

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ

CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**ANÁLISE DA MIGRAÇÃO DE CONSUMIDORES
RESIDENCIAIS PARA A TARIFA BRANCA EM SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

NATALÍ NUNES DOS REIS DA SILVA

FOZ DO IGUAÇU

2018

Natalí Nunes dos Reis da Silva

**Análise da migração de consumidores residenciais para a tarifa
branca em sistemas de distribuição de energia elétrica**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e Computação. Área de concentração: Sistemas Dinâmicos e Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Edgar Manuel Carreño Franco

Foz do Iguaçu
2018

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Silva, Natalí Nunes dos Reis da
 Análise da migração de consumidores residenciais para a
 tarifa branca em sistemas de distribuição de energia
 elétrica / Natalí Nunes dos Reis da Silva; orientador(a),
 Edgar Manuel Carreño Franco, 2018.
 103 f.

Dissertação (mestrado), Universidade Estadual do Oeste
 do Paraná, Centro de Engenharias e Ciências Exatas,
 Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e
 Computação, 2018.

1. Gerenciamento pelo Lado da Demanda . 2. Sistemas de
 distribuição de energia elétrica. 3. Tarifa branca . 4.
 Tarifas diferenciadas. I. Franco, Edgar Manuel Carreño .
 II. Título.

Análise da migração de consumidores residenciais para a tarifa branca em sistemas de distribuição de energia elétrica

Natalí Nunes dos Reis da Silva

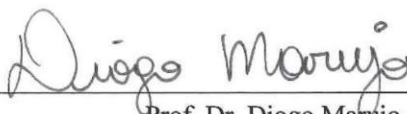
Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora:
Data da defesa pública: 05/09/2018.



Prof. Dr. Edgar Manuel Carreño Franco – (Orientador)
Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE



Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero
Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE



Prof. Dr. Diogo Marujo
Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR

Resumo

Neste trabalho, analisa-se o impacto causado na curva de carga nos horários de ponta, devido à adesão dos consumidores residenciais à tarifa branca. A tarifa branca é uma medida pertencente às ações de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), sendo uma proposta de resposta da demanda com base em tarifas (RBDT). Para determinação desses impactos, foram realizadas diversas simulações, considerando distintos cenários de adesão de consumidores pertencentes a um sistema de distribuição real. Os resultados obtidos nas simulações apontam que, para uma adesão de até 10% dos consumidores residenciais, não existem diferenças significativas na curva de carga nos horários de ponta; para adesão entre 10% e 50%, as diferenças são pequenas, porém não demandam grandes mudanças na rede para serem absorvidas; e, unicamente nos cenários extremos, com mais de 75% de adesão dos usuários, seria necessário considerar essa medida no planejamento de expansão para médio e longo prazo dos sistemas de distribuição.

Palavras-chave: Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), tarifa branca, sistemas de distribuição de energia elétrica.

Abstract

This study analyzes the impact caused by the load curve at peak times, due to the adhesion by residential consumers to the white fare. The white fare is a measure belonging to the Demand Side Management (DSM) actions; it is a fare-based proposal of demand response. To determine these impacts, several simulations were performed considering different consumer compliance scenarios belonging to a real distribution system. The results obtained in the simulations indicate that, for a residential adhesion of up to 10%, there are no significant differences in the load curve at peak times; for adhesion between 10% and 50%, the differences are small, but they do not require large changes in the network to be absorbed; and only in extreme scenarios with more than 75% of users' adherence, it would be necessary to consider this measure in the medium and long term expansion planning of the distribution systems.

Keywords: Demand Side Management (DSM), white fare, electricity distribution systems.

A Deus, do qual e para qual todas as coisas foram feitas.

Agradecimentos

Aqui vão meus agradecimentos a todos que contribuíram de alguma maneira para que este trabalho pudesse ter chegado ao fim de seu conteúdo.

Agradeço primeiramente a Deus, por ter me dado força e sabedoria nos momentos de dificuldade.

Agradeço ao meu esposo, Aidí Ferreira da Silva, e aos meus pais, Luciano Nunes dos Reis e Nair Biberg dos Reis, pelo apoio e incentivo durante todo esse processo. Sem eles, eu não teria sido capaz de chegar ao final desta etapa.

Gostaria de agradecer especialmente ao meu orientador, Prof. Dr. Edgar Manuel Carreño Franco, pela paciência, dedicação, incentivo, orientação e apoio investidos em mim durante o desenvolvimento da minha dissertação, que foram fundamentais para meu crescimento pessoal e profissional.

Agradeço aos meus amigos e colegas que fazem parte do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação (PGEEC), pelo companheirismo e apoio.

Por fim, agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pelo apoio financeiro.

Sumário

Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xv
Lista de Siglas	xvii
Lista de Símbolos	xix
Capítulo 1 Introdução	1
1.1 Contexto	1
1.2 Objetivos	2
1.3 Estrutura do trabalho	2
Capítulo 2 Gerenciamento pelo Lado da Demanda	5
2.1 Conceituação	5
2.1.1 Objetivos da aplicação de ações de Gerenciamento pelo Lado da Demanda	6
2.2 Resposta da Demanda	9
2.2.1 Modalidade tarifária: tarifa branca	11
Capítulo 3 Metodologia proposta	15
3.1 Aquisição de dados	15
3.2 Caracterização do sistema de distribuição local	16
3.3 Curva de carga característica	17
3.3 Realocação de cargas no período de ponta	19
3.4 Definição de cenários	23
Capítulo 4 Análise de Resultados	27
4.1 Resumo das premissas consideradas no estudo	27
4.2 Análise dos resultados para cada subestação	28
4.2.1 Resultados obtidos para Subestação 1 – curva de carga residencial	28
4.2.2 Resultados obtidos para Subestação 1 – curva de carga residencial, comercial e industrial	33

