



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**JOSÉ MOACIR HOLANDA NETO**

**FERRAMENTA DE OTIMIZAÇÃO DOS PARÂMETROS CONTRATUAIS**  
**DAS CONTAS DE ENERGIA ELÉTRICA DE UNIDADES**  
**CONSUMIDORAS DO GOVERNO DO ESTADO**

**FORTALEZA**

**2022**

JOSÉ MOACIR HOLANDA NETO

FERRAMENTA DE OTIMIZAÇÃO DOS PARÂMETROS CONTRATUAIS DAS  
CONTAS DE ENERGIA ELÉTRICA DE UNIDADES CONSUMIDORAS DO  
GOVERNO DO ESTADO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Antunes

Coorientador: Eng. Gabriel Marçal da Cunha Pereira

FORTALEZA

2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca Universitária  
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

H669f Holanda Neto, José Moacir.

Ferramenta de otimização dos parâmetros contratuais das contas de energia elétrica de unidades consumidoras do governo do estado / José Moacir Holanda Neto. – 2022.  
47 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2022.

Orientação: Prof. Dr. Fernando Antunes.

Coorientação: Prof. Gabriel Marçal da Cunha Pereira.

1. Eficiência Energética. 2. Governo do Estado do Ceará. 3. Modalidade Tarifária. 4. Demanda Contratada. 5. Mixed Integer Programming. I. Título.

CDD 621.3

---

JOSÉ MOACIR HOLANDA NETO

FERRAMENTA DE OTIMIZAÇÃO DOS PARÂMETROS CONTRATUAIS DAS  
CONTAS DE ENERGIA ELÉTRICA DE UNIDADES CONSUMIDORAS DO  
GOVERNO DO ESTADO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. Fernando Antunes (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Eng. Gabriel Marçal da Cunha  
Pereira (Coorientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Eng. Francisco Glauber de Souza Cavalcante  
SOMA ENERGIA

---

Eng. Me Rômulo Bandeira Pimentel Drumond  
Multivision Consulting

Este trabalho é dedicado à minha mãe, Jacqueline Holanda, ao meu pai, Francisco Antônio e à todos aqueles que me acompanharam nesta trajetória.

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer à minha mãe Jacqueline, ao meu pai Francisco Antônio e ao meu irmão Davi por sempre estarem ao meu lado desde o início dessa caminhada.

Aos meus padrinhos, Hilton e Tânia, por sempre me incentivarem a seguir o caminho do estudo.

Aos meus colegas de turma com quem compartilhei as dores e as felicidades dessa jornada, por terem sido os melhores companheiros que eu poderia querer ao meu lado.

Aos meus demais colegas de faculdade que conheci no decorrer desses anos por todas as amizades, experiências, considerações, oportunidades, aprendizados e lembranças.

Ao meu professor orientador Fernando Antunes por ser uma das poucas figuras que ainda emana inspiração e manifesta seu entusiasmo pela ciência na instituição.

Ao meu coorientador e amigo Gabriel Marçal por todo apoio e por sempre me fazer acreditar no meu potencial.

Aos meus amigos que, apesar de não serem orientadores, ainda fizeram diferença neste trabalho com seus ensinamentos e conselhos, Natã Carneiro, Ilana Guedes, Gladson Renato, Rebeca Silva e Lucas Braga.

Ao movimento empresa júnior por ter me apresentado, através da Tecsys Jr., uma miríade de pessoas que mudaram minha vida com seus ensinamentos e experiências.

“Cause life is short but it’s never late! It’s  
time to find Redemption”

(Rafael Bittencourt)

## RESUMO

A sociedade atual é vastamente dependente de energia elétrica, tendo, inclusive, seu crescimento restrito à disponibilidade deste recurso. Para garantir a saúde da nação em diferentes aspectos, é importante que o sistema elétrico esteja otimizado de forma a minimizar os custos e disponibilizar recursos para sua expansão. Visando isso, este trabalho trás uma sugestão metodológica para redução dos custos provenientes do faturamento das unidades consumidoras dos subgrupos A3 e A4, pertencentes ao Governo do Estado do Ceará. O estudo foi baseado em variáveis contratuais, como demanda contratada e modalidade tarifária, a fim de obter economia sem a necessidade de investimentos. Seguindo as normativas previstas na Resolução Normativa Nº 1000 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), de 7 de Dezembro de 2021 e utilizando formulações Big-M, a metodologia de faturamento vigente foi modelada e uma Mixed Integer Programing (MIP). A implementação e solução do modelo foram feitas através da biblioteca Python-MIP. Finalmente, com uma taxa de acerto de 99,4%, o algoritmo foi capaz de encontrar um potencial de redução de custos de mais de 50 milhões de reais, correspondendo a uma economia de 27,67% dos custos totais.

**Palavras-chave:** Eficiência Energética, Governo do Estado do Ceará, Modalidade Tarifária, Demanda Contratada, Mixed Integer Programing, Big-M .



## ABSTRACT

Today's society is largely dependent on electricity, and its growth is even restricted to the availability of this resource. To ensure the health of the nation in different aspects, it is important that the electrical system is optimized in order to minimize costs and provide resources for its expansion. Aiming at this, this work brings a methodological suggestion to reduce costs from the billing of consumer units of subgroups A3 and A4, belonging to the Government of the State of Ceará. The study was based on contractual variables, such as contracted demand and tariff modality, in order to obtain savings without the need for investments. Following the regulations provided for in Normative Resolution No. 1000 of ANEEL (National Electric Energy Agency), of December 7, 2021 and using Big-M formulations, the current billing methodology was modeled and a Mixed Integer Programming (MIP). The implementation and solution of the model were done through the Python-MIP library. Finally, with a hit rate of 99.4%, the algorithm was able to find a cost reduction potential of more than 50 million reais, corresponding to a savings of 27.67% of total costs.

**Keywords:** Energy Efficiency, Government of the State of Ceará, Tariff Modality, Contracted Demand, Mixed Integer Programming, Big-M.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Triângulo de Potências . . . . .	19
Figura 2 – Trecho do código para o cálculo dos custos atuais de demanda e consumo elétrico . . . . .	26
Figura 3 – Trecho da implementação do algoritmo utilizando a biblioteca Python-MIP	35
Figura 4 – Diagrama do processo de otimização de demanda . . . . .	36
Figura 5 – Diagrama do ajuste tarifário . . . . .	37
Figura 6 – Diagrama do ajuste tarifário incluindo a otimização de demanda . . . .	38
Figura 7 – Percentual das modalidades sugeridas . . . . .	40
Figura 8 – Gastos calculados por período de faturamento de uma unidade consumidora exemplo . . . . .	42

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Número de UC analisadas por modalidade tarifária . . . . .	39
Tabela 2 – Modalidade tarifária sugerida por modalidade tarifária . . . . .	40
Tabela 3 – Taxa de atratividade da modalidade optante . . . . .	41
Tabela 4 – Unidades que apresentaram economia apenas com ajuste de demanda .	41
Tabela 5 – Comparação entre os totais atuais e sugeridos por modalidade inicial .	42

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
LP	Linear Programming
MILP	Mixed-Integer Linear Programming
MIP	Mixed-Integer Programming
PIB	Produto Interno Bruto
PIS	Programa de Integração Social
SEINFRA	Secretaria da Infraestrutura do Estado do Ceará
UC	Unidade Consumidora

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\%$	Porcentagem
<i>GrupoA</i>	Grupo de unidades consumidoras atendidas com tensão superior a 2,3kV
<i>GrupoB</i>	Grupo de unidades consumidoras atendidas com tensão inferior a 2,3kV
<i>GWh</i>	Gigawatts-Hora
<i>R\$</i>	Real
<i>kW</i>	Quilowatts
<i>kWh</i>	Quilowatts-Hora
<i>kV</i>	Quilovolts
<i>kVA</i>	Quilovolts-ampère
<i>kVarh</i>	Quilovolt-ampère-reativo-hora

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>15</b>
1.1	Objetivos	16
1.2	Estrutura do trabalho	16
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO E DEFINIÇÕES</b>	<b>17</b>
2.1	Unidade Consumidora	17
2.2	Energia Elétrica	17
2.2.1	<i>Energia Ativa</i>	17
2.2.2	<i>Energia Reativa</i>	18
2.2.3	<i>Fator de Potência</i>	18
2.3	Demanda	19
2.3.1	<i>Demanda Contratada</i>	19
2.3.2	<i>Demanda Medida</i>	20
2.3.3	<i>Demanda Faturada</i>	20
2.3.4	<i>Demanda Ociosa</i>	20
2.3.5	<i>Ultrapassagem de demanda</i>	20
2.4	Estrutura da tarifação	20
2.4.1	<i>Classificação do consumidor</i>	21
2.4.2	<i>Posto Tarifário</i>	21
2.4.3	<i>Modalidade Tarifária</i>	22
2.4.3.1	<i>Modalidade Tarifária Horária Verde</i>	23
2.4.3.2	<i>Modalidade Tarifária Horária Azul</i>	23
2.4.3.3	<i>Modalidade Optante Convencional Grupo B</i>	23
2.4.4	<i>Desconto</i>	24
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>26</b>
3.1	Introdução	26
3.2	Base de Dados	27
3.3	Otimização de Demanda Contratada	28
3.3.1	<i>Linear Programming</i>	30
3.3.1.1	<i>Função Objetivo</i>	30
3.3.1.2	<i>Variáveis de Decisão</i>	31

3.3.1.3	<i>Restrições Lineares</i> . . . . .	32
3.3.2	<i>Formulação Big-M</i> . . . . .	33
3.3.3	<i>Mixed-Integer Programming e Python-MIP</i> . . . . .	34
3.4	Otimização de Modalidade tarifária . . . . .	36
4	ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS . . . . .	39
5	CONCLUSÕES . . . . .	43
6	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS . . . . .	44
	REFERÊNCIAS . . . . .	45
	APÊNDICES . . . . .	47
	APÊNDICE A – Relatório Final . . . . .	47
	APÊNDICE B – Código Computacional . . . . .	48

## 1 INTRODUÇÃO

A sociedade atual é, em grande parte, dependente da energia elétrica. Desde as atividades mais simples às mais complexas; seja a necessidade de energia para acionar um potente motor ou uma diminuta corrente elétrica que passa pelo processador de um aparelho celular que se carrega no bolso, eletricidade está presente nos diferentes aspectos do dia a dia urbano (BAÚ u. a., 2019).

Gadelha conclui que o PIB brasileiro, junto à taxa de desemprego, são variáveis cointegradas ao consumo de energia elétrica. Assim o Brasil se caracteriza como um país dependente de energia elétrica, onde crises e gargalos no abastecimento elétrico podem gerar um colapso na economia do país (Gadelha, 2010). Nesse cenário, nota-se a importância da eficiência energética para um desenvolvimento sócio-econômico saudável.

Tomando como foco o setor público do Estado do Ceará, segundo o Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021, as UC referentes ao setor público tiveram um consumo de 1461 GWh em 2020, cerca de 12,3% do consumo total no Estado do Ceará. Esse patamar foi atingido possuindo apenas 1,8% do número de unidades consumidoras atendidas no estado (EPE, 2021). A expressividade do Governo do Estado do Ceará como consumidor de energia elétrica se mostra evidente.

Essa particularidade colabora para que o desenvolvimento de soluções que abordem as unidades consumidoras referentes ao setor público atinjam uma maior magnitude de economia ao mesmo passo que os estudos se limitam à uma parcela reduzida do número de consumidores.

Uma dessas soluções é garantir a liberdade de certos clientes contratarem diferentes formas de faturamento de energia dependendo do seu perfil de consumo. Dessa forma a concessionária pode otimizar a estrutura da rede de distribuição e repassar uma parte da economia para o cliente. Essas medidas além de reduzirem os gastos com energia elétrica, não requerem investimento material e podem ser implementadas apenas com ajustes contratuais.

Apesar desse ajuste contratual ter o potencial de reduzir os gastos com energia elétrica, é preciso ter cautela ao analisar o perfil das unidades consumidoras. Uma análise equivocada pode resultar em um contrato que gera gastos adicionais para o consumidor.



## 1.1 Objetivos

O objetivo deste trabalho é apresentar uma metodologia para redução dos gastos com energia elétrica das unidades consumidoras do Governo do Estado do Ceará através do ajuste de variáveis contratuais, como demanda contratada e modalidade tarifária. Esse ajuste pretende ser feito através de algoritmos de otimização de forma que, em caso de constantes alterações de demanda, o estudo leve em consideração as restrições previstas na Resolução Normativa N° 1000 da ANEEL, de 7 de Dezembro de 2021.

## 1.2 Estrutura do trabalho

Este trabalho está estruturado da seguinte forma:

- No primeiro capítulo, é apresentado uma ideia geral do tema abordado, os objetivos traçados e a estrutura no qual o trabalho foi organizado.
- O Capítulo 2 traz uma revisão dos termos, fundamentação teórica e definições de elementos importantes para o desenvolvimento e compreensão do trabalho.
- No Capítulo 3, é apresentada a metodologia do trabalho. O processo de organização dos dados e o desenvolvimento do algoritmo de otimização.
- No Capítulo 4, é apresentado os produtos obtidos pelo algoritmo assim como uma análise sobre os resultados do trabalho.
- No Capítulo 5, são apresentadas as conclusões do estudo feito.
- No Capítulo 6, são apresentadas sugestões de trabalhos futuros que possam agregar na linha de pesquisa.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO E DEFINIÇÕES

Neste capítulo serão abordadas definições e conceitos de energia elétrica e os aspectos do sistema tarifário brasileiro.

### 2.1 Unidade Consumidora

De acordo com a RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 1000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021, Art.2º, §1º, L da ANEEL:

unidade consumidora: conjunto composto por instalações, ramal de entrada, equipamentos elétricos, condutores, acessórios e, no caso de conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV, a subestação, sendo caracterizado por:

- a) recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de conexão;
- b) medição individualizada;
- c) pertencente a um único consumidor; e
- d) localizado em um mesmo imóvel ou em imóveis contíguos;

(ANEEL, 2021, p.7-8)

Como citado, Unidade Consumidora (UC) é um conjunto de elementos que representa uma instalação elétrica em um único ponto de entrega. Cada unidade consumidora é representada por um número de identificação correspondente a um único consumidor.

### 2.2 Energia Elétrica

A energia elétrica pode ser dividida em duas componentes denominadas energia ativa e energia reativa. Suas definições estão descritas a seguir.

#### 2.2.1 *Energia Ativa*

De acordo com a RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 1000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021, Art.2º, §1º, XVI da ANEEL:

energia elétrica ativa: aquela que pode ser convertida em outra forma de energia, em kWh (quilowatts-hora); (ANEEL, 2021, p.3)

Assim, a energia ativa é a componente que efetivamente realiza trabalho na instalação elétrica.(Haddad, 2004)

### **2.2.2 Energia Reativa**

De acordo com a RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 1000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021, Art.2º, §1º, XVII da ANEEL:

energia elétrica reativa: aquela que circula entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada sem produzir trabalho, em kvarh (quilovolt-ampère-reativo-hora); (ANEEL, 2021, p.3)

Dessa forma, apesar de não realizar trabalho, a energia reativa é bastante presente no setor industrial sendo importante para o funcionamento de transformadores e motores elétricos. A presença da energia reativa, entretanto, tende a reduzir a eficiência energética da unidade consumidora visto que ela também precisa ser "conduzida"pela estrutura elétrica de distribuição e da UC. Isso sobrecarrega e aquece dos componente da instalação, diminuindo sua vida útil.(Haddad, 2004)

### **2.2.3 Fator de Potência**

De acordo com a RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 1000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021, Art.2º, §1º, XXI da ANEEL:

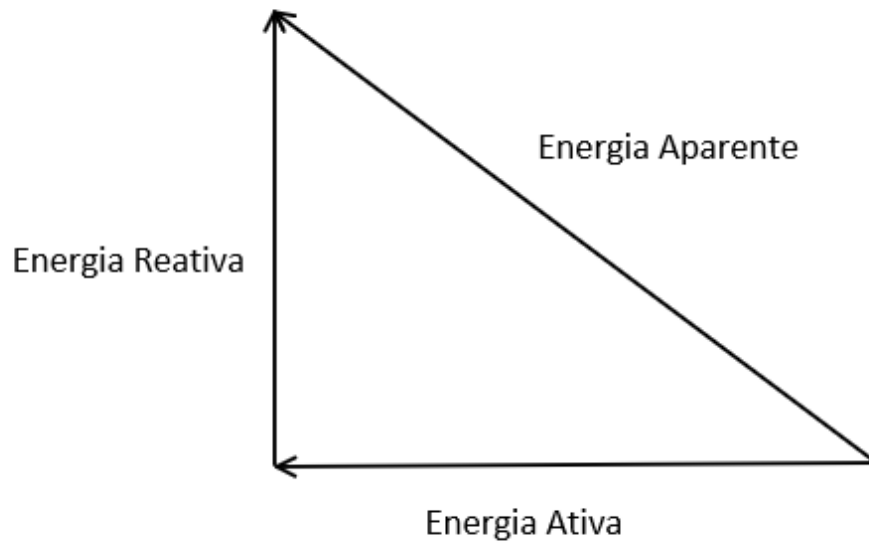
fator de potência: razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas num mesmo período; (ANEEL, 2021, p.4)

Assim, é possível interpretar que o fator de potência pode ser calculado pela seguinte equação;

$$\text{Fator de Potência} = \frac{\text{Energia Ativa}}{\sqrt{\text{Energia Ativa}^2 + \text{Energia Reativa}^2}} \quad (2.1)$$

Nesta equação, o denominador representa a soma vetorial das componentes ativa e reativa, também denominado de potência aparente. Uma representação do triângulo de potências pode ser visualizado na Figura à seguir;

Figura 1 – Triângulo de Potências



Fonte: O Autor

O fator de potência pode ser usado com um indicador de eficiência energética de uma unidade de consumo e tem o valor 0,92 como seu limite mínimo permitido.(ANEEL, 2021, p.114)

### 2.3 Demanda

De acordo com a RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 1000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021, Art.2º, §1º, XI da ANEEL:

demanda: média das potências elétricas ativas ou reativas, injetada ou requerida do sistema elétrico de distribuição durante um intervalo de tempo especificado; (ANEEL, 2021, p.3)

#### 2.3.1 Demanda Contratada

De acordo com a RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 1000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021, Art.2º, §1º, XII da ANEEL:

demanda contratada: demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora no ponto de conexão, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, em kW (quilowatts); (ANEEL, 2021, p.3)

### **2.3.2 Demanda Medida**

De acordo com a RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 1000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021, Art.2º, §1º, XIII da ANEEL:

demanda medida: maior demanda de potência ativa injetada ou requerida do sistema elétrico de distribuição pela carga ou geração, verificada por medição e integralizada em intervalos de 15 minutos durante o período de faturamento, em kW (quilowatts); (ANEEL, 2021, p.3)

### **2.3.3 Demanda Faturada**

Para o propósito deste trabalho, será definida como demanda faturada o maior valor entre a demanda medida e a demanda contratada. Esse é o valor sobre qual será aplicado as tarifas de demanda e impostos, como PIS, COFINS e ICMS.

