



**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
CAMPUS PALMAS**

**NAYLA DIELE OLIVEIRA VILARINHO
SILAS BISPO DE SOUSA**

**UTILIZAÇÃO DE SOFTWARE PARA ANÁLISE DE TARIFICAÇÃO HORO
SAZONAL DE CONSUMIDORES DA MODALIDADE GRUPO A**

**PALMAS - TO
2021**



**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
CAMPUS PALMAS**

**NAYLA DIELE OLIVEIRA VILARINHO
SILAS BISPO DE SOUSA**

**UTILIZAÇÃO DE SOFTWARE PARA ANÁLISE DE TARIFICAÇÃO HORO
SAZONAL DE CONSUMIDORES DA MODALIDADE GRUPO A**

Projeto de análise e desenvolvimento do trabalho de conclusão de curso, apresentado como requisito parcial para obtenção do título de Bacharelado em Engenharia Elétrica pelo Instituto Federal do Tocantins (IFTO), Campus Palmas.

Orientador: Prof. Dr. Fábio Lima Albuquerque

Co-orientador: Prof. Dr. Maxwell Moura Costa

**PALMAS - TO
2021**

**NAYLA DIELLE OLIVEIRA VILARINHO
SILAS BISPO DE SOUSA**

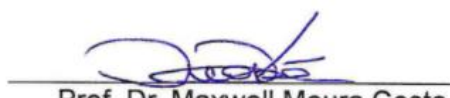
**UTILIZAÇÃO DE SOFTWARE PARA ANÁLISE DE TARIFICAÇÃO HORO
SAZONAL DE CONSUMIDORES DA MODALIDADE GRUPO A**

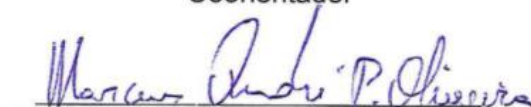
Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à banca e Coordenação do Curso superior de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Instituto Federal do Tocantins (IFTO), Campus Palmas, como exigência à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 03 / 02 / 2021

BANCA EXAMINADORA


Prof. Dr. Fábio Lima de Albuquerque
Orientador


Prof. Dr. Maxwell Moura Costa
Coorientador


Prof. Dr. Marcus André Pereira Oliveira
Membro da Banca Avaliadora


Prof. Me. Felipe Tozzi Bittencourt
Membro da Banca Avaliadora

Àqueles que, de perto ou de longe,
fizeram-se presentes nos
momentos de dificuldade e de
conquistas.

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Bibliotecas do Instituto Federal do Tocantins

V697u Vilarinho, Nayla Dielle Oliveira
UTILIZAÇÃO DE SOFTWARE PARA ANÁLISE DE TARIFICAÇÃO
HORO SAZONAL DE CONSUMIDORES DA MODALIDADE GRUPO A
/ Nayla Dielle Oliveira Vilarinho, Silas Bispo de Sousa. – Palmas, TO, 2021.
67 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) –
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins, Campus
Palmas, Palmas, TO, 2021.

Orientador: Dr. Fábio Lima Albuquerque
Coorientador: Dr. Maxwell Moura Costa

1. Eficiência energética. 2. Tarificação horosazonal. 3. Demanda
contratual. I. de Sousa, Silas Bispo. II. Albuquerque, Fábio Lima III. Costa,
Maxwell Moura. IV. Título.

CDD 621

A reprodução total ou parcial, de qualquer forma ou por qualquer meio, deste documento é autorizada para fins de estudo e
pesquisa, desde que citada a fonte.

Elaborado pelo sistema de geração automática de ficha catalográfica do IFTO com os dados fornecidos pelo(a)
autor(a).

RESUMO

O presente trabalho tem como objetivo a formulação de uma consultoria de eficiência energética através da elaboração de um programa que determine a melhor opção tarifária horo-sazonal e o valor da demanda a ser contratada para consumidores do grupo A. A metodologia apresentada é baseada no histórico de consumo do cliente para prever a melhor opção no período seguinte. O programa é elaborado no Visual Basic for Applications (VBA) juntamente com o Excel e explicado através de diagramas ativos de maneira independente de linguagem e, em seguida, um estudo de caso é apresentado.

Palavras-chave: energia elétrica; eficiência energética; tarifação horo-sazonal.

ABSTRACT

The present work aims to formulate an energy efficiency consultancy through the elaboration of a program that determines the best horo-seasonal tariff option and the value of the demand to be contracted for group A consumers. The methodology presented is based on the history consumption to predict the best option for the next period. The program is developed in Visual Basic for Applications (VBA) together with Excel and explained through active diagrams in a language independent way, and then a case study is presented.

Keywords: electrical energy; energy efficiency; horo-seasonal tariff.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Exemplo de sumarização máxima de dados disponibilizados pelo Hemera no relatório analítico de demanda de acordo com os filtros selecionados.	21
Figura 2 - Resumo dos cálculos tarifários.	22
Figura 3 - Valor das tarifas na modalidade de horosazonal azul - subgrupo A4.	23
Figura 4 - Valor das tarifas na modalidade horosazonal verde - subgrupo A4.	23
Figura 5 - Exemplo de sumarização máxima de dados disponibilizados pelo Hemera no relatório analítico de consumo de acordo com os filtros selecionados.	24
Figura 6 - Dados de entrada de consumo e demanda de dois meses na planilha eletrônica.	25
Figura 7 - Valor cobrado nas tarifas com e sem impostos no mês de dezembro de 2020.	25
Figura 8 - Valor da tarifa por classe e posto horário com impostos.	26
Figura 9 - Demanda mínima como demanda contratual.	27
Figura 10 - Demanda máxima como demanda contratual.	28
Figura 11 - Diagrama para determinação da demanda máxima.	30
Figura 12 - Diagrama para determinação da demanda mínima.	33
Figura 13 - Diagrama para cálculo custo anual.	34
Figura 14 - Diagrama para determinação do maior custo anual.	37
Figura 15 - Diagrama para determinação do menor custo anual.	38
Figura 16 - Encontrar demanda associada ao menor custo pelo índice k.	39
Figura 17 - Ilustração do programa.	40
Figura 18 - Valores das parcelas calculados a partir dos dados de entrada com a demanda sugerida.	41
Figura 19 - Análise da demanda contratual atual.	43
Figura 20 - Ilustração dos custos anuais calculados pelo programa.	44
Figura 21 - Custo Anual por Demandas Supostas dentro do intervalo entre a demanda mínima e máxima medida.	45
Figura 22 - Análise da demanda sugerida.	46
Figura 23 - Melhor caso de demanda de acordo com análise mensal de demanda contratada e parcelas de ultrapassagem.	46
Figura 24 - Comparativos do montante anual do custo de energia total considerando a demanda contratada e sugerida de acordo com as modalidades horosazonais verde e azul	48
Figura 25 - Comparativos mensais nas modalidades verde e azul para demanda sugerida.	49

Figura 26 - Gráfico de consumo no horário de ponta.	63
Figura 27 - Gráfico de consumo no horário fora de ponta.	64
Figura 28 - Gráfico de demanda.	65
Figura 29 - Mudanças no setor elétrico brasileiro.	66

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
1.1 Objetivo Geral	12
1.2 Objetivos Específicos	12
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	13
2.1 Regulamentação, termos técnicos e grupos tarifários	13
2.1.1 Processo histórico das leis do setor elétrico e regulamentação de geração	13
2.1.2 Termos técnicos	15
2.1.3 Classes de consumo e grupos de tensão de fornecimento	16
2.2 Modalidades tarifárias do grupo A	17
2.2.1 Horo-sazonal Verde	17
2.2.2 Horo-sazonal Azul	18
3 METODOLOGIA	20
3.1 Coleta de dados a partir do Hemera, base de cálculo e tarifas adotadas pela concessionária	20
4 DESENVOLVIMENTO	24
4.1 Tratamento de dados	24
4.2 Definição da melhor demanda contratual	26
4.2.1 Elaboração do algoritmo	26
4.2.2 A Linguagem de Modelagem Unificada	29
4.2.3 Elaboração do Programa	29
4.3 Enquadramento tarifário	40
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES	42
5.1 Estudo de caso: cenário atual	42
5.2 Análise de demanda contratual: sugestão de uma demanda melhor	44
5.3 Análise do consumo e escolha da melhor horo-sazonalidade	47

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS	50
REFERÊNCIAS	51
ANEXO A	63
ANEXO B	64
ANEXO C	65
ANEXO D	66

1 INTRODUÇÃO

A constituição federal, prevê no Art. 20, inc. VIII que os potenciais de energia hidráulica são bens da União^[1] e a exploração dos serviços e meios de geração de energia elétrica podem ser realizados pela federação e também por terceiros, por meio de concessões e autorizações^[2]. No decorrer dos anos, o método mais explorado de geração de energia elétrica no Brasil foi e é a energia advinda das hidrelétricas. Atualmente, os modelos de geração e cogeração são variados, como energia fotovoltaica, eólica, da biomassa, gás natural, etc, e são controladas pela federação e por uma gama de empresas privadas que têm o dever de manter a capacidade de geração e o fornecimento de energia elétrica para o Brasil.

Esta energia que é gerada e transmitida, até que chegue aos consumidores finais, tem um preço e este é composto por diversos itens, como o custo da geração, transmissão, distribuição, além de impostos e encargos. Anualmente, esta energia passa por reajustes e a cada quatro anos há uma revisão tarifária^[3], onde em ambos os casos, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) é a reguladora.

Além dos reajustes, a variação no preço da energia elétrica leva em conta o impacto das bandeiras tarifárias, que reflete o cenário das hidrelétricas nos períodos de estiagem onde a bandeira é vermelha, e nos períodos mais chuvosos onde as bandeiras podem ser verde ou amarela. A definição da bandeira que entra em vigor considera o tipo de geração de energia que será acionada, que geralmente são termelétricas.

Segundo o Manual de Tarificação de Energia Elétrica^[4] elaborado pelo PROCEL, define-se como estrutura tarifária o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativa, de acordo com a modalidade de fornecimento na qual se enquadra o consumidor. Este enquadramento leva em conta os níveis de tensão de fornecimento e são divididos em modalidade dos grupos B e A, com fornecimento em baixa tensão para o primeiro caso e em média ou alta para o segundo. Dentro do grupo A temos a opção de tarificação horo sazonal verde ou azul, que é definida de acordo com o perfil de consumo de carga da UC.

Dentro das indústrias e grandes empresas, onde o consumo de energia elétrica é alto, têm-se as problemáticas das altas tarifas a serem pagas em alguns períodos do dia. Neste contexto, busca-se uma solução eficiente e prática para amenizar este transtorno: a consultoria em eficiência energética, que neste trabalho leva em conta a tarificação de energia de acordo com a curva de consumo da UC.

Muitas empresas iniciaram e estão aumentando os programas de redução de custos e consumo de energia elétrica, tanto por pressão governamental e questões ambientais, quanto pelo alto custo tarifário. No contexto tarifário, sistemas com tensão de fornecimento a partir de 2,3 kV tem a opcionalidade tarifária e é neste ponto do processo que será desenvolvido este estudo: o desenvolvimento de um programa que definirá a melhor opção de tarifação baseado nos dados de consumo da UC disponibilizados pelo sistema de medição da concessionária vigente, o Hemera.

1.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo a elaboração de uma metodologia a ser seguida que auxilie na definição de melhor escolha horo sazonal para unidades consumidoras do grupo A obterem um modelo de gestão eficiente de energia. Isto será dado com o desenvolvimento de programação via planilha eletrônica que, através da análise de dados mensais de consumo e demanda da UC, será capaz de definir qual a melhor demanda a ser contratada e o modelo tarifário adequado a ser adotado pelo consumidor.

1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos são:

- Pesquisa e verificação bibliográfica;
- Equacionamento tarifário de acordo com a modalidade de tarifa;
- Definição dos dados a serem utilizados dentro da programação;
- Desenvolvimento da programação;
- Levantamento de consumo e demanda mensal do IFTO campus Palmas como um genérico para utilização no programa;
- Tratamento e análise do programa;
- Apresentação dos resultados obtidos na simulação.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Regulamentação, termos técnicos e grupos tarifários

2.1.1 Processo histórico das leis do setor elétrico e regulamentação de geração

A energia elétrica, hoje, é indispensável e necessariamente uma prioridade dentro das residências, empresas, escolas, indústrias e etc. De acordo com a carga a ser suprida e a demanda requerida pela UC, temos a diversificação dos modelos tarifários e contratos de demanda que podem ser definidos conforme a melhor configuração para o consumidor. Assim, temos de acordo com a demanda e o consumo da unidade, uma modalidade tarifária diferente.

A partir de 1995 o setor elétrico vem criando leis e normas a serem seguidas com relação a várias pautas. As Leis de Concessões, Concessão de Serviços de Energia Elétrica e a Lei do Setor Elétrico, de 1988^[5], foram as leis que iniciaram a regulamentação acerca da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e serviram para a estruturação e controle do setor elétrico brasileiro.

A crise energética de 2001, que remanesceu até fevereiro 2002, fez o Governo Federal ser forçado a pensar em maneiras de promover a redução do consumo de energia elétrica^[6], e então foram implementadas medidas de racionamento de energia em algumas regiões no mesmo período em que houve a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Diante deste cenário de racionamento, houve uma queda na demanda e a oferta aumentou, fazendo com que as medidas de racionamento fossem suspensas^[7]. Ainda em 2002 o Governo Federal promulgou o Acordo Geral do Setor Elétrico^[8] com o objetivo de firmar acordos entre as geradoras e distribuidoras, criando regras para compensação das perdas financeiras geradas durante o racionamento.

Em 2004 o Governo Federal promulgou a lei do Novo Modelo do Setor Elétrico^[9], que definiu algumas pautas que até então não eram levadas em consideração nas leis vigentes no setor elétrico até aquela época. Esta nova lei contemplou algumas coisas, como: a criação de ambientes paralelos para comercialização de energia - um para empresas de distribuição e outro para consumidores livres e empresas que comercializavam energia; a proibição das Distribuidoras venderem eletricidade a consumidores livres a preços não regulamentados; a restrição a certas atividades de Distribuidoras, assegurando confiabilidade aos clientes da

mesma; e a exclusão da Eletrobrás e suas subsidiárias do Plano Nacional de Privatização, criado pelo governo em 1990, que visava promover o processo de privatização das empresas estatais.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, foram criados dois nichos de mercado de compra e venda de energia elétrica: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O primeiro se trata da contratação de energia elétrica pelas empresas de distribuição por meio de leilões. Já o segundo inclui a compra de energia por agentes não regulados, como consumidores livres e comercializadores.

A energia gerada por gerações de baixa capacidade como pequenas centrais hidrelétricas e cogeração, além das usinas qualificadas de acordo com a PROINFA e Itaipu, não estarão sujeitas a leilões, e no caso da geração de Itaipu, a energia gerada é comercializada pela Eletrobrás e os volumes de energia a serem comprada por cada concessionária de distribuição é estabelecida pela ANEEL.

No ambiente de contratação regulada, as empresas de distribuição compram energia para os consumidores por meio de leilões regulados pela ANEEL e operacionalizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, e podem ser feitos por dois meios: Contratos de Quantidade de Energia, e Contratos de Disponibilidade de Energia. No primeiro, a geradora compromete-se a fornecer determinado volume de energia e assume os riscos de que se esse fornecimento for interrompido ou minimizado por quaisquer condições, a própria geradora deve comprar a energia de outra fonte para suprir o contrato feito. No segundo, a geradora compromete-se a disponibilizar um volume específico de energia ao Ambiente de Contratação Regulada e no caso de problemas possíveis dos riscos hidrológicos, os custos adicionais são repassados para as distribuidoras e chegam ao consumidor final, garantindo a receita das geradoras.

No ambiente de contratação livre, a energia elétrica é comercializada entre as geradoras, produtores independentes, autoprodutores, agentes de comercialização, importadores de energia e consumidores livres. São classificados como consumidores livres as unidades onde a carga instalada seja igual ou superior a 3 MW e consumidores especiais aqueles com demanda contratada igual ou superior a 500 kW^[10, ART.63] que podem ser alimentados por pequenas empresas geradoras locais como PCH's. Uma vez dentro desse modelo, só é possível sair do mesmo com o aviso antecipado de pelo menos cinco anos ou de acordo com as regras da concessionária vigente.

Em resumo (vide anexo D), desde a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico as geradoras só podem vender sua energia por meio de leilões, e no caso do ambiente

de contratação livre as geradoras podem vender sua energia a preços negociados com os consumidores sendo possível que o consumidor escolha de quem vai comprar sua energia.

2.1.2 Termos técnicos

Antes de abordar sobre as classes de consumo e os modelos tarifários dos consumidores do grupo A, é necessário conhecer alguns termos técnicos que facilitarão a compreensão como um todo:

- Consumo de energia elétrica: quantidade de potência elétrica (kW) consumida dentro de um determinado intervalo de tempo (kWh);
- Demanda: média da potência elétrica que a UC precisa durante um intervalo de tempo especificado;
- Demanda contratada: demanda de potência (kW) no qual há uma obrigatoriedade de que a concessionária continue disponibilizando no ponto de entrega, de acordo com a vigência do contrato feito por ambas as partes, e que deve ser paga integralmente, independente de ter sido totalmente utilizada ou não. Esta demanda deve ser de no mínimo 30kW para os consumidores do grupo A de acordo com o artigo 63 da Resolução ANEEL nº 414/2010^[10];
- Demanda de ultrapassagem: parcela da demanda contratada (kW) que excede o valor contratual. Quando o excedente é maior que 5% do valor de demanda contratada, temos a cobrança do excedente como sendo duas vezes a tarifa de demanda relativa ao grupo da UC;
- Demanda medida: maior demanda de potência ativa verificada por medição em intervalos de 15 minutos, dada em kW;
- Horário de ponta: período de três horas consecutivas, exceto finais de semana e feriados nacionais, onde de acordo com as características do sistema elétrico, a concessionária define o período de horas e o valor da tarifa, que tem preços mais elevados. Normalmente das 18 às 21h.
- Horário fora de ponta: refere-se às demais horas do dia fora do horário de ponta.

2.1.3 Classes de consumo e grupos de tensão de fornecimento

O consumo de energia elétrica é a quantidade de potência elétrica (kW) consumida em um intervalo de tempo, e o resultado deste produto é expresso em quilowatts-hora (kWh). Os consumidores de energia elétrica, pagam um valor que é correspondente a quantidade de energia consumida no mês anterior, dada em kWh e multiplicada pelo valor da tarifa, que varia segundo a concessionária vigente e é dada em reais por quilowatts-hora (R\$/kWh).

O valor da tarifa de energia elétrica varia além de concessionária para concessionária, de acordo também com o consumo da unidade que é relacionado a classe de consumo (aplicada conforme a Resolução Normativa ANEEL n. 414/2010)^[10], suas subclasses (que podem ser residencial, industrial, comercial, rural ou poder público) e a tensão de fornecimento da UC.

A partir da tensão de alimentação da UC, temos a divisão dos grupos tarifários, como mostra a Tabela 1, na qual para o fornecimento de baixa tensão, os consumidores se enquadram no Grupo B, e para média e alta tensão de fornecimento, tem-se o Grupo A^[4].

Os consumidores enquadrados no grupo A, são os consumidores que recebem energia em média ou alta tensão, que geralmente são shoppings, grandes indústrias e edifícios comerciais, com tensão de alimentação variando de 2,3 até 230 kV^[4].

Os consumidores do Grupo B, são consumidores de baixa tensão, com tensão de fornecimento geralmente de 127, 220 ou 380 V e incluem as residências, comércios, pequenas indústrias, a maioria dos prédios públicos e grande parte dos edifícios comerciais^[4].

Definida a classe de consumo e o grupo no qual o consumidor se enquadra, temos então a definição das tarifas e bandeiras tarifárias. Para os consumidores do grupo B, atendidos em baixa tensão, temos duas possibilidades, a tarifa única ou a tarifa branca. A tarifa única é referente ao consumo de energia e independe do horário do dia e época do ano. A tarifa branca tem valores diferentes em função da hora ou dia da semana; já para o grupo A, temos dois subgrupos tarifários: horo-sazonal verde e horo-sazonal azul (o assunto será explanado no decorrer do trabalho)^[4].

Tabela 1 - Grupos e subgrupos relativos à tensão de fornecimento.

	Subgrupos	Nível de tensão
Grupo A	A1	230 kV ou mais
	A2	88 a 138 kV
	A3	69 kV
	A3a	30 a 44 kV
	A4	2,3 a 25 kV
	AS	para sistemas subterrâneos
Grupo B	B1 - residencial e residencial baixa renda	127, 220 ou 380 V
	B2 - rural e cooperativa de eletrificação rural	
	B3 - demais classes	
	B4 - iluminação pública	

Fonte: autoria própria (2019).

2.2 Modalidades tarifárias do grupo A

Como sendo grandes consumidores, em nível de potência e em tensão de fornecimento, há duas possibilidades de modelo tarifário para estes consumidores:

2.2.1 Horo-sazonal Verde

Neste modelo tarifário os consumidores contratam um valor de demanda que independe da hora do dia. Esta modalidade é permitida somente aos consumidores do subgrupo A3a, A4 e AS.

Temos para o modelo horo-sazonal verde três parcelas que compõem o valor total da fatura de energia: parcela de consumo de energia (na ponta e fora de ponta), parcela de demanda

contratada e, caso exista, parcela de ultrapassagem de energia que é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa 5% da demanda contratada, sendo que o valor da tarifa de ultrapassagem equivale a pelo menos duas vezes a tarifa de demanda. A Tabela 2 mostra como são definidos os valores por parcela.

Tabela 2 - Cálculo tarifário do modelo horo-sazonal verde

Parcela de consumo (Pc)	(Tarifa de Consumo na ponta X Consumo Medido na Ponta) + (Tarifa de Consumo fora de Ponta X Consumo Medido fora de Ponta)
Parcela de demanda (Pd)	Tarifa de Demanda X Demanda Contratada
Parcela de ultrapassagem (Pu)	Tarifa de Ultrapassagem X (Demanda Medida - Demanda Contratada)

Fonte: autoria própria (2019).

Os valores das parcelas são calculados em reais, e para definir o total a ser pago é necessário apenas somar as parcelas.

2.2.2 Horo-sazonal Azul

Este modelo tarifário é opcional para os subgrupos A3a, A4 e AS e obrigatório para os consumidores dos subgrupos A1, A2 e A3. Para este modelo há uma definição de valores tarifários referentes ao horário de ponta e um valor diferente para o horário fora de ponta, como mostra a Tabela 3.

A fatura novamente é composta pelas parcelas de consumo, de demanda e de ultrapassagem que tem valores tarifários diferentes para o horário de ponta e fora de ponta. Neste caso, para a parcela de consumo, parcela de demanda contratada e para a parcela de ultrapassagem o cálculo é composto como sendo a soma dos produtos das tarifas em horário de ponta e em horário fora de ponta.

Tabela 3 - Cálculo tarifário do modelo horo-sazonal azul

Parcela de consumo (Pc)	(Tarifa de Consumo na ponta X Consumo Medido na Ponta) + (Tarifa de Consumo fora de Ponta X Consumo Medido fora de Ponta)
Parcela de demanda (Pd)	(Tarifa de Demanda na Ponta x Demanda Contratada na Ponta) + (Tarifa de Demanda fora de Ponta x Demanda Contratada fora de Ponta)
Parcela de ultrapassagem (Pu)	(Tarifa de Ultrapassagem na Ponta X (Demanda Medida na Ponta - Demanda Contratada na Ponta)) + (Tarifa de Ultrapassagem fora de Ponta X (Demanda Medida fora de Ponta - Demanda Contratada fora de Ponta))

Fonte: autoria própria (2019).

Da mesma forma da tarifação verde, na tarifa azul os valores das parcelas também são calculados em reais, e para definir o total a ser pago é necessário apenas somar as parcelas.

3 METODOLOGIA

3.1 Coleta de dados a partir do Hemera, base de cálculo e tarifas adotadas pela concessionária

O sistema de coleta de dados utilizado é o Hemera, permite que os consumidores do grupo A possam obter suas informações de consumo, demanda e fator de potência por meio de transmissão de dados a partir de um medidor eletrônico associado a um gateway (portal que permite comunicação e transmissão de dados por meio de protocolos de dados). Esse sistema permite o monitoramento on-line das unidades consumidoras classificadas no grupo A, onde os relatórios de consumo, demanda e fator de potência são criados e podem ser personalizados para apresentar apenas os dados de interesse de quem os manipula.

Com a sumarização dos valores em períodos de 15 minutos disponibilizados pelo Hemera, é possível que sejam feitas análises de acordo com a sumarização máxima de demanda e de consumo para adequar a unidade consumidora (UC) na modalidade tarifária horosazonal cabível de acordo com o histórico de demanda da mesma.

Os relatórios obtidos via Hemera contemplam informações de data, hora, posto horário e informações adicionais relacionadas ao consumo e demanda de potência ativa e reativa, além de dados de fator de potência que não serão levados em consideração, mas a depender do caso podem ser úteis.

Para o estudo de horosazonalidade trabalharemos apenas com a potência ativa de ambos os relatórios analíticos, de consumo e de demanda. Na Figura 1 é possível ver a seleção de filtros que pode-se escolher dentro do Hemera e têm-se os dados disponibilizados a partir do filtro selecionado para o relatório analítico de demanda.

Figura 1 - Exemplo de sumarização máxima de dados disponibilizados pelo Hemera no relatório analítico de demanda de acordo com os filtros selecionados.

The screenshot shows the Hemera software interface for demand analysis. The top section contains filters for the period (01/01/2019 to 31/01/2019), meter (01001672), summation (15 minutos), calculation (Constantes dos canais), origin (Leitura do medidor), and reactive segments (kVarh indutivo e kVarh capacitivo). It also includes checkboxes for display (Gráfico, Relatório) and columns (kW fornecido, kVar indutivo, kVar capacitivo, kW recebido, kVar indutivo recebido, kVar capacitivo recebido, UFER, DMCR). The bottom section displays a table titled 'Sumarização - Demanda' with a 'Máximo' header, showing the maximum demand for 'Fora Ponta' (482,16 kW) and 'Ponta' (477,96 kW).

Sumarização - Demanda	
Máximo	
Posto Horário	kW fornecido
Fora Ponta	482,16 (31/01/2019 14:15)
Ponta	477,96 (30/01/2019 18:30)

Fonte: Energisa (2021).

Com os dados de entrada alocados numa planilha eletrônica considerando o ano de 2019, através do programa desenvolvido são feitos os cálculos para determinar a melhor modalidade horosazonal e demanda a ser contratada de acordo com as tarifas por classe e posto horário. Tais tarifas são retiradas do site da concessionária local, Energisa, e os dados de demanda e consumo são retirados do Hemera. Esta situação nos traz a possibilidade de vislumbrar a demanda a ser contratada e por consequência o modelo tarifário horosazonal apropriado para diversos casos, observando se o consumidor realmente se enquadra no modelo de tarifação em que está ou se é necessário alterar o modelo atual ou a demanda contratada.

Em resumo, como mostra a Figura 2, os cálculos tarifários seguem a estrutura de parcelas que são somadas para definir o valor que o consumidor pagaria de acordo com cada enquadramento tarifário.

Figura 2 - Resumo dos cálculos tarifários.

BASE DE CÁLCULO
HOROSAZONAL VERDE
$PC = (TCp * CMp) + (TC * CM)$
$PD = TD * DC$
$PU = TU * (DM - DC)$
HOROSAZONAL AZUL
$PC = (TCp * CMp) + (TC * CM)$
$PD = (TDp * DCp) + (TD * DC)$
$PU = (TU * (DMp - DCp)) + (TU * (DM - DC))$

Fonte: autoria própria (2020).

Na Figura 2, os dados em vermelho são retirados do Hemera e as parcelas correspondentes ao valor da tarifa são disponibilizados no site da concessionária. Nos cálculos têm-se os dados de consumo e demanda. O Hemera possibilita na leitura do medidor de energia da UC, a sumarização em intervalos de 15 minutos, a qual refere-se às parcelas de demanda e o acumulado no mês referente às parcelas de consumo. Os índices dos dados são explicados a seguir.

PC = parcela de consumo.

PD = parcela de demanda.

PU = parcela de ultrapassagem.

TCp = tarifa de consumo na ponta.

TC = tarifa de consumo fora de ponta.

TDp = tarifa de demanda na ponta.

TD = tarifa de demanda fora de ponta.

CMp = consumo máximo medido na ponta.

CM = consumo máximo medido fora de ponta.

DCp = demanda contratada na ponta.

DC = demanda contratada fora de ponta.

DMp = demanda máxima medida na ponta.

DM = demanda máxima medida fora de ponta.

As tarifas utilizadas pela concessionária podem ser encontradas no site da concessionária^[19] e nas Imagens 3 e 4 vê-se o valor das tarifas para o subgrupo A4, na qual estão enquadrados os consumidores do estudo de caso.

Figura 3 - Valor das tarifas na modalidade de horosazonal azul - subgrupo A4.

MODALIDADE TARIFÁRIA HORÁRIA AZUL							
SUBGRUPO	CLASSES	TUSD + TE					
		DEMANDA (R\$/KW)		ULTRAPASSAGEM		CONSUMO (R\$/KWH)	
		PONTA	FORA PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	FORA PONTA
A4 (13,8 KV)	DEMAIS CLASSES (69 KV)	67,77	34,64	135,54	69,28	0,41852	0,26766
	RURAL	63,70	32,56	135,54	69,28	0,39340	0,25160
	RURAL IRRIGAÇÃO	63,70	32,56	135,54	69,28	0,39340	0,05353
	SERVIÇO PÚBLICO	61,67	31,52	135,54	69,28	0,38085	0,24357

Fonte: Energisa (2021).

Figura 4 - Valor das tarifas na modalidade horosazonal verde - subgrupo A4.

MODALIDADE TARIFÁRIA HORÁRIA VERDE							
SUBGRUPO	CLASSES	TUSD + TE					
		DEMANDA (R\$/KW)		ULTRAPASSAGEM		CONSUMO (R\$/KWH)	
		PONTA	FORA PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	FORA PONTA
A4 (13,8 KV)	DEMAIS CLASSES	-	34,64	-	69,28	2,06518	0,26766
	RURAL	-	32,56	-	65,12	1,94126	0,25160
	RURAL IRRIGAÇÃO	-	32,56	-	65,12	1,94126	0,05353
	SERVIÇO PÚBLICO	-	31,52	-	63,04	1,87931	0,24357

Fonte: Energisa (2021).

4 DESENVOLVIMENTO

4.1 Tratamento de dados

Com dados mensais de consumo e demanda coletados no hemera no intervalo anual de 2019 e inseridos na planilha eletrônica, iniciam-se as programações pertinentes de horosazonalidade e seus respectivos cálculos.

Os dados a serem retirados do relatório analítico de demanda que serão utilizados referem-se ao máximo valor medido dentro do mês, como mostra a Figura 1. Já os dados do relatório analítico de consumo referem-se ao acumulado dentro do mês, como mostra a Figura 5.

Figura 5 - Exemplo de sumarização máxima de dados disponibilizados pelo Hemera no relatório analítico de consumo de acordo com os filtros selecionados.

Período de

01/01/2019

até

31/01/2019

(ocultar opções de filtro)

Consultar

Medidor

01001672 (14/03/2018 10:19 - Atual)

Sumarização

15 minutos

Cálculo das grandezas

Constantes dos canais

Origem

Leitura do medidor

Utilizar horário de verão para o cálculo

Exibição

Gráfico

Relatório

Colunas

kWh fornecido

kVArh indutivo

kVArh capacitivo

kWh recebido

kVArh indutivo recebido

kVArh capacitivo recebido

Sumarização - Consumo	
Máximo	
Posto Horário	kWh fornecido
Fora Ponta	120,54 (31/01/2019 14:15)
Ponta	119,49 (30/01/2019 18:30)
Mínimo	
Posto Horário	kWh fornecido
Fora Ponta	0,00 (01/01/2019 10:30)
Ponta	8,61 (01/01/2019 17:15)
Acumulado	
Posto Horário	kWh fornecido
Fora Ponta	67.706,73
Ponta	11.856,18
Total:	79.562,91

Fonte: Energisa (2021).

Os dados de entrada alocados na planilha eletrônica dentro do Excel estão como no layout da Figura 6, referentes a 2 meses do total dos 12 analisados no ano de 2019.

Figura 6 - Dados de entrada de consumo e demanda de dois meses na planilha eletrônica.

DADOS DE ENTRADA DO HEMERA → CONSUMO (kWh) E DEMANDA (kW)			
JANEIRO	PONTA	CONSUMO (CMp)	11856
		DEMANDA (DMp)	477,96
	FORA PONTA	CONSUMO (CM)	67707
		DEMANDA (DM)	482,16
FEVEREIRO	PONTA	CONSUMO (CMp)	15538
		DEMANDA (DMp)	442,68
	FORA PONTA	CONSUMO (CM)	78443
		DEMANDA (DM)	426,36

Fonte: autoria própria (2021).

As tarifas disponibilizadas para consulta no site da concessionária são sem a consideração dos impostos. Para encontrar o fator multiplicativo de impostos, utiliza-se a conta de energia da UC, dividindo-se o valor da tarifa de consumo com imposto pelo valor da tarifa de consumo sem impostos.

Temos então da Figura 7 que a tarifa de consumo com impostos é de R\$ 2,935960 e a tarifa de consumo sem impostos é de R\$ 2,0651880.

Figura 7- Valor cobrado nas tarifas com e sem impostos no mês de dezembro de 2020.

Dezembro/2020		29/12/2020		
CCI	Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Tributos	Tarifa c/ Tributos
0601	Consumo em kWh - Ponta	4.200,000	2,065180	2,935960
0601	Consumo em kWh - Fora Ponta	25.200,000	0,267660	0,380510

Fonte: Energisa (2021).

Calculando: $2,935960 / 2,0651880 = 1,4216$. Utilizaremos 1,42 como fator de correção para as tarifas, que multiplicadas ficam com os valores da Figura 8.

Figura 8 - Valor da tarifa por classe e posto horário com impostos.

Valor da tarifa por classe e posto horário com fator multiplicativo de impostos									
Tarifas→		PONTA				FORA PONTA			
Subgrupo A4 (V=13,8kV) ↓		TCp VERDE	TCp Azul	TDp	Tup	TC	TD	TU Verde	TU Azul
Demais classes	1	2,936686	0,5951354	96,3689	189,894	0,380613	49,258	98,51616	98,51616
Rural	2	2,7604717	0,5594148	90,5814	235,398	0,357775	46,3	92,60064	98,51616
Rural irrigação	3	2,7604717	0,5594148	90,5814	192,738	0,07612	46,3	92,60064	98,51616
Serviço público	4	2,6723788	0,5415687	87,6947	192,738	0,346357	44,821	89,64288	98,51616

Fonte: autoria própria (2021).

4.2 Definição da melhor demanda contratual

A partir do histórico de dados da UC, buscou-se definir a demanda a ser contratada num ponto ótimo, evitando gastos com demandas excedentes e demandas de ultrapassagem, de maneira que o valor anual gasto com a parcela de demanda fosse o melhor possível.

O *script* do programa foi escrito no Visual Basic for Applications (VBA). Uma linguagem de programação desenvolvida pela Microsoft para automatização e personalização de tarefas aplicadas nos produtos do pacote de aplicativos Office (Word, Excel, Power Point etc.)^[14]. Uma vez que os dados de entrada foram armazenados em planilhas no Excel, o VBA permite um fácil acesso e manipulação desses dados.

Nesta seção, a lógica de programação usada para determinar a melhor demanda será explicada em duas fases. A primeira fase explica como foi formulado o algoritmo que resume o programa a partir de uma declaração objetiva e simples sobre sua finalidade, baseando-se na técnica de Stepwise Refinement^[11]. A partir dessa declaração inicial, são feitas algumas considerações para torná-la mais refinada e produzir os principais passos para implementação do código. Em seguida, a lógica implementada é explicada através do uso de gráficos diagramas ativos.

4.2.1 Elaboração do algoritmo

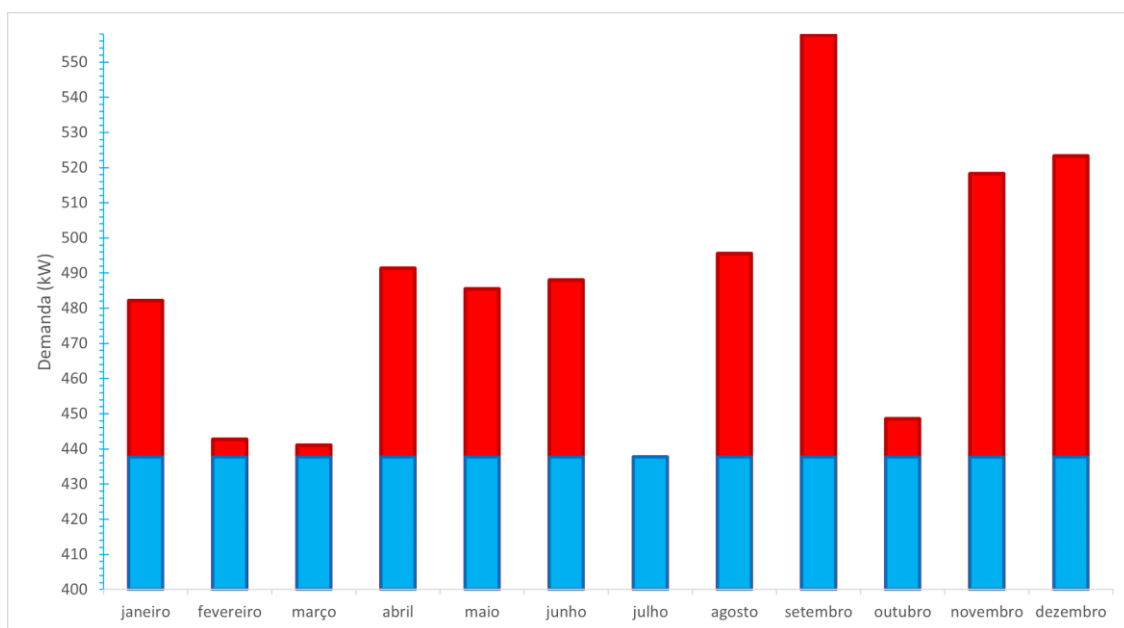
“A demanda contratual escolhida deve ser determinada de maneira que o custo total com a parcela de demanda no período de um ano seja o menor possível.”

O código fonte do programa foi elaborado com base nesta declaração inicial sob uma perspectiva financeira. Além disso, supôs-se que a curva de demanda do consumidor se repita,

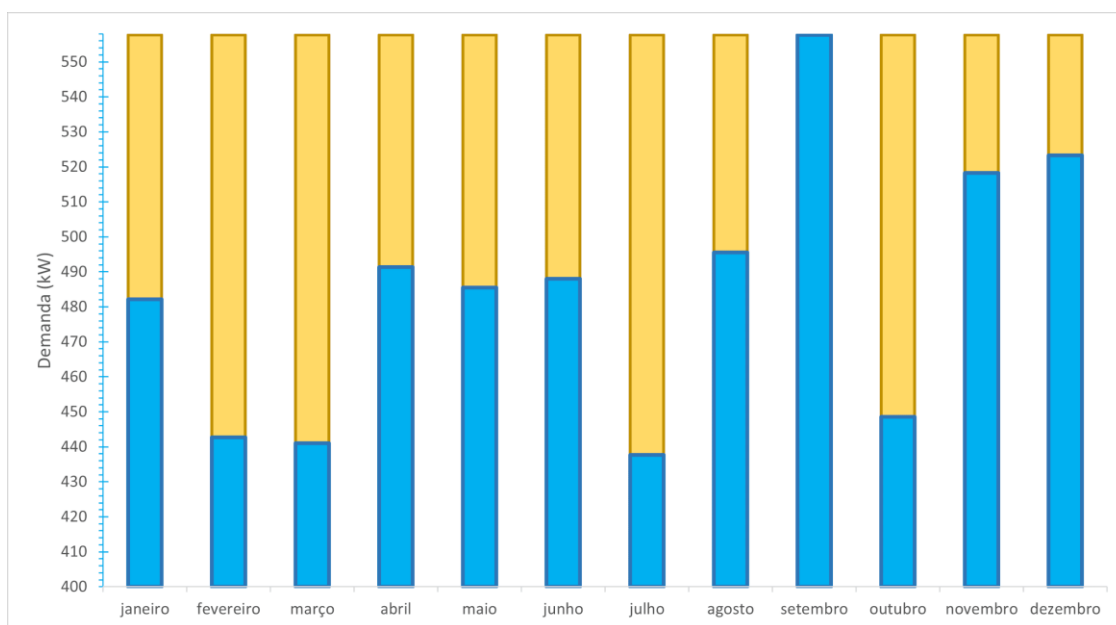
desde que não estejam previstas alterações em sua carga ou fatores diversos que possam mudar gravemente a sua dinâmica de consumo para o período seguinte. A partir dessas considerações, seguiu-se para determinar um algoritmo que cumprisse o que está descrito na dada declaração inicial: a primeira etapa para a elaboração do programa.

Ao se observar um gráfico de demanda medida dentro de um período de qualquer cliente, pode-se imediatamente estabelecer dois extremos: a demanda mínima e a demanda máxima medidas no período da análise. A Figura 9 e a Figura 10 ilustram a demanda medida mensalmente do Instituto Federal do Tocantins Campus de Palmas no ano de 2019 se a demanda mínima fosse contratada e se a demanda máxima fosse contratada, respectivamente.

Figura 9 - Demanda mínima como demanda contratual.



Fonte: autoria própria (2021).

Figura 10 - Demanda máxima como demanda contratual.

Fonte: autoria própria (2021).

Nas imagens, a área azul representa a demanda utilizada dentro do limite do contrato. Como pode ser observado na Figura 9, apesar de se utilizar toda a demanda contratual, deparar-se-ia com altas parcelas de ultrapassagem, representada pela área vermelha, o que leva a supor que a melhor demanda é maior do que a demanda mínima medida no período.

Na Figura 10, a área amarela representa a demanda não utilizada dentro do limite contratual. Com essa suposição se observa que, na maioria dos meses, o valor máximo não é alcançado e, mesmo não pagando parcela de ultrapassagem, pagar-se-ia por uma demanda não utilizada caracterizando um desperdício de recursos. Assim, é válido supor que a melhor demanda deve ser menor do que a demanda máxima medida no período.

Poder-se-ia tentar definir uma fórmula que determinasse a melhor demanda dentro desses limites. Todavia, olhando para a curva já se nota que não existe uma tendência que se assemelhe com qualquer modelo matemático. Além disso, o programa deve funcionar para a curva de demanda medida de qualquer consumidor dentro da categoria e os valores medidos são aleatórios.

Desta maneira, foi concluído que a melhor demanda contratual deve ser determinada a partir da comparação do custo anual com cada demanda entre a máxima e a mínima, ou seja, calcular o custo total da parcela de demanda para cada demanda a cada 1 kW no período de um ano, desde a menor demanda medida até a maior demanda medida dentro do período e, então,

comparando-se os valores calculados, determinar a melhor demanda contratual. Essas observações levaram a expandir a declaração inicial no seguinte algoritmo:

“Determinar a demanda máxima e demanda mínima medidas dentro do período.

Calcular custo anual supondo demandas contratuais, a cada 1 kW, desde a demanda mínima até a demanda máxima.

Comparar custos anuais calculados e determinar a demanda associada ao menor custo anual.”

4.2.2 A Linguagem de Modelagem Unificada

A programação utilizada será explicada através de diagramas ativos baseados na Linguagem de Modelagem Unificada (do inglês Unified Modeling Language - UML) de maneira genérica, ou seja, não aplicada a uma linguagem de programação específica. Deste modo, o entendimento sobre lógica funcional não fica refém de algum conhecimento prévio da *syntax* do VBA e os diagramas apresentados podem ser utilizados para implementar o mesmo programa em qualquer outra linguagem.

A UML é uma linguagem gráfica amplamente utilizada na indústria para visualizar, especificar, construir e documentar sistemas complexos de softwares^[12] de maneira concisa e independente de linguagem antes de programadores implementarem sistemas em linguagens de programação específicas^[13].

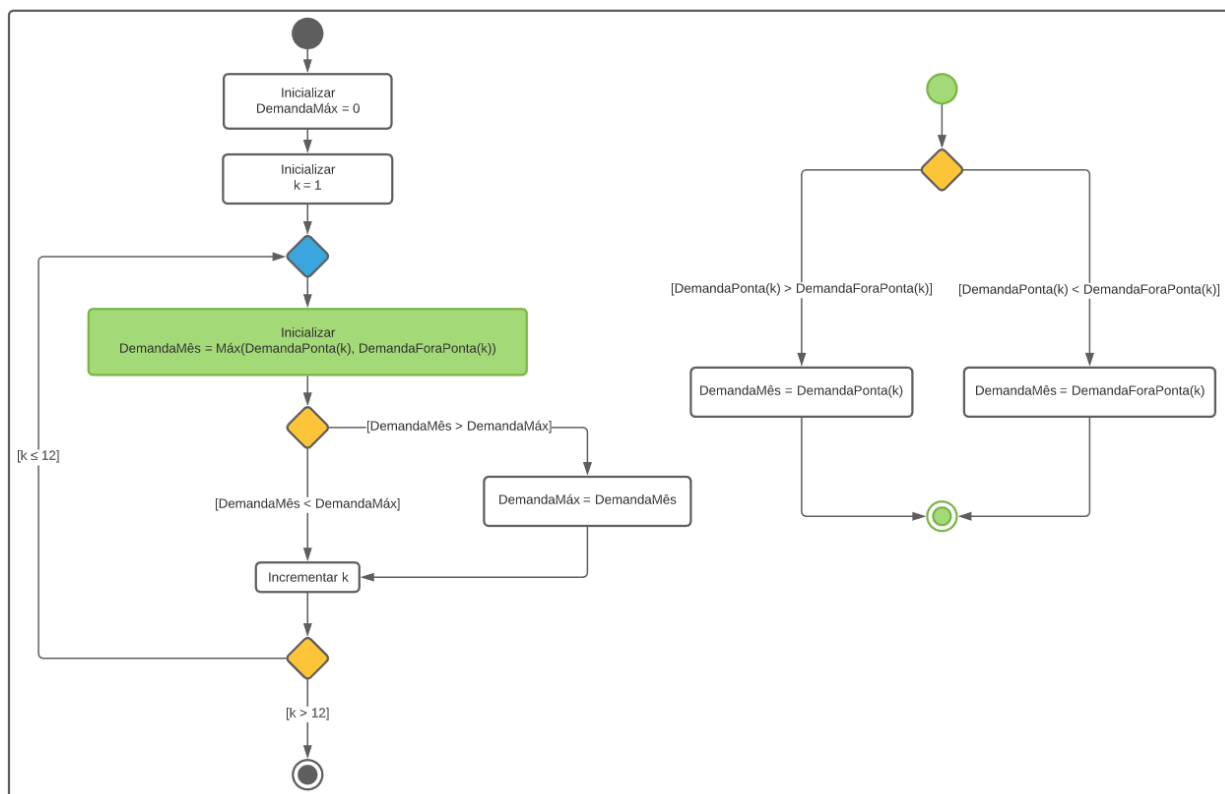
4.2.3 Elaboração do Programa

1º) Passo

No algoritmo proposto, a primeira etapa de *“Determinar a demanda máxima e demanda mínima medidas dentro do período”*, poderia ser realizada manualmente. No momento da coleta e entrada dos dados no programa, já se indicaria qual seriam as demandas máximas e mínimas. No entanto, o programa foi elaborado de maneira que determinasse esses valores automaticamente e os armazenasse na memória, economizando tempo e um eventual erro humano.

A Figura 11 apresenta o diagrama de atividade da estrutura aplicada ao VBA para se obter esses valores. O círculo sólido no topo do diagrama representa o estado inicial da etapa do processo modelada, enquanto o círculo sólido cercado por um círculo oco na parte inferior representa o estado final. Além disso, os retângulos representam ações, descritas pelo texto em seu interior, e as setas (chamadas setas de transição) determinam a ordem em que as ações devem ser executadas. O losango com duas setas de transição chegando até ele, aqui representado em azul, é chamado de símbolo de fusão na UML e representa o início de uma iteração que é terminada em um símbolo de decisão – um losango com duas setas de transição deixando, representado pelo losango amarelo. As setas de transição que deixam o símbolo de decisão passam por condições de guarda, entre os colchetes retos, que são condições que devem ser satisfeitas para que as ações apontadas por elas sejam executadas.

Figura 11 - Diagrama para determinação da demanda máxima.



Fonte: autoria própria (2021).

No diagrama, dois processos foram descritos onde a instrução de cor verde no diagrama principal (à esquerda) foi detalhada no diagrama à direita.

A primeira ação é inicializar a variável *DemandaMáx* com valor inicial zero e, em seguida, inicializar a variável *k* com valor inicial um. Variáveis são palavras dadas a espaços

alocados na memória do computador para poder armazenar informações e qualquer menção desta palavra posteriormente no programa tem o mesmo valor da informação que a variável armazena. Na maioria das linguagens de programação, é necessário determinar o tipo de informação que será armazenada. Neste caso, *DemandaMáx* armazenará valores reais (números com ponto decimal) enquanto *k* armazenará valores inteiros.

Como em grande parte das linguagens de programação, o símbolo de igualdade na UML, “=”, é o operador de atribuição. Ele indica que o operando à direita será atribuído ao operando à esquerda, ou seja, o operando da esquerda passará a ter o valor do operando da direita.

No fim desta etapa, a variável *DemandaMáx* armazenará o valor da maior demanda encontrada e seu valor inicial é zero porque esse é o menor valor possível para uma demanda medida. A variável *k* é um contador e representará os meses na estrutura de repetição que vem em seguida e, por isso, seu valor inicial é um.

O símbolo de fusão na sequência indica o início de uma estrutura de repetição (iteração ou *looping*). Estruturas conhecidas, como *while* ou *for* – presentes na maioria das linguagens – podem ser implementadas. O fim da estrutura de repetição é indicada pelo símbolo de decisão de onde sai uma seta de transição apontando para o símbolo de fusão. O símbolo de decisão no fim do *loop* apresenta as condições para decidir se os processos dentro da estrutura devem ser realizados novamente ou deve-se seguir para o próximo passo. Neste caso, a repetição acontecerá até que *k* seja maior que 12 quando o fim deste passo seja alcançado, como indicado pela seta de transição apontando para o final desta etapa. Enquanto *k* for menor do que 12, a próxima ação será voltar para o símbolo de fusão, desta maneira, formando assim um *looping*.

Dentro da estrutura de repetição, a instrução



indica que uma nova variável, *DemandaMes*, deve ser inicializada com valor $\text{Max}(\text{DemandaPonta}(k), \text{DemandaForaPonta}(k))$. Os valores *DemandaPonta(k)* e *DemandaForaPonta(k)* são vetores linha ou coluna – indicado pelos parênteses após o nome – que armazenam um conjunto de valores que podem ser acessados pelo índice *k*. Nesta representação, assume-se que cada mês está associado a um número, de 1 a 12 e o valor de *k* indica o valor de qual mês deve ser acessado. Essa expressão indica que o maior valor entre *DemandaPonta(k)* e *DemandaForaPonta(k)* deve ser utilizada para determinar se a maior demanda do mês *k* foi no posto horário de ponta ou fora de ponta, e esse valor é atribuído à

DemandaMes. As etapas para se determinar esse valor de maneira mais simples envolvem uma estrutura de seleção e foram resumidas no diagrama com início no círculo sólido verde.

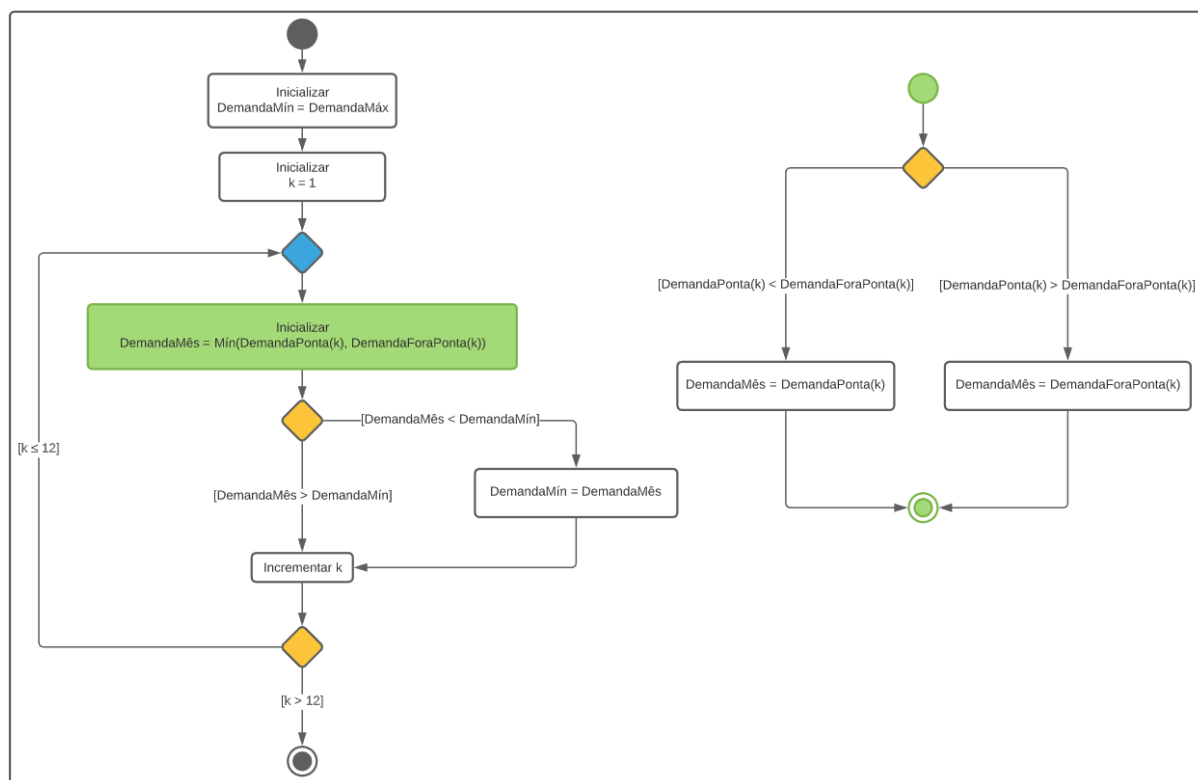
As demandas no posto horário de ponta e fora de ponta são dados de entrada e devem estar armazenados na memória – preferencialmente em vetores – deste modo, permitindo que seus valores sejam acessados por índices. No programa elaborado neste trabalho, esses valores foram armazenados em células de uma planilha do Excel. Todavia, uma vez que toda célula possui um índice, a aplicação prática segue sendo a mesma.

Determinada a maior demanda do mês k e armazenada em *DemandaMês*, segue-se então para uma decisão. Um símbolo decisão não associado a um símbolo de fusão na UML, indica uma estrutura de seleção, como *if...* ou *if...else*, em algumas linguagens como também o VBL. No diagrama, se o valor armazenado na variável *DemandaMês* for maior do que o valor armazenado na variável *DemandaMáx*, então, deve-se atribuir o valor *DemandaMês* à *DemandaMáx* e depois seguir para a próxima ação. Caso contrário, deve-se apenas seguir para a próxima ação.

A ação em sequência é “incrementar k ”, o que significa que o valor de k a partir dessa instrução vale uma unidade a mais. Logo em seguida, o valor de k é testado para saber se o *loop* deve ser repetido ou se deve partir para o fim da etapa.

Cada vez que o fluxo de trabalho retorna ao início do *loop*, o programa determina a maior demanda do mês k , compara e atribui à variável *DemandaMáx* se for maior que o valor anteriormente armazenado e aumenta o valor de k em uma unidade até que k seja maior do que 12. No final das 12 repetições, o valor armazenado em *DemandaMáx* será o maior dos 12 meses.

A demanda mínima deve ser determinada após a demanda máxima, pois o maior valor de demanda deve ser conhecido para procurar a menor demanda abaixo desse valor. O diagrama da Figura 12 mostra o fluxo de trabalho para esta etapa.

Figura 12 - Diagrama para determinação da demanda mínima.

Fonte: do autor (2021).

Como pode ser observado, a estrutura segue os mesmos passos usados para determinar a demanda máxima, mudando-se apropriadamente o nome das variáveis e os testes lógicos nas etapas de decisão. A diferença está no sentido em que o programa procura o valor mínimo.

Ao inicializar a variável *DemandaMín*, o programa inicialmente lhe atribui o valor armazenado em *DemandaMáx*, pois não há demanda maior que esse valor dentro do período. A variável *DemandaMês*, inicializada no início das iterações, recebe o valor da menor demanda do mês, processo descrito no diagrama à direita, ilustrada na Figura 12. Em seguida, dentro do *Loop*, a estrutura de seleção sempre atribui uma demanda menor à *DemandaMín* até que todos os meses sejam testados.

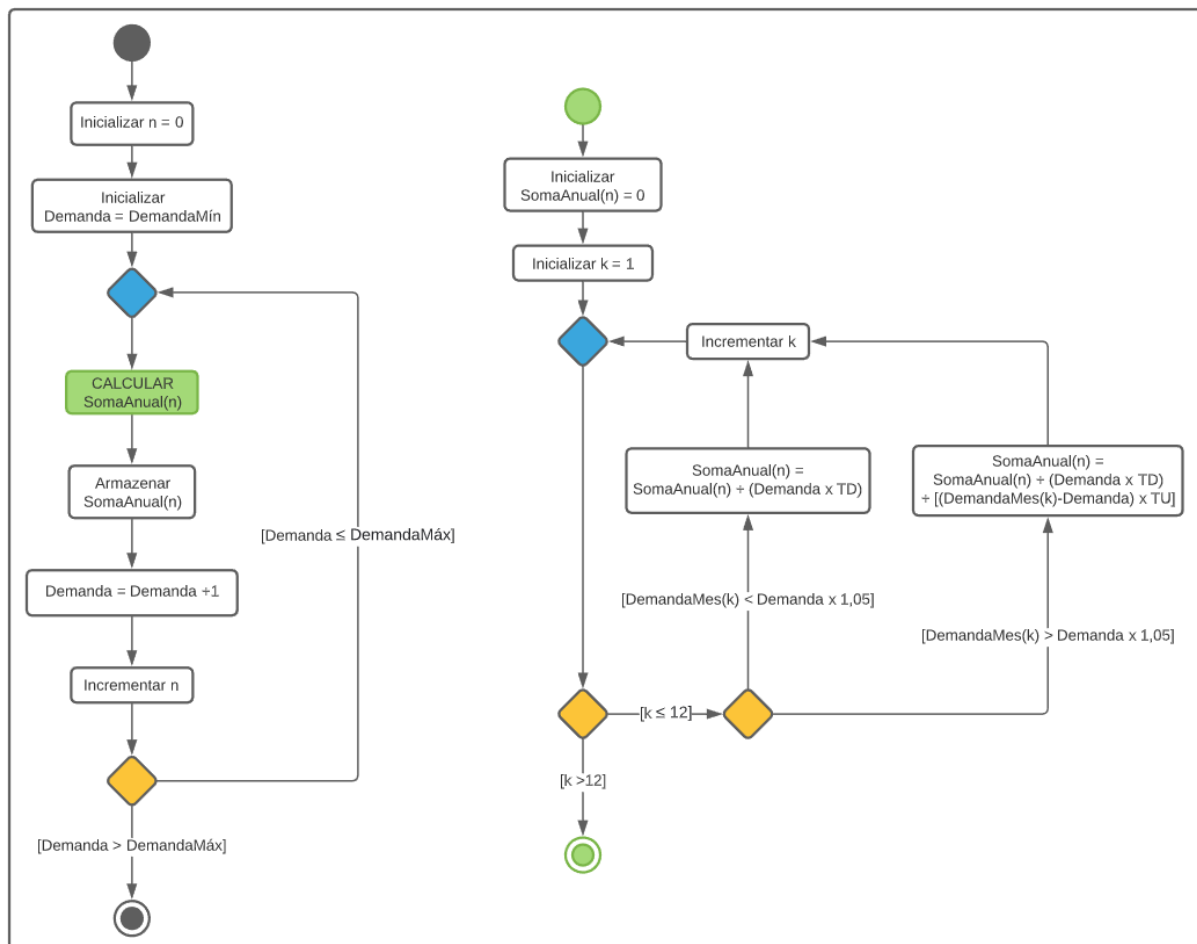
2º) Passo

Determinadas a demanda máxima e a demanda mínima, pode-se então realizar a próxima etapa do algoritmo proposto:

Calcular custo anual supondo demandas contratuais, a cada 1 kW, desde a demanda mínima até a demanda máxima.

A Figura 13 mostra o diagrama de atividade que resume os passos para completar essa etapa.

Figura 13 - Diagrama para cálculo custo anual.



Fonte: do autor (2021).

O diagrama principal está à esquerda e indica que, primeiramente, deve-se inicializar as variáveis n com valor 0 e $Demanda$ com o valor armazenado em $DemandaMín$. A variável n servirá de índice para os valores de custo anual calculados. A variável $Demanda$ será utilizada para armazenar o valor das demandas possíveis entre os limites, começando pelo valor mínimo, pois é a partir deste valor que o programa começa a calcular os custos anuais.

Na sequência, encontra-se uma estrutura de repetição e dentro da estrutura um processo destacado em verde que está descrito pelo diagrama de atividade à direita. Como pode ser observado pelas condições de guarda no símbolo de decisão no fim da estrutura de seleção, a

estrutura de repetição continuará em *looping* enquanto *Demanda* for menor que *DemandaMáx*, o valor limite para os cálculos de custo anual.

Dentro da estrutura, os passos executados são: calcular a *SomaAnual(n)*, armazenar esse valor e, por fim, incrementar o valor de *Demanda* ($Demanda = Demanda + 1$) e o valor de *n*. Optou-se por destacar a operação de incrementar demanda para evidenciar que são testados valores a cada 1 kW. No final da iteração, o programa testa se *Demanda* ultrapassou *DemandaMáx*. Uma vez que ultrapasse, a iteração é terminada e a etapa é finalizada.

A variável *SomaAnual(n)* é um vetor no diagrama, como indicado pelos parênteses após seu nome, que armazena o custo anual com cada um dos valores de demandas testados. O valor de *n* é um índice que indica qual posição está sendo acessada neste vetor. Assim, a cada vez que uma iteração é completada e *n* é incrementado, na próxima iteração, o programa acessará a próxima posição dentro do vetor. Observa-se, deste modo, que cada um dos valores em *SomaAnual(n)* está associado a um valor de *n*. Apesar da lógica ser exposta desta maneira no diagrama, o programa elaborado neste trabalho escreve os custos anuais em células numa planilha do Excel para serem usados posteriormente e se manter um registro dos valores calculados, como indicado na Figura 17 no fim da seção.

No processo de calcular os valores de *SomaAnual(n)*, é necessário mais uma estrutura de repetição que calcule os custos mensais, como indicado no diagrama, resultando assim em estruturas de repetição aninhadas. Em resumo, o que será feito neste processo é calcular-se os custos mensais associados à demanda, somá-los e atribuí-los à *SomaAnual(n)* antes de incrementar o valor de *Demanda* e o valor de *n*, repetindo-se o processo para a próxima demanda testada.

Neste processo, depois de inicializar *SomaAnual(n)* com valor zero e a variável *k*, novamente com valor 1, começa-se as iterações. A variável *k*, mais uma vez representa o número de meses e as repetições terminam quando *k* se torna maior do que 12.

Dentro deste processo, uma estrutura de seleção é necessária pois para cada demanda contratual possível, dentro do intervalo calculado, pode existir uma parcela de ultrapassagem associada. Assim, como indicado no diagrama pelas condições de guarda da estrutura de seleção, indicada pelo símbolo de decisão mais a direita, o programa testa se cada *DemandaMes(k)*, ultrapassou em 5% ou não a demanda contratual analisada armazenada em *Demanda* a cada iteração. Se ultrapassar, o programa calcula e adiciona o custo considerando a parcela de ultrapassagem.

A cada iteração a variável $SomaAnual(n)$ acumula o custo calculado na iteração anterior e o custo calculado na iteração atual para os 12 meses. Assim, na última iteração, o valor armazenado será o custo anual.

Os valores de TD e TU se referem às tarifas de demanda e tarifa de ultrapassagem, respectivamente. Estes são dados de entrada do programa e já devem estar previamente armazenados na memória para poderem ser acessados.

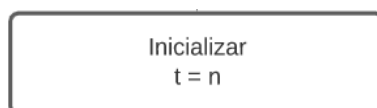
3º) Passo

A última etapa é

Comparar custos anuais calculados e determinar a demanda associada ao menor custo anual.

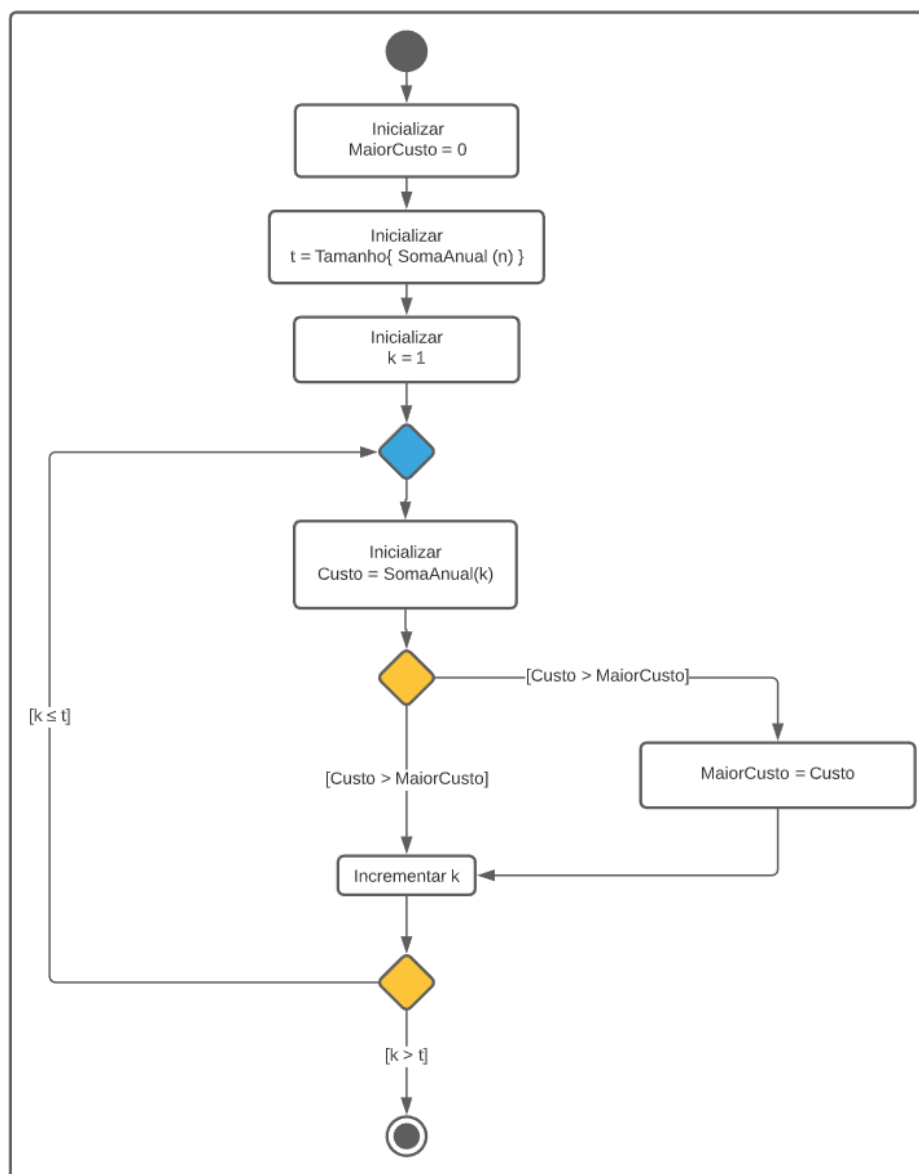
Os diagramas apresentados nas Imagens 11 e 12, para determinar as demandas máxima e mínima, podem ser usados para determinar o menor custo anual, fazendo-se as apropriadas modificações. Primeiro, determinar o maior custo, ilustrado na Figura 14 e, então, a partir desse valor encontrar o valor do menor custo, ilustrado na Figura 15.

No diagrama da Figura 14, a variável t recebe o valor retornado pela função $Tamanho\{\}$. Essa função retorna o valor do tamanho do vetor entre as chaves, ou seja, quantos valores ou posições estão armazenados nele. Para entender o valor retornado por essa função, é necessário checar novamente a Figura 13, onde os custos anuais são calculados. No processo descrito pelo diagrama na Figura 13, a cada custo anual calculado, o valor de n é incrementado. Observando com atenção, é possível perceber que o valor de n sempre acompanha o número de elementos no vetor $SomaAnual()$, de maneira que, no fim do último loop, o valor armazenado na variável n será o mesmo que o número total de valores armazenados no vetor. Portanto, essa operação pode ser reescrita como:

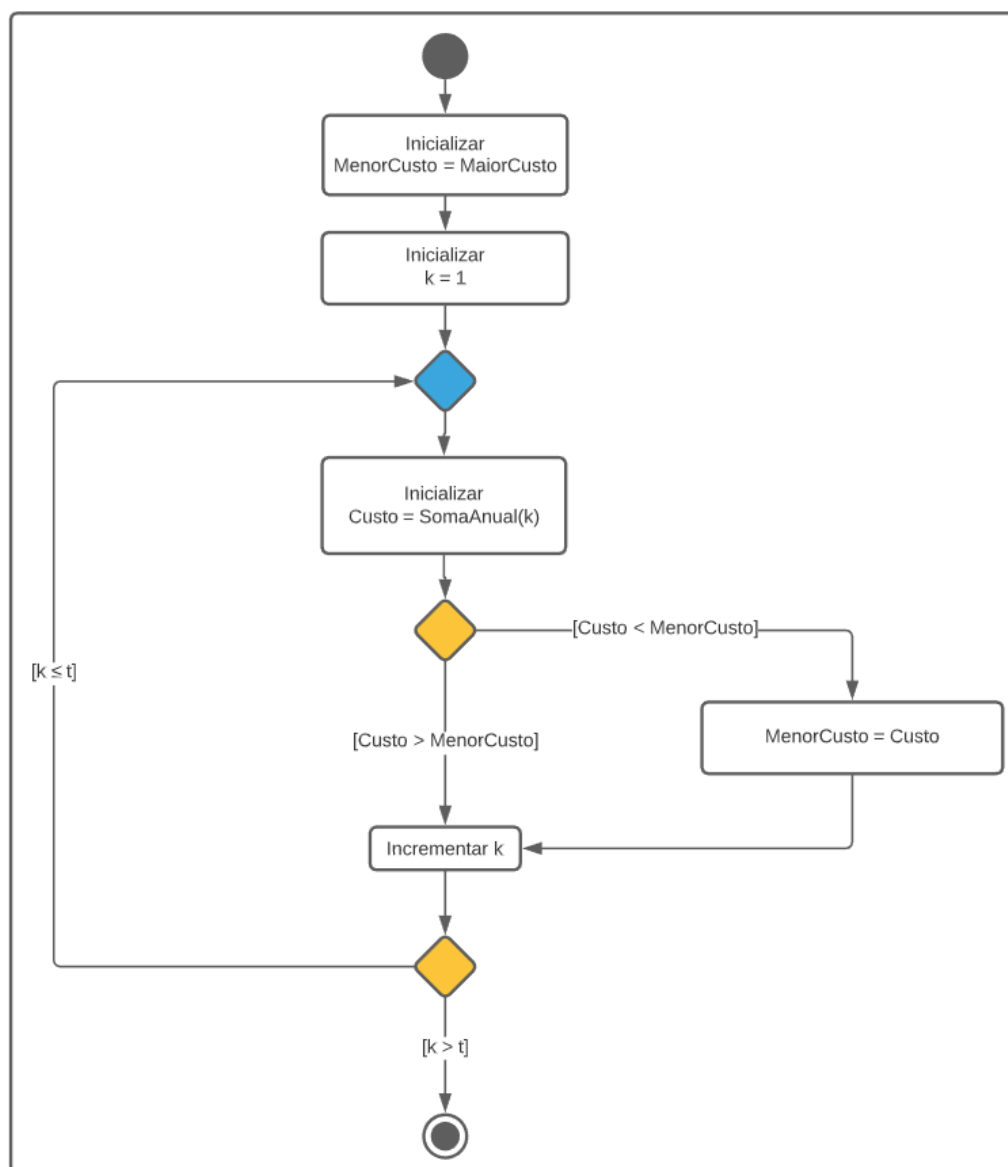


Todavia, é importante ressaltar que esta operação deve acontecer antes de qualquer alteração na variável n . Assim, a função $Tamanho\{\}$ apenas evidencia o propósito da variável t .

Figura 14 - Diagrama para determinação do maior custo anual.

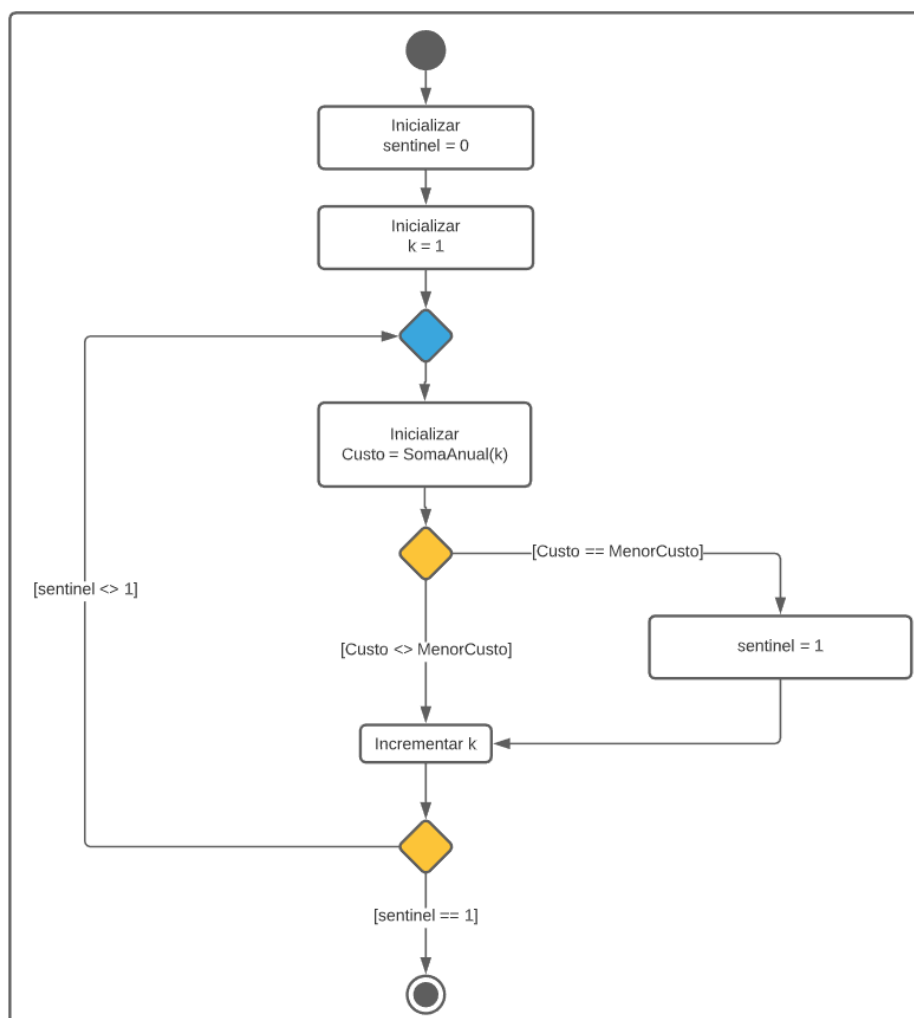


Fonte: autoria própria (2021).

Figura 15 - Diagrama para determinação do menor custo anual.

Fonte: autoria própria (2021).

Conhecendo o menor custo anual, poder-se-ia conhecer a demanda associada por meio do número de iterações para se chegar neste valor. Um *loop* simples com uma estrutura de seleção apresenta os passos para realizar essa tarefa na Figura 16.

Figura 16 - Encontrar demanda associada ao menor custo pelo índice k .

Fonte: autoria própria (2021).

A variável *sentinel* inicializada em zero no início receberá o valor 1 quando ocorrer o menor custo dentro do *loop*. Essa variável será uma “sentinela” de quando uma condição for verdadeira. O símbolo de dupla igualdade “==”, representa a igualdade algébrica enquanto que “<>” representa a desigualdade.

Dentro do *loop* a variável *Custo* recebe o valor do custo anual na variável *SomaAnual(k)* associado a posição k . A estrutura de seleção em seguida testa se esse valor é o mesmo que o armazenado na variável *MenorCusto*. Se não for, a iteração se repete para o próximo valor de k . Quando ocorre a igualdade, a variável *sentinel* recebe o valor 1 e o loop termina.

Com este valor de k , é possível calcular a demanda associada a esse custo pois o número de iterações representa a quantidade de kW adicionados ao valor da menor demanda para encontrá-lo, uma vez que, o programa proposto calcula os custos para cada demanda a cada 1 kW.

Mesmo havendo esta possibilidade, no programa elaborado, optou-se por armazenar o valor da demanda associada para cada custo anual calculado no passo "Armazenar *SomaAnual(n)*" da Figura 13. Ao armazenar este valor, o programa escreve a demanda associada na célula ao lado. A Figura 17 ilustra o resultado. Dessa maneira, uma vez encontrado o valor mínimo, já se conhece o valor da demanda associada. O Apêndice A contém a *syntax* comentada completa do programa implementado para consulta.

Figura 17 - Ilustração do programa.

REGISTROS DE CUSTOS ANUAIS				
HOROSAZONAL VERDE		HOROSAZONAL AZUL		
Demanda (kW)	Custo Anual (R\$)	Demanda (kW)	Custo Anual Fora Ponta (R\$)	Custo Anual Ponta (R\$)
401	305.320,06	401	310882,85	544.799,67
402	304.782,21	402	310238,51	544.117,36
403	304.244,35	403	309594,17	543.435,06
404	303.706,49	404	307042,56	542.752,75
405	303.168,63	405	306496,74	542.070,45
406	302.630,78	406	305950,92	541.388,15
407	302.092,92	407	303462,36	540.705,84
408	301.555,06	408	303015,06	540.023,54
409	301.017,21	409	302567,75	539.341,23
410	300.479,35	410	302120,45	538.658,93
411	299.941,49	411	301673,15	537.976,63
412	299.403,63	412	301225,84	537.294,32
413	298.865,78	413	300778,54	536.612,02
414	298.327,92	414	300331,23	535.929,71
415	297.790,06	415	299883,93	535.247,41
416	297.252,20	416	299436,62	534.565,11
417	294.864,12	417	296955,95	533.882,80
418	294.415,90	418	296607,16	533.200,50
419	293.967,69	419	296258,37	528.601,76
420	291.636,97	420	295909,58	524.064,70

Fonte: autoria própria (2021).

4.3 Enquadramento tarifário

Por meio da base de cálculo para horosazonalidade e das tarifas vigentes, foram calculadas as devidas parcelas mês a mês dentro de um ano para a realização dos comparativos mensais e anuais dentro de cada modalidade tarifária levando em conta a demanda sugerida. Esta mesma lógica de cálculo será feita considerando a demanda contratada existente para compararmos, em valores, o montante anual da diferença de demanda contratada existente e sugerida.

A lógica da programação para a parcela de demanda se dá por meio de três condições:

- Se a demanda medida for menor que a demanda contratada, o faturamento se dá sobre a demanda contratada;
- Se a demanda medida for maior que a demanda contratada e menor que o limite de ultrapassagem, faturar-se-á sobre a demanda medida;
- Se a demanda medida ultrapassar o limite de 5% da demanda contratada, paga-se além da demanda contratada a diferença em ultrapassagem da demanda medida pela demanda contratada;

As parcelas de ultrapassagem seguem o fundamento da diferença: quando a demanda ultrapassa o limite, pagar-se-á pela diferença da demanda medida pela demanda contratada.

Para a parcela de consumo apenas multiplicam-se e somam-se células respectivas ao acumulado em kWh e as tarifas de consumo, de acordo com o enquadramento tarifário.

A Figura 18 mostra o valor das parcelas de acordo com a modalidade horosazonal e a demanda sugerida para 6 dos 12 meses analisados.

Figura 18 - Valores das parcelas calculados a partir dos dados de entrada com a demanda sugerida.

HOROSAZONAL AZUL				HOROSAZONAL VERDE			
JANEIRO				JANEIRO			
PCp	R\$ 6.420,94	PC	R\$23.450,67	PCp	R\$ 31.684,20	PC	R\$23.450,67
PDp	R\$ 41.914,58	PD	R\$21.611,11			PD	R\$21.611,11
PUp	R\$ 0,00	PU	R\$0,00			PU	R\$0,00
TOTAL DO MÊS NA MODALIDADE			R\$93.397,29	TOTAL DO MÊS NA MODALIDADE			R\$76.745,98
FEVEREIRO				FEVEREIRO			
PCp	R\$ 8.414,73	PC	R\$27.169,24	PCp	R\$41.522,59	PC	R\$27.169,24
PDp	R\$ 41.041,14	PD	R\$21.155,72			PD	R\$21.155,72
PUp	R\$ 0,00	PU	R\$0,00			PU	R\$0,00
TOTAL DO MÊS NA MODALIDADE			R\$97.780,82	TOTAL DO MÊS NA MODALIDADE			R\$89.847,55
MARÇO				MARÇO			
PCp	R\$ 9.028,75	PC	R\$28.269,43	PCp	R\$44.552,51	PC	R\$28.269,43
PDp	R\$ 41.041,14	PD	R\$21.155,72			PD	R\$21.155,72
PUp	R\$ 0,00	PU	R\$0,00			PU	R\$0,00
TOTAL DO MÊS NA MODALIDADE			R\$99.495,04	TOTAL DO MÊS NA MODALIDADE			R\$93.977,66
ABRIL				ABRIL			
PCp	R\$ 12.026,43	PC	R\$36.330,56	PCp	R\$59.344,61	PC	R\$36.330,56
PDp	R\$ 41.041,14	PD	R\$22.025,26			PD	R\$22.025,26
PUp	R\$ 0,00	PU	R\$0,00			PU	R\$0,00
TOTAL DO MÊS NA MODALIDADE			R\$111.423,39	TOTAL DO MÊS NA MODALIDADE			R\$117.700,42
MAIO				MAIO			
PCp	R\$ 12.183,72	PC	R\$39.228,03	PCp	R\$60.120,75	PC	R\$39.228,03
PDp	R\$ 41.041,14	PD	R\$21.761,71			PD	R\$21.761,71
PUp	R\$ 0,00	PU	R\$0,00			PU	R\$0,00
TOTAL DO MÊS NA MODALIDADE			R\$114.214,59	TOTAL DO MÊS NA MODALIDADE			R\$121.110,48
JUNHO				JUNHO			
PCp	R\$ 10.503,14	PC	R\$36.858,69	PCp	R\$51.827,90	PC	R\$36.858,69
PDp	R\$ 41.041,14	PD	R\$21.874,66			PD	R\$21.874,66
PUp	R\$ 0,00	PU	R\$0,00			PU	R\$0,00
TOTAL DO MÊS NA MODALIDADE			R\$110.277,62	TOTAL DO MÊS NA MODALIDADE			R\$110.561,24

Fonte: autoria própria (2021).

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 Estudo de caso: cenário atual

No momento presente, o IFTO Campus Palmas, alvo do estudo de caso realizado, está enquadrado na modalidade tarifária horo-sazonal verde com uma demanda contratual de 540 kW. A Tabela 4 apresenta as demandas medidas no ano de 2019 por posto horário, além de resumir e comparar informações sobre gastos para a demanda contratual existente e sugerida pelo programa elaborado por este trabalho.

Tabela 4 - Valores de custo das parcelas de demanda e ultrapassagem de acordo com as demandas existente e sugerida para os dados de entrada.

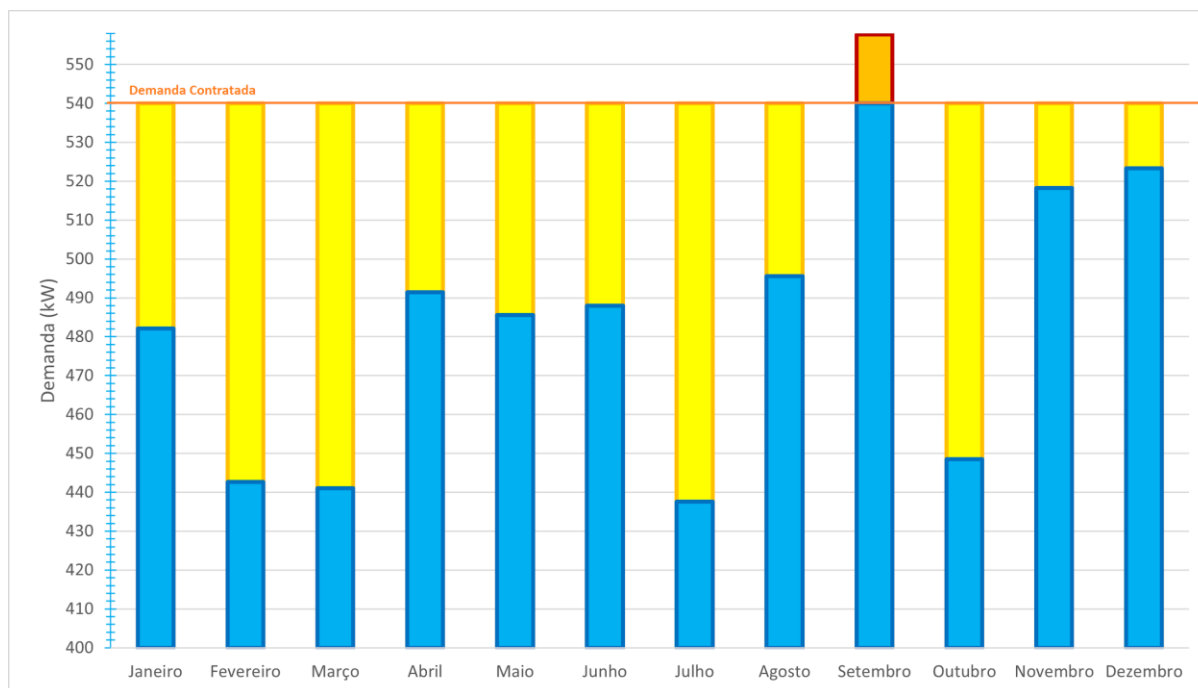
VALOR GASTO COM PARCELA DE DEMANDA							
Com a demanda existente (540 kWh fora ponta e 486 kWh ponta)				Com a demanda sugerida (472 kWh fora ponta e 468 kWh ponta)			
H. AZUL FORA PONTA		R\$	291.238,96	H. AZUL FORA PONTA		R\$	257.576,27
H. AZUL PONTA		R\$	512.161,84	H. AZUL PONTA		R\$	497.250,22
H. VERDE		R\$	291.238,96	H. VERDE		R\$	257.576,27
Ano de 2019			VALOR GASTO COM PARCELA DE ULTRAPASSAGEM NA DEMANDA EXISTENTE		VALOR GASTO COM PARCELA DE ULTRAPASSAGEM NA DEMANDA SUGERIDA		
Mês de referência	DEMANDA MEDIDA						
	Ponta	Fora de ponta	H. AZUL	H. VERDE	H. AZUL	H. VERDE	
Janeiro	477,96	482,16	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	
Fevereiro	442,68	423,36	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	
Março	441	426,72	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	
Abril	456,12	491,4	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	
Maio	462	485,52	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	
Junho	439,32	488,04	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	
Julho	404,88	437,64	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	
Agosto	491,4	495,6	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	
Setembro	546,84	557,76	R\$ 11.726,17	R\$ -	R\$ 23.644,20	R\$ 7.687,77	
Outubro	419,16	448,56	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	
Novembro	335,16	518,28	R\$ -	R\$ -	R\$ 4.559,33	R\$ 4.148,67	
Dezembro	488,88	523,32	R\$ -	R\$ -	R\$ 5.055,85	R\$ 4.600,47	
MONTANTE ANUAL							
Com a demanda existente				Com a demanda sugerida			
H. AZUL		R\$	815.126,97	H. AZUL		R\$	788.085,87
H. VERDE		R\$	291.238,96	H. VERDE		R\$	274.013,18
ECONOMIA ANUAL COM A ALTERAÇÃO DA DEMANDA CONTRATADA							
HOROSAZONAL AZUL				R\$ 27.041,10			
HOROSAZONAL VERDE				R\$ 17.225,78			

Fonte: autoria própria (2021).

Observando as demandas medidas mensalmente no período avaliado, a escolha de 540 kW parece razoável, dado que a tarifa de ultrapassagem só é aplicada a partir de 567 kW e a maior demanda medida no período foi de 557,76 kW. Desta maneira, não há ônus de ultrapassagem em mês algum como pode ser observado na tabela. A Figura 19 ilustra graficamente o resultado prático com essa demanda contratual aplicada às demandas medidas no decorrer de 2019. A área azul representa a demanda medida dentro do limite contratual, a

área amarela representa a demanda não utilizada e a área alaranjada representa a demanda medida que ultrapassa a demanda contratual sem ultrapassar o limite de 5%.

Figura 19 - Análise da demanda contratual atual.



Fonte: autoria própria (2021).

A partir de uma rápida inspeção, verifica-se que o único mês que a demanda medida ultrapassou a demanda contratual foi o mês de outubro. Todavia, o valor medido não ultrapassou o limite de 5% da demanda contratada e, conseqüentemente, não gerou parcela de ultrapassagem.

Esse gráfico se assemelha ao gráfico apresentado na Figura 10, onde foi suposto que a demanda contratada fosse a demanda máxima medida no período. Durante quase todos os meses, a demanda contratada não foi totalmente utilizada e, como determina a lei, mesmo assim foi paga, caracterizando um desperdício de recursos.

Em outras palavras, o gráfico sugere que uma demanda contratual menor pode reduzir esse desperdício e essa sugestão é reforçada quando se avalia que a demanda média medida durante o ano foi de 484,33 kW resultando em uma demanda média não utilizada de 55,67 kW por mês. Em termos monetários, essa demanda média não utilizada se traduz, considerando as tarifas atuais, em R\$ 2.495,19 mensais em média.

5.2 Análise de demanda contratual: sugestão de uma demanda melhor

Utilizando o método proposto, o programa implementado neste trabalho determinou que a melhor demanda contratual, analisando o histórico medido em 2019, é de 472 kW. A Figura 20 apresenta alguns intervalos da interface do programa onde ficam registrados os custos anuais para cada demanda entre a máxima e a mínima medidas.

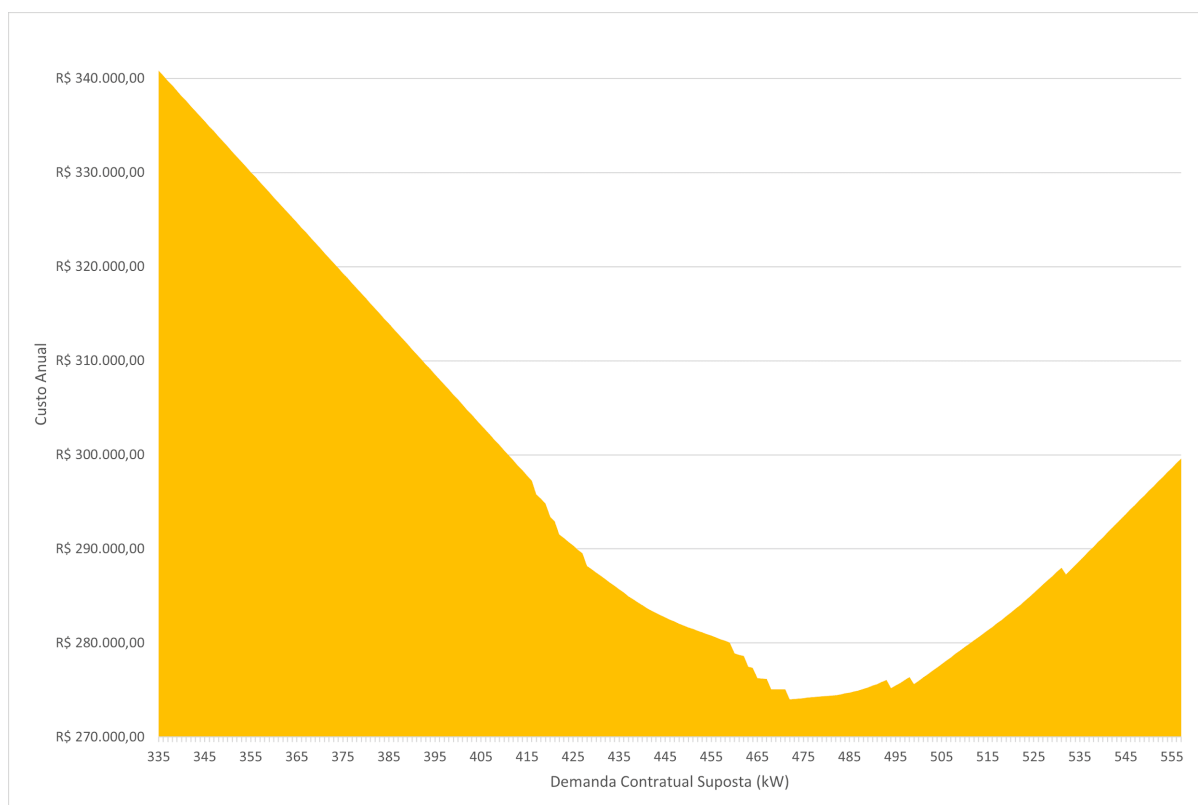
Figura 20 - Ilustração dos custos anuais calculados pelo programa.

REGISTROS DE CUSTOS ANUAIS					
HOROSAZONAL VERDE		HOROSAZONAL AZUL			
Demanda (kW)	Custo Anual (R\$)	Demanda (kW)	Custo Anual Fora Ponta (R\$)	Custo Anual Ponta (R\$)	
335	R\$ 340.818,64	335	R\$ 353.409,06	R\$ 619.535,11	
336	R\$ 340.280,79	336	R\$ 352.764,73	R\$ 618.453,30	
337	R\$ 339.742,93	337	R\$ 352.120,39	R\$ 617.385,52	
338	R\$ 339.205,07	338	R\$ 351.476,05	R\$ 616.317,74	
339	R\$ 338.667,21	339	R\$ 350.831,72	R\$ 615.249,96	
340	R\$ 338.129,36	340	R\$ 350.187,38	R\$ 614.182,18	
341	R\$ 337.591,50	341	R\$ 349.543,04	R\$ 613.114,40	
342	R\$ 337.053,64	342	R\$ 348.898,71	R\$ 612.046,62	
343	R\$ 336.515,79	343	R\$ 348.254,37	R\$ 610.978,84	
...					
470	R\$ 275.070,97	470	R\$ 276.978,37	R\$ 513.638,71	
471	R\$ 275.070,97	471	R\$ 276.942,88	R\$ 514.235,22	
472	R\$ 274.013,18	472	R\$ 275.640,19	R\$ 514.831,74	
473	R\$ 274.058,01	473	R\$ 275.658,39	R\$ 515.428,25	
474	R\$ 274.102,83	474	R\$ 275.676,59	R\$ 516.024,77	
...					
552	R\$ 297.155,39	552	R\$ 297.155,39	R\$ 580.889,96	
553	R\$ 297.648,43	553	R\$ 297.648,43	R\$ 581.942,29	
554	R\$ 298.141,46	554	R\$ 298.141,46	R\$ 582.994,63	
555	R\$ 298.634,50	555	R\$ 298.634,50	R\$ 584.046,97	
556	R\$ 299.127,53	556	R\$ 299.127,53	R\$ 585.099,31	
557	R\$ 299.620,57	557	R\$ 299.620,57	R\$ 586.151,64	

Fonte: autoria própria (2021).

Observando os valores registrados, percebe-se uma tendência de o custo anual diminuir quando se supõe demandas maiores a partir da demanda mínima, alcançar o menor valor em algum ponto intermediário e voltar a aumentar conforme se aproxima da demanda máxima. Deste modo, já se confirma a suspeita discutida na seção 3.1.1 de que os valores extremos não seriam ideais. O gráfico na Figura 21 dispõe a curva de custo anual por cada demanda suposta para contrato.

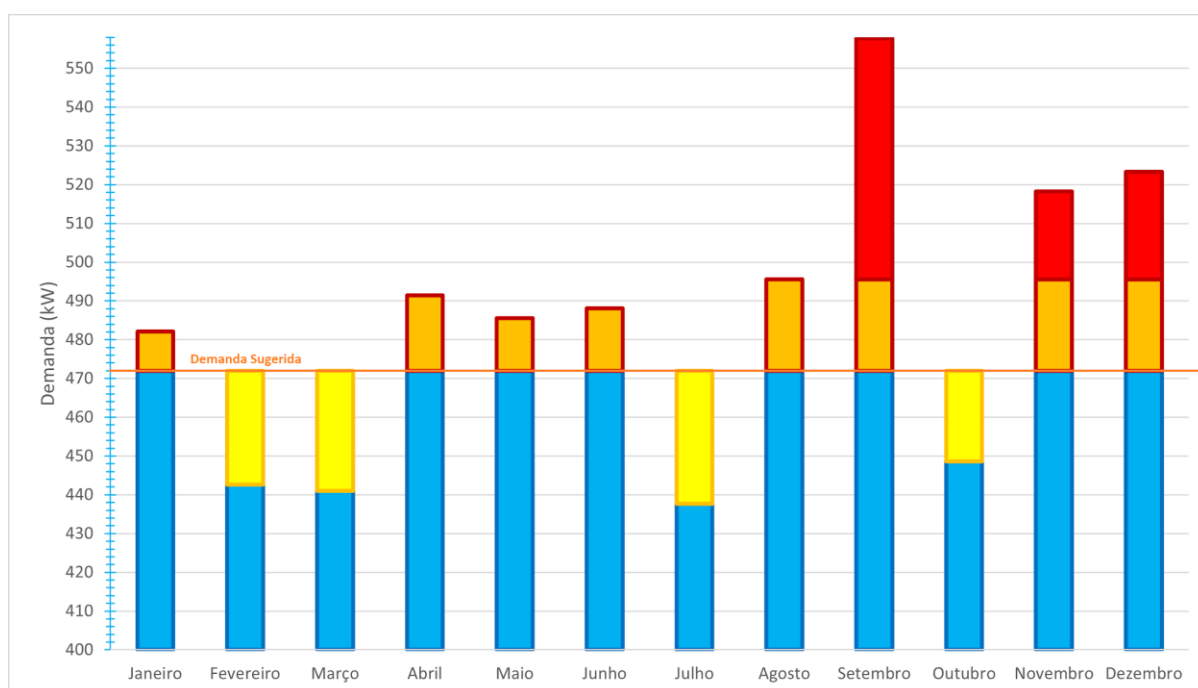
Figura 21 - Custo Anual por Demandas Supostas dentro do intervalo entre a demanda mínima e máxima medida.



Fonte: autoria própria (2021).

Para o caso do IFTO, os piores cenários estão nos valores próximos à demanda mínima, onde os altos custos anuais são devidos às altas parcelas de ultrapassagem que surgiriam no caso de se contratar uma demanda próxima a esse extremo. Os custos associados a valores próximos à demanda máxima também são altos, devido a demandas disponíveis, porém não utilizadas. Os valores mais baixos se encontram ao redor de 470 kW, onde 472 kW se mostra a melhor demanda contratual, que resultaria num custo anual de R\$ 274.013,18.

Um contrato de 472 kW de demanda permite uma ultrapassagem de até 495,6 kW sem considerar tarifas de ultrapassagem e, conseqüentemente, observa-se que surgem parcelas de ultrapassagem em alguns meses, como ilustrado no gráfico da Figura 22, onde a área vermelha representa a demanda que ultrapassa mais de 5% do valor de contrato. Todavia, a demanda contratada é totalmente utilizada com ultrapassagens não tarifadas na maioria dos meses. Por esta razão, este cenário se mostra uma proposta muito melhor que o estabelecido atualmente, mesmo considerando as parcelas de ultrapassagem.

Figura 22 - Análise da demanda sugerida.

Fonte: autoria própria (2021).

Além de calcular os custos anuais e sugerir a melhor demanda para o modelo de tarifação horo-sazonal verde, o programa executou o mesmo procedimento para o modelo horo-sazonal azul, tanto no posto horário de ponta quanto fora de ponta, conforme apresentado na Figura 20. As implicações discutidas anteriormente nesta seção são igualmente válidas para o modelo horo-sazonal azul, independente do posto horário, pois o cálculo é o mesmo com alteração somente nos valores das tarifas. Os resultados são resumidos em uma tabela contendo os menores custos e as demandas contratuais associadas a esses valores. A Figura 23 apresenta a interface que resume esses resultados.

Figura 23 - Melhor caso de demanda de acordo com análise mensal de demanda contratada e parcelas de ultrapassagem.

RESUMO DE VALORES PARA SUGESTÃO DE DEMANDA

Horoazonal Verde			Horoazonal Azul					
Menor Custo Anual (R\$)	Demanda Mín. (kW)	Demanda Máx. (kW)	Fora Ponta			Ponta		
			Menor Custo Anual (R\$)	Demanda Mín. (kW)	Demanda Máx. (kW)	Menor Custo Anual (R\$)	Demanda Mín. (kW)	Demanda Máx. (kW)
R\$ 274.013,18	472	472	R\$ 275.640,19	472	472	R\$ 512.445,68	468	468

Fonte: autoria própria (2021).

5.3 Análise do consumo e escolha da melhor horo-sazonalidade

A respeito das parcelas de consumo, a UC paga pelo montante consumido mensalmente e os valores estão apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 - Custos mensais e anuais da parcela de consumo dentro dos enquadramentos tarifários.

Mês de referência	CONSUMO MEDIDO (kWh)		VALOR GASTO COM PARCELA DE CONSUMO (kWh)	
	Ponta	Fora de ponta	H. AZUL	H. VERDE
Janeiro	11.856,18	67.706,73	R\$ 29.871,60	R\$ 55.134,87
Fevereiro	15.537,69	78.442,98	R\$ 35.583,97	R\$ 68.691,83
Março	16.671,48	81.619,44	R\$ 37.298,18	R\$ 72.821,94
Abril	22.206,66	104.893,53	R\$ 48.356,99	R\$ 95.675,17
Maio	22.497,09	113.259,09	R\$ 51.411,75	R\$ 99.348,77
Junho	19.393,92	106.418,34	R\$ 47.361,83	R\$ 88.686,59
Julho	10.383,24	61.753,02	R\$ 27.011,80	R\$ 49.136,51
Agosto	19.606,65	97.749,96	R\$ 44.474,69	R\$ 86.252,73
Setembro	22.916,46	124.655,37	R\$ 55.586,04	R\$ 104.416,66
Outubro	17.246,88	100.209,48	R\$ 44.048,58	R\$ 80.798,41
Novembro	15.028,65	109.705,05	R\$ 46.136,11	R\$ 78.159,31
Dezembro	13.762,77	75.926,55	R\$ 33.751,14	R\$ 63.076,99
MONTANTE ANUAL				
H. AZUL			R\$ 500.892,67	
H. VERDE			R\$ 942.199,79	

Fonte: autoria própria (2021).

Analizando a Tabela 5, percebe-se que o montante anual do custo com consumo é menor no enquadramento horosazonal azul. Porém, é necessário analisar como se comportam os custos de demanda e ultrapassagem para definição correta da modalidade horosazonal.

A Tabela 4 mostra os resultados de valores de custo das parcelas de demanda e ultrapassagem de acordo com os dados de entrada.

Analizando a Tabela 4, observa-se que a depender da demanda, sugerida ou existente, existirão meses em que pagar-se-á valores de ultrapassagem ou não. O montante anual mostra como se comportam os valores totais da parcela de demanda anual + ultrapassagens, de acordo com a modalidade tarifária e as demandas contratada e sugerida. A diferença em valor no montante anual com a demanda sugerida na horosazonalidade verde é de R\$17.225,78 quando comparado ao custo da demanda existente.

A Figura 24 traz a representação gráfica do custo anual nas modalidades horosazonais de acordo com as demandas contratada e sugerida e o consumo faturado.

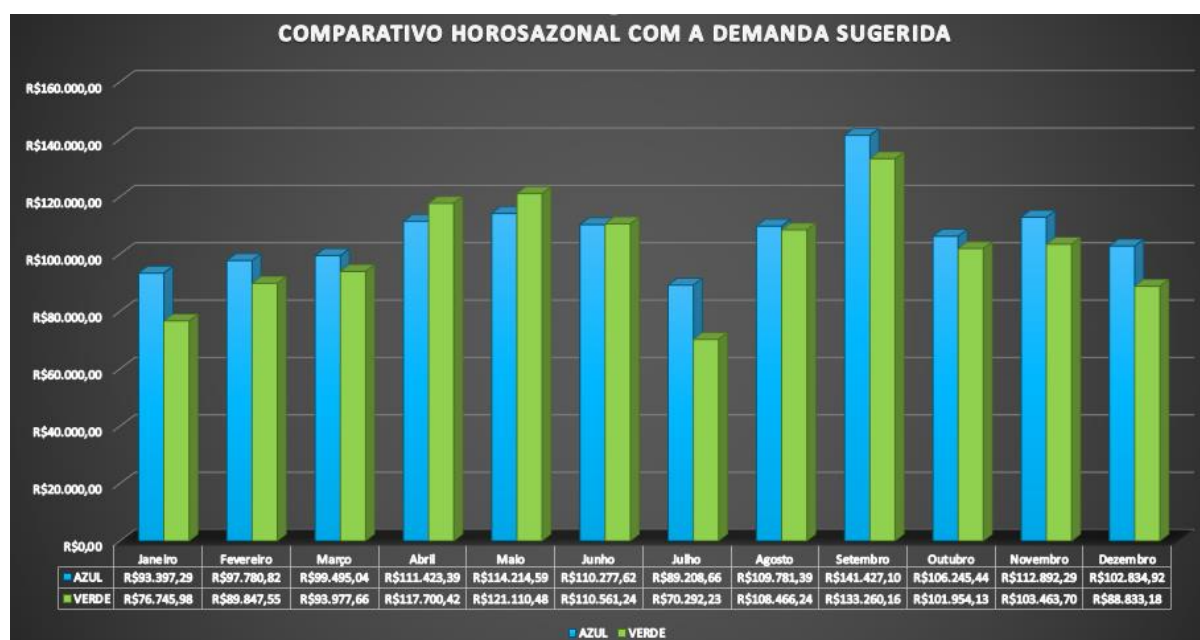
Figura 24 - Comparativos do montante anual do custo de energia total considerando a demanda contratada e sugerida de acordo com as modalidades horosazonais verde e azul



Fonte: autoria própria (2021).

Na Figura 25 é possível observar a diferença mensal da UC dentro dos respectivos enquadramentos tarifários com a demanda sugerida na programação e as devidas parcelas somadas.

Figura 25 - Comparativos mensais nas modalidades verde e azul para demanda sugerida.



Fonte: autoria própria (2021).

Nota-se que na maioria dos meses analisados, o valor a ser pago é maior na modalidade horosazonal azul. Portanto, mensal e anualmente, para ambas as demandas os resultados mostram que o melhor modelo tarifário para enquadramento da UC é o verde e que é necessário levar em conta todos os parâmetros para a definição correta do enquadramento tarifário e contratos de demanda.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

É natural que, ao analisar o histórico de consumo e demanda de uma UC, se pense que a melhor demanda a ser contratada seja igual a máxima demanda medida no mês por não acarretar em ônus por ultrapassagem. Porém esse é um pensamento equivocado, visto que são poucos os meses do ano em que realmente se alcança, a nível de demanda, o máximo.

A parcela de consumo sempre será computada independente do valor da demanda contratada, pois ela refere-se ao montante consumido. O valor da tarifa de consumo na ponta na modalidade horosazonal verde é aproximadamente 5x maior que a tarifa de consumo na ponta na modalidade horosazonal azul. Este outro ponto pode falsamente levar a sensação de que a modalidade horosazonal azul possa ser mais vantajosa por ser mensalmente mais barata em termos de tarifários.

A análise financeira é crucial no tocante a definição de demanda a ser contratada, pois o ponto determinante será a diferença entre pagar alguns meses de ultrapassagem ou vários meses de excedente de demanda.

É notável que uma boa escolha de modalidade horosazonal e de demanda contratada gera para o consumidor, serviço público e para as empresas uma economia significativa, visto que definindo erroneamente esses parâmetros os custos se elevam e conseqüentemente existem mais gastos.

Definindo corretamente esses parâmetros e com o uso da programação feita neste trabalho é possível adequar a UC a seu melhor caso, evitando gastos e assim reduzindo despesas.

Utilizando o programa proposto é possível fazer um estudo comparativo-econômico da demanda contratada e enquadramento tarifário da UC de acordo com seu histórico. Isto possibilita que o proposto no trabalho possa ser funcionalmente empregado como assessoria/consultoria de viabilidade econômica, eficiência energética e engenharia para quaisquer consumidores do grupo A.

REFERÊNCIAS

- [1] BRASIL. **CONSTITUIÇÃO DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL 1988**. Disponível em: <<https://presrepublica.jusbrasil.com.br/legislacao/91972/constituicao-da-republica-federativa-do-brasil-1988#art-20>>. Acesso em: 29 jan. 2020.
- [2] BRASÍLIA. **LEI Nº 9.427, DE 26 DE DEZEMBRO DE 1996**. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasília: República Federal, [1996]. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427compilada.htm>. Acesso em: 31 jan. 2020.
- [3] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **DISTRIBUIÇÃO**. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=764&idPerfil=2>>. Acesso em: 31 jan. 2020.
- [4] PROCEL - EPP. **MANUAL DE TARIFICAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA**. Agosto de 2011. Disponível em: <http://www.eletrica.ufpr.br/sebastiao/wa_files/te344%20aula%2009%20-%20manual%20de%20tarif%20en%20el%20-%20procel_epp%20-%20agosto-2011.pdf>. Acesso em: 18 jan. 2021.
- [5] BRASÍLIA. **DECRETO Nº 2.655, DE 2 DE JULHO DE 1998**. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências. Brasília: República Federal, [1988]. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2655.htm> . Acesso em: 30 jan. 2020.
- [6] CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO Nº 60, DE 17 DE OUTUBRO DE 2001**. Dispõe sobre medidas adicionais de redução de consumo de energia elétrica necessárias à manutenção do armazenamento mínimo de segurança dos reservatórios do Sistema Elétrico Interligado Nacional, e define as áreas consideradas como essenciais e dá outras providências. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Resolu%C3%A7%C3%A3o/RES60-01.htm>. Acesso em: 31 jan. 2020.
- [7] CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO Nº 117, DE 19 DE FEVEREIRO DE 2002**. Dispõe sobre o fim do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica e dá outras providências. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Resolu%C3%A7%C3%A3o/2002/RES117-02.htm#art8>. Acesso em: 31 jan. 2020.
- [8] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ACORDO GERAL DO SETOR ELÉTRICO**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/acordo-geral-do-setor-eletrico/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: 31 ja. 2020.

[9] CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **SETOR ELÉTRICO**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_afLoop=667814955461516&_adf.ctrl-state=10m01x64er_1#!%40%40%3F_afLoop%3D667814955461516%26_adf.ctrl-state%3D10m01x64er_5>. Acesso em: 31 jan. 2020.

[10] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414, DE 9 DE SETEMBRO DE 2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>>. Acesso em: 31 jan. 2020.

[11] CONRNEILL UNIVERSITY DEPARTMENT OF COMPUTER SCIENCE. **Stepwise Refinement**. Disponível em: <<https://www.cs.cornell.edu/courses/JavaAndDS/stepwise/stepwise.html#:~:text=Stepwise%20refinement%20refers%20to%20the,is%20called%20top%2Ddown%20design.&text=Wirth%20said%2C%20%22It%20is%20here,of%20data%20into%20data%20structures.%22>> Acesso em 20 jan. 2021.

[12] BOOCH, G. RUMBAUGH, J. JACOBSON, I. **UML: guia do usuário**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2012. 184 p.

[13] DEITEL, P; DEITEL, H. **C++ How to Program**. 10. ed. New Jersey: Pearson Education, 2017.

[14] MICROSOFT. **Introdução ao VBA no Office**. Disponível em: <<https://docs.microsoft.com/pt-br/office/vba/library-reference/concepts/getting-started-with-vba-in-office>> Acesso em 20 jan. 2021.

[15] ENERGISA. **SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**. Disponível em: <<https://ri.energisa.com.br/a-energisa/setor-eletrico-brasileiro>>. Acesso em: 31 jan. 2020.

[16] ENERGISA. **TIPOS DE TARIFAS**. Disponível em: <<https://www.energisa.com.br/empresa/Paginas/grandes-empresas/taxas-prazos-e-normas/tipos-tarifas.aspx>>. Acesso em 07 jan. 2021.

[17] PIRES, José Cláudio Linhares. PICCININI, Maurício Serrão. **MECANISMOS DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO: A experiência internacional e o caso brasileiro**. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Rio de Janeiro, 1988. Disponível em: <<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/9699>>. Acesso em: 16 set. 2019.

[18] **TIPOS DE CONSUMIDORES**. Mercado de livre energia elétrica. Disponível em: <<https://www.mercadolivredeenergia.com.br/consumidores-livres-e-especiais/consumidores/>>. Acesso em: 29 jan. 2020.

[19] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **LEGISLAÇÃO**. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=50&idPerfil=2>>. Acesso em: 31 jan. 2020.

APÊNDICE A — A *syntax* completa do programa elaborado

A palavra reservada *Sub* indica o início de uma nova rotina de instruções, ou seja, a partir dela o compilador entende que o programa começa a ser executado. O nome do programa é escrito após a palavra *Sub* e os parênteses são parte complementar da *syntax* do VBA para indicar o início do programa. O compilador executa as instruções em ordem até alcançar a instrução *End Sub*, que indica o fim do programa.

```
Sub Preencher() ' Início do Programa

' Exibir aviso quanto ao tempo de processamento

MsgBox ("ATENÇÃO! Esse procedimento pode demorar alguns minutos dependendo dos valores das Demandas e do
processamento do seu computador! Por favor, aguarde até o fim do procedimento.")

'////////// CALCULAR RELATÓRIO GERAL DE CUSTOS ANUAIS ASSOCIADAS A CADA DEMANDA SUPOSTA\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\'

' # DETERMINAR A DEMANDA MÁXIMA E A DEMANDA MÍNIMA MEDIDAS NO PERÍODO

' # Loop para determinar a maior demanda máxima
DemandaMaxAnual = 0 ' variável para guardar maior demanda medida no ano, inicializada com valor 0

For k = 1 To 12 ' Início do laço de repetição; o laço se repetirá 12 vezes, uma para cada mês do ano

    k1 = 4 + (k - 1) * 5 'converte o índice k apropriadamente para o índice onde se encontram as Demanda Medidas
    Ponta na aba INPUT da planilha e atribui a k1
    k2 = 4 + (k - 1) * 5 + 2 'converte o índice k apropriadamente para o índice onde se encontram as Demanda Medidas
    Fora Ponta na aba INPUT da planilha e atribui a k2

    DemandaPonta = Sheets("INPUT").Range("D" & k1) ' inicializa DemandaPonta com o valor da demanda medida ponta na
    aba INPUT
    DemandaForaPonta = Sheets("INPUT").Range("D" & k2) ' inicializa DemandaForaPonta com o valor da demanda medida
    ponta na aba INPUT

    ' Estrutura de seleção para determinar o posto horário com maior demanda
```

```

If DemandaForaPonta > DemandaPonta Then ' se demanda medida fora ponta for maior
    DemandaMes = DemandaForaPonta 'inicializa DemandaMes com valor de DemandaForaPonta
Else ' caso contrário
    DemandaMes = DemandaPonta 'inicializa DemandaMes com valor de DemandaPonta
End If

' Estrutura de seleção para sempre armazenar a maior demanda em DemandaMaxAnual

If DemandaMes > DemandaMaxAnual Then ' Se demanda do mes k for maior que a demana máxima armazenada
    DemandaMaxAnual = DemandaMes ' Então guarde esse novo valor como demanda máxima
End If

Next k ' Fim do laço For, incrementando k (k++)

' # Loop para determinar a menor demanda medida no ano

DemandaMinAnual = DemandaMaxAnual ' variável para guardar menor demanda medida no ano, inicializada com valor
DemandaMaxAnual

For k = 1 To 12 ' Inicio do laço de repetição; o laço se repetirá 12 vezes, uma para cada mês do ano

    k1 = 4 + (k - 1) * 5 'converte o índice k apropriadamente para o índice onde se encontram as Demanda Medidas
    Ponta na aba INPUT da planilha e atribui a k1
    k2 = 4 + (k - 1) * 5 + 2 'converte o índice k apropriadamente para o índice onde se encontram as Demanda Medidas
    Fora Ponta na aba INPUT da planilha e atribui a k2

    DemandaPonta = Sheets("INPUT").Range("D" & k1) ' inicializa DemandaPonta com o valor da demanda medida ponta na
    aba INPUT
    DemandaForaPonta = Sheets("INPUT").Range("D" & k2) ' inicializa DemandaForaPonta com o valor da demanda medida
    ponta na aba INPUT

    ' Estrutura de seleção para determinar o posto horário com menor demanda

    If DemandaForaPonta < DemandaPonta Then ' se demanda medida fora ponta for menor
        DemandaMes = DemandaForaPonta 'inicializa DemandaMes com valor de DemandaForaPonta
    Else ' caso contrário
        DemandaMes = DemandaPonta 'inicializa DemandaMes com valor de DemandaPonta
    End If
End For

```

```

End If

' Estrutura de seleção para sempre armazenar a menor demanda em DemandaMinAnual

If DemandaMes < DemandaMinAnual Then ' Se demanda do mes k for menor que a demana mínima armazenada
    DemandaMinAnual = DemandaMes ' Então guarde esse novo valor como demanda mínima
End If

Next k ' Fim do laço For, incrementando k (k++)

' # Loop para calcular Custo Anual para Demandas de 0 à Demanda Máx Anual

' Inicializar parâmetros iniciais:

n = 0 ' índice dos Custos Anuais calculados inicializado em 0
Demanda = Int(DemandaMinAnual) ' variável para guardar valores de Demandas Sugeridas de Demanda Mín à Demanda Máx
Anual

'Inicializar Tarifas, com valores buscados na aba COMPARATIVOS DEMANDA SUGERIDA da planilha

TDfp = Sheets("COMPARATIVOS DEMANDA SUGERIDA").Range("P5") ' Tarifa de Demanda Fora de Ponta
TDp = Sheets("COMPARATIVOS DEMANDA SUGERIDA").Range("M5") ' Tarifa de Demanda Ponta
TUverde = Sheets("COMPARATIVOS DEMANDA SUGERIDA").Range("Q5") ' Tarifa de Ultrapassagem Verde
TUazul_fp = Sheets("COMPARATIVOS DEMANDA SUGERIDA").Range("R5") ' Tarifa de Ultrapassagem Azul Fora de Ponta
TUazul_p = Sheets("COMPARATIVOS DEMANDA SUGERIDA").Range("N5") ' Tarifa de Ultrapassagem Azul Ponta

' Looping Principal para se Calcular para cada demanda contrato suposta entre Demanda Mín e Demanda Máx

While Demanda <= DemandaMaxAnual ' Enquanto a Demanda a ser suposta for menor que a Demanda Máx medida no ano

' Variáveis Acumuladoras que armazenam o valor total do custo anual ao final do loop

SomaVerde = 0 ' variável acumuladora para somar o custo anual horosazonal verde para cada loop
SomaAzulForaPonta = 0 ' variável acumuladora para somar o custo anual horosazonal azul fora ponta para cada loop
SomaAzulPonta = 0 ' variável acumuladora para somar o custo anual horosazonal azul ponta para cada loop

' Looping Secundário, aninhado, para calcula o custo anual a partir dos custos mensais
For k = 1 To 12

```

```

    k1 = 4 + (k - 1) * 5 'converte o índice k apropriadamente para o índice onde se encontram as Demanda Medidas
    Ponta na aba INPUT da planilha e atribui a k1
    k2 = 4 + (k - 1) * 5 + 2 'converte o índice k apropriadamente para o índice onde se encontram as Demanda
    Medidas Fora Ponta na aba INPUT da planilha e atribui a k2

' Determinar as demandas do mes k

    DemandaMesAzulForaPonta = Sheets("INPUT").Range("D" & k2) ' Recebe valor da Demanda Fora Ponta Medida no Mês k
    armazenado na aba INPUT da planilha
    DemandaMesAzulPonta = Sheets("INPUT").Range("D" & k1) ' Recebe valor da Demanda Ponta Medida no Mês k
    armazenado na aba INPUT da planilha

' ***OBSERVAÇÃO: Para a demanda mensal na horo-verde, deve-se sempre usar a maior demanda medida no mês, seja ponta
ou fora ponta.

' Estruta de seleção para atribuir a DemandaMesVerde o maior valor entre DemandaMesAzulForaPonta e
DemandaMesAzulPonta

    If DemandaMesAzulForaPonta > DemandaMesAzulPonta Then ' se demanda medida fora ponta for maior
    DemandaMesVerde = DemandaMesAzulForaPonta 'inicializa DemandaMesVerde com valor de DemandaForaPonta
    Else ' caso contrário
    DemandaMesVerde = DemandaMesAzulPonta 'inicializa DemandaMesVerde com valor de DemandaMesAzulPonta
    End If

' Calcular custo acumulado para horosazonal verde para Demandas entre DemandaMinAnual a DemandaMaxAnual

    If DemandaMesVerde > (Demanda * 1.05) Then ' Se demanda do mês k ultrapassar demanda sugerida em 5%, então
    calcular com parcela de ultrapassagem

        SomaVerde = SomaVerde + Demanda * TDfp + (DemandaMesVerde - Demanda) * TUverde

    Else 'Caso contrário, calcule somente a parcela de demanda
        ' com a maior entre Demanda Medida e Demanda Contrato
        If Demanda > DemandaMesVerde Then
            SomaVerde = SomaVerde + Demanda * TDfp
        Else
            SomaVerde = SomaVerde + DemandaMesVerde * TDfp
        End If
    End If

```

End If

' Calcular custo acumulado para horosazonal azul no posto fora ponta para Demandas entre DemandaMinAnual a DemandaMaxAnual

If DemandaMesAzulForaPonta > (Demanda * 1.05) Then ' Se demanda do mês k ultrapassar demanda sugerida em 5%, então calcular com parcela de ultrapassagem

SomaAzulForaPonta = SomaAzulForaPonta + Demanda * TDfp + (DemandaMesAzulForaPonta - Demanda) * TUazul_fp

Else 'Caso contrário, calcule somente a parcela de demanda

' com a maior entre Demanda Medida e Demanda Contrato

If Demanda > DemandaMesAzulForaPonta Then

SomaAzulForaPonta = SomaAzulForaPonta + Demanda * TDfp

Else

SomaAzulForaPonta = SomaAzulForaPonta + DemandaMesAzulForaPonta * TDfp

End If

End If

' Calcular custo acumulado para horosazonal azul no posto ponta para Demandas entre DemandaMinAnual a DemandaMaxAnual

If DemandaMesAzulPonta > (Demanda * 1.05) Then ' Se demanda do mês k ultrapassar demanda sugerida em 5%, então calcular com parcela de ultrapassagem

SomaAzulPonta = SomaAzulPonta + Demanda * TDp + (DemandaMesAzulPonta - Demanda) * TUazul_p

Else 'Caso contrário, calcule somente a parcela de demanda

' com a maior entre Demanda Medida e Demanda Contrato

If Demanda > DemandaMesAzulPonta Then

SomaAzulPonta = SomaAzulPonta + Demanda * TDp

Else

SomaAzulPonta = SomaAzulPonta + DemandaMesAzulPonta * TDp

End If

End If

Next k ' Fim do laço For, incrementando k (k++)

' Armazenar Somas Anuais na tabela

Range("B" & (n + 8)).Value = Demanda 'Escrever demanda associada na coluna B a partir da linha 8

```

Range("C" & (n + 8)).Value = SomaVerde 'Escrever Soma Anual horo-sazonal verde na coluna C a partir da linha 8
Range("E" & (n + 8)).Value = Demanda 'Escrever demanda associada na coluna E a partir da linha 8
Range("F" & (n + 8)).Value = SomaAzulForaPonta 'Escrever Soma Anual horo-sazonal Azul Fora Ponta na coluna F a
partir da linha 8
Range("G" & (n + 8)).Value = SomaAzulPonta 'Escrever Soma Anual horo-sazonal Azul Ponta na coluna G a partir da
linha 8

' Incrementar Parâmetros
n = n + 1
Demanda = Demanda + 1

Wend ' Fim do loop While

'////////// DETERMINAR MENORES CUSTOS E DEMANDA ASSOCIADA PARA SUGESTÃO \\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\'

' Determinar os Maiores Custos

maiorCustoVerde = 0 ' variável para guardar maior custo anual para horo-verde
maiorCustoAzulForaPonta = 0 ' variável para guardar maior custo anual para horo-azul fora ponta
maiorCustoAzulPonta = 0 ' variável para guardar maior custo anual para horo-azul ponta

t = n ' variável t recebe o número de custos anuais calculados

For k = 8 To t ' Inicio do laço de repetição; o laço se repetirá 12 vezes, uma para cada mês do ano

CustoVerde = Range("C" & k) ' recebe o valor do custo anual verde armazenado na célula C(k)
CustoAzulForaPonta = Range("F" & k) ' recebe o valor do custo anual azul fora ponta armazenado na célula F(k)
CustoAzulPonta = Range("G" & k) ' recebe o valor do custo anual azul ponta armazenado na célula G(k)

If CustoVerde > maiorCustoVerde Then ' se custo armazenado na linha k for maior que valor atualmente armazenado
    maiorCustoVerde = CustoVerde 'então armazene o valor como maior custo
End If

If CustoAzulForaPonta > maiorCustoAzulForaPonta Then ' se custo armazenado na linha k for maior que valor
atualmente armazenado
    maiorCustoAzulForaPonta = CustoAzulForaPonta 'então armazene o valor como maior custo
End If

```

```

    If CustoAzulPonta > maiorCustoAzulPonta Then ' se custo armazenado na linha k for maior que valor atualmente
armazenado
        maiorCustoAzulPonta = CustoAzulPonta 'então armazene o valor como maior custo
    End If

Next k ' Fim do laço For, incrementando k (k++)

' Determinar os Menores Custos

menorCustoVerde = maiorCustoVerde ' variável para guardar menor custo anual para horo-verde
menorCustoAzulForaPonta = maiorCustoAzulForaPonta ' variável para guardar menor custo anual para horo-azul fora
ponta
menorCustoAzulPonta = maiorCustoAzulPonta ' variável para guardar menor custo anual para horo-azul ponta

For k = 8 To t ' Inicio do laço de repetição; o laço se repetirá 12 vezes, uma para cada mês do ano

    CustoVerde = Range("C" & k) ' recebe o valor do custo anual verde armazenado na célula C(k)
    CustoAzulForaPonta = Range("F" & k) ' recebe o valor do custo anual azul fora ponta armazenado na célula F(k)
    CustoAzulPonta = Range("G" & k) ' recebe o valor do custo anual azul ponta armazenado na célula G(k)

    If CustoVerde < menorCustoVerde Then ' se custo armazenado na linha k for menor que valor atualmente armazenado
        menorCustoVerde = CustoVerde 'então armazene o valor como menor custo
    End If

    If CustoAzulForaPonta < menorCustoAzulForaPonta Then ' se custo armazenado na linha k for menor que valor
atualmente armazenado
        menorCustoAzulForaPonta = CustoAzulForaPonta 'então armazene o valor como menor custo
    End If

    If CustoAzulPonta < menorCustoAzulPonta Then ' se custo armazenado na linha k for menor que valor atualmente
armazenado
        menorCustoAzulPonta = CustoAzulPonta 'então armazene o valor como menor custo
    End If

Next k ' Fim do laço For, incrementando k (k++)

' Armazenar os Menores Custos na Planilha

```

```

Range("J7").Value = menorCustoVerde ' armazena o menor custo verde na célula J7
Range("M7").Value = menorCustoAzulForaPonta ' armazena o menor custo azul fora ponta na célula M7
Range("P7").Value = menorCustoAzulPonta ' armazena o menor custo azul ponta na célula P7

' Determinar as MENORES demandas associadas aos menores custos

linha = 8 ' índice inicial das linhas onde os custos estão armazenados

sentinelVerde = 0 ' sentinela para verificação de encontro da menor demanda associada verde
sentinelAzulForaPonta = 0 ' sentinela para verificação de encontro da menor demanda associada azul fora ponta
sentinelAzulPonta = 0 ' sentinela para verificação de encontro da menor demanda associada azul ponta
sentinel = 0 ' sentinela para verificação de encontro de todas as menores demandas associadas

' variáveis para guardar os custos de cada linha a cada iteração do loop de verificação
ValorAtualVerde = 0
ValorAtualAzulForaPonta = 0
ValorAtualAzulPonta = 0

' loop de verificação
While sentinel <> 3

    ValorAtualVerde = Range("C" & linha) ' valor atual verde recebe custo armazenado na linha atual
    If ValorAtualVerde = menorCustoVerde Then 'se valor atual é o menor custo
        linhaVerde = Range("C" & linha).Row ' armazenar índice da linha associada
        sentinelVerde = 1
    End If

    ValorAtualAzulForaPonta = Range("F" & linha) ' valor atual azul fora ponta recebe custo armazenado na linha atual
    If ValorAtualAzulForaPonta = menorCustoAzulForaPonta Then 'se valor atual é o menor custo
        linhaAzulForaPonta = Range("C" & linha).Row ' armazenar índice da linha associada
        sentinelAzulForaPonta = 1
    End If

    ValorAtualAzulPonta = Range("G" & linha) ' valor atual azul ponta recebe custo armazenado na linha atual
    If ValorAtualAzulPonta = menorCustoAzulPonta Then 'se valor atual é o menor custo
        linhaAzulPonta = Range("C" & linha).Row ' armazenar índice da linha associada
        sentinelAzulPonta = 1

```



```

End If

ValorAtualAzulForaPonta = Range("F" & linha) ' valor atual azul fora ponta recebe custo armazenado na linha atual
If ValorAtualAzulForaPonta = menorCustoAzulForaPonta Then 'se valor atual é o menor custo
    linhaAzulForaPonta = Range("C" & linha).Row ' armazenar índice da linha associada
    sentinelAzulForaPonta = 1
End If

ValorAtualAzulPonta = Range("G" & linha) ' valor atual azul ponta recebe custo armazenado na linha atual
If ValorAtualAzulPonta = menorCustoAzulPonta Then 'se valor atual é o menor custo
    linhaAzulPonta = Range("C" & linha).Row ' armazenar índice da linha associada
    sentinelAzulPonta = 1
End If

    ' verificar se todos os valores foram encontrados
sentinel = sentinelVerde + sentinelAzulForaPonta + sentinelAzulPonta

linha = linha - 1 ' decrementar linha; linha anterior

Wend ' fim do loop while

    ' Armazenar Maiores Demandas Associadas na Planilha

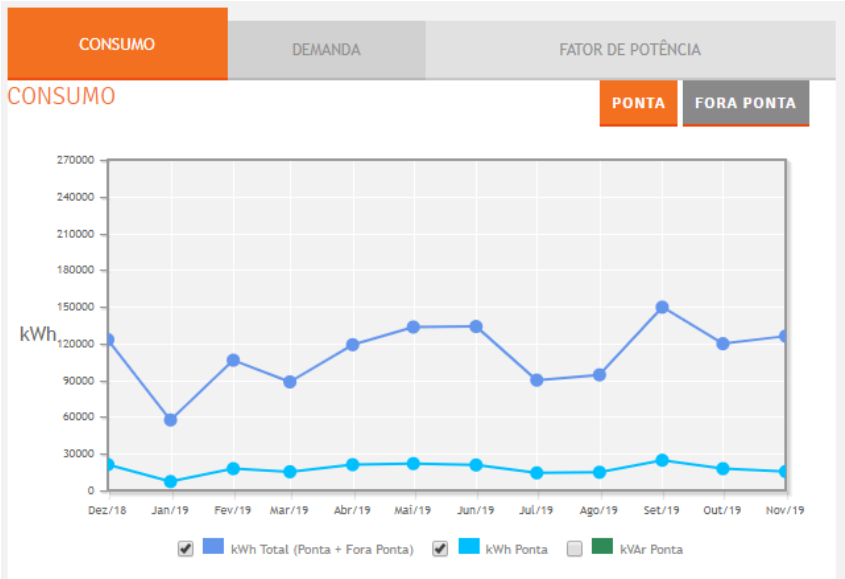
Range("L7").Value = Range("B" & linhaVerde)
Range("O7").Value = Range("B" & linhaAzulForaPonta)
Range("R7").Value = Range("B" & linhaAzulPonta)

End Sub ' Fim do programa

```

ANEXO A

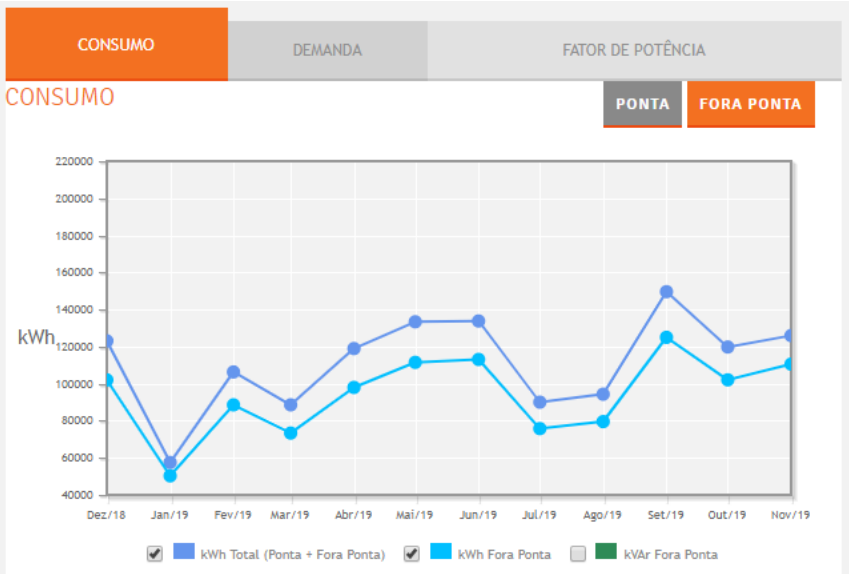
Figura 26 - Gráfico de consumo no horário de ponta.



Fonte: Energisa.

ANEXO B

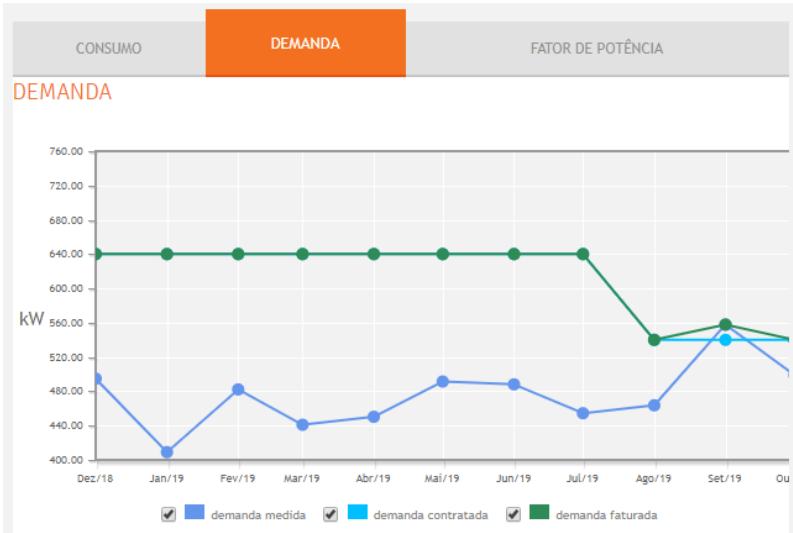
Figura 27 - Gráfico de consumo no horário fora de ponta.



Fonte: Energisa.

ANEXO C

Figura 28 - Gráfico de demanda.



Fonte: Energisa.

ANEXO D

Figura 29 - Mudanças no setor elétrico brasileiro.

Mudanças no setor elétrico brasileiro

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

Fonte: CCEE.