4.2.3	Resultados obtidos para Subestação 4 – curva de carga residencial	36
4.3	Análise dos resultados para a cidade.....	38
4.3.1	Resultados obtidos para S1, S2, S3 e S4 – curva resultante residencial	38
4.3.2	Resultados obtidos para S1, S2, S3 e S4 – curva de carga residencial, comercial e industrial	41
4.4	Análise com possíveis mudanças nos horários de ponta.....	44
Capítulo 5	Conclusão	47
	Referências Bibliográficas	49
	Anexo A Curvas de carga das UC's	53
	Anexo B Listagem dos equipamentos elétricos	59
	Apêndice A Descrição das subestações	61
	Apêndice B Descrição detalhada dos resultados obtidos	77

Lista de Figuras

Figura 2.1. Ações utilizadas para aplicação de GLD.	6
Figura 2.2. Possibilidades de modulação de carga através de GLD.....	7
Figura 2.3. Opções disponíveis para Resposta da Demanda baseada em Incentivos.....	9
Figura 2.4. Opções disponíveis para Resposta da Demanda baseada em Tarifação.	10
Figura 2.5. Descrição dos postos horários disponibilizados pela tarifa branca.	11
Figura 2.6. Comparativo entre a tarifa branca e a tarifa convencional.....	12
Figura 3.1. Curva típica para consumidores residenciais nos dias úteis – 0 a 100 kWh/mês. .	18
Figura 3.2. Curva de carga total da cidade.	18
Figura 3.3. Curva típica para consumidores comerciais nos dias úteis– 201 a 300 kWh/mês. .	22
Figura 3.4. Curva de carga para consumidores residências de 201 a 300 kWh/mês, modificada por ação de GLD (tarifa branca).....	22
Figura 3.5. Fluxograma de acordo com a metodologia em uso.....	25
Figura 4.1. Curva de carga característica total da Subestação 1 – Caso 1.....	35
Figura 4.2. Curva de carga característica residencial das Subestações 1, 2, 3 e 4 – Caso 1	40
Figura 4.3. Curva de carga característica total das Subestações 1, 2, 3 e 4 – Caso 1.....	43
Figura 4.4. Curva de carga característica residencial da Subestação 1 – Caso 1	45

Lista de Tabelas

Tabela 2.1. Exemplo de precificação da tarifa branca <i>versus</i> tarifa convencional.....	12
Tabela 3.1. Dados da subestação S4.....	16
Tabela 3.2. Dados gerais das subestações 1, 2, 3 e 4.....	17
Tabela 3.3. Listagem de equipamentos elétricos e potência nominal em Watts	21
Tabela 3.4. Tempo de uso máximo e mínimo para cada equipamento	21
Tabela 3.5. Descrição detalhada dos cenários propostos para estudo	24
Tabela 4.1. Resumo dos resultados obtidos para os três casos propostos, evidenciando a máxima redução percentual obtida nos horários de ponta para S1 – curva de carga residencial.....	29
Tabela 4.2. Resumo dos resultados obtidos para os três casos propostos, evidenciando a máxima redução percentual obtida nos horários de ponta para Alimentador 6, S1 – curva de carga residencial.....	31
Tabela 4.3. Resumo dos resultados obtidos para os três casos propostos, evidenciando a máxima redução percentual obtida nos horários de ponta para Alimentador 8, S1 – curva de carga residencial – Parte 1.....	32
Tabela 4.4. Resumo dos resultados obtidos para os três casos propostos, evidenciando a máxima redução percentual obtida nos horários de ponta para Alimentador 8, S1 – curva de carga residencial – Parte 2.....	33
Tabela 4.5. Resumo dos resultados obtidos para os três casos propostos, evidenciando a máxima redução percentual obtida nos horários de ponta para S1 – carga resultante total.	34
Tabela 4.6. Picos de demanda nos horários de ponta em MW, caso 1 – S1, carga residencial, industrial e comercial.....	36
Tabela 4.7. Resumo dos resultados obtidos para os três casos propostos, evidenciando a máxima redução percentual obtida nos horários de ponta para S4 – curva de carga residencial.....	37
Tabela 4.8. Resumo dos resultados obtidos para os três casos propostos, evidenciando a máxima redução percentual obtida nos horários de ponta para S1, S2, S3 e S4 – curva de carga residencial.....	39
Tabela 4.9. Picos de demanda nos horários de ponta em MW, caso 1 – S1, S2, S3 e S4, carga residencial	40

Tabela 4.10. Resumo dos resultados obtidos para os três casos propostos, evidenciando a máxima redução percentual obtida nos horários de ponta para S1, S2, S3 e S4 – curva de carga total.	42
Tabela 4.11. Picos de demanda nos horários de ponta em MW, caso 1 – S1, S2, S3 e S4, carga residencial, industrial e comercial	43
Tabela 4.12. Picos de demanda nos horários das 12h00 às 18h00 em MW, caso 1 – S1, carga residencial.....	45

Lista de Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
COOPERLUZ	Cooperativa Distribuidora de Energia Fronteira Noroeste
COPEL	Companhia Paranaense de Eletricidade
CPP	<i>Critical Peak Pricing</i>
DR	<i>Demand Response</i>
DSM	<i>Demand Side Management</i>
EDP	<i>Extreme Day Pricing</i>
EE	Eficiência energética
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
TFP	Período fora de ponta
GD	Geração distribuída
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
TI	Período intermediário
MIP	Linear inteiro misto
MME	Ministério de Minas e Energia
NUC	Número de unidades consumidoras
TP	Período de ponta
PGEEC	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
RD	Resposta da Demanda
RDBI	Resposta da Demanda com Base em Incentivos
RDBT	Resposta da Demanda com Base em Tarifas