### **2.3.4 Demanda Ociosa**

Para o propósito deste trabalho, será definida como demanda ociosa a parcela da demanda contratada que não foi utilizada pela unidade. Como essa parcela não teve que ser entregue ao cliente, não há a incidência de ICMS sobre este valor. A demanda ociosa pode ser calculada pela subtração não negativa da demanda contratada pela demanda medida.

### **2.3.5 Ultrapassagem de demanda**

A ultrapassagem de demanda é a parcela da demanda medida que ultrapassou o valor da demanda contratada, se houver. Esse é o valor sobre qual a multa de ultrapassagem é cobrado. Entretanto, a multa de ultrapassagem só será cobrada caso a demanda ultrapassada supere 5% da demanda contratada. (ANEEL, 2021, p.113)

## **2.4 Estrutura da tarifação**

Grande parte deste trabalho consiste em realizar o cálculo da fatura mensal das unidades consumidoras analisadas. Assim é importante compreender o sistema brasileiro de tarifação de energia elétrica.

### **2.4.1 Classificação do consumidor.**

As unidades consumidoras são separadas primeiramente em 2 categorias principais, o Grupo A (unidades atendidas com tensão superior a 2,3kV) e o Grupo B (unidades atendidas com tensão inferior a 2,3kV). Esses grupos principais ainda são subdivididos com base nas atividades de consumo e na tensão de atendimento. (ANEEL, 2021)

Segundo a RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 1000 da ANEEL (ANEEL, 2021, p.4): O Grupo B é dividido em subgrupos, de acordo com a atividade do consumidor, conforme apresentados a seguir:

- Subgrupo B1 – residencial;
- Subgrupo B2 – rural;
- Subgrupo B3 – demais classes;
- Subgrupo B4 – iluminação pública.

Os consumidores atendidos em alta tensão, acima de 2300 volts, como indústrias, shopping centers e alguns edifícios comerciais, são classificados no Grupo A. Esse grupo é subdividido de acordo com a tensão de atendimento, como mostrado a seguir.

- Subgrupo A1 para o nível de tensão de 230 kV ou mais;
- Subgrupo A2 para o nível de tensão de 88 a 138 kV;
- Subgrupo A3 para o nível de tensão de 69 kV;
- Subgrupo A3a para o nível de tensão de 30 a 44 kV;
- Subgrupo A4 para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- Subgrupo AS para tensão menor que 2,3 kV, através de sistema subterrâneo.

### **2.4.2 Posto Tarifário**

De acordo com a RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 1000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021, Art.2º, §1º, XXXVIII da ANEEL:

posto tarifário: período em horas para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia, considerando a seguinte divisão:

- a) posto tarifário ponta: período composto por 3 horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão ou permissão, não se aplicando aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi e aos feriados nacionais dos dias 1º de janeiro, 21 de abril, 1º de maio, 7 de setembro, 12 de outubro, 2 de novembro, 15 de novembro e 25 de dezembro;
- b) posto tarifário intermediário: período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao horário de ponta, aplicado apenas para o grupo B; e
- c) posto tarifário fora de ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e, para o grupo B, intermediário; (ANEEL, 2021, p.5-6)

Dessa forma, as tarifas aplicadas na fatura alternam dependendo do horário de forma a desmotivar o consumo nos períodos em que a rede elétrica está sobrecarregada. No caso do Estado de Ceará, a Enel definiu o intervalo do Posto Tarifário Ponta tendo seu início às 17:30 e estendendo-se até às 20:29.(ENEL)

Vale ressaltar que o posto tarifário intermediário somente é utilizado para o no Grupo B, tendo relevância apenas para o faturamento de unidades com modalidade tarifária branca. Analisar a viabilidade da tarifa branca está além do escopo deste trabalho uma vez que a base de dados não possui os valores de consumo para o posto tarifário intermediário.

### ***2.4.3 Modalidade Tarifária***

De acordo com a RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 1000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021, Art.2º, §1º, XXXI da ANEEL:

modalidade tarifária: conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda. (ANEEL, 2021, p.5)

#### *2.4.3.1 Modalidade Tarifária Horária Verde*

A modalidade tarifária horária verde se caracteriza por possuir:

- Uma única tarifa para a demanda;
- Uma tarifa para o consumo elétrico na ponta;
- Uma tarifa para o consumo elétrico fora ponta.(ANEEL, 2021, p.90)

#### *2.4.3.2 Modalidade Tarifária Horária Azul*

A modalidade tarifária horária azul se caracteriza por possuir:

- Uma tarifa para a demanda ponta;
- Uma tarifa para a demanda fora ponta;
- Uma tarifa para o consumo elétrico ponta;
- Uma tarifa para o consumo elétrico fora ponta;(ANEEL, 2021, p.90)

#### *2.4.3.3 Modalidade Optante Convencional Grupo B*

Algumas unidades consumidoras do Grupo A podem solicitar que seu faturamento seja feito com base na metodologia utilizada para unidades do Grupo B. Essa forma de cálculo não leva em conta a demanda e, portanto, não possui tarifa referente a essa variável. Entretanto, para que a unidade seja selecionável para esta modalidade é preciso que alguns requisitos sejam cumpridos.(ANEEL, 2021, p.109-110)

De acordo com a RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 1000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021, Art.292º da ANEEL:



Art. 292. O consumidor pode optar por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B para sua unidade consumidora do grupo A, desde que atendido um dos seguintes critérios:

I - a soma das potências nominais dos transformadores da unidade consumidora for menor ou igual a 112,5 kVA;

II - a soma das potências nominais dos transformadores da unidade consumidora for menor ou igual a 1.125 kVA, se classificada na subclasse cooperativa de eletrificação rural;

III - a atividade desenvolvida na unidade consumidora for a exploração de serviços de hotelaria ou pousada e estiver localizada em área de veraneio ou turismo, independentemente da potência nominal total dos transformadores; ou

IV - a carga instalada dos refletores utilizados na iluminação for maior ou igual a 2/3 da carga instalada total em instalações permanentes para a prática de atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias.

(ANEEL, 2021, p.109)

No contexto deste trabalho, a condição que será mais significativa é a observada no item I. Devido às naturezas das unidades consumidoras trabalhadas nesta análise e às informações disponíveis na base de dados, as demais restrições não se tornarão relevantes.

Apesar da base de dados não apresentar informações sobre a potência dos transformadores da instalação, foi utilizado uma estimativa para supor a elegibilidade da UC em relação à esta modalidade tarifária. Mais detalhes serão abordados no Capítulo 3 deste trabalho.

A modalidade tarifária convencional Grupo B se caracteriza por possuir:

- Uma única tarifa para o consumo elétrico ponta e fora ponta;
- Ausência de cobrança sobre a demanda.(ANEEL, 2021)

#### **2.4.4 Desconto**

Segundo o Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, unidades consumidoras do Grupo A pertencentes à subclasse tarifária de Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento têm direito à aplicação de desconto para a tarifa de uso do sistema de distribuição e para a tarifa de energia(Brasil, 2013).

O valor destes descontos são previstos nas resoluções homologatórias da ANEEL.

As resoluções compiladas para este trabalho estão listadas à seguir;

- RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.383 DE 17 DE ABRIL DE 2018
- RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.530, DE 16 DE ABRIL DE 2019
- RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.676, DE 14 DE ABRIL 2020
- RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.859, DE 22 DE ABRIL DE 2021

### 3 METODOLOGIA

#### 3.1 Introdução

No tocante a este trabalho, a redução de custos através da otimização de variáveis contratuais baseou-se em duas vertentes principais: a otimização da demanda contratada e o ajuste da modalidade tarifária. Enquanto a otimização de demanda se resume a indicar os valores de demanda contratada que minimizam o custo da fatura de energia, o ajuste da modalidade tarifária busca alterar completamente a fórmula de cálculo dessa fatura.

Essas duas metodologias não são dependentes uma da outra e podem ser aplicadas individualmente, entretanto, para um melhor desempenho, buscou-se utilizar ambos métodos de maneira coordenada.

Neste capítulo será apresentado a metodologia utilizada na organização dos dados, na análise e cálculos realizados, e no desenvolvimento das partes mais importantes do código computacional.

Figura 2 – Trecho do código para o cálculo dos custos atuais de demanda e consumo elétrico

```

src > main.py > fatura_atual_por_uc
1 from import_data import read_importer
2 import pandas as pd
3 import numpy as np
4 from unidade import UnidadeConsumidora
5 from python_mip import mip_azul_A3, mip_verde, mip_azul_A4
6
7
8 client = read_importer()
9 data = client.importer()
10
11 lista_ucs = data['num_inscricao'].unique() #lista com todas as UC's selecionadas
12
13 def fatura_atual_por_uc():
14     lista = []
15     for i in range(len(lista_ucs)):
16         df = pd.DataFrame((data.loc[data['num_inscricao'] == (lista_ucs[i])]).reset_index(drop=True) #divide data para 1 UC
17             if len(df.index) < 12:
18                 pass
19             else:
20                 unidade = UnidadeConsumidora(df)
21                 df_temp = unidade.faturar()
22                 uc_list = [[lista_ucs[i], df.loc[df.index[[11]], "tarifacao"].values[0], sum(df_temp["vlr_dem_mes"]), sum(df_temp["vlr_cons_mes"])]])
23                 lista.extend(uc_list)
24
25     report = pd.DataFrame(lista, columns=['num_inscricao', 'tarifacao', 'vlr_dem', 'vlr_cons']).drop(index=0, axis=0)
26     path = r'C:\Users\Moacir\Documents\seinfra_tcc\reports\
27     report.to_csv(path+'fatural_atual_por_uc.csv', index=False, sep=';', decimal=',')
28     return()

```

Fonte: O Autor

Na Figura 2 é possível ver um trecho do código responsável pelo cálculo dos custos atuais de demanda e consumo elétrico de todas as unidades analisadas. Nesta parte estão implementados as funções de leitura e divisão de base de dados, decisão da modalidade tarifária, cálculo dos custos de demanda e consumo, e exportação dos

resultados.

### 3.2 Base de Dados

A base de dados utilizada neste trabalho foi disponibilizada pela Secretaria da Infraestrutura do Estado do Ceará (SEINFRA) e é composta de informações cadastrais das diversas unidades consumidoras pertencentes ao Governo do Ceará entre o período de janeiro de 2017 a março de 2021.

As informações estão divididas mensalmente entre 11.163 unidades consumidoras totalizando uma planilha de 189.081 linhas e 141 colunas. Vale ressaltar que, dentro do período em questão, UC foram encerradas e inauguradas de acordo com as necessidades do estado. Assim, nem todas as unidades possuem dados referentes a todos os meses contemplados, apresentando lacunas na base de dados.

Apesar da quantidade de informações disponíveis, apenas uma parcela dos dados foi utilizada. Seguem as colunas de interesse utilizadas neste trabalho:

- num\_inscricao: Número de inscrição da unidade consumidora;
- num\_ano\_mes: Ano e Mês de faturamento referente à linha de dados;
- tarifacao: Modalidade tarifária utilizada para o faturamento daquele mês;
- sub\_classe\_tarif: Subclasse tarifaria. Utilizado para selecionar as UC que se beneficiam de descontos no faturamento;
- aliq\_pis: Alíquota do PIS naquele mês;
- aliq\_cofins: Alíquota do COFINS naquele mês;
- aliq\_icms: Alíquota do ICMS naquele mês;
- num\_dem\_contr\_fp: Demanda contratada fora ponta;
- num\_dem\_contr\_np: Demanda contratada na ponta;
- num\_dem\_fp\_reg: Demanda registrada fora ponta;
- num\_dem\_np\_reg: Demanda registrada na ponta;
- num\_cons\_ati\_fp\_fat: Consumo ativo faturado fora ponta;
- num\_cons\_ati\_np\_fat: Consumo ativo faturado na ponta.

Como o intuito da análise é otimizar a demanda contratada, não foram analisadas unidades que não possuem variáveis de demanda em sua modalidade tarifária. Assim, foram descartadas as unidades do Grupo B e com faturamento no Grupo B optante.

Além dos dados das unidades consumidoras, foi compilado uma base de dados

contendo o histórico das tarifas de uso do sistema de distribuição e das tarifas de energia para cada um das modalidades tarifárias de interesse. Também foi compilado o histórico dos descontos aplicados sobre unidades do governo.

Esses dados foram obtido através das seguintes resoluções homologatórias da ANEEL;

- RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.383 DE 17 DE ABRIL DE 2018
- RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.530, DE 16 DE ABRIL DE 2019
- RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.676, DE 14 DE ABRIL 2020
- RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.859, DE 22 DE ABRIL DE 2021

### **3.3 Otimização de Demanda Contratada**

Ao solicitar a ligação de uma unidade do Grupo A, uma das variáveis que se deve declarar à concessionária de energia é a demanda contratada. Esse valor influencia diretamente no cálculo da fatura de energia, podendo gerar multas e aumentar o custo caso esteja dimensionado fora da realidade daquela unidade.

Entretanto, a RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 1000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021 a ANEEL prevê mecanismos de alteração desse valor. Assim é possível reajustar a demanda contratada para um valor que reduza os custos com energia elétrica.

No contexto deste trabalho, otimizar a demanda contratada se refere à encontrar os valores mensais de demanda contratada que irão minimizar o valor do faturamento de uma unidade consumidora no decorrer de 12 períodos de faturamento.

Entretanto, nem todos os conjuntos de valores são permitidos para o propósito da otimização de demanda contratada. Segundo a RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 1000 DA ANEEL(ANEEL, 2021), certas restrições devem ser seguidas para a indicação desses valores.

Art. 154. A distribuidora deve avaliar as solicitações de aumento da demanda contratada nos prazos dispostos no art. 64, informando, caso necessário, o orçamento prévio e demais providências necessárias para o atendimento da solicitação. (ANEEL, 2021, p.68)

Art. 155. A distribuidora deve atender à solicitação de redução da demanda contratada, desde que formalizada com antecedência de pelo menos:

I - 90 dias: para o consumidor do subgrupo AS ou A4; ou

II - 180 dias: para os demais usuários.

§ 1º É vedada mais de uma redução de demanda em um período de 12 meses. (ANEEL, 2021, p.68)

Art. 64. A distribuidora deve elaborar e fornecer gratuitamente ao consumidor e demais usuários o orçamento prévio, com as condições, custos e prazos para a conexão ao sistema de distribuição, nos seguintes prazos, contados a partir da solicitação:

I - 15 dias: para conexão de unidades consumidoras com microgeração distribuída ou sem geração, em tensão menor do que 69kV, em que não haja necessidade de realização de obras no sistema de distribuição ou de transmissão, apenas, quando necessário, a instalação do ramal de conexão;

II - 30 dias: para conexão de unidades consumidoras com microgeração distribuída ou sem geração, em tensão menor do que 69kV, em que haja necessidade de realização de obras no sistema de distribuição ou de transmissão; e

III - 45 dias: para as demais conexões. (ANEEL, 2021, p.28)

Assim, com base nos trechos citados, é possível entender que, uma ferramenta de otimização precisaria obedecer tais restrições:

- O acréscimo da demanda contratada para unidade do subgrupo A4 deve ser realizado com 1 mês de antecedência. Entretanto, pode ser realizado todo mês com exceção do primeiro mês abordado no estudo.
- O acréscimo da demanda contratada para unidade do subgrupo A3 deve ser realizado com 45 dias de antecedência. Como o objetivo da análise é achar valor de demanda contratada mensais, para estas unidades será considerado um período mínimo de 2 meses entre os acréscimos de demanda de forma que não será sugerido alterações no meio do mês.

- A redução da demanda contratada para unidades do subgrupo A4 apenas pode ser realizada 1 vez por ano, devendo ela ser formalizada com 3 meses de antecedência. Isso também significa que não haverá redução nos primeiros 3 meses abordados ou antes do mês que completar 12 meses desde a última redução de demanda realizada nesta UC, o que for maior. Além disso, caso haja uma redução, ela deverá ser a única dentro do conjunto de valores indicados.
- A redução da demanda contratada para unidades do subgrupo A3 apenas pode ser realizada 1 vez por ano, devendo ela ser formalizada com 6 meses de antecedência. Isso também significa que não haverá redução nos primeiros 6 meses abordados ou antes do mês que completar 12 meses desde a última redução de demanda realizada nesta UC, o que for maior. Além disso, caso haja uma redução, ela deverá ser a única dentro do conjunto de valores indicados.

Apesar da etapa de elaboração de uma ferramenta capaz de otimizar as demandas seguindo as restrições desejadas não ser uma tarefa trivial, foram obtidos resultados promissores ao se utilizar a metodologia de *Linear Programming* para minimizar as funções das faturas. Assim, decidiu-se que o algoritmo seria elaborado com base nessa metodologia.

### 3.3.1 *Linear Programming*

*Linear Programming (LP)* é uma metodologia de otimização para resolver problemas sujeitos a restrições lineares. LP é vastamente utilizado para organização e alocação de recursos, para minimização de custos e maximização de lucros(UBI, 2020).

Uma vez que uma situação problema possa ser modelada em uma *Linear Programming*, é possível utilizar diferentes algoritmos para encontrar soluções viáveis para esse problema. Para isso, deve ser identificado, no problema em mãos, os elementos essenciais de um modelo de LP: Função Objetivo, Variáveis de Decisão e Restrições Lineares.

#### 3.3.1.1 *Função Objetivo*

Em relação a *Linear Programming*, o propósito é sempre maximizar ou minimizar funções lineares. As funções abordadas para essa otimização são chamadas de funções objetivo(Vanderbei, 2014).

Como no caso da otimização da demanda contratada a meta é reduzir o custo

de energia elétrica, é possível referenciar a função de faturamento como a função objetivo deste modelo.

Para este trabalho foram implementadas 2 funções objetivo modeladas de acordo com as estruturas de faturamentos disponíveis para o estudo. Uma das funções utiliza a metodologia da tarifa horária verde enquanto a outra utiliza a metodologia da tarifa horária azul. Como a modalidade optante B não depende dos valores de demanda, essa modalidade não foi considerada nessa etapa de otimização.

A seguir está exemplificada a função objetivo utilizada para a modalidade horária verde. A modalidade horária azul utiliza o mesmo equacionamento, entretanto, possui uma fórmula separada o posto tarifário ponta e fora ponta.

$$DO_j = \begin{cases} 0, & \text{se } x_j - DR_j \leq 0 \\ x_j - DR_j, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.1)$$

$$DU_j = \begin{cases} 0, & \text{se } DR_j - x_j \leq 0,05 * x_j \\ DR_j - x_j, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.2)$$

$$f(x) = DR_j * T_j + DO_j * T\_s\_icms + DU_j * T\_s\_icms * 2, \quad j = 1, 2, \dots, 12. \quad (3.3)$$

onde;

$x$  = Demanda Contratada;

$DO$  = Demanda Ociosa;

$DU$  = Ultrapassagem de Demanda;

$DR$  = Demanda registrada;

$T$  = Tarifa vigente

$T\_s\_icms$  = Tarifa vigente sem a incidência do ICMS

### 3.3.1.2 Variáveis de Decisão

Variáveis de decisão são os valores que o algoritmo terá que decidir de maneira ótima. Esses valores pertencem à função objetivo de forma a influenciar diretamente no resultado. Essas variáveis podem ser escritas da seguinte forma (Vanderbei, 2014);



$$x_j, j = 1, 2, \dots, n.$$

Como o objetivo do algoritmo é indicar os valores ótimos de demanda contratada, faz-se lógico considerar, como as variáveis de decisão, os valores de demanda contratada referente aos 12 períodos de faturamento analisados.

$$x_j, j = 1, 2, \dots, 12.$$

Entretanto, é importante atentar-se ao detalhe de que, dependendo da modalidade tarifária representada na função objetivo, a quantidade de variáveis de decisão irá mudar. A função objetivo da modalidade horária verde apenas exige a declaração de 1 valor de demanda por período de faturamento, ao passo de que a função da modalidade horária azul exige 2 valores de demanda para o mesmo período, um para cada posto tarifário.

### 3.3.1.3 Restrições Lineares

A principal razão para a utilização da metodologia de Linear Programming neste trabalho é o fato de se poder otimizar uma função ainda que suas variáveis estejam sujeitas à restrições lineares. Essas restrições podem variar em sua complexidade mas todas seguem a forma padrão de uma igualdade ou desigualdade associada à uma combinação linear das variáveis de decisão (Vanderbei, 2014).

$$a_1x_1 + a_2x_2 + \dots + a_nx_n \left\{ \begin{array}{l} \leq \\ = \\ \geq \end{array} \right\} b$$

Naturalmente, as regulamentações vistas anteriormente serão as restrições do modelo. Entretanto, traduzir algumas das restrições se mostrou uma tarefa mais simples do que outras. Por exemplo, a restrição que impede a redução de demanda caso não haja tempo hábil para que a solicitação seja feita com a antecedência exigida pode ser escrita da seguinte forma;

Para unidades do subgrupo A3 que exigem 6 meses de antecedência;

$$x_j \leq x_{j+1}, j = 1, 2, \dots, 6$$

e para unidades do subgrupo A4 que exigem 3 meses de antecedência;

$$x_j \leq x_{j+1}, j = 1, 2, 3$$

Entretanto, outras restrições revelaram um dos problemas recorrentes quando se trabalha com programações lineares.

Por exemplo, para se implementar a restrição que impede mais de 1 redução

de demanda contratada dentro de um período de 12 meses é necessário implementar, primeiramente, um mecanismo de decisão lógica. Este mecanismo deveria sinalizar os casos classificados como redução de demanda contratada e contabilizá-los. Apenas assim seria possível checar e validar o conjunto das demandas sugeridas em relação a essa restrição. Entretanto, isso não é possível uma vez que programação linear não oferece este recurso.

Para contornar essa e outras ocorrências deste mesmo problema, foi-se utilizado um artifício capaz de simular as decisões lógicas através de restrições lineares.

### 3.3.2 *Formulação Big-M*

Apesar da modelagem da função objetivo ter se mostrado uma tarefa trivial em linguagem de programação comum, utilizando programação linear não é possível incluir na função objetivo as funções de decisão lógica necessárias para o cálculo do valores de demanda ociosa e ultrapassagem de demanda. Por exemplo, a demanda ociosa é calculada pela diferença não nula entre a demanda contratada e a demanda registrada e pode ser representada da seguinte forma:

$$Dem_{Ociosa} = \begin{cases} 0 & , \text{ se } Dem_{Contr} - Dem_{Reg} \leq 0 \\ Dem_{Contr} - Dem_{Reg} & , \text{ caso contrário} \end{cases} \quad (3.4)$$

Esse problema foi contornado utilizando novas restrições lineares elaboradas a partir do princípio da formulação Big-M.

As formulações Big-M possuem esse nome por estarem associados a uma grande constante normalmente chamada de  $M$ . Essa metodologia utiliza uma variável binária para forçar ou não a implementação de uma restrição (IBM, 2018).

Por exemplo, se quisermos que a variável não negativa  $x$  seja igual à 0 quando a variável binária  $y$  for igual à 0, podemos escrever a restrição da seguinte forma;

$$x - My \leq 0 \quad (3.5)$$

Consideramos  $M$  é um número acima do limite superior da variável  $x$ .

Dessa forma, se  $y$  for 1, para qualquer valor de  $x$  a restrição será obedecida. Entretanto, Se  $y$  for 0, a restrição forçará que  $x$  também assuma o valor 0. A partir desse

fundamento, foram elaboradas restrições que modelam de forma linear os elementos não lineares da LP em questão.

### ***3.3.3 Mixed-Integer Programming e Python-MIP***

De posse dos elementos do problema de LP, apenas resta uma plataforma para a implementação do modelo.

Uma LP pode possuir diversas classificações dependendo das características das suas restrições. Adicionando a restrição de integralidade para uma ou mais variáveis, a metodologia torna-se um *Mixed-Integer Linear Programming (MILP)* ou *Mixed-Integer Programming (MIP)* (Richards und How, 2005). Como os valores de demanda contratada são valores inteiros, a modelagem desenvolvida neste trabalho é classificada com uma MIP.

Isso é importante pois, dependendo de como o problema é classificado, os algoritmos para a solução de LP comuns podem não ser mais efetivos e gerar soluções consideravelmente distantes da solução desejada (Wolsey, 2020).

Dessa forma optou-se por modelar o problema em linguagem Python com auxílio da biblioteca Python-MIP, um coletânea de ferramentas para modelagem e solução de MIP.

Figura 3 – Trecho da implementação do algoritmo utilizando a biblioteca Python-MIP

```

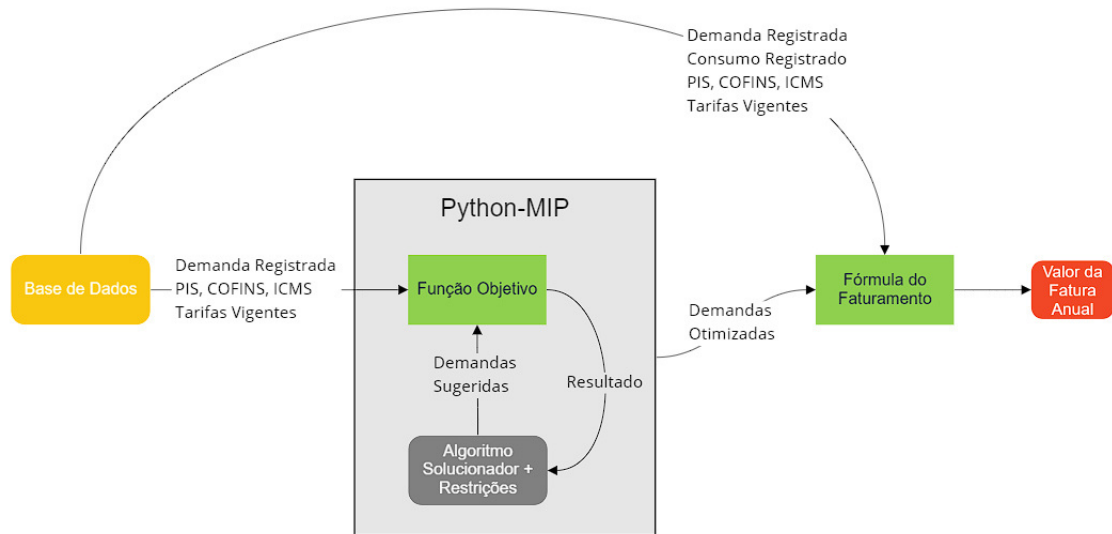
src > python_mip.py > mip_verde
1  import pandas as pd
2  from mip import *
3
4  def mip_verde(df):
5      #index da última redução
6      red = df["num_dem_contr_fp"].values.argmin()
7
8      m = Model()
9
10     x = [ m.add_var(name='dem_opt', var_type=INTEGER, lb=30) for i in range(12) ]
11     y1 = [ m.add_var(name='dem_s_icms', var_type=INTEGER) for i in range(12) ]
12     y2 = [ m.add_var(name='dem_u', var_type=INTEGER) for i in range(12) ]
13     b1 = [ m.add_var(name='du_5', var_type=BINARY) for i in range(12) ]
14     b2 = [ m.add_var(name='red_val', var_type=BINARY) for i in range(12) ]
15     bigM = 1e8
16
17     #criando o objetivo
18     def faturar_A4V():
19         # cálculo da demanda faturável
20         df["dem_fat"] = df[["num_dem_fp_reg", "num_dem_np_reg"]].max(axis=1)
21         df["vlr_dem_fat"] = (df["dem_fat"] * df["tar_dem_fp_icms"])
22
23         #inicialização das colunas
24         df[[
25             "dem_s_icms",
26             "vlr_dem_s_icms",
27             "dem_u",
28             "vlr_dem_u",
29             "vlr_dem_mes",
30             "vlr_cons_fp",
31             "vlr_cons_np"]] = np.nan

```

Fonte: O Autor

A partir dessas ferramentas foi possível a criação de um algoritmo capaz de indicar a demanda ótima para minimizar o custo de energia elétrica de uma unidade consumidora seguindo as restrições regulamentadas pela ANEEL. A figura mostra o diagrama final do processo de Otimização de Demanda Contratada.

Figura 4 – Diagrama do processo de otimização de demanda



Fonte: O Autor

### 3.4 Otimização de Modalidade tarifária

Segundo a RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 1000 DA ANEEL(ANEEL, 2021), unidades consumidoras do grupo A podem ser enquadradas em 3 formas de tarifação diferentes.

Art. 220. A unidade consumidora do grupo A deve ser enquadrada nas seguintes modalidades tarifárias:

- I - no caso de tensão de conexão maior ou igual a 69 kV: horária azul; e
- II - no caso de tensão de conexão menor que 69 kV: horária azul ou verde, de acordo com a opção do consumidor.

§ 1º Para unidade consumidora do grupo A com opção de faturamento no grupo B aplicam-se as disposições do art. 219. (ANEEL, 2021, p.91)

Dessa forma, as unidades do grupo A que possuem fornecimento acima de 69kV têm a possibilidade de serem enquadradas apenas na modalidade tarifária horária azul. Já as unidades do grupo A alimentadas em tensão abaixo de 69kV podem ser enquadradas nas modalidades tarifária horária verde além da modalidade horária azul.

Entretanto existe uma restrição sobre a migração para uma terceira modalidade: a modalidade tarifária optante. Segundo a RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 1000 DA ANEEL(ANEEL, 2021);

Art. 292. O consumidor pode optar por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B para sua unidade consumidora do grupo A, desde que atendido um dos seguintes critérios:

I - a soma das potências nominais dos transformadores da unidade consumidora for menor ou igual a 112,5 kVA; (ANEEL, 2021, p.108-109)

Uma vez que não há informações sobre os transformadores das unidades no banco de dados, a filtragem das unidades elegíveis para migração para a modalidade optante grupo B foi realizada utilizando a demanda registrada máxima para a estimativa da potência do transformador.

Assumindo que o fator de potência mínimo permitido é 0,92, é possível estimar que uma unidade com um transformador de 112,5 kVA terá uma demanda máxima de;

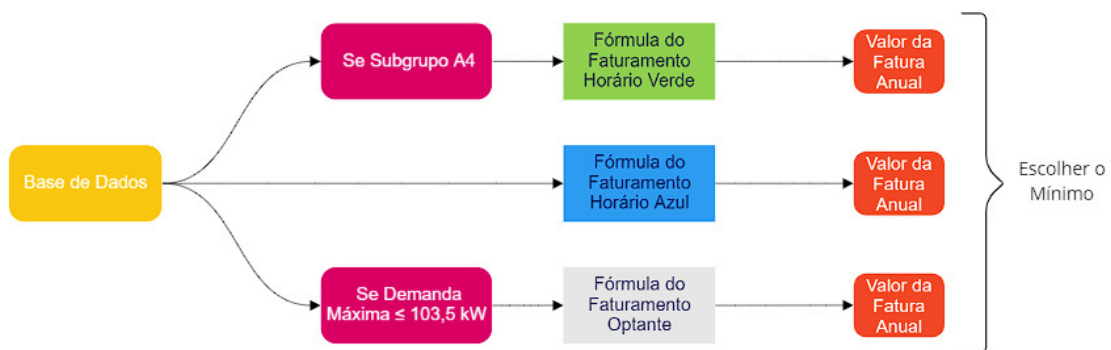
$$Dem_{max\_reg} * FP = Dem_{max} \quad (3.6)$$

$$112,5 * 0,92 = Dem_{max} = 103,5 kW$$

Assim, foram classificadas como elegíveis para a modalidade tarifária optante grupo B as unidades que possuíssem uma demanda registrada máxima menor ou igual à 103,5 kW.

O processo de otimização da modalidade tarifária foi baseado na simulação do faturamento para cada caso possível de acordo com as tarifas vigentes no período referente aos dados. Com base nos custos de demanda e consumo de energia foi selecionada a modalidade mais econômica.

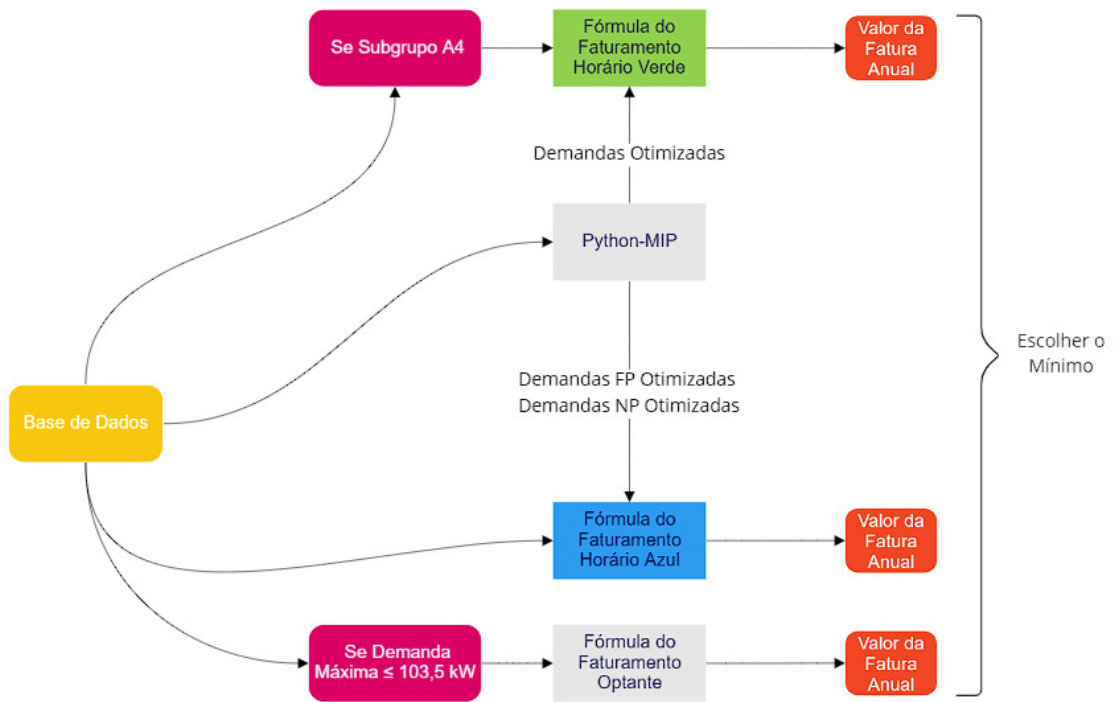
Figura 5 – Diagrama do ajuste tarifário



Fonte: O Autor

Finalmente, o processo de otimização de demanda foi adicionado à otimização de demanda. Assim, é possível escolher entre os valores mínimos de cada modalidade disponível para uma unidade consumidora.

Figura 6 – Diagrama do ajuste tarifário incluindo a otimização de demanda



Fonte: O Autor

## 4 ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS

Após a execução do algoritmo foi gerado um relatório com uma grande quantidade de informações selecionadas. Dentre as informações compiladas, pode-se exemplificar;

- Número da unidade consumidora;
- Mês e ano da fatura;
- Valor atual dos gastos com demanda e consumo elétrico
- Modalidade sugerida;
- Valores de demanda sugeridos
- Valor dos gastos com demanda e consumo elétrico utilizando as demandas sugeridas.

O algoritmo de cálculo conseguiu solucionar a grande maioria das unidades consumidoras apresentando uma taxa de acerto acima de 99%. Das 1350 unidades dos grupos A3 e A4, 187 unidades apresentaram lacunas na base de dados, não possuindo faturamento registrado em todo o período analisado. Apesar do algoritmo ainda conseguir ser executado nessas unidades, foi preferido removê-las da análise visto que poderiam ser produzidos resultados inconclusivos. Na Tabela 1 é mostrado o número de unidades consumidoras que foram consideradas viáveis para a análise.

Tabela 1 – Número de UC analisadas por modalidade tarifária

Modalidade Inicial	Base de Dados	Analisados
A4 Horária Verde	1332	1149
A4 Horária Azul	9	5
A3 Horária Azul	9	9

Ademais, foi percebido uma discrepância entre os valores calculados das faturas atuais e as faturas registradas na Base de dados da Seinfra. Isso se deve a nuances que ocorrem no faturamento prático, como prorrogações de tarifas, devoluções, ou ausência de medição. O algoritmo tem a capacidade de calcular corretamente a fatura com base na metodologia normatizada, nas tarifas homologadas e nos dados de demanda e consumo registrados na base de dados. Entretanto, não houve a tentativa de simular a fatura tal qual na prática, uma vez que, essas nuances são eventos fortuitos.

Na Tabela 2 é possível ver as modalidades tarifárias sugeridas pelo estudo.

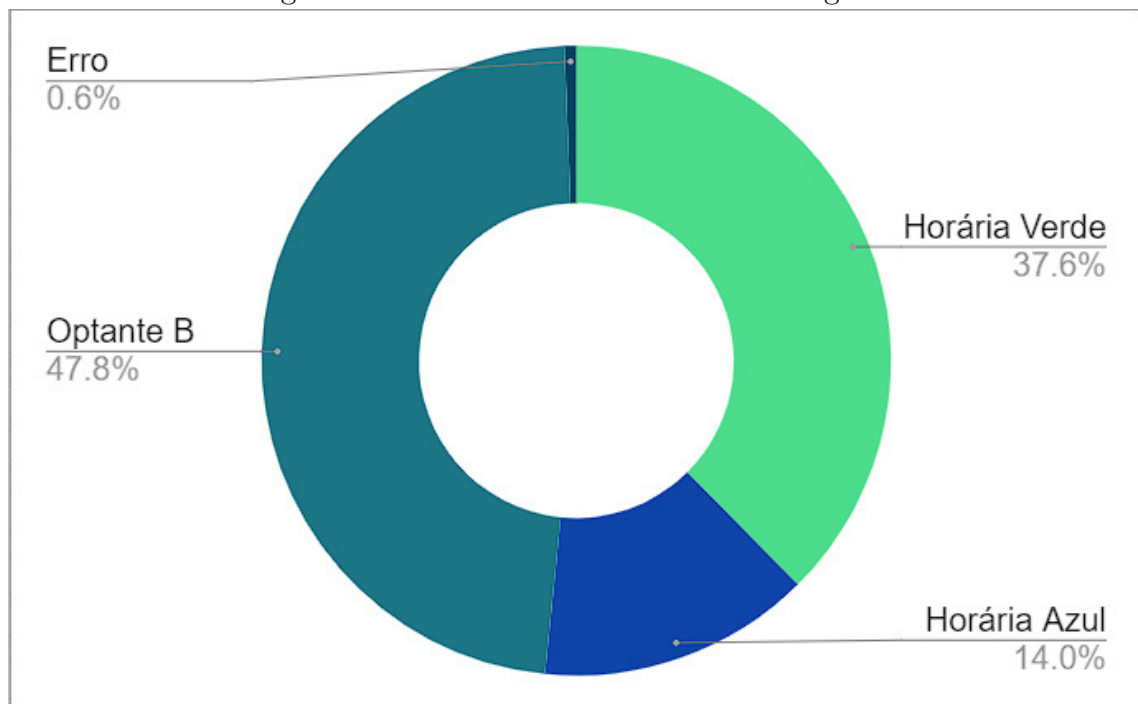


Tabela 2 – Modalidade tarifária sugerida por modalidade tarifária

Modalidade Inicial	Modalidade Sugerida			
	Horária Verde	Horária Azul	Optante B	Erro
A4 Horária Verde	435	152	555	7
A4 Horária Azul	2	2	1	0
A3 Horária Azul	0	9	0	0

Fonte: O Autor

Figura 7 – Percentual das modalidades sugeridas



Fonte: O Autor

Como pode ser visto na tabela, os resultados possuíram diferentes comportamentos dependendo da modalidade inicial. Enquanto as unidades do subgrupo A4 com tarifação horária azul apresentaram um resultado mais equilibrado, as unidades com tarifação horária verde apresentaram um grande número de sugestões para manterem sua modalidade inicial e para migrarem para a modalidade optante B. As unidades do subgrupo A3 não possuíam elegibilidades para outras modalidades e permaneceram em sua modalidade inicial. Além disso, houveram 7 casos onde o algoritmo se mostrou incapaz de solucionar a otimização.

A partir disso, é interessante notar como a taxa de migração para a modalidade optante B chegou a cerca de 47,8%. Entretanto, como a modalidade optante não está disponível para todas as unidades consumidoras, analisar sua taxa de atratividade com

base no número total de UC analisadas não seria coerente. Na tabela 3 é possível observar a taxa de indicação desta modalidade com base apenas no número de unidades elegíveis.

Tabela 3 – Taxa de atratividade da modalidade optante

Modalidade	Unidades Elegíveis	Optantes	Optantes [%]
A4 Horária Verde	973	555	57,04
A4 Horária Azul	2	1	50,00

Fonte: O Autor

Ademais, nota-se que cerca de 40 % das UC analisadas não tiveram suas modalidades tarifárias reajustadas. Isso poderia implicar na ausência de economia em um grande número de unidades. Assim, faz-se interessante checar as unidades que mantiveram suas modalidades iniciais e ainda apresentaram alguma economia financeira. Os resultados podem ser vistos na tabela 4.

Tabela 4 – Unidades que apresentaram economia apenas com ajuste de demanda

Modalidade Atual	Unidades Analisadas	UC que mantiveram sua modalidade inicial	UC na modalidade inicial com economia
A4 Horária Verde	1149	453	453
A4 Horária Azul	5	2	2
A3 Horária Azul	9	9	9

Fonte: O Autor

Assim é possível notar que todas as unidades que não se beneficiariam da mudança de modalidade tarifária, ainda conseguiriam economizar com a otimização de demanda. O valor dessa economia, entretanto, varia de unidade para unidade e está descrito no Apêndice A.

Para se ter uma visão geral, foram somados os valores dos custos de demanda e consumo de todas as unidades analisadas utilizando as otimizações sugeridas, em seguida, foram comparados com a soma dos custos calculados a partir das configurações originais presentes na base de dados. Os resultados podem ser observados na Tabela 5.

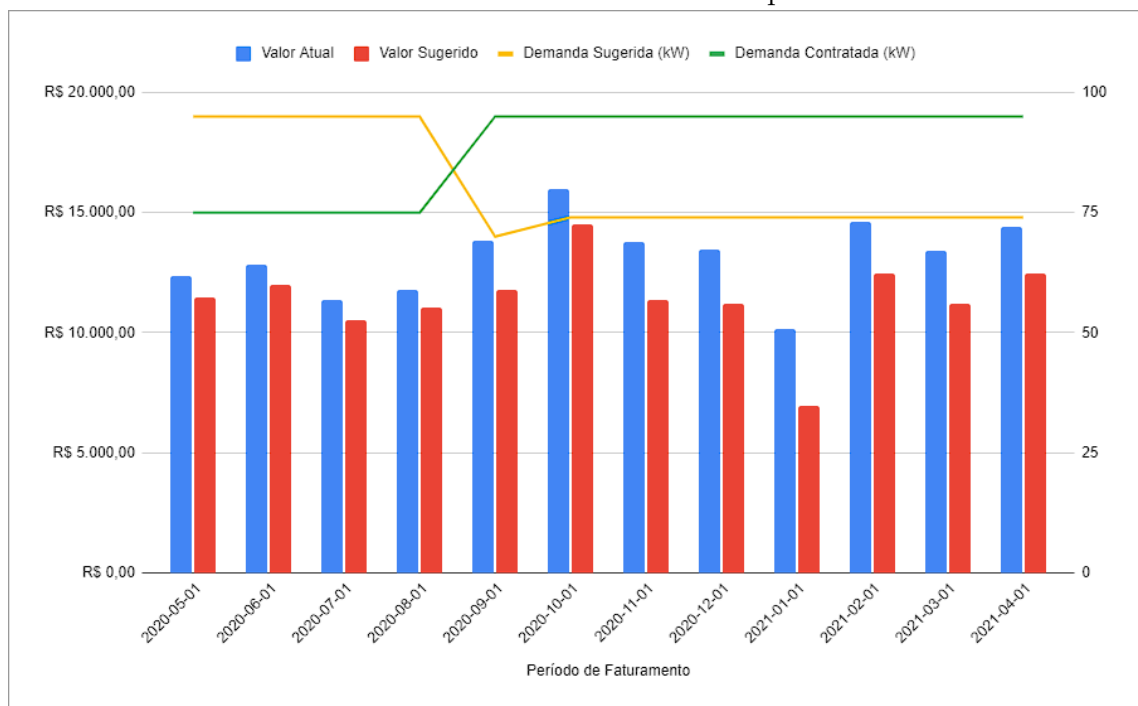
Tabela 5 – Comparação entre os totais atuais e sugeridos por modalidade inicial

Modalidade Atual	Total Anual Atual	Total Anual Sugerido	Economia	Economia[%]
A4 H. Verde	R\$ 176.087.928,69	R\$ 122.657.500,24	R\$ 53.430.428,45	30,34%
A4 H. Azul	R\$ 8.213.518,57	R\$ 7.866.501,31	R\$ 347.017,27	4,22%
A3 H. Azul	R\$ 20.639.261,02	R\$ 17.712.274,61	R\$ 2.926.986,42	14,18%
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 204.940.708,29</b>	<b>R\$ 148.236.276,15</b>	<b>R\$ 56.704.432,13</b>	<b>27,67%</b>

Fonte: O Autor

Assim, caso fossem adotadas os novos valores de demanda, haveria uma economia de mais de 56 milhões de reais para o Governo do Estado do Ceará. Isso representaria mais do que um quarto dos gastos elétricos das unidades analisadas.

Figura 8 – Gastos calculados por período de faturamento de uma unidade consumidora exemplo



Fonte: O Autor

Finalmente, na Figura 8 é possível observar o comportamento dos valores calculados e da demanda contratada de uma unidade consumidora exemplo. Nota-se que as alterações de demanda geram economias em cada período de faturamento resultando nos valores apresentados na Tabela 5.

## 5 CONCLUSÕES

Inicialmente, os dados obtidos através da Seinfra exemplificaram um patamar de gastos consideráveis com os recursos de energia elétrica. No período de 04/2020 a 05/2021 os custos energéticos das unidades do Grupo A pertencentes ao Governo do Estado do Ceará chegaram à marca de R\$ 204.940.708,29.

A partir do estudo realizado, é possível afirmar que há espaço para as unidades do governo do grupo A3 e A4 se tornarem mais eficientes de um ponto de vista econômico. Para tal, a otimização de demanda e o ajuste da modalidade tarifária se mostraram soluções viáveis, apresentando uma economia de até 50 milhões de reais. Essa economia representa 27,67% dos gastos públicos com energia elétrica das unidades consumidoras analisadas.

Além disso, a modalidade tarifária optante apresentou uma atratividade excepcional, sendo sugerida para mais da metade das unidades elegíveis. Esse ajuste, por si só, resultaria em uma economia superior a 37 milhões de reais, equivalente a 65,62% da economia total do estudo.

As ferramentas utilizadas para os cálculos se mostraram eficazes no que se propunham a fazer, possuindo uma taxa de acerto de 99,4%. Entretanto, a falha em otimizar 7 unidades consumidoras mostra que, mesmo com o uso de tecnologia automatizada, ainda existe a necessidade de um profissional qualificado, como um engenheiro, para a realização da análise final.

## 6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Este estudo foi realizado completamente com base nas demandas já registradas em anos anteriores. Assim, para ser utilizada na prática, é imprescindível que esta metodologia seja combinada com um modelo capaz de estimar as demandas futuras das unidades consumidoras. Assim, possuindo o conhecimento dos valores de demanda que as UCs irão registrar, o algoritmos conseguiria reproduzir a otimização com a taxa de sucesso já demonstrada, mas agora em relação à faturamentos futuros.

Além disso, a metodologia ainda carece de uma plataforma de visualização otimizada. Acredita-se que uma das formas mais apropriadas para a apresentação desses dados seria um calendário contendo as datas de solicitação de acréscimos e reduções de demanda de forma a criar um cronograma, facilitando a execução e organização das solicitações.

Por fim, qualquer aprimoramento no algoritmo ou na arquitetura de programação utilizada que venha a elevar a taxa de acerto, velocidade de execução do código, ou a reprodutibilidade do algoritmo em outros sistemas, agregaria, certamente, a evolução deste projeto e é incentivada.

## REFERÊNCIAS

ANEEL: *RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 1000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021*.  
1. <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Veranst.), 12 2021

BAÚ, Marli T. ; MIOTTO, Fernando ; REZENDE, Kalison E. ; PELEGRIN, Graciela A. ; DO NASCIMENTO, Wesley R.: Anais do Contecc 2019. In: *A PRODUÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA E A IMPORTÂNCIA DAS USINAS HIDRELÉTRICAS* Bd. 1, URL <<https://www.confea.org.br/sites/default/files/uploads-imce/Contecc2019/Experi%C3%Aancia%20Profissional/A%20PRODU%C3%87%C3%83O%20DA%20ENERGIA%20ELETRICA%20E%20A%20IMPORTANCIA%20DAS%20USINAS%20HIDRELERICAS.pdf>>, sep 2019

BRASIL: Decreto nº 7.897, de 23 de janeiro de 2013. In: *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil* (2013). – URL <<https://legislacao.presidencia.gov.br/atos/?tipo=DEC&numero=7891&ano=2013&ato=ce5QTV61ENVpWT2e5>>. – Zugriffsdatum: 2022-07-08

ENEL: *Tarifa Branca*. – URL <[https://www.enel.com.br/pt-ceara/Tarifa\\_Branca.html](https://www.enel.com.br/pt-ceara/Tarifa_Branca.html)>

EPE: *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021*. 1º. <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/AnuGRUPOJAM> MÍDIA INTEGRADA EIRELI - ME, 2021

GADELHA, Sérgio Ricardo de B.: Consumo de Eletricidade e Crescimento Econômico no Brasil. (2010), 06, S. 15 – 16. – URL <[http://www2.ime.unicamp.br/sinape/sites/default/files/ConsEletric-CrescEcon\\_conident.pdf](http://www2.ime.unicamp.br/sinape/sites/default/files/ConsEletric-CrescEcon_conident.pdf)>

HADDAD, Jamil: *Energia Elétrica: Conceitos, Qualidade e Tarifação*. Procel Industria. dec 2004

IBM: *Difference between using indicator constraints and a big-M formulation*. 2018. – URL <<https://www.ibm.com/support/pages/difference-between-using-indicator-constraints-and-big-m-formulation>>

RICHARDS, A. ; HOW, J.: Mixed-integer programming for control. In: *Proceedings of the 2005, American Control Conference, 2005.*, 2005, S. 2676–2683 vol. 4

UBI, EVALD: A THREE-PHASE SIMPLEX METHOD FOR INFEASIBLE AND UNBOUNDED LINEAR PROGRAMMING PROBLEMS. In: *Journal of Mathematical and Computational Science* 10 (2020), 03, S. 906–921. – URL <<http://scik.org/index.php/jmcs/article/view/4387>>. – ISSN 1927-5307

VANDERBEI, Robert J.: *Introduction*. S. 3–9. In: *Linear Programming: Foundations and Extensions*. Boston, MA : Springer US, 2014. – URL <[https://doi.org/10.1007/978-1-4614-7630-6\\_1](https://doi.org/10.1007/978-1-4614-7630-6_1)>. – ISBN 978-1-4614-7630-6

WOLSEY, Laurence A.: *Formulations*. Kap. 1, S. 1–23. In: *Integer Programming*, John Wiley Sons, Ltd, 2020. – URL <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9781119606475.ch1>>. – ISBN 9781119606475

**APÊNDICE A – RELATÓRIO FINAL**

O Relatório Final, produto deste trabalho, pode ser acessado pelo seguinte link:

<https://drive.google.com/file/d/1jkW00-Ia-JwJA2ubHO6VDibE7ksdlJY0/view?usp=sharing>



## APÊNDICE B – CÓDIGO COMPUTACIONAL

O código computacional poder ser acessado através do link:

<https://github.com/peixefish/seinfra-db/tree/master/src>