrupo A4;
- Demanda contratada igual a 360 kW; e
- Optante pela modalidade tarifária horária verde.

Como descrito acima, a modalidade tarifária optante pela empresa em estudo é a modalidade tarifária horária verde. Consequentemente, utilizaram-se as Equações (18) e (19), nas quais, segundo Cremasco (2008), foram empregadas as seguintes considerações: $a_1 = TC_p$, $a_2 = TC_{fdp}$, $b = TD$, $c_1 = C_p$ e $c_2 = C_{fdp}$, obtendo-se assim, as Equações (25) e (26), a depender do FP mensal da empresa.

- Para $0 < FP < 0,92$, tem-se que:

$$F = \frac{0,92}{FP} \cdot \left(a_1 + \frac{b}{730 \cdot FC} \right) \cdot c_1 + \frac{0,92}{FP} \cdot \left(a_2 + \frac{b}{730 \cdot FC} \right) \cdot c_2 \quad (25)$$

- Para $0,92 \leq FP \leq 1$, tem-se que:

$$F = \left(a_1 + \frac{b}{730 \cdot FC} \right) \cdot c_1 + \left(a_2 + \frac{b}{730 \cdot FC} \right) \cdot c_2 \quad (26)$$

Considerando-se as constantes definidas nas Equações (25) e (26) para a modalidade tarifária horária verde, tendo como domínio o conjunto $U = \{ (x, y) \in R^2 : 0 < x \leq 1, 0 < y \leq 1 \}$, definindo, assim, a função $g: U \rightarrow R$ na forma da Equação (27).

$$g(x, y) = \begin{cases} \left[\frac{0,92}{x} \cdot \left(a_1 + \frac{b}{730 \cdot y} \right) \cdot c_1 + \frac{0,92}{x} \cdot \left(a_2 + \frac{b}{730 \cdot y} \right) \cdot c_2 \right], & \text{se } 0 < x < 0,92 \\ \left[\left(a_1 + \frac{b}{730 \cdot y} \right) \cdot c_1 + \left(a_2 + \frac{b}{730 \cdot y} \right) \cdot c_2 \right], & \text{se } 0,92 \leq x \leq 1 \end{cases} \quad (27)$$

Na sequência, coletou-se as principais informações das 12 faturas de energia da granja, as quais foram inseridas na Tabela 7. Esta tabela é composta por 14 colunas dispostas da seguinte maneira:

- Coluna 1: intervalo das contas de energia (de agosto de 2018 a julho de 2019);
- Coluna 2: montantes das demandas mensais medidas e faturadas em kW;
- Coluna 3: valores das tarifas das demandas mensais (R\$.kW⁻¹), sem a incidência de impostos;
- Coluna 4: consumos de energia elétrica ativa mensais na ponta (kWh);
- Coluna 5: consumos de energia elétrica ativa mensais fora de ponta (kWh);
- Coluna 6: valores das tarifas de consumo da energia elétrica ativa mensais na ponta (R\$.kWh⁻¹), sem a aplicação de impostos;
- Coluna 7: valores das tarifas de consumo da energia elétrica ativa mensais fora de ponta (R\$.kWh⁻¹), sem a aplicação de impostos;
- Coluna 8: montantes de energia reativa excedente na ponta;
- Coluna 9: montantes de energia reativa excedente fora de ponta;
- Coluna 10: fatores de potência mensais na ponta;
- Coluna 11: fatores de potência mensais fora de ponta;
- Coluna 12: fatores de potência médios mensais, determinados por média aritmética, conforme a Equação (28) abaixo.

$$FP_{\text{médio}} = \frac{FP_{\text{ponta}} + FP_{\text{fora de ponta}}}{2} \quad (28)$$

- Coluna 13: fatores de carga mensais, determinados por meio da Equação (4), para cada um dos meses do período considerado, e
- Coluna 14: valores faturados mensais em reais, calculados para o período apurado, de acordo com as Equações (18) e (19), sem a incidência dos impostos devidos.

Tabela 7 - Informações coletadas das 12 contas de energia elétrica da granja.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Período	Demanda (kW)	Tarifa Demanda (R\$.kW ⁻¹)	Consumo de Energia Ativa (kWh)		Tarifa Consumo de Energia Ativa (R\$.kWh ⁻¹)		Energia Reativa Excedente (kWh)		FP ponta	FP fora ponta	FP médio	FC	Fatura
mês/ano			Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta					
08/18	294,72	13,347	2.432	118.728	1,257651	0,280512			0,92	0,92	0,92	0,56	R\$ 40.297
09/18	289,44	13,347	2.487	118.140	1,257651	0,280512			0,92	0,92	0,92	0,57	R\$ 40.131
10/18	294,72	13,347	2.420	112.335	1,257651	0,280512			0,92	0,92	0,92	0,53	R\$ 38.488
11/18	302,88	13,347	4.163	108.902	1,257651	0,280512			0,92	0,92	0,92	0,51	R\$ 39.826
12/18	297,12	13,347	5.394	108.239	1,257651	0,280512			0,92	0,92	0,92	0,52	R\$ 41.112
01/19	287,04	13,347	5.791	113.665	1,257651	0,280512			0,92	0,92	0,92	0,57	R\$ 42.999
02/19	282,72	13,347	5.375	117.521	1,257651	0,280512			0,92	0,92	0,92	0,6	R\$ 43.499
03/19	293,84	13,347	3.254	109.677	1,257651	0,280512	39	1.078	0,91	0,91	0,91	0,53	R\$ 39.203
04/19	266,4	13,340	1.749	83.542	1,25764	0,280500			0,92	0,92	0,92	0,44	R\$ 29.187
05/19	312,96	13,340	3.243	117.932	1,25764	0,280500			0,92	0,92	0,92	0,53	R\$ 41.333
06/19	311,52	13,340	3.029	125.563	1,25764	0,280500			0,92	0,92	0,92	0,57	R\$ 43.185
07/19	292,32	13,727	3.341	113.140	1,27875	0,279850			0,92	0,92	0,92	0,55	R\$ 39.947

Fonte: Elaborado pelo autor.

Mediante a Tabela 7 determinou-se, por posto tarifário, a média aritmética das tarifas de consumo de energia elétrica ativas, por meio da Equação (29).

$$TCm_{pt} = \sum_{i=1}^{12} \frac{TCpt_i}{12} \quad (29)$$

onde:

- TCm_{pt} : tarifa de consumo médio de energia elétrica ativa (R\$.kWh⁻¹) por posto tarifário (pt); e
- $TCpt$: tarifas de consumo de energia elétrica ativas (R\$.kWh⁻¹) por posto tarifário.

Resultando nos valores subsequentes:

- $TCm_p = 1,259407$ (R\$.kWh⁻¹); e
- $TCm_{fdp} = 0,280454$ (R\$.kWh⁻¹).

De forma análoga, calculou-se a tarifa média da demanda de potência com os dados presentes da Tabela 7, e utilizando a Equação (30).

$$TDm = \sum_{i=1}^{12} \frac{TD_i}{12} \quad (30)$$

onde:

- TDm : tarifa média de demanda de potência (R\$.kW⁻¹); e
- TD : tarifas de demanda de potência (R\$.kW⁻¹).

Aplicando a Equação (30), obtém-se:

- $TDm = 13,376944$ (R\$.kW⁻¹).

Com os dados dos consumos de energia elétrica ativas da granja, relacionados na Tabela 7, calculou-se as médias aritméticas dos consumos por posto tarifário, mediante a Equação (31):

$$Cm_{pt} = \sum_{i=1}^{12} \frac{Cpt_i}{12} \quad (31)$$

onde:

- C_{mpt} : consumo médio de energia elétrica ativa (kWh) por posto tarifário (pt); e
- C_{pt} : consumo de energia elétrica ativa (kWh) por posto tarifário.

Resultando nos seguintes valores:

- $C_{mp} = 3.556,5$ kWh; e
- $C_{mfdp} = 112.282,0$ kWh.

A análise da eficiência energética da referida granja foi dividida em dois modelos.

5.1 Modelagem Matemática

Simulou-se a modelagem matemática para dois diferentes modelos, porém o resultado de ambos foi o faturamento de energia elétrica. No 1º modelo, o faturamento de energia se deu em função das variações de FC e de FP. Quanto ao 2º modelo, a estrutura do faturamento ocorreu de acordo com as variações de FC e do consumo de energia elétrica.

5.1.1 Modelagem do Faturamento em função de FC e de FP

Na presente pesquisa, das 12 contas de energia elétrica da granja estudada, a distribuidora local não disponibilizou o registro do FP medido em nenhuma delas. Somente na fatura do mês de março, observou-se a cobrança por excesso de consumo de energia reativa, isto é, a empresa em questão teve um valor medido de FP abaixo do permitido (92%). Nos outros 11 meses, as faturas não apresentaram cobrança de multa por esse motivo. Assim sendo, considerou-se para esses meses um FP igual a 92%.

Com as médias das tarifas e dos consumos anteriormente calculadas, considera-se:

- $a_1 = TC_{mp} = 1,259407$ (R\$.kWh⁻¹), resultado da Equação (29)
- $a_2 = TC_{mfdp} = 0,280454$ (R\$.kWh⁻¹), resultado da Equação (29)
- $b = TDm = 13,376944$ (R\$.kW⁻¹), resultado da Equação (30)
- $c_1 = C_{mp} = 3556,5$ (kWh), resultado da Equação (31)
- $c_2 = C_{mfdp} = 112282$ (kWh), resultado da Equação (31)

Sendo que:

- x: FP
- y: FC
- z: Faturamento

Preparando a Equação (27) para sua inserção no *software* Mathematica, obtém-se a Equação (32).

$$\begin{aligned} g[x,y] &:= (0.92/x) * (a1 + b/(730*y)) * c1 + (0.92/x) * (a2 + b/(730*y)) * c2; 0 < x \leq 0.92 \\ g[x,y] &:= (a1 + b/(730*y)) * c1 + (a2 + b/(730*y)) * c2; 0.92 < x \leq 1 \end{aligned} \quad (32)$$

Prosseguindo, aplicaram-se no *software* Mathematica as linhas de comando a seguir:

- 1ª linha de comando:

```
Plot3D[g[x,y],{x,0,1},{y,0,1},AxesLabel->{"FP","FC","F(R$)"},Lighting->False,ColorFunction->(Hue[If[#<=0.1138,1,0.2]]&),PlotPoints->50,ViewPoint->{2.360,1.371,2.000}]
```

- 2ª linha de comando:

```
Plot3D[g[x,y],{x,0.2,1},{y,0.2,1},PlotPoints->80,ColorFunction->(ColorData["TemperatureMap"]),PlotLegends->Automatic,AxesLabel->{"FP","FC","F(R$)"}]
```

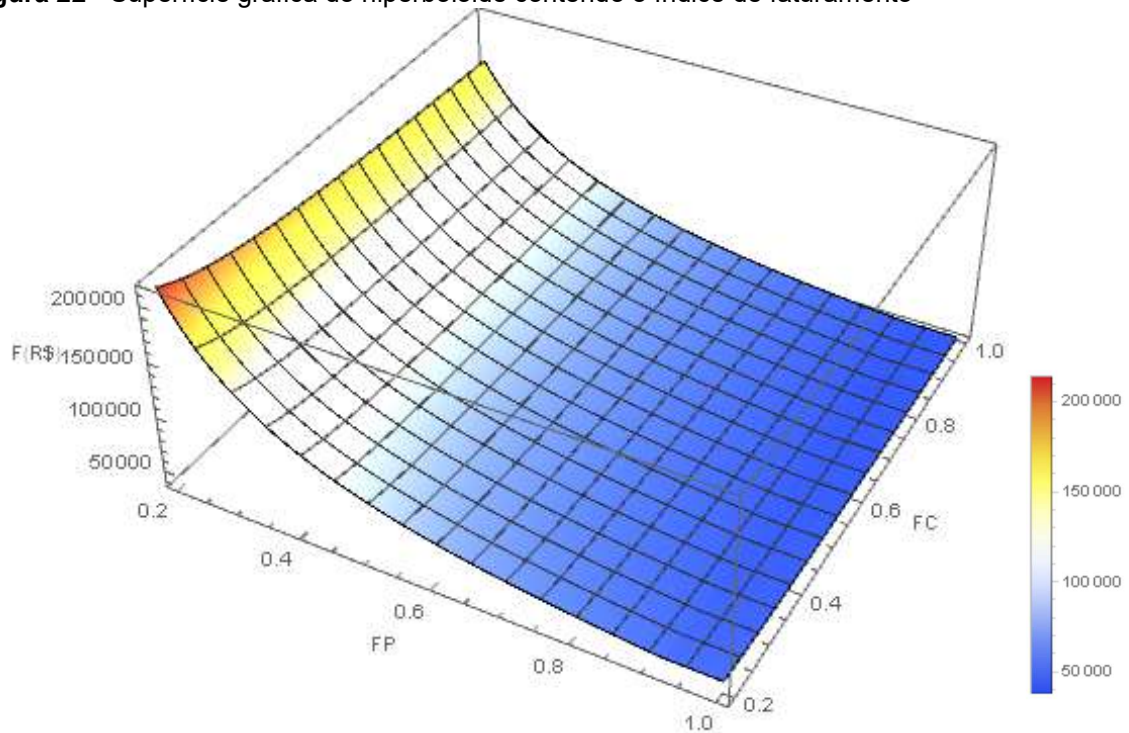
- 3ª linha de comando:

```
ContourPlot[g[x,y],{x,0.2,1},{y,0.2,1},PlotPoints->80,ColorFunction->(ColorData["TemperatureMap"]),PlotLegends->Automatic,FrameLabel->{"FP","FC"}]
```

Primeiramente, consideraram-se valores para FP e FC entre zero e um ($0 \leq x \leq 1$ e $0 \leq y \leq 1$), de acordo com a 1ª linha de comando, o que resultou em montantes infinitos para o faturamento, que é notório, analisando-se a Equação (32) para valores iguais a 0 (zero) de FP e de FC.

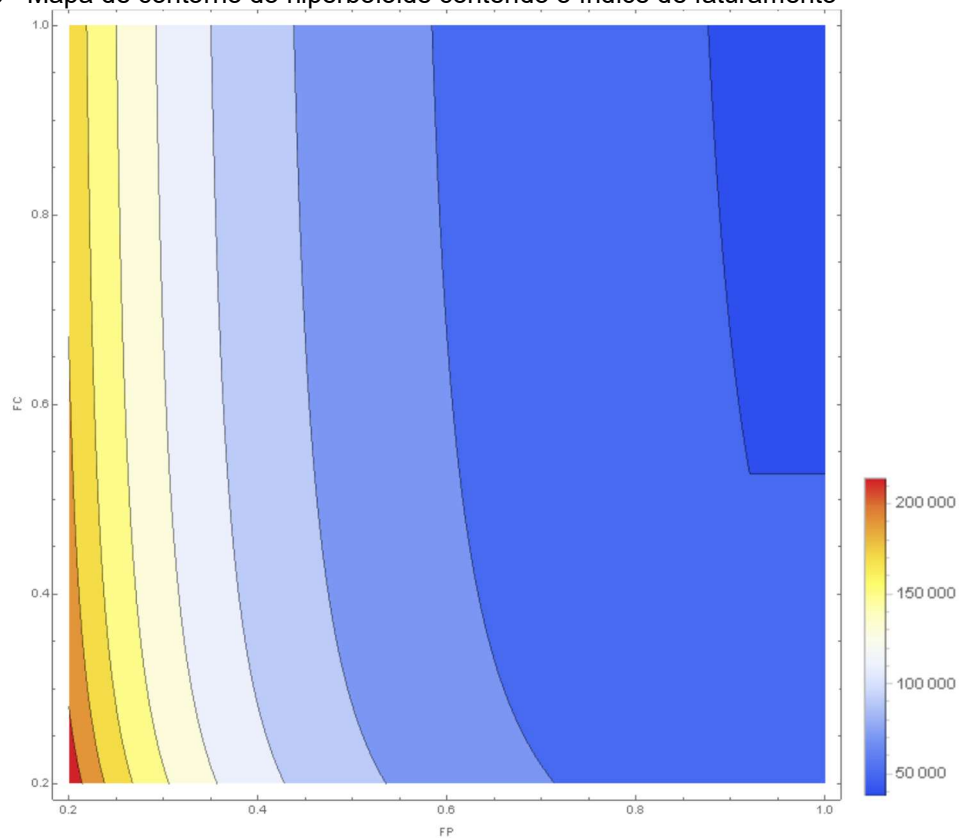
Devido ao exposto acima, alteraram-se os valores atribuídos para FP e FC para o intervalo entre dois décimos e um ($0,2 \leq x \leq 1$ e $0,2 \leq y \leq 1$), obtendo-se, com essa ação, os gráficos da Superfície (Figura 22) e do Mapa de Contorno (Figura 23) dos hiperboloides de faturamento, por meio do citado *software*.

Figura 22 - Superfície gráfica do hiperboloide contendo o índice de faturamento



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 23 - Mapa de contorno do hiperboloide contendo o índice de faturamento



Fonte: Elaborado pelo autor.

Com a finalidade de construir os gráficos para uma condição mais real da empresa, alterou-se o intervalo dos valores de FP e FC dentro de certos parâmetros.

Como descrito anteriormente, das 12 faturas de energia analisadas, em 11 delas não houve a cobrança por baixo FP, sendo assim, considerou-se para esses meses o valor de 92%, tendo em vista que durante a entrevista com o diretor da granja, o mesmo relatou a existência de bancos de capacitores no interior da empresa para correção deste índice.

A exceção foi no mês de março, em que ocorreu a cobrança da multa por baixo FP que, por meio da (17), determinou-se o valor de FP igual a 91%.

Pelo exposto, considerou-se um novo intervalo para FP, entre 80 centésimos e um ($0,80 \leq FP \leq 1,00$).

Quanto ao FC, conforme observa-se na Tabela 7, os seus valores calculados ficaram entre 44 e 60 centésimos ($0,44 \leq FC \leq 0,60$). Sendo assim, escolheu-se um novo intervalo para esse índice, entre 40 e 60 centésimos ($0,40 \leq FC \leq 0,60$).

Inseriram-se os novos intervalos de FP e FC no *software* Mathematica, por meio da 4ª e 5ª linhas de comando, conforme segue:

– 4ª linha de comando:

```
Plot3D[g[x,y],{x,0.8,1},{y,0.4,0.6},PlotPoints->80,ColorFunction->(ColorData["TemperatureMap"]),PlotLegends->Automatic,AxesLabel->{"FP","FC","F(R$)"]]
```

– 5ª linha de comando:

```
ContourPlot[g[x,y],{x,0.8,1},{y,0.4,0.6},PlotPoints->80,ColorFunction->(ColorData["TemperatureMap"]),PlotLegends->Automatic,FrameLabel->{"FP","FC"}]
```

Com essa nova configuração, simulou-se, por meio do *software*, o faturamento da energia elétrica da empresa em função de seu FP e FC, cujos resultados são os gráficos da Superfície (Figura 24) e do Mapa de Contorno (Figura 25) dos hiperboloides de faturamento.

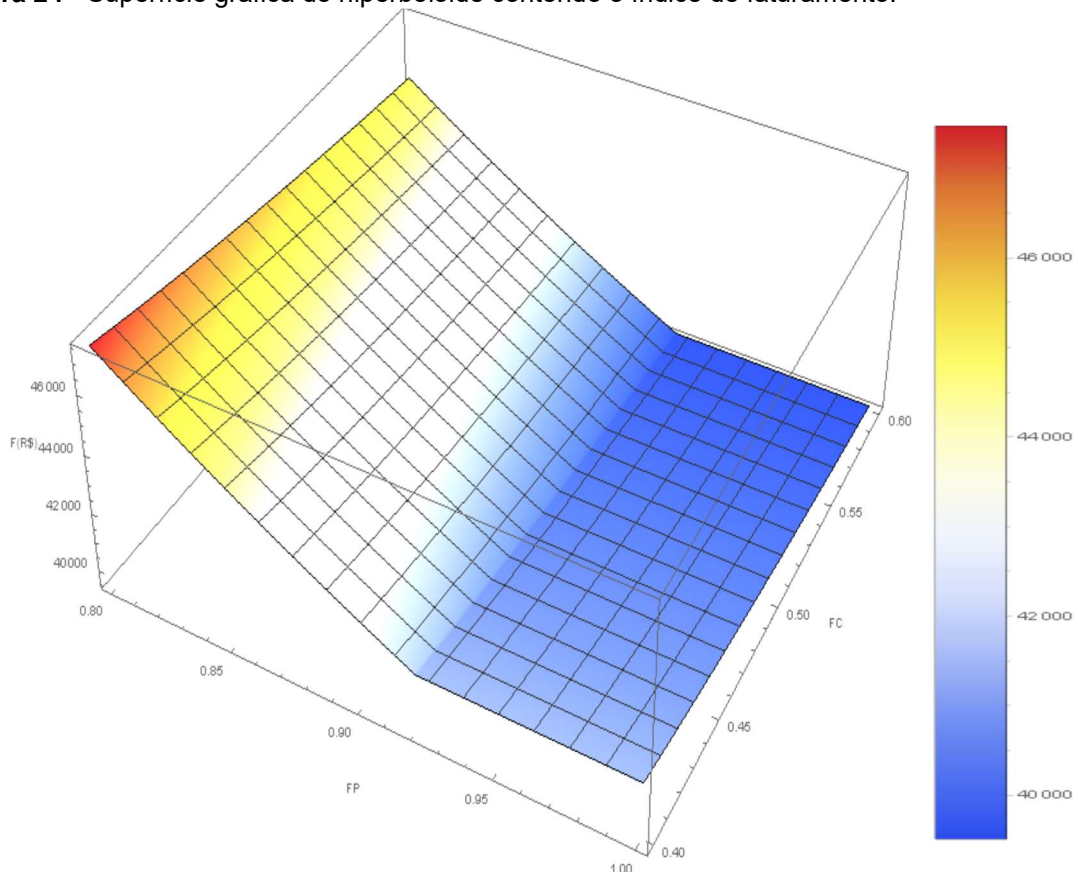
Examinando as cores e os tons dos gráficos, observa-se que para as cores mais frias, o resultado monetário da fatura de energia elétrica da empresa é menor, enquanto que as cores mais quentes representam montantes financeiros maiores.

Nota-se que para valores de FP mais próximos da unidade, o montante da conta de energia é menor, do mesmo modo que para valores crescentes de FC, há uma redução no numerário da fatura de energia, sem alterar o consumo de energia ativa e a produção da empresa.

Desse modo, constata-se que o montante da fatura de energia elétrica é inversamente proporcional aos valores do FP, bem como do FC.

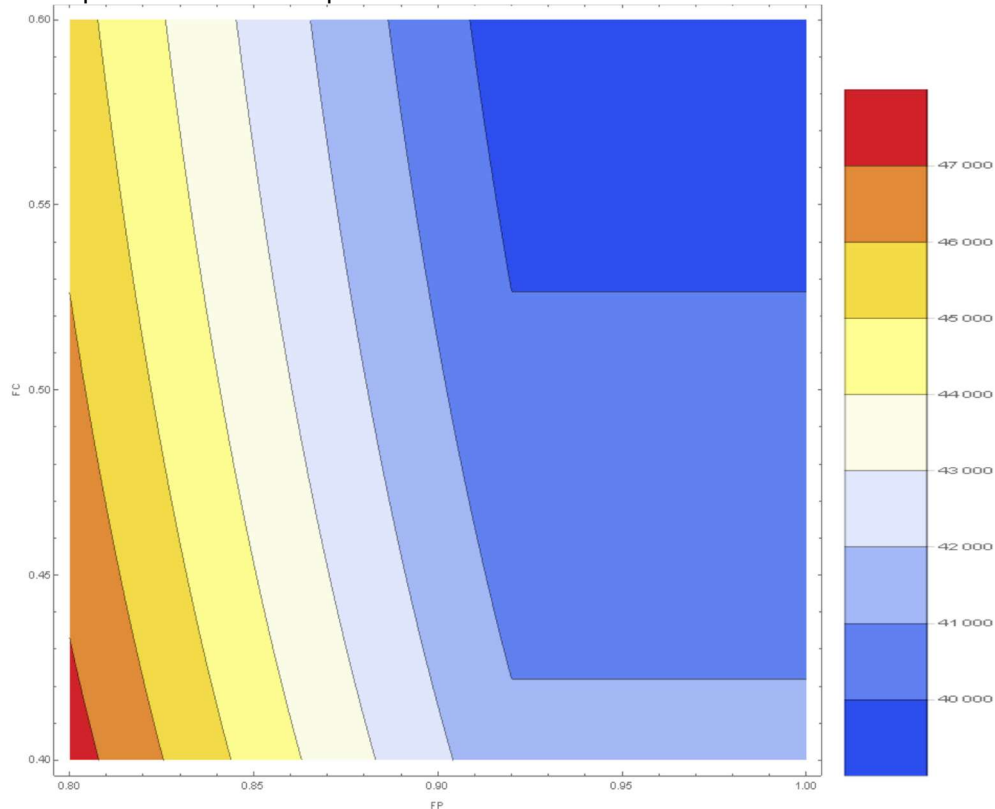
Com a meta de redução dos custos com energia elétrica, a empresa poderá empreender ações conjuntas de correção do FP – por meio de seu autofornecimento de energia reativa advinda de bancos de capacitores corretamente calculados –, assim como na elevação do índice do FC – mediante um bom planejamento dos horários de funcionamento de suas máquinas e motores elétricos, e seus turnos de produção.

Figura 24 - Superfície gráfica do hiperboloide contendo o índice de faturamento.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 25 - Mapa de contorno do hiperboloide contendo o índice de faturamento



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.1.2 Modelagem do Faturamento em função de FC e do Consumo

Nesse modelo, estruturaram-se a equação e os gráficos para a situação padrão de FP igual a 92%, em virtude da existência de correção do FP realizado pela empresa em questão, verificado pela existência de bancos de capacitores instalados em seu sistema elétrico, o que resultou na inexistência de oscilações do FP medido.

Portanto, coube ao consumo da energia elétrica ativa e do FC a variação do modelo atual. Dessa forma, considerou-se que:

- x: C (consumo total de energia elétrica ativa)
- y: FC
- z: F (faturamento)
- FP = 0,92

No modelo atual, observaram-se para cada uma das 12 faturas estudadas os valores de $c_1 = C_p$ e $c_2 = C_{fdp}$ como um único consumo, representado pela soma desses dois parâmetros, cujo resultado por mês está descrito na Tabela 8.

Tabela 8 - Consumo total de energia ativa por mês no período.

Período (mês/ano)	Consumo Total de Energia Ativa (kWh)
ago/18	121.160
set/18	120.627
out/18	114.755
nov/18	113.065
dez/18	113.633
jan/19	119.456
fev/19	122.896
mar/19	112.931
abr/19	85.291
mai/19	121.175
jun/19	128.592
jul/19	116.481

Fonte: Elaborado pelo autor.

Quanto às tarifas de energia elétrica ativas de ponta e fora de ponta, calculou-se a média ponderada de suas médias para as 12 faturas da empresa, de acordo com Equação (33).

$$a = \frac{(a_1 \cdot 66 + a_2 \cdot 664)}{730} \quad (33)$$

onde:

- $a_1 = \text{TCm}_p = 1,259407 \text{ (R\$.kWh}^{-1}\text{)}$, resultado da Equação (29)
- $a_2 = \text{TCm}_{fdp} = 0,280454 \text{ (R\$.kWh}^{-1}\text{)}$, resultado da Equação (29)
- 66: horas de ponta por mês. Resultado do produto de três horas de ponta por dia e 22 dias úteis por mês; e
- 664: horas de fora de ponta por mês. Resultado da subtração de 730 (média de horas no mês) por 66 horas de ponta no mesmo período.

Resultando:

- $a = 0,368961883 \text{ (R\$.kWh}^{-1}\text{)}$, média ponderada das tarifas de consumo de energia ativa para as 12 faturas

Presumiu-se também:

- $b = \text{TDm} = 13,376944 \text{ (R\$.kW}^{-1}\text{)}$, resultado da Equação (30)

Como a empresa em questão optou pela modalidade tarifária horária verde, e por considerar o valor de FP constante e igual a 92%, elegeu-se a Equação (26) para análise. Pelas considerações feitas anteriormente para esse modelo, a citada equação foi transformada na Equação (34).

$$F = \left(a + \frac{b}{730 \cdot y} \right) \cdot x \quad (34)$$

Organizando a Equação (34) para sua inserção no *software* Mathematica, obtém-se a Equação (35).

$$h[x_,y_] := (a + b/(730*y)) * x \quad (35)$$

Examinando a Tabela 8, observou-se que no mês de abril de 2019 mediu-se o menor consumo total de energia elétrica ativa igual a 85.291 kWh e, de modo oposto, em junho de 2019, registrou-se o maior consumo, que foi de 128.592 kWh. De posse desses valores, atribuiu-se para o consumo de energia ativa o intervalo de $(80000 \leq C \leq 130000)$.

Com relação ao FC, utilizou-se o mesmo intervalo empregado na 4ª e 5ª linhas de comando do item 5.1, que foi entre 40 e 60 centésimos $(0,40 \leq \text{FC} \leq 0,60)$, conforme observa-se nas 6ª e 7ª linhas de comando

Prosseguindo, aplicaram-se no *software* Mathematica as linhas de comando:

- 6ª linha de comando:

```
Plot3D[h[x,y],{x,80000,130000},{y,0.4,0.6},PlotPoints->80,ColorFunction->(ColorData["TemperatureMap"]),PlotLegends->Automatic,AxesLabel->{"C","FC","F(R$)"]]
```

– 7ª linha de comando:

```
ContourPlot[h[x,y],{x,80000,130000},{y,0.4,0.6},PlotPoints->80,ColorFunction-  
>(ColorData["TemperatureMap"]),PlotLegends->Automatic,FrameLabel->{"C","FC"}]
```

Com essa configuração, obtiveram-se os gráficos da Superfície (Figura 26) e do Mapa de Contorno (Figura 27) dos hiperboloides de faturamento.

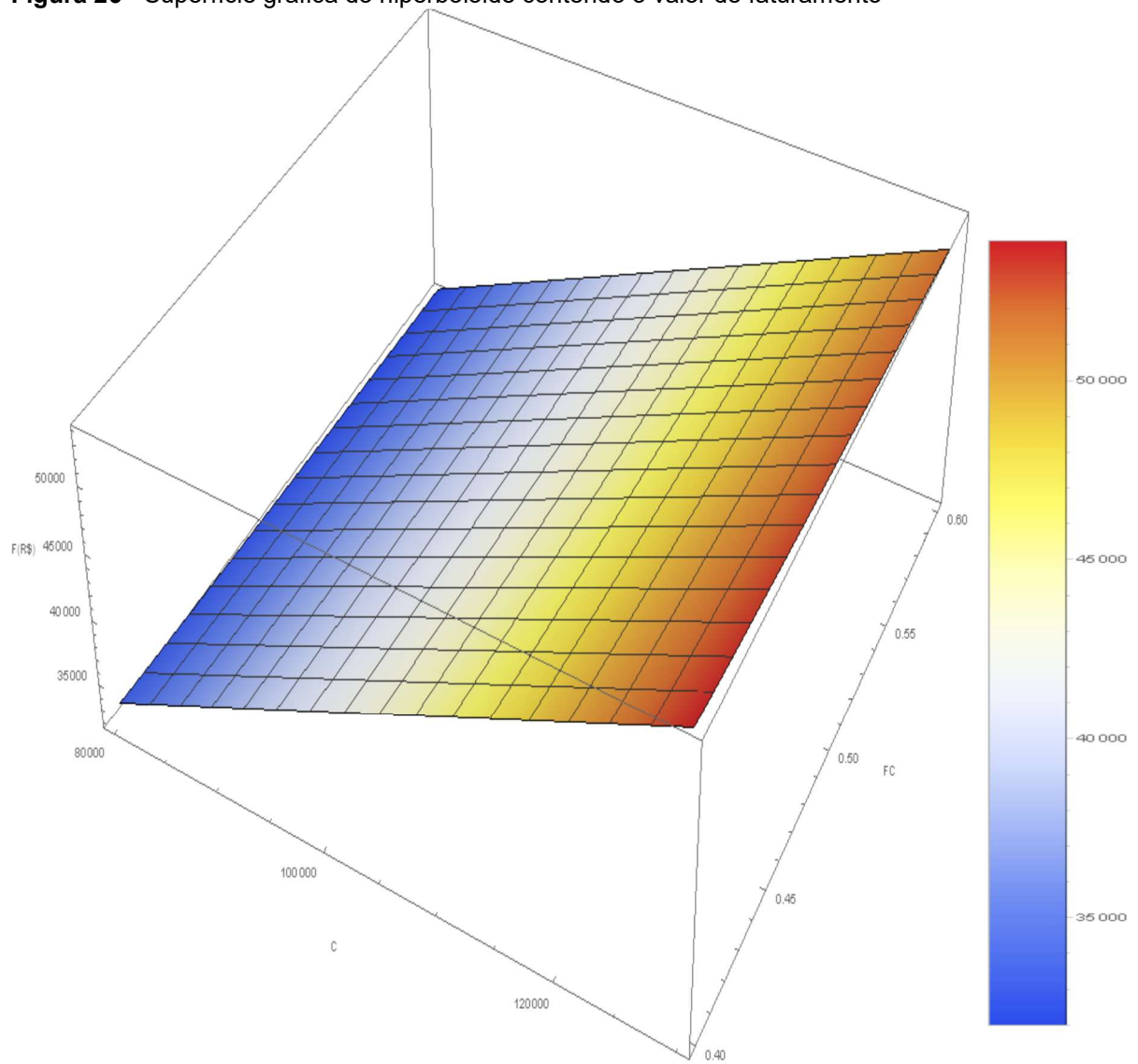
Como discutido no Modelagem do Faturamento em função de FC e de FP, as cores frias refletem valores menores a serem pagos nas contas de energia, em oposição, as cores quentes retratam quantias mais elevadas das faturas.

Observa-se pelos gráficos a seguir que menores valores faturados de energia ocorrerão para FCs próximos a 60%, e com valor de consumo de energia ativa perto de 80.000 kWh.

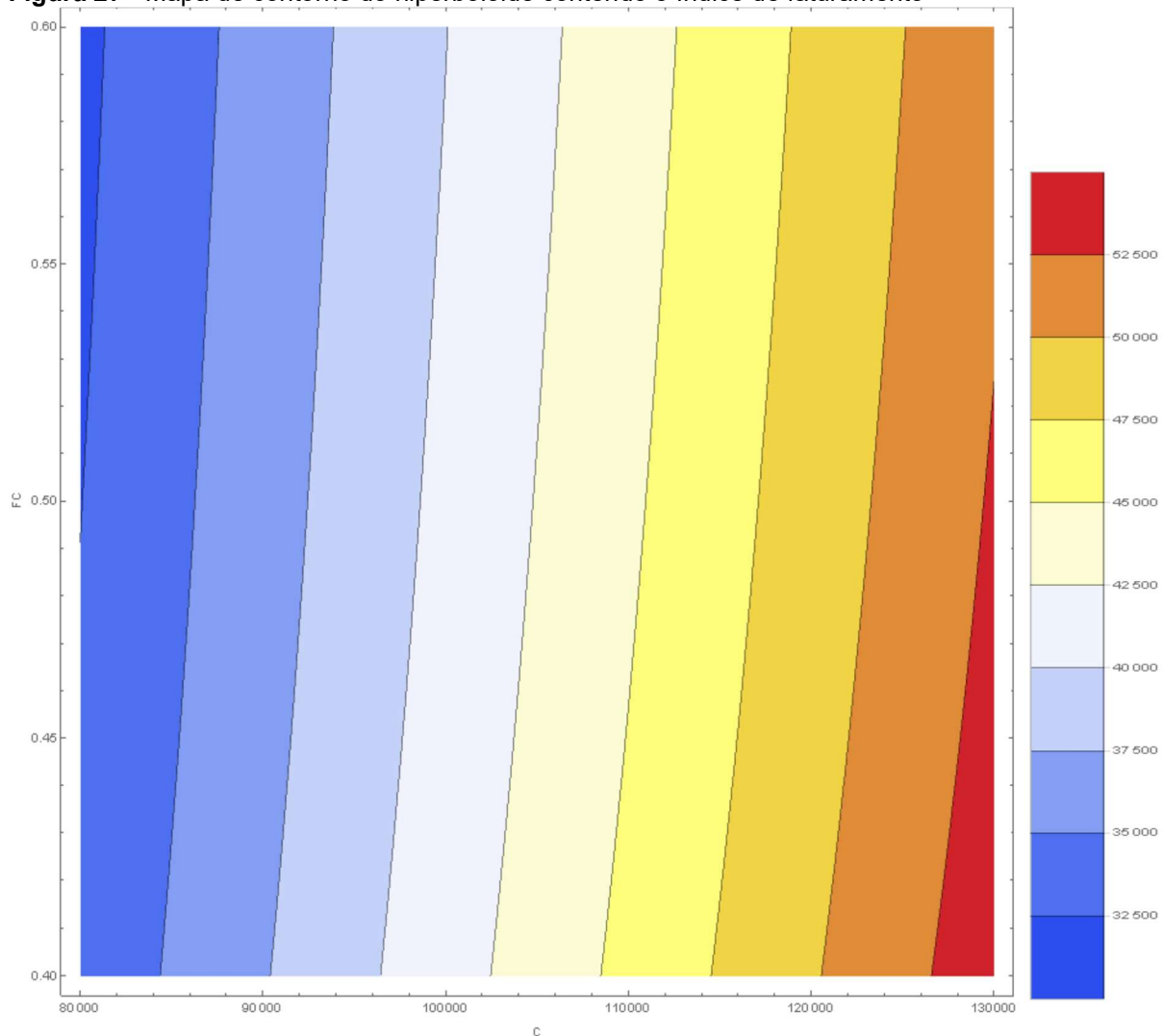
Portanto, como visto anteriormente, o montante da fatura de energia elétrica é inversamente proporcional ao valor do FC, porém diretamente proporcional ao consumo de energia ativa da corporação.

Nesse modelo, considerando o FP da empresa constantemente monitorado e corrigido, a redução dos custos com energia elétrica se dará pelo aumento do índice de FC, e também com a diminuição do consumo de energia ativa.

Figura 26 - Superfície gráfica do hiperboloide contendo o valor de faturamento



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 27 - Mapa de contorno do hiperboloide contendo o índice de faturamento

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com o objetivo de melhor visualizar e avaliar as 12 faturas de energia elétrica da empresa nos gráficos, inseriu-se no *software* Mathematica a 8ª linha de comando, mantendo inalterados os intervalos do consumo de energia ativa e do FC.

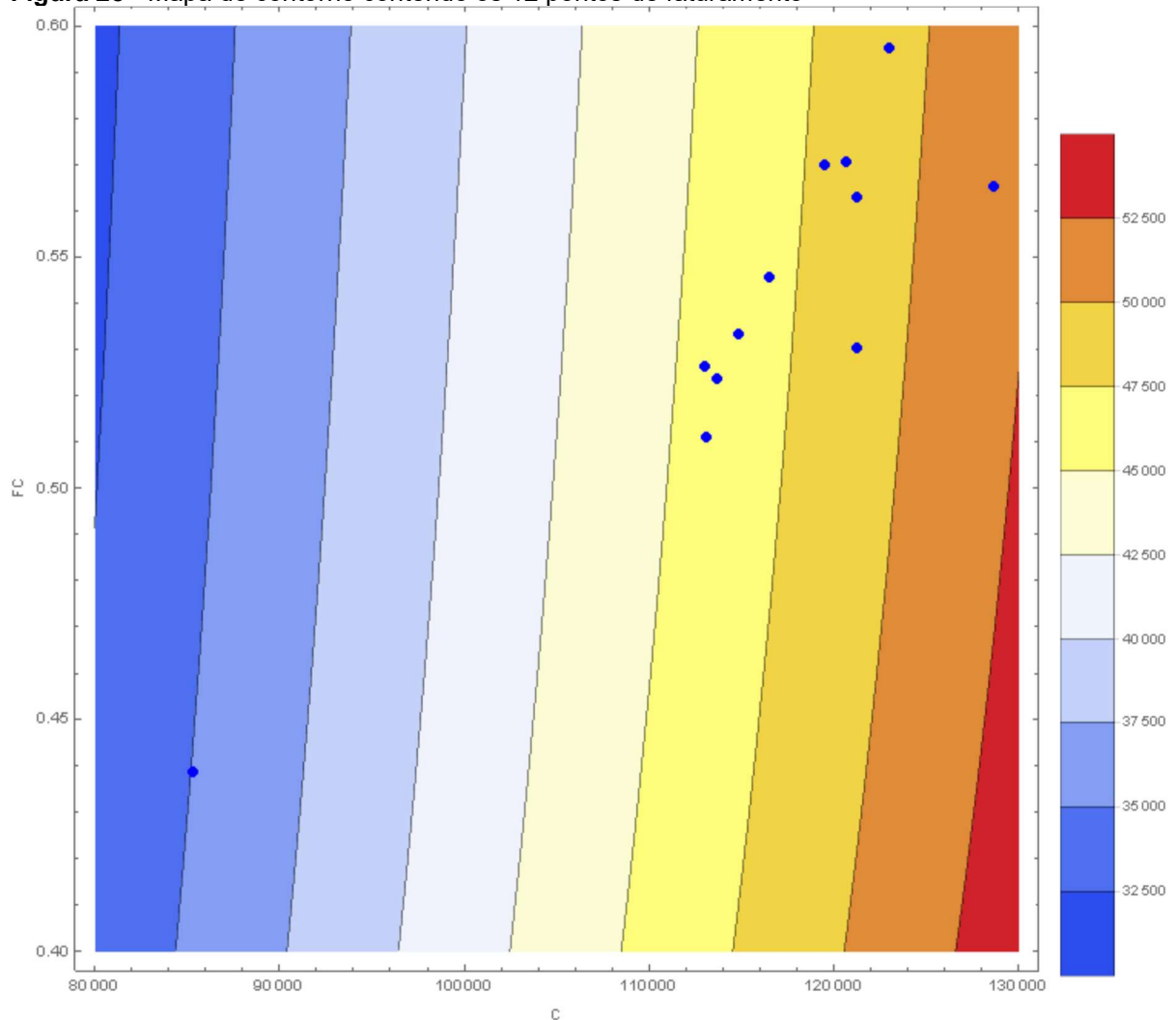
— 8ª linha de comando:

```
g1=ContourPlot[h[x,y],{x,80000,130000},{y,0.4,0.6},PlotPoints->80,ColorFunction->(ColorData["TemperatureMap"]),PlotLegends->Automatic,FrameLabel->{"C","FC"}]
g2=Graphics[{PointSize[Large],Blue,Point[{121160,0.563153510924695},{120627,0.570904041436652},{114755,0.533382974134725},{113065,0.511369392643409},{113633,0.523901601493055},{119456,0.570089033460088},{122896,0.5954679008613},{112931,0.526476994282603},{85291,0.438577275906043},{121175,0.530397337311259},{128592,0.565464254807185},{116481,0.545850484738062}]}];
Show[g1,g2]
```

Com esse novo arranjo, chegou-se ao gráfico do Mapa de Contorno da Figura 28, que contém os 12 pontos os quais representam as faturas da granja em estudo.

Nota-se que a maior concentração dessas contas de energia está situada para um FC maior do que 50% e com consumo de energia ativa superior a 110.000 kWh.

Figura 28 - Mapa de contorno contendo os 12 pontos de faturamento



Prosseguindo com o estudo, excluiu-se o mês de abril de 2019 por ter sido o único dentre os 12 meses com consumo total abaixo de 110.000 kWh e FC inferior a 50%.

Isto posto, definiram-se os novos intervalos para o consumo de energia entre 110.000 e 130.000 kWh ($110000 \leq C \leq 130000$), bem como para o FC de 50% a 60% ($0,50 \leq FC \leq 0,60$).

O intuito das alterações foi melhorar a observação das 11 faturas pesquisadas, que representam aproximadamente 92% das amostras.

Substituindo os novos intervalos, tem-se a 9ª linha de comando descrita a seguir.

– 9ª linha de comando:

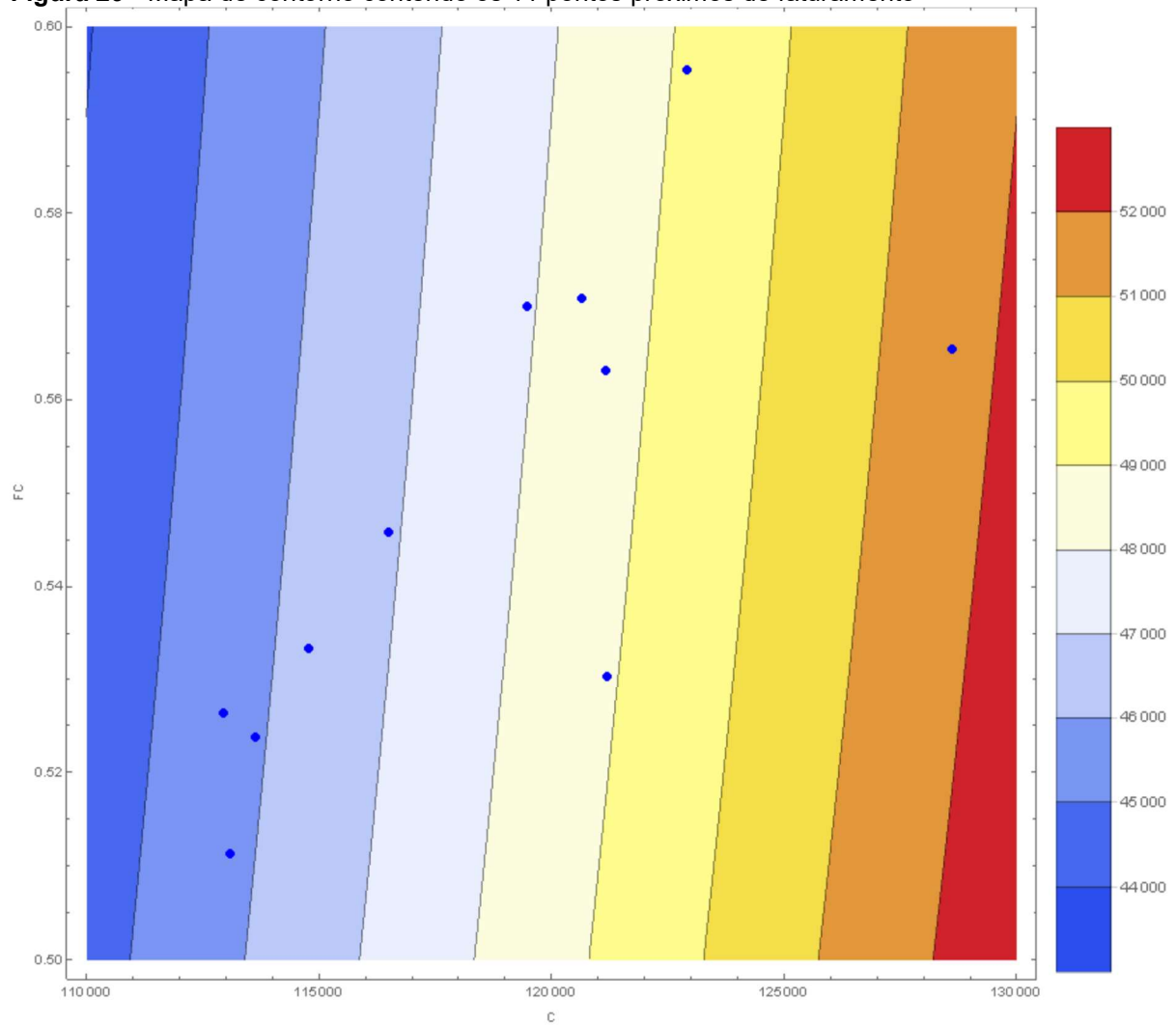
```
g1=ContourPlot[h[x,y],{x,110000,130000},{y,0.5,0.6}, PlotPoints->80, ColorFunction ->
(ColorData["TemperatureMap"]), PlotLegends -> Automatic, FrameLabel->{"C","FC"}]
g2 = Graphics[{PointSize[Large], Blue,
Point[{{121160,0.563153510924695},{120627,0.570904041436652},{114755,0.533382974134725},{1
13065,0.511369392643409},{113633,0.523901601493055},{119456,0.570089033460088},{122896,0.
5954679008613},{112931,0.526476994282603},{121175,0.530397337311259},{128592,0.565464254
807185},{116481,0.545850484738062}}}}];
Show[g1, g2]
```

Com a inserção do comando acima no *software*, conseguiu-se o novo Mapa de Contorno, demonstrado na Figura 29.

Nessa figura as 11 faturas presentes estão mais pulverizadas, e o intervalo das faixas coloridas são de R\$ 1.000,00.

As maiores concentrações das faturas ficaram localizadas nas faixas entre R\$ 45.000,00 e R\$ 46.000,00, e entre R\$ 48.000,00 e R\$ 49.000,00.

A fatura de energia com o maior índice de FC se situou entre R\$ 48.000,00 e R\$ 49.000,00.

Figura 29 - Mapa de contorno contendo os 11 pontos próximos de faturamento

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.2 Avaliação do Fator de Carga

5.2.1 Fator de Carga Otimizado

Na próxima simulação, considerou-se para todos os meses do período estudado, o maior valor de FC atingido pela granja, que de acordo com a Tabela 7, foi de 60% para o mês de fevereiro de 2019. Como a empresa já alcançou este índice, presume-se que é uma meta real e atingível.

A Tabela 9 a seguir foi construída utilizando-se os valores da época para as tarifas de demanda de potência e de consumo de energia ativa (ponta e fora de ponta), todas descritas na Tabela 7. Os montantes de FP, de FC e dos consumos de energia (ponta e fora de ponta) também foram coletados da Tabela 7.

Determinaram-se os montantes das faturas reais e das faturas otimizadas (considerando o FC de 60%), com o emprego Equações (18) e (19), equações essas da modalidade horária verde.

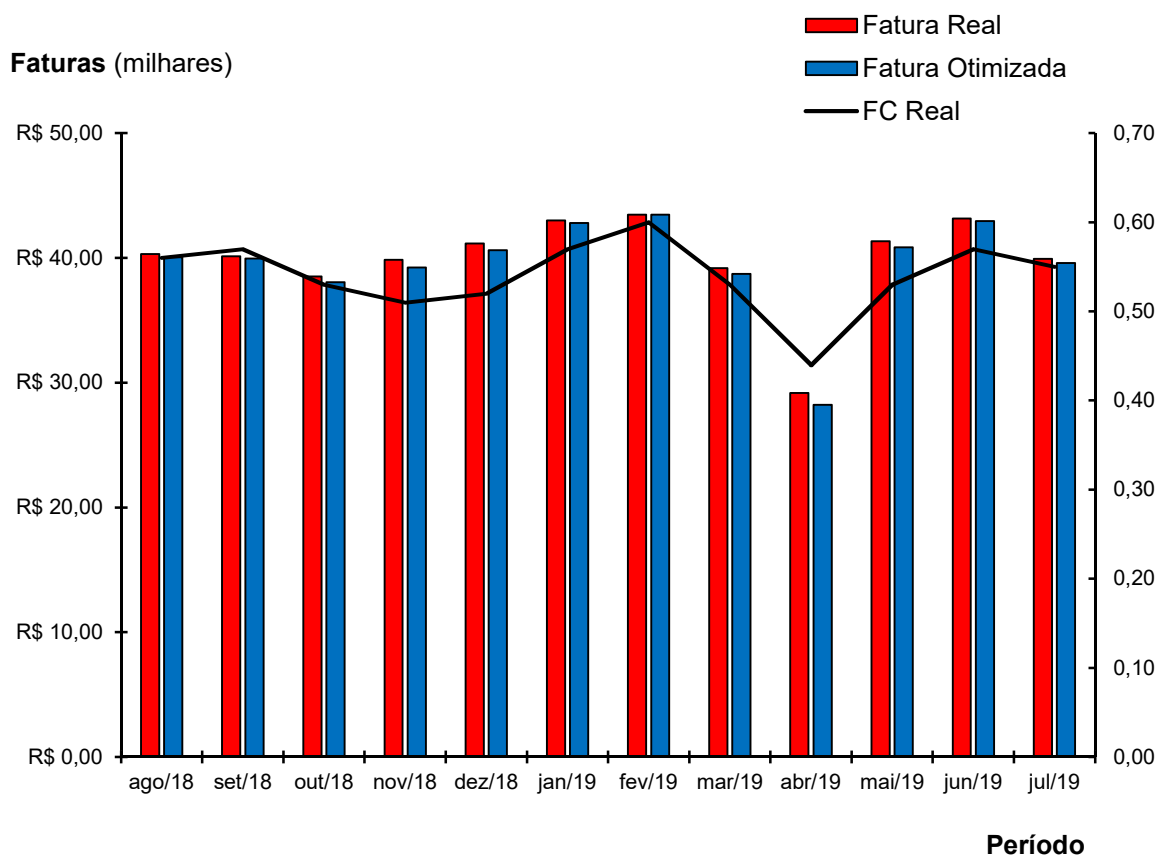
Concluiu-se que a economia gerada nas faturas de energia elétrica da granja seria de R\$ 4.680,87, para o período estudado, considerando o índice de FC constante e igual a 60%.

Tabela 9 - Economia gerada com FC otimizado.

Período (mês/ano)	FC Real	Fatura Real	FC Otimizado	Fatura Otimizada	Economia
ago/18	0,56	R\$ 40.319,02	0,6	R\$ 40.055,30	R\$ 263,72
set/18	0,57	R\$ 40.136,75	0,6	R\$ 39.943,28	R\$ 193,46
out/18	0,53	R\$ 38.513,57	0,6	R\$ 38.051,71	R\$ 461,85
nov/18	0,51	R\$ 39.837,31	0,6	R\$ 39.229,30	R\$ 608,01
dez/18	0,52	R\$ 41.141,52	0,6	R\$ 40.608,80	R\$ 532,72
jan/19	0,57	R\$ 42.999,17	0,6	R\$ 42.807,59	R\$ 191,59
fev/19	0,6	R\$ 43.470,89	0,6	R\$ 43.470,89	R\$ 0,00
mar/19	0,53	R\$ 39.176,57	0,6	R\$ 38.717,10	R\$ 459,47
abr/19	0,44	R\$ 29.175,43	0,6	R\$ 28.230,82	R\$ 944,61
mai/19	0,53	R\$ 41.336,47	0,6	R\$ 40.849,03	R\$ 487,44
jun/19	0,57	R\$ 43.152,42	0,6	R\$ 42.946,29	R\$ 206,13
jul/19	0,55	R\$ 39.917,03	0,6	R\$ 39.585,16	R\$ 331,87
Totais		R\$ 479.176,15		R\$ 474.495,28	R\$ 4.680,87

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 30 a seguir, representa por meio de linha e colunas, as oscilações das faturas reais e otimizadas, bem como dos índices dos FCs reais para todo o período. Nota-se como a variação dos valores das faturas reais seguem as oscilações dos FCs calculados.

Figura 30 - Comparação entre as Faturas Real e Otimizada

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.2.2 Fator de Carga Agravado

De maneira oposta, empregou-se o menor índice de FC obtido pela granja, que de acordo com a Tabela 7, foi de 44% para o mês de abril de 2019.

O objetivo foi avaliar o custo com energia elétrica considerando constante o citado valor de FC para todo o período estudado.

Construiu-se a Tabela 10 utilizando os valores da época para as tarifas de demanda de potência e de consumo de energia ativa (ponta e fora de ponta), assim como os índices de FP, de FC e dos consumos de energia (ponta e fora de ponta) retirados da Tabela 7.

Empregou-se as Equações da modalidade tarifária verde (18) e (19) para o cálculo das faturas reais e das faturas oneradas (observando o FC constante e igual a 44%).

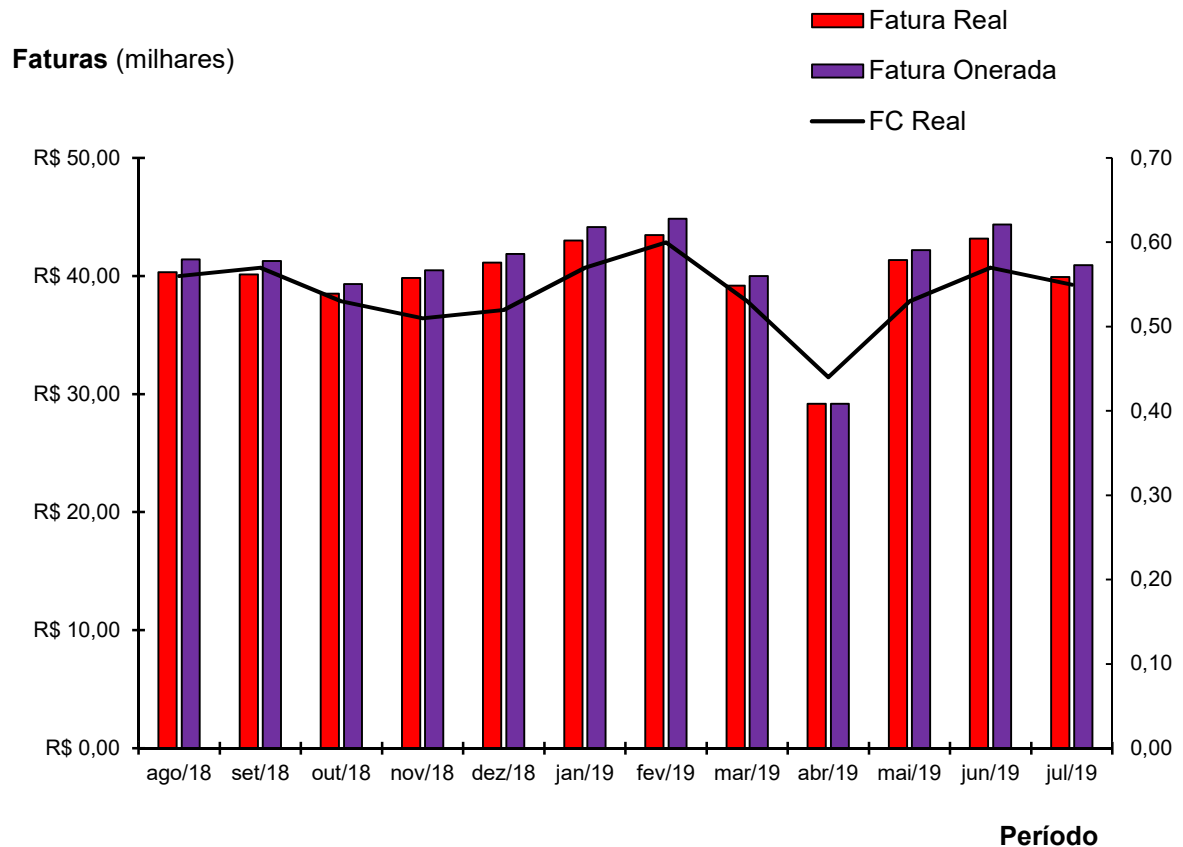
O prejuízo com o pagamento das contas de energia elétrica seria de R\$ 10.770,81 para o período estudado, conforme a Tabela 10.

Tabela 10 - Economia gerada com FC agravado.

Período mês/ano	FC Real	Fatura Real	FC Agravado	Fatura Onerada	Prejuízo
ago/18	0,56	R\$ 40.319,02	0,44	R\$ 41.397,86	-R\$ 1.078,85
set/18	0,57	R\$ 40.136,75	0,44	R\$ 41.279,95	-R\$ 1.143,20
out/18	0,53	R\$ 38.513,57	0,44	R\$ 39.323,31	-R\$ 809,74
nov/18	0,51	R\$ 39.837,31	0,44	R\$ 40.482,17	-R\$ 644,86
dez/18	0,52	R\$ 41.141,52	0,44	R\$ 41.867,96	-R\$ 726,44
jan/19	0,57	R\$ 42.999,17	0,44	R\$ 44.131,27	-R\$ 1.132,10
fev/19	0,6	R\$ 43.470,89	0,44	R\$ 44.832,69	-R\$ 1.361,80
mar/19	0,53	R\$ 39.176,57	0,44	R\$ 39.982,13	-R\$ 805,56
abr/19	0,44	R\$ 29.175,43	0,44	R\$ 29.175,43	R\$ 0,00
mai/19	0,53	R\$ 41.336,47	0,44	R\$ 42.191,06	-R\$ 854,59
jun/19	0,57	R\$ 43.152,42	0,44	R\$ 44.370,46	-R\$ 1.218,04
jul/19	0,55	R\$ 39.917,03	0,44	R\$ 40.912,66	-R\$ 995,62
Totais		R\$ 479.176,15		R\$ 489.946,96	-R\$ 10.770,81

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 31, ilustra por meio de colunas, a comparação mês a mês entre as faturas reais e as faturas oneradas para o período analisado. Observa-se novamente que a variabilidade dos montantes das faturas reais segue as flutuações dos FCs determinados.

Figura 31 - Comparação entre as Faturas Real e Onerada

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3 Análise das Multas nas Faturas

Nas faturas de energia elétrica da granja, referentes ao período de agosto de 2018 e julho de 2019, observou-se a cobrança de duas multas: uma por baixo FP e outra por demanda complementar.

5.3.1 Multa por excesso de consumo de energia reativa

Como descrito no item 5.1 e pesquisando as faturas de energia da granja, verificou-se a cobrança por excesso de consumo de energia reativa somente no mês de março de 2019.

Utilizando a Equação (17) para determinar o FP no posto tarifário da ponta do citado mês, tem-se:

- $EEA_{m_p} = 3254 \text{ kWh}$ (Tabela 7)
- $FP_R = 0,92$
- $E_{REp} = 39 \text{ kWh}$ (Tabela 7)

$$FP_M = \frac{0,92 \cdot 3254}{39 + 3254} = 0,91 \text{ (na ponta)}$$

Semelhantemente, também calculou-se o FP do posto tarifário fora de ponta para o referido mês, por meio da Equação (17) como demonstrado:

- $EEA_{m_fdp} = 109677 \text{ kWh}$ (Tabela 7)
- $FP_R = 0,92$
- $E_{REfdp} = 1078 \text{ kWh}$ (Tabela 7)

$$FP_M = \frac{0,92 \cdot 109677}{1078 + 109677} = 0,91 \text{ (fora de ponta)}$$

Como o FP_M teve um valor menor do que o Fator de Potência de Referência (FP_R), ocorreu a cobrança adicional nos dois postos tarifários para o citado mês. No posto tarifário da ponta a multa foi de R\$ 11,11, enquanto que no posto tarifário fora de ponta o valor foi de R\$ 307,09, totalizando o montante da multa em R\$ 318,20.

Esse problema foi solucionado, pois a granja possui contrato com uma empresa terceira, com o propósito de acompanhar o seu consumo de energia reativa e efetuar a correção de seu FP, se necessário.

5.3.2 Multa por demanda complementar

Segundo o redigido no 6º parágrafo do item 3.10.1, as empresas integrantes da classe rural, como é classificada a granja em estudo, terão somente um valor cobrado de demanda, equivalente ao maior montante entre a demanda medida no mês ou dez por cento da maior demanda registrada nos 11 meses anteriores.

A ANEEL-Resolução Normativa 414 (2010), em seu artigo nº 105, estabelece que a distribuidora de energia deverá observar nas empresas integrantes da classe rural o registro de, no mínimo, três demandas de valor igual ou superior à contratada a cada 12 meses, meses esses considerados a partir do início da validade do contrato.

No parágrafo único do artigo acima, é determinado à distribuidora a inclusão, na fatura habitual, da cobrança das demandas complementares em quantidade correspondente aos meses em que não foi observado o mínimo de três

demandas de valor igual ou superior à contratada, cujo valor será obtido por meio da adição das maiores diferenças entre as demandas contratadas e as demandas faturadas correspondentes no período.

Nessa granja, esse fato gerou uma cobrança adicional de R\$ 6.461,29 na fatura do mês de novembro de 2018.

A Tabela 11 relaciona a demanda contratada, as demandas medidas (faturadas) fora de ponta ou única da empresa (modalidade tarifária verde), bem como as diferenças entre essas duas demandas mês a mês.

Avaliando-se a Tabela 11, observa-se que o montante da demanda contratada não foi igualado ou superado em nenhum dos meses relacionados. Desse modo, haverá nova cobrança por demanda complementar que, na hipótese dessa cobrança ser para o período estudado, seria a adição das maiores diferenças em kW, que nesse caso estão nos meses de janeiro, fevereiro e abril (em destaque na tabela), resultando em um total de 243,84 kW.

Tabela 11 - Demandas faturadas e contratada da granja.

Período (mês/ano)	Demanda Contratada (kW)	Demanda Faturada (kW)	Diferença (kW)
ago/18	360	294,72	65,28
set/18	360	289,44	70,56
out/18	360	294,72	65,28
nov/18	360	302,88	57,12
dez/18	360	297,12	62,88
jan/19	360	287,04	72,96
fev/19	360	282,72	77,28
mar/19	360	293,84	66,16
abr/19	360	266,4	93,6
mai/19	360	312,96	47,04
jun/19	360	311,52	48,48
jul/19	360	292,32	67,68

Fonte: Elaborado pelo autor.

Chegou-se à conclusão que a demanda contratada pela granja é muito alta, por isso foi sugerido uma redução desse montante, desde que o mesmo fique dentro do limite de 5%, conforme estabelece o item 3.7.

O maior valor da demanda faturada, conforme a Tabela 11, foi de 312,96 kW para o mês de maio de 2019. Dividindo esse valor (312,96 kW) por 1,05 – garantindo que a empresa não seja taxada por ultrapassagem de demanda de potência ativa – resultará no montante de demanda a ser proposto, conforme calculo a seguir.

$$Demanda\ Proposta = \frac{312,96}{1,05} = 298,06\ kW$$

A demanda contratada proposta para a empresa é o valor arredondado de 299 kW, que será utilizado para atualizar a Tabela 11, obtendo-se assim a Tabela 12.

Analisando a nova configuração proposta pela Tabela 12, observa-se que a demanda faturada (medida) foi maior que a contratada em três meses em destaque (novembro/2018, maio e junho/2019), zerando desse modo a cobrança da multa por demanda complementar.

Nota-se há não cobrança de multa por ultrapassagem de demanda de potência, pois ao utilizar o novo montante de demanda contratada, conforme ilustrado na Tabela 12, a maior demanda medida (maio/2019) foi 4,67% superior à contratada, respeitando o limite máximo de 5%.

Tabela 12 - Demandas faturadas e demanda proposta para a granja.

Período	Demanda Proposta	Demanda Faturada	Diferença	Relação
mês/ano	(I)	(II)	(I) - (II)	(II) / (I)
ago/18	299 kW	294,72 kW	4,28 kW	98,57%
set/18	299 kW	289,44 kW	9,56 kW	96,80%
out/18	299 kW	294,72 kW	4,28 kW	98,57%
nov/18	299 kW	302,88 kW	-3,88 kW	101,30%
dez/18	299 kW	297,12 kW	1,88 kW	99,37%
jan/19	299 kW	287,04 kW	11,96 kW	96,00%
fev/19	299 kW	282,72 kW	16,28 kW	94,56%
mar/19	299 kW	293,84 kW	5,16 kW	98,27%
abr/19	299 kW	266,40 kW	32,60 kW	89,10%
mai/19	299 kW	312,96 kW	-13,96 kW	104,67%
jun/19	299 kW	311,52 kW	-12,52 kW	104,19%
jul/19	299 kW	292,32 kW	6,68 kW	97,77%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Considerando:

- $\Sigma_{\text{diferença}} = 243,84 \text{ kW}$ (resultado da soma das três maiores diferenças entre a demanda de potência contratada e as faturadas) determinado pela Tabela 11;
- TEd = R\$ 14,17 por kW (tarifa de energia referente à demanda de potência para a modalidade tarifária verde), descrita na
-
- Tabela 5.

O objetivo foi calcular o valor a ser economizado com a contratação de uma demanda de potência menor, ocasionando a nulidade da multa em questão.

Utilizou-se a Equação (8) para o cálculo do valor da demanda complementar (VDC), considerando o período pesquisado e a atual demanda de potência ativa contratada pela empresa, obtendo-se uma economia de:

$$VDC = \Sigma_{\text{diferença}} \times Ted$$

$$VDC = (72,92 + 77,28 + 93,60) \times 14,17$$

$$VDC = 243,84 \times 14,17$$

$$VDC = R\$ 3.455,21 \text{ (economia)}$$

A simples redução da demanda de potência contratada pela granja junto a distribuidora de energia, resultaria em uma economia no valor de R\$ 3.455,21.

5.4 Análise da Modalidade Tarifária

Das 12 contas de energia elétrica avaliadas da granja, somente em sete delas – de janeiro a julho de 2019 – ocorreu a anotação das demandas de potências medidas na ponta e fora de ponta. Com esses dados, analisou-se se a modalidade tarifária horária escolhida pela granja (modalidade verde), foi a melhor opção.

5.4.1 Modalidade Tarifária Horária Verde

Elaborou-se a Tabela 13, com os valores atualizados das tarifas de demanda de potência e das tarifas de consumo de energia elétrica ativas, para a Modalidade Tarifária Verde, retiradas da

Tabela 5.

Calculou-se os montantes das faturas mês a mês, por meio das Equações (18) e (19), com a inserção nas mesmas, das informações do FP, do FC, do consumo de energia ativa (ponta e fora de ponta), da tarifa de demanda e das tarifas de consumo (ponta e fora de ponta).

Somando-se as faturas calculadas para o período analisado (janeiro a julho de 2019), obteve-se nessa simulação o valor total de R\$ 281.023,92, observado na Tabela 13 a seguir.

Tabela 13 - Análise dos dados da granja na Modalidade Verde.

Período mês/ano	Demanda (kW)	Tarifa Demanda (R\$.kW ⁻¹)	Consumo de Energia Ativa (kWh)		Tarifa Consumo de Energia Ativa (R\$.kWh ⁻¹)		Energia Reativa Excedente (kWh)		FP Ponta	FP Fora Ponta	FP médio	FC	Fatura
			Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta					
jan/19	287,04	14,17	5.791	113.665	1,3029	0,27912			0,92	0,92	0,92	0,57	R\$ 43.338,63
fev/19	282,72	14,17	5.375	117.521	1,3029	0,27912			0,92	0,92	0,92	0,6	R\$ 43.811,69
mar/19	293,84	14,17	3.254	109.677	1,3029	0,27912	39	1.078	0,91	0,91	0,91	0,53	R\$ 39.441,90
abr/19	266,4	14,17	1.749	83.542	1,3029	0,27912			0,92	0,92	0,92	0,44	R\$ 29.371,90
mai/19	312,96	14,17	3.243	117.932	1,3029	0,27912			0,92	0,92	0,92	0,53	R\$ 41.577,13
jun/19	311,52	14,17	3.029	125.563	1,3029	0,27912			0,92	0,92	0,92	0,57	R\$ 43.407,87
jul/19	292,32	14,17	3.341	113.140	1,3029	0,27912			0,92	0,92	0,92	0,55	R\$ 40.074,80
Total													R\$ 281.023,92

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.2 Modalidade Tarifária Horária Azul

Com os valores atuais das tarifas de demanda de potência e das tarifas de consumo de energia elétrica ativa, ambas discriminadas na Tabela 6 para a Modalidade Azul, construiu-se a Tabela 14.

As faturas foram calculadas para cada mês, utilizando as Equações (20), (21), (22), (23) e (24), com o lançamento nas mesmas, dos valores de FP, de FC, do consumo de energia ativa (ponta e fora de ponta), das tarifas de demanda (ponta e fora de ponta) e das tarifas de consumo (ponta e fora de ponta).

Foi determinado o valor total de R\$ 285.913,09, conforme calculado na Tabela 14, somando-se as contas de energia para o período em questão (janeiro a julho de 2019).

Pela simulação, o valor a ser recebido pela distribuidora de energia elétrica local na modalidade azul, para o intervalo de tempo estudado, foi maior do que o da modalidade verde. Portanto, conclui-se que a opção da granja em contratar a modalidade tarifária horária verde foi acertada.

Tabela 14 - Análise dos dados da granja para a Modalidade Azul.

Período	Demanda (kW)		Tarifa Demanda (R\$.kW ⁻¹)		Consumo de Energia Ativa (kWh)		Tarifa Consumo de Energia Ativa (R\$.kWh ⁻¹)		Energia Reativa Excedente (kWh)		FP Ponta	FP Fora Ponta	FP médio	FC	Fatura
	mês/ano	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Ponta					
jan/19	246,7	287,0	36,04	14,17	5.791	113.665	0,42495	0,27912			0,92	0,92	0,92	0,57	R\$ 43.989
fev/19	244,8	282,7	36,04	14,17	5.375	117.521	0,42495	0,27912			0,92	0,92	0,92	0,6	R\$ 44.227
mar/19	170,2	293,8	36,04	14,17	3.254	109.677	0,42495	0,27912	39	1.078	0,91	0,91	0,91	0,53	R\$ 40.251
abr/19	73,4	266,4	36,04	14,17	1.749	83.542	0,42495	0,27912			0,92	0,92	0,92	0,44	R\$ 30.304
mai/19	84	313	36,04	14,17	3.243	117.932	0,42495	0,27912			0,92	0,92	0,92	0,53	R\$ 42.379
jun/19	179	311,5	36,04	14,17	3.029	125.563	0,42495	0,27912			0,92	0,92	0,92	0,57	R\$ 43.998
jul/19	204	292,3	36,04	14,17	3.341	113.140	0,42495	0,27912			0,92	0,92	0,92	0,55	R\$ 40.765
Total															R\$ 285.913

Fonte: Elaborado pelo autor.

6 CONCLUSÃO

A modelagem matemática proposta para análise das contas de energia elétrica das empresas do agronegócio, por meio de indicadores de consumo e de simulações das mesmas, auxiliará técnicos e gestores dessas empresas a reduzir suas faturas.

No presente trabalho, utilizou-se o *software* Mathematica para gerar e plotar gráficos de Superfícies Tridimensionais e Mapas de Contorno em dois modelos construídos com os dados de 12 faturas de energia de uma granja de postura localizada no município de Bastos.

No 1º Modelo foi obtido o faturamento de energia em função dos fatores de carga e de potência, onde observou-se que as cores mais quentes refletem faturas mais onerosas, enquanto que as cores mais frias, ao contrário, resultam em menores valores faturados de energia.

Constatou-se nitidamente nesse modelo que ações de correção no consumo excessivo de energia reativa, separadamente ou concomitante com o funcionamento racional de máquinas e motores elétricos reduzem o custo com a energia elétrica, mantendo inalterado o consumo de energia, e consequentemente a produção da empresa.

O 2º Modelo foi dimensionado para um FP corrigido e constante, e neste caso, o faturamento foi simulado em função do FC e do consumo total de energia ativa, sendo mantido o esquema de cores do modelo anterior.

Nesse modelo, houve a inserção de pontos correspondentes aos valores de cada uma das faturas nos gráficos de Mapas de Contorno, com o propósito de facilitar a localização das contas de energia no meio das faixas coloridas que representam os intervalos de faturamento.

Estudou-se as contas de energia elétrica da empresa para duas situações distintas de seu FC. Na primeira simulação, foi considerado para todo o intervalo estudado, o melhor índice atingido pela granja, igual a 60% (fevereiro de 2019). Se os gestores da empresa tivessem empreendido esforços para manter o FC em 60% para as 12 faturas, empregando-se as tarifas da época, a economia seria de R\$ 4.680,87.

Na segunda simulação, de modo oposto, utilizou-se para todo o período pesquisado, o pior índice de FC alcançado pela empresa, que foi de 44% em abril de

2019. Empregando as tarifas de energia da época, o prejuízo com o pagamento de energia elétrica seria de R\$ 10.770,81, considerando o FC constante e igual a 44%.

A granja desembolsou o valor de R\$ 318,20 na fatura de março de 2019 referente ao excesso de consumo de energia reativa. Esse problema foi resolvido por meio de banco de capacitores.

Por ter contratado uma alta demanda de potência junto à distribuidora de energia local no valor de 360 kW, a granja terá em sua fatura habitual a incidência da Demanda Complementar. Na condição de ter o montante da demanda contratada reduzida para 299 kW para o período estudado, e considerando as tarifas da época e esta cobrança ocorrendo no mês de julho de 2019, a empresa teria uma economia de R\$ 3.455,21.

Quanto às modalidades tarifárias disponíveis atualmente no Brasil aos consumidores do Grupo A - Modalidade Tarifária Horária Sazonal Verde, contratada pela granja, e Modalidade Tarifária Horária Sazonal Azul, estudou-se qual é a opção mais econômica, sem prejuízo da qualidade e da continuidade das atividades da empresa.

A análise se baseou nas contas de energia entre janeiro e julho de 2019, inclusive com os valores tarifários desse período.

O valor total da simulação para a Modalidade Tarifária Verde foi de R\$ 281.023,92, enquanto que para a Modalidade Tarifária Azul o montante total foi igual a R\$ 285.913,09, para o citado período. Portanto, conclui-se que a opção da granja em contratar a Modalidade Tarifária Horária Verde foi acertada.

Pelo exposto, a modelagem matemática sugerida possibilitará aos administradores da empresa a conferência e a validação de sua conta de energia elétrica, além de evitar a cobrança de multas e penalidades.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Bandeiras Tarifárias**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 16 set. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição**. Brasil, submódulo 7.1, v. 2, n. 4, p. 1-16, jul. 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017775_Proret_Submod_7_1_V24.pdf>. Acesso em: 08 abr. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Módulo 10: Ordem e Condições de Realização dos Processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações Periódicas**. Brasil, submódulo 10.1, v. 1, n. 2, p. 1-10, jul. 2013. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2013562_Proret_Submod_10_1_V2.pdf>. Acesso em: 01 maio 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Módulo 11: Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares**. Brasil, p. 1-31, jul. 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo11_Revisao_0/0e1c98f8-3eab-9049-e5e8-ac62a6acb88a>. Acesso em: 03 maio 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Postos Tarifários**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/postos-tarifarios>>. Acesso em: 15 set. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa (REN) nº 414, de 9 de setembro de 2010**. Brasil, n. 414, p. 1-157, set. 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>>. Acesso em: 21 set. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa (REN) nº 775, de 27 de junho de 2017**. Brasil, n. 775, p. 1-4, jun. 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2016/084/resultado/ren2017775.pdf>>. Acesso em: 02 maio 2019.

AMORIM, L. S.; TORRES, C. A. A.; MORAES, E. A.; SILVA FILHO, J. M.; GUIMARÃES, J. D. Perfil metabólico de touros da raça Nelore (*Bos taurus indicus*) confinados e tratados com somatotrofina bovina recombinante (r-bST). **Arquivo**

Brasileiro de Medicina Veterinária e Zootecnia, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil, v. 59, n. 2, p. 434-442, abr. 2007. Disponível em:
<http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0102-09352007000200025&lng=en&nrm=iso>. Acesso em: 20 set. 2018.

BARROS, B. F. De; BORELLI, R.; GEDRA, R. L. **Geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica**. 1. ed. São Paulo: Érica, 2014.

BARROS, B. F. De; GEDRA, R. L. **Cabine primária**: subestações de alta tensão de consumidor. 4. ed. rev. e atual. São Paulo: Érica, 2015.

BASTOS. Lei nº 2.680, de 22 de junho de 2016. **Lex**: dispõe sobre a reti-ratificação da lei municipal nº 1.766 de 16/12/04 que instituiu a contribuição de iluminação pública – CIP, de que trata o artigo 149-A da Constituição Federal, Bastos-SP, p. 4, 2016. <<https://www.bastos.sp.gov.br/legislacao>>. Acesso em: 03 set. 2019.

CAPELLI, A. **Energia elétrica**: qualidade e eficiência para aplicações industriais. São Paulo: Érica, 2013.

COTRIM, A. A. M. B. **Instalações elétricas**. 2. ed. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1982.

CREDER, H. **Manual do instalador eletricitista**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 1995.

CREDER, H.; COSTA, L. S. **Instalações elétricas**: atualização e revisão. 16. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2016.

ENERGISA. **Bandeiras Tarifárias**. Disponível em:
<<https://www.energisa.com.br/Paginas/informacoes/taxas-prazos-e-normas/bandeiras-tarifarias.aspx>>. Acesso em: 15 abr. 2019.

ENERGISA. **Tipos de Tarifas**. Disponível em:
<<https://www.energisa.com.br/empresa/Paginas/grandes-empresas/taxas-prazos-e-normas/tipos-tarifas.aspx>>. Acesso em: 24 dez. 2019.

ENERGISA. **Tributos, Impostos e Outros Encargos**. Disponível em:
<<https://www.energisa.com.br/empresa/Paginas/grandes-empresas/taxas-prazos-e-normas/tributos-impostos-encargos.aspx>>. Acesso em: 31 ago. 2019.

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS (ERSE). Despacho nº 7.253, de 26 de abril de 2010. **Lex:** aprova as regras de faturação de energia reativa, Portugal, Diário da República, 2ª Série, n. 80, p. 21945-21949, abril, 2010. Disponível em: <<https://dre.pt/application/conteudo/2316834>>. Acesso em: 23 jan. 2020.

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS (ERSE). Despacho nº 12.605, de 4 de agosto de 2010. **Lex:** aprova as regras de faturação de energia reativa, Portugal, Diário da República, 2ª Série, n. 150, p. 21945-21949, agosto, 2010. Disponível em: <<https://dre.pt/application/conteudo/2316834>>. Acesso em: 23 jan. 2020.

FERNÁNDEZ, M. A.; ZORITA, A. L.; GARCÍA-ESCUADERO, L. A.; DUQUE, O.; MORÍÑIGO, D.; RIESCO, M.; MUÑOZ, M. Cost optimization of electrical contracted capacity for large customers. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**. Espanha, v. 46, p. 123-131, mar. 2013. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.10.021>>. Acesso em: 29 ago. 2018.

CREMASCO, C. P. **Aplicação da Lógica Fuzzy para avaliação do faturamento do consumo de energia elétrica e demanda de uma empresa de avicultura de postura**. Botucatu: UNESP, 2008. 97 f. Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Ciências Agrônômicas de Botucatu, Botucatu, 2008. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/11449/101828>>. Acesso em: 09 set. 2018.

GENEROSO, R. A. R.; GOMES, P. C.; ROSTAGNO, H. S.; ALBINO, L. F. T.; BARRETO, S. L. T.; BRUMANO, G. Composição química e energética de alguns alimentos para frangos de corte em duas idades. **Revista Brasileira de Zootecnia**, Viçosa, Minas Gerais, Brasil, v. 37, n. 7, p. 1251-1256, jul. 2008. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1516-35982008000700016&lng=en&nrm=iso>. Acesso em: 20 set. 2018.

LI, J.; LIN, X.; NAZARIAN, S.; PEDRAM, M. CTS2M: concurrent task scheduling and storage management for residential energy consumers under dynamic energy pricing. **IET Cyber-Physical Systems: Theory & Applications**. Estados Unidos, v. 2, p. 111-117, out. 2017. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8104004/>>. Acesso em: 06 set. 2018.

MAMEDE FILHO, J. **Instalações elétricas industriais:** de acordo com a norma brasileira NBR 5419:2015. 9. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017.

MISHRA, A.; IRWIN, D.; SHENOY, P.; KUROSE, J.; ZHU, T. GreenCharge: Managing renewable energy in smart buildings. **IEEE Journal on Selected Areas in Communications**. Estados Unidos, v. 31, n. 6547836, p. 1281-1293, jul. 2013.

Disponível em: <<https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85046396293&doi=10.1109%2fACCESS.2018.2833143&partnerID=40&md5=9cb6d991f871ef3eb0d254742c366089>>. Acesso em: 29 ago. 2018.

MOHAMED, A.; KHAN, M. T. A review of electrical energy management techniques: Supply and consumer side (industries). **Journal of Energy in Southern Africa**. África do Sul, v. 20, n. 3, p. 14-21, ago. 2009. Disponível em: <http://www.scielo.org.za/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1021-447X2009000400003&lang=pt>. Acesso em: 29 ago. 2018.

NEZAMODDINI, N.; WANG, Y. Real-time electricity pricing for industrial customers: Survey and case studies in the United States. **Applied Energy**. Estados Unidos, v. 195, p. 1023-1037, jun. 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.102>>. Acesso em: 29 ago. 2018.

NUNES, R. V.; SCHERER, C.; SILVA, W. T. M.; APPELT, M. D.; POZZA, P. C.; VIEITES, F. M. Avaliação de probiótico na alimentação de poedeiras comerciais no segundo ciclo de postura. **Arquivo Brasileiro de Medicina Veterinária e Zootecnia**, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil, v. 65, n. 1, p. 248-254, fev. 2013. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0102-09352013000100035&lng=en&nrm=iso>. Acesso em: 20 set. 2018.

PARK, Y.-G.; PARK, J.-B.; KIM, N.; LEE, K.Y. Linear Formulation for Short-Term Operational Scheduling of Energy Storage Systems in Power Grids. **Energies**. Coréia do Sul, v. 10, n. 207, fev. 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/en10020207>>. Acesso em: 29 ago. 2018.

POUPA ENERGIA - P+E. **Energia Reativa**. Disponível em: <<https://poupaenergia.pt/energia-reativa/>>. Acesso em: 23 jan. 2020.

REGNIER, J. E.; WINTERS, R. Reducing electric power costs in small water systems. **Journal - American Water Works Association**. Estados Unidos, v. 105, p. 67-72, abr. 2013. Disponível em: <<https://doi-org.ez87.periodicos.capes.gov.br/10.5942/jawwa.2013.105.0053>>. Acesso em: 29 ago. 2018.

SÃO PAULO. Decreto nº 45.490, de 30 de novembro de 2000. **Lex**: regulamento do imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação - RICMS, São Paulo, 2000. Disponível em: <<https://www.al.sp.gov.br/repositorio/legislacao/decreto/2000/decreto-45490-30.11.2000.html>>. Acesso em: 02 nov. 2019.

TEKE, A.; TIMUR, O.; BAYINDIR, K. Ç. Development and testing of an energy saving tool - Suitability analysis with case study. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**. Turquia, v. 77, p. 59-69, maio 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.11.012>>. Acesso em: 29 ago. 2018.

TORRENT-FONTBONA, F.; LÓPEZ, B. Power re-allocation for reducing contracted electric power costs. **Energy and Buildings**. Espanha, v. 89, p. 112-122, fev. 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2014.12.030>>. Acesso em: 29 ago. 2018.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. **Reducing Power Factor Cost**. Motor Challenge Program. Estados Unidos. Disponível em: <<https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/04/f15/mc60405.pdf>>. Acesso em: 20 jan. 2020.

WANG, Y.; LI, L. Critical peak electricity pricing for sustainable manufacturing: Modeling and case studies. **Applied Energy**. Estados Unidos, v. 175, p. 40-53, ago. 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.04.100>>. Acesso em: 29 ago. 2018.

WEG Group - Automation Business Unit. **Automation - Power Factor Correction**. 2. ed. Jaraguá do Sul: WEG, 2017. Disponível em: <<https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h97/h0e/WEG-capacitors-for-power-factor-correction-50033846-en.pdf>>. Acesso em: 10 ago. 2019.

WEG Group - Automation Business Unit. **AC Capacitors - Safety and Application Manual**. 7.ed. Jaraguá do Sul: WEG, 2017. Disponível em: <<https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h6b/h91/WEG-10005056250-ac-capacitors-safety-and-application-manual-en.pdf>>. Acesso em: 10 ago. 2019.

WOLFRAM. **MATHEMATICA**. Disponível em: <<https://www.wolfram.com/mathematica/>>. Acesso em: 15 out. 2018.

ZHU, D.; YUE, S.; CHANG, N.; PEDRAM, M. Toward a Profitable Grid-Connected Hybrid Electrical Energy Storage System for Residential Use. **IEEE Transactions on Computer-Aided Design of Integrated Circuits and Systems**. Estados Unidos, v. 35, n. 7, p. 1151-1164, jul. 2016. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7329989/>>. Acesso em: 06 set. 2018.