RTP	<i>Real Time Pricing</i>
TOU	<i>Time of Use</i>
UC	Unidade consumidora
UNIOESTE	Universidade Estadual do Oeste do Paraná
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Lista de Símbolos

n	Número de equipamentos elétricos
i	Índice de alternativas de equipamentos elétricos
j	Índice de faixas horárias diárias
D_i	Equipamentos elétricos em uso
P_i	Potência nominal do equipamento (kW)
T_j	Faixas de tempo (em horas)
$X_{i,j}$	Alocação do equipamento elétrico em uso (variável binária)
Tarifa _{j}	Valor da tarifa por posto horário (R\$/kWh)
$G(D_i, T_j)$	Demanda elétrica requerida por período

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contexto

O nível de desenvolvimento de um país pode ser mensurado através de um indicador principal: o consumo energético (Aneel, 2008). O Brasil, sendo um país em desenvolvimento, apresenta constante crescimento no consumo de energia, exigindo uma infraestrutura robusta e dinâmica que atenda o consumo energético e assegure o equilíbrio entre a geração disponível e a demanda requerida (Castro, 2016).

Atualmente, o equilíbrio entre geração e demanda está condicionado pelo lado da geração; ou seja, com o aumento da demanda de energia elétrica, as hidroelétricas aumentam a geração, e, se necessário, as usinas termelétricas são acionadas, desde que exista geração disponível, balanceando o sistema (Castro, 2016; Raad *et al.*, 2001).

Contudo, há uma tendência de substituição do uso das termelétricas por fontes energéticas mais limpas – por exemplo, as fontes renováveis, como a solar, a eólica e a biomassa (MME/EPE, 2017). Essa substituição implica perdas de flexibilidade no balanceamento do sistema elétrico, devido ao fato de a variabilidade climática ser um fator de dependência para produção de energia através dessas fontes alternativas, situação que não ocorre com o uso das usinas termelétricas (Chiaretti, 2016).

O Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) surge como uma alternativa a essa problemática, já que seu objetivo é promover o equilíbrio entre a geração e a demanda, gerenciando a demanda energética. A proposta das ações de GLD é modelar o consumo do usuário para ajustar a demanda à disponibilidade de energia no sistema, influenciando os hábitos de consumo através de diversas ações, tais como eficiência energética e resposta da demanda.

No Brasil, desde a década de 1980, existe a aplicação do GLD no setor industrial, através de ações de tarifação diferenciada; porém, sua aplicação no setor residencial é recente. A regulamentação da tarifa por posto horário, denominada tarifa branca, foi instituída para este setor em 2010 e entrou em vigor no ano de 2018, após o estabelecimento das condições para seu uso por meio da Resolução Normativa nº 733, de 2016.

Dessa forma, um cenário de incertezas é formado, pois o impacto real do uso da tarifa branca, as vantagens e desvantagens – tanto para os consumidores residenciais quanto para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica – ainda são desconhecidos. Ressalta-se que cada unidade consumidora causa um impacto pequeno na demanda total de energia elétrica da rede; porém, a demanda agregada desse setor corresponde a cerca de 21% do consumo elétrico nacional (EPE, 2017). Isso representa a segunda maior demanda por setor no Brasil, perdendo apenas para o industrial. Portanto, é essencial que se realizem estudos sobre o impacto na implantação dessa tarifa.

1.2 Objetivos

A proposta deste trabalho de pesquisa consiste em analisar o máximo impacto causado na curva de carga no período de ponta, considerando diferentes cenários de adesão de usuários residenciais à tarifa branca.

Para cumprir o objetivo geral, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- Obter dados das curvas típicas de carga dos consumidores residenciais que compõem o sistema de distribuição de uma cidade de médio porte;
- Definir as estruturas tarifárias nas quais podem ser enquadrados os consumidores;
- Realocar as cargas requeridas no horário de ponta, com base na minimização dos custos de eletricidade dos consumidores através da tarifa branca;
- Avaliar os impactos que podem ocorrer nos sistemas de distribuição de energia elétrica, caso os usuários optem pela adesão à tarifa branca.

1.3 Estrutura do trabalho

Este trabalho está dividido em cinco capítulos, incluindo este introdutório, que apresenta o contexto no qual a dissertação está inserida, os objetivos e as justificativas que motivaram sua realização.

No Capítulo 2, realiza-se uma revisão bibliográfica referente ao Gerenciamento pelo Lado da Demanda, conceituando-se esse termo e apontando-se os principais objetivos da promoção de ações de GLD. Além disso, expõem-se as definições referentes à tarifa branca, bem como o contexto em que o trabalho está inserido.

No Capítulo 3, apresenta-se a metodologia utilizada para o desenvolvimento deste trabalho, sendo identificados e caracterizados os dados em análise, as curvas típicas dos

consumidores, o método para realocação de cargas no período de ponta e os cenários considerados neste estudo.

No Capítulo 4, analisam-se os resultados obtidos para diferentes tipos de consumidores residenciais, através da metodologia empregada. Mais especificamente, são analisadas as simulações para as subestações que formam o sistema de distribuição de energia elétrica local e os alimentadores que compõem essas subestações. Por fim, é verificado o resultado da adesão dos consumidores residenciais frente à curva de carga total da cidade.

No Capítulo 5, apresentam-se as considerações finais do trabalho e são sugeridas propostas de estudos futuros.

Capítulo 2

Gerenciamento pelo Lado da Demanda

Neste capítulo, são apresentados os principais conceitos e terminologias referentes ao Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), disponíveis na literatura especializada e utilizados como referência para o desenvolvimento desta pesquisa.

2.1 Conceituação

O Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), originário do termo em inglês *Demand Side Management* (DSM), surgiu no início da década de 1970 devido à crise energética ocasionada pela interrupção do suprimento de petróleo (Junior, 2016). Porém, apenas em 1980, o termo *Demand Side Management* foi amplamente divulgado, por meio do *Electric Power Research Institute* (EPRI) (Balijepalli *et al.*, 2011).

O GLD está atrelado a um conjunto de ações que visam ao gerenciamento da carga, incluindo programas de uso racional de energia, substituição de combustíveis, aplicações energéticas emergentes, eficiência energética e resposta da demanda (Figura 2.1). Essas ações buscam mitigar os desperdícios energéticos, podendo alterar o perfil e a magnitude da curva de carga dos consumidores de energia elétrica. Para Gellings (1985) e Limaye (1985), os mecanismos de GLD são constituídos pelo planejamento e pela implementação de atividades que influenciam o uso de eletricidade do consumidor, de maneira que se produzam mudanças desejadas na curva de carga de um sistema elétrico.

Para Hirst e Reed (1991), os programas de GLD estão associados às ações das indústrias do setor elétrico, ao governo ou, ainda, a outros segmentos que tenham por finalidade encorajar os consumidores a implementar tecnologias, produtos, equipamentos e serviços que tenham eficiência energética. Já Amin (2008), Logenthiran *et al.* (2012) e Samadi *et al.* (2012) definem o GLD como um meio de proporcionar melhorias na sustentabilidade, na eficiência e na segurança do sistema, através da maximização da capacidade da infraestrutura existente.

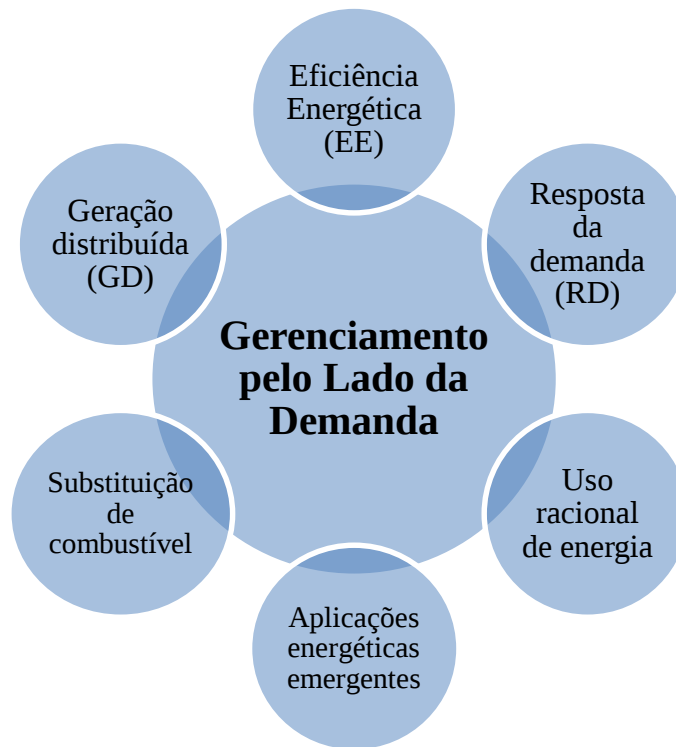


Figura 2.1. Ações utilizadas para aplicação de GLD.

Fonte: Adaptado de Siebert (2013).

O GLD pode ainda ser categorizado de duas formas: direta e indireta (Uturbey, 2002). A classificação direta relaciona-se ao controle direto pela concessionária de energia elétrica. Nessa categoria, a empresa define quais cargas devem ser alimentadas, reduzidas ou desligadas em determinados períodos do dia. Em contrapartida, programas de GLD enquadrados na classe indireta buscam mudar os hábitos do consumidor através de campanhas educacionais, *marketing*, benefícios econômicos, ou mesmo por meio de modalidades tarifárias diferenciadas. Para a última ação citada, a concessionária define preços diferenciados para a energia elétrica em determinados horários do dia, e os consumidores deslocam sua demanda para horários cujo custo é menor, a fim de reduzir sua fatura.

Nesta dissertação, o foco do estudo está voltado ao uso da tarifa diferenciada para unidades consumidoras de baixa tensão, inserida na categoria do GLD de modo indireto. A seguir, são descritos os conceitos relacionados a essa temática, apontando-se primeiramente os principais objetivos da aplicação de ações de GLD.

2.1.1 Objetivos da aplicação de ações de Gerenciamento pelo Lado da Demanda

Conforme as definições citadas anteriormente, verifica-se que o objetivo principal do GLD é a promoção de medidas que busquem reduzir o consumo de energia elétrica em certos períodos do dia, principalmente nos períodos críticos, ditos de “pico” ou “ponta”, deslocando-

se o consumo para horários de menor demanda da rede elétrica e remodelando-se, desta forma, a curva de carga. Com isso, busca-se alcançar os seguintes objetivos (Strbac, 2008; Flores *et al.*, 2016):

- a. Melhorar a confiabilidade da rede;
- b. Reduzir picos de consumo e de demanda total de energia;
- c. Deslocar as cargas em situações críticas, tais como operação da rede elétrica próxima à capacidade máxima de geração;
- d. Favorecer a geração distribuída;
- e. Gerenciar os gastos com eletricidade;
- f. Aumentar a eficiência energética, melhorando o balanceamento da rede;
- g. Proporcionar um maior controle dos equipamentos elétricos;
- h. Aumentar a utilização e o fator de cargas das unidades geradoras;
- i. Adiar investimentos nas redes de distribuição e transmissão de energia elétrica.

Para isso, os programas de GLD utilizam seis tipos de ações para remodelar a curva de carga, conforme apresenta a Figura 2.2.

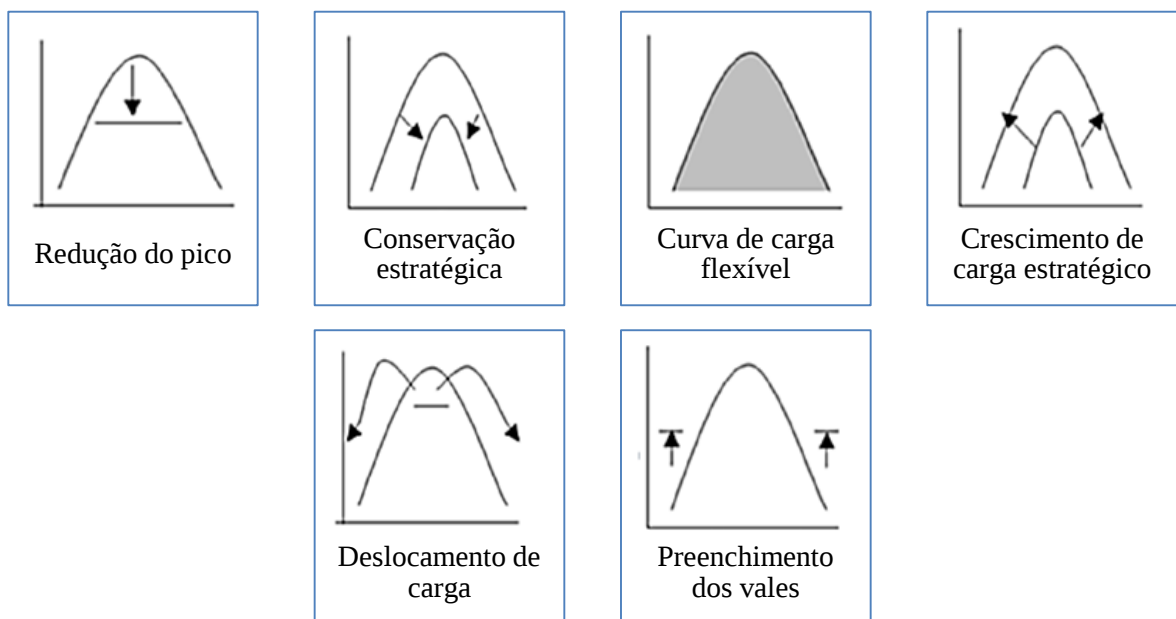


Figura 2.2. Possibilidades de modulação de carga através de GLD.

Fonte: Adaptado de GELLINGS (1985).

- i. Redução de pico (*peak clipping*): é uma das formas clássicas de gerenciamento de carga. Essa modulação é caracterizada pela redução de carga de ponta, realizada geralmente por controle direto da empresa de energia de elétrica; porém, também pode ser feita por meio de tarifas diferenciadas no tempo. Tal medida é eficiente em

termos técnicos e econômicos. Em termos técnicos, visa a aliviar a carga em períodos de alta demanda; e, em termos econômicos, possibilita uma redução na conta de eletricidade como resultado da contratação de um nível inferior de demanda (Baitelo, 2006).

- ii. Conservação estratégica (*strategic conservation*): as concessionárias adotam programas para incentivar o uso eficiente de energia elétrica, a fim de reduzir a demanda não somente no horário de ponta, mas durante as outras horas do dia. Geralmente, ocorre pelo incentivo à troca de aparelhos de uso final por modelos mais novos e eficientes.
- iii. Curva de carga flexível (*flexible load shape*): esse conceito está relacionado à confiabilidade. Para o planejamento do sistema elétrico, que deve englobar o estudo da oferta e da demanda, a carga poderá ser flexível se forem dadas aos consumidores opções de qualidade do serviço, que variam conforme o preço. Esse programa envolve carga não interrompível, gerenciamento integrado da energia e aparelhos individuais de controle.
- iv. Crescimento estratégico de carga (*strategic load growth*): essa modulação é disponibilizada por meio do incentivo à adoção de tecnologias baseadas em eletricidade para substituir equipamentos ineficientes, baseados em combustíveis fósseis, ou para melhora na produtividade do consumidor e da sua qualidade de vida.
- v. Deslocamento de carga (*load shifting*): também é uma forma clássica de gerenciamento de carga. Essa técnica incentiva os consumidores a deslocarem o consumo de energia elétrica do horário de pico para o horário fora do pico. Dessa forma, a modalidade combina as características do corte de ponta e do preenchimento de vale. O deslocamento é feito por meio de incentivos financeiros, impondo tarifas elevadas no horário de pico e oferecendo tarifas mais baixas no momento de menor carregamento do sistema (medida adotada na tarifa banca), impulsionando assim a transferência de carga para esses horários.
- vi. Preenchimento de vales (*valley filling*): é também uma forma clássica de gerenciamento de carga. Esse método incentiva o cliente a consumir mais energia elétrica durante períodos em que a concessionária gera energia a custos mais baixos.

2.2 Resposta da Demanda

As ações desenvolvidas através da resposta da demanda (RD), termo oriundo do inglês *demand response* (DR), referem-se ao gerenciamento da demanda de energia elétrica através do uso de preços no mercado de eletricidade, em resposta às condições de fornecimento, geração, ambientais, entre outras (Siebert, 2013; Gellings & Chamberlin, 1993).

Programas de RD podem ser classificados basicamente em dois tipos: Resposta da Demanda com Base em Incentivos – RDBI (do termo em inglês *incentive-based*) – e Resposta da Demanda com Base em Tarifas – RDBT (do termo em inglês *price-based*) (Gellings & Chamberlin, 1993). Na Figura 2.3 e na Figura 2.4, é possível verificar algumas das opções disponíveis para RDBI e RDBT, respectivamente.

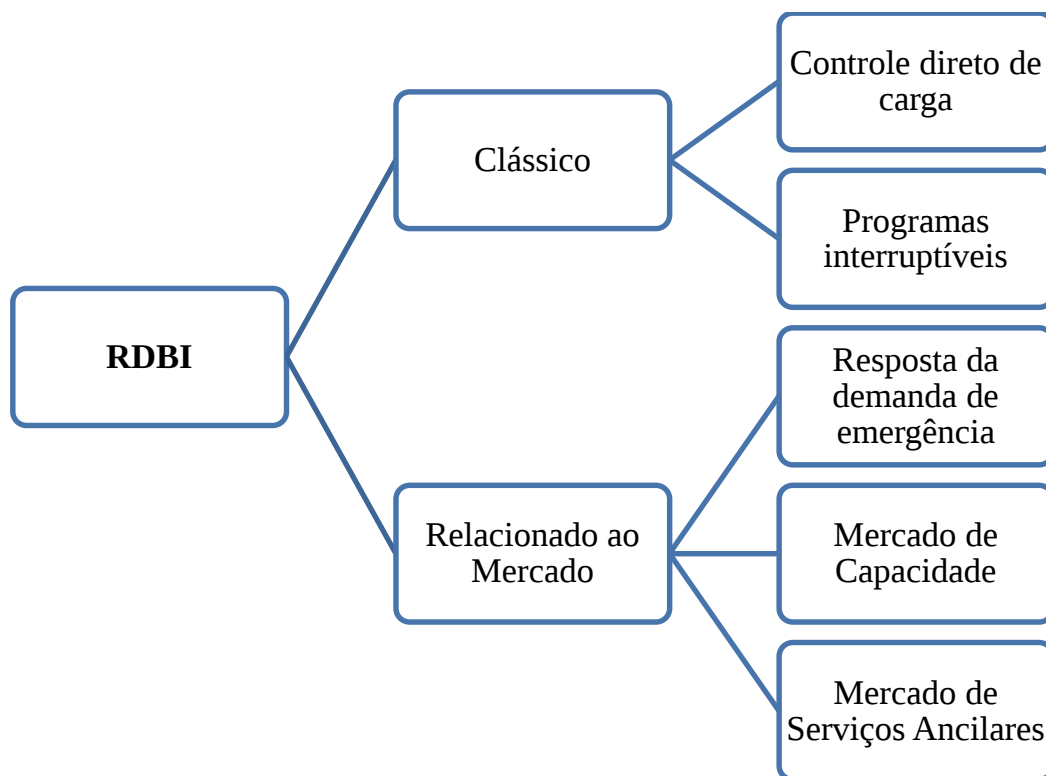


Figura 2.3. Opções disponíveis para Resposta da Demanda baseada em Incentivos.

Fonte: Adaptado de Albadi e El-Saadany (2008).

As ações baseadas em RDBI podem ainda ser subdivididas em clássicas e relacionadas ao mercado, conforme explicitado na Figura 2.3. Na primeira classe, os participantes do programa recebem incentivos na forma de créditos de energia elétrica ou descontos na fatura (Siebert, 2013). Na segunda opção, geralmente os integrantes são remunerados de acordo com a redução realizada durante os períodos críticos do sistema elétrico (Albadi e El-Saadany, 2008).

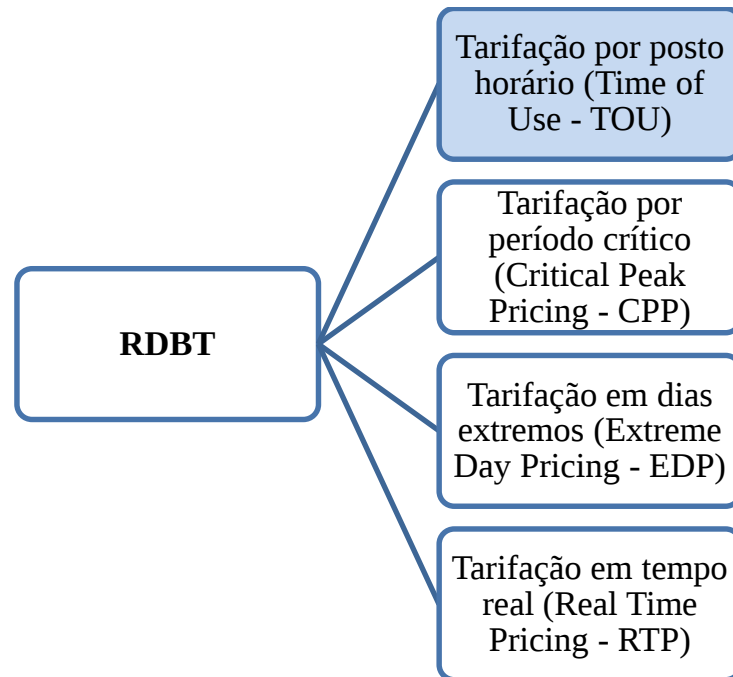


Figura 2.4. Opções disponíveis para Resposta da Demanda baseada em Tarificação.

Fonte: Adaptado de Albadi e El-Saadany (2008).

Os programas baseados em RDBT – foco deste estudo – disponibilizam aos participantes o uso de modalidades tarifárias diferenciadas. Uma opção de RDBT é a tarificação por posto horário (*Time of Use* – TOU), modalidade que torna possível uma redução de gastos com energia elétrica caso os consumidores ajustem o horário de uso e o consumo de energia em períodos com preço reduzido (períodos fora de ponta), evitando-se assim períodos com preços mais altos (períodos de ponta). Desta forma, a RDBT permite que se obtenha uma flexibilidade da curva de carga, mantendo o cliente com o domínio de seu consumo, porém, impulsionando mudanças no uso do sistema elétrico de acordo com a variação da precificação da energia. Um exemplo desse tipo de tarificação, e que consiste na peça principal deste estudo, é a modalidade instituída recentemente no País para consumidores pertencentes à classe de baixa tensão, a tarifa branca – a descrição dessa tarifa é realizada na sequência.

É importante enfatizar que a determinação dos tipos de tarifas e a seleção do público-alvo devem considerar os objetivos específicos determinados, tais como aliviar o sistema de distribuição de energia, estabelecer um novo padrão de consumo, entre outros. Se bem aplicadas, essas tarifas podem promover uma distribuição da carga de acordo com a necessidade da concessionária distribuidora de energia elétrica, resultando em um perfil de carga mais homogêneo (Siebert, 2013).

2.2.1 Modalidade tarifária: tarifa branca

Em 2010, a partir da aprovação da nova estrutura tarifária no setor elétrico brasileiro e mediante a Audiência Pública nº 120, instituiu-se a modalidade denominada “tarifa branca” para os consumidores pertencentes ao grupo tarifário de baixa tensão (grupo B). Isto é, permitiu-se a adesão à tarifação por posto horário por consumidores que são atendidos com tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV. Até a aprovação dessa mudança estrutural nas modalidades tarifárias, apenas a tarifa convencional era uma opção para esse grupo tarifário.

Conforme a Resolução Normativa nº 414/2010, a tarifa branca é caracterizada pela precificação da eletricidade por posto horário ou horário de uso (conforme analisado na categoria *Time of Use*), formada por três postos horários, sendo: (1) horário de ponta; (2) horário fora de ponta e (3) horário intermediário. A caracterização desses postos horários pode ser vista na Figura 2.5, elaborada com base em Aneel (2015).

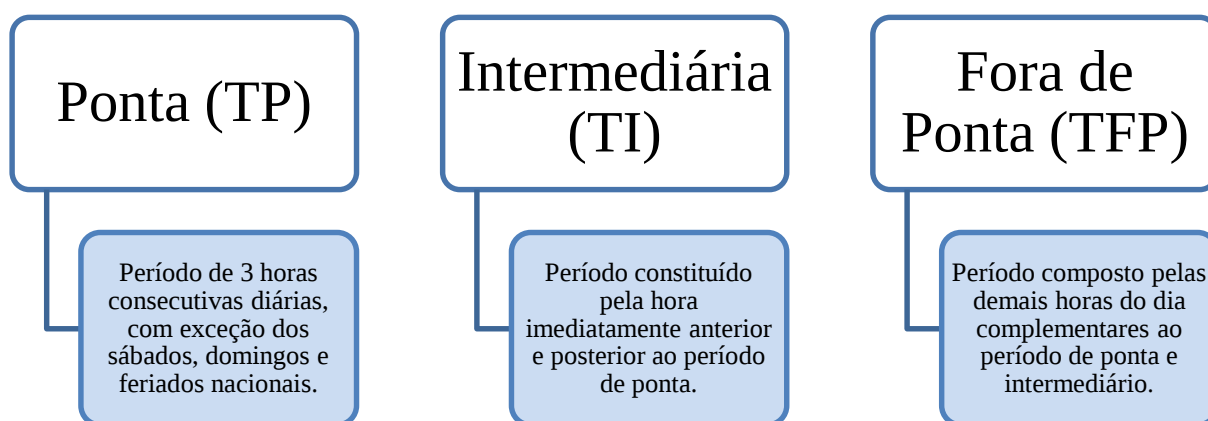


Figura 2.5. Descrição dos postos horários disponibilizados pela tarifa branca.

Fonte: Próprio autor (2018).

Apenas em 2016, com a Resolução Normativa nº 733, foram estabelecidas as condições para o uso da tarifa branca. Através desse documento, disponibilizou-se a opção facultativa dessa tarifa às unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, exceto as unidades de baixa renda, de iluminação pública e as enquadradas na modalidade de pré-pagamento. Essa modalidade tornou-se vigente em 01 de janeiro de 2018, podendo aderir: de imediato, unidades consumidoras com média anual de consumo igual ou superior a 500 kWh/mês; no ano posterior (01 de janeiro de 2019), unidades consumidoras com média anual de consumo superior a 250 kWh/mês; e, a partir de 2020, os demais consumidores (Montenegro, 2017; Bitencourt, 2017).

A Figura 2.6 e a Tabela 2.1 apresentam uma comparação entre essa nova tarifa e a tarifa convencional. É importante enfatizar que, antes da inserção desse tipo de tarifa para precificação das unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, apenas o grupo pertencente

ao fornecimento de alta tensão poderia aderir a tarifas por postos horários – denominadas no sistema brasileiro de tarifas horo-sazonais.

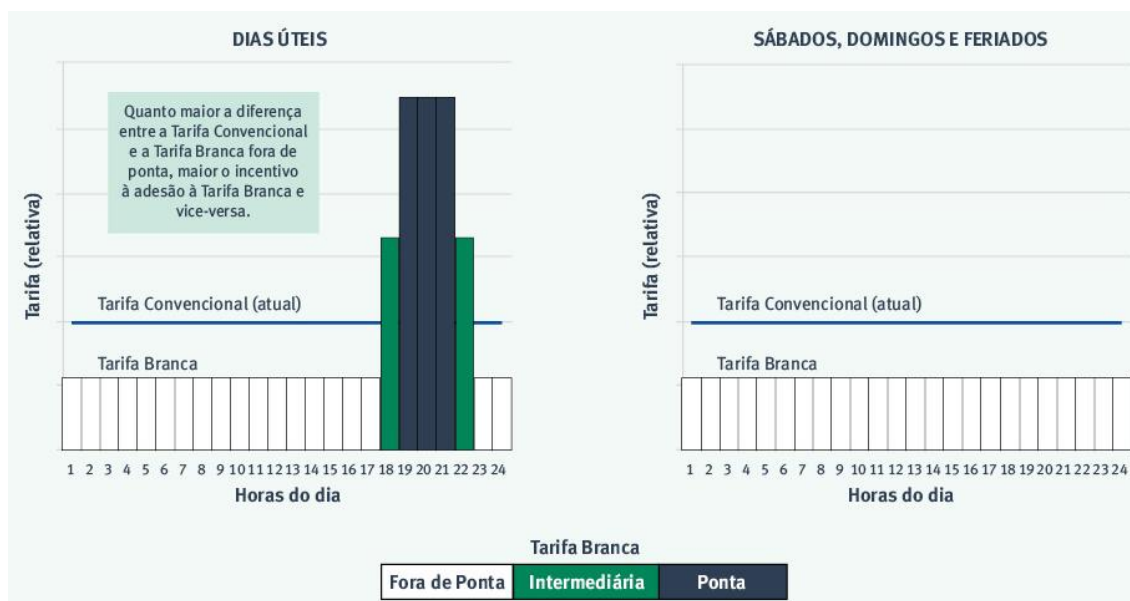


Figura 2.6. Comparativo entre a tarifa branca e a tarifa convencional.

Fonte: Geração Smart Grid (2016).

Tabela 2.1. Exemplo de precificação da tarifa branca *versus* tarifa convencional

Categoria	Tarifa convencional (R\$/kWh)	Tarifa branca (R\$/kWh)		Diferença percentual ¹
Residencial	0,50752	Ponta	0,91974	81%
		Intermediária	0,59690	18%
		Fora de Ponta	0,43568	-14%
Comercial	0,50752	Ponta	0,96143	89%
		Intermediária	0,62191	23%
		Fora de Ponta	0,44401	-13%
Rural	0,35526	Ponta	0,64381	81%
		Intermediária	0,41782	18%
		Fora de Ponta	0,30497	-14%

Fonte: COPEL (2018).

Obs.: Valores sem tributação disponibilizados pela Companhia Paranaense de Eletricidade (COPEL).

¹ Valores referentes à diferença percentual entre a tarifa convencional (valor base) e a tarifa branca, considerando a valoração de energia elétrica por setor em R\$/kWh.

A partir da Figura 2.6 e da Tabela 2.1, é possível verificar a diferença de valoração para os postos horários implantados nos dias úteis e a continuidade da tarifa convencional (atual) nos sábados, domingos e feriados. Diante disso, se os consumidores adotarem hábitos que priorizem o uso de energia nos períodos ditos “fora de ponta” e diminuam o consumo nos períodos de ponta e intermediários, essa opção de tarifa oferece uma oportunidade de redução na fatura de energia elétrica (Santos, 2014; Agência Brasil, 2017; Fernandes, 2017).

Capítulo 3

Metodologia proposta

A fim de verificar o impacto causado na curva de carga total de uma cidade, devido à adesão de uma parte dos consumidores à tarifa branca, uma série de cenários foram simulados, considerando-se dados reais de uma cidade de porte médio. Para isso, a metodologia adotada pode ser resumida nos seguintes passos:

- i. Aquisição de dados de unidades consumidoras de energia elétrica de um sistema de distribuição local;
- ii. Caracterização dos dados das unidades consumidoras;
- iii. Caracterização das curvas de carga típicas por setor e faixa de consumo;
- iv. Realocação de cargas no período de ponta;
- v. Definição de cenários;
- vi. Análise de resultados.

3.1 Aquisição de dados

Para realização das simulações, foram necessários dados sobre a potência nominal de cada equipamento elétrico (kW) e o horário de uso – ou seja, os hábitos típicos de cada faixa de consumo. Ademais, para analisar a curva de carga resultante da cidade, foram primordiais as informações sobre a representativa de cada setor atendido pelo sistema de distribuição local.

Essas informações sobre as unidades consumidoras foram extraídas de uma base de dados comercial de consumo de energia elétrica, abrangendo todos os consumidores de um sistema de distribuição. Os dados foram concedidos por uma empresa de distribuição do interior do estado de São Paulo, para fins de pesquisa. Ressalta-se que Francisquini (2006) desenvolveu um trabalho utilizando a mesma base de dados, disponibilizando as curvas características dos consumidores através de medições em tempo real. Essas curvas foram também empregadas neste trabalho para representar o comportamento típico de cada faixa de consumo.

A base de dados utilizada contém 82.527 usuários em uma cidade com cerca de 200 mil habitantes, sendo analisado um histórico de três anos de consumo.

Os dados encontram-se em diversos arquivos em formato .csv, cada um contendo 45 colunas e cerca de 100.000 linhas entre todos os arquivos. Disponibilizam-se informações sobre o tipo de consumidor, tipo de conexão, ponto de conexão, consumo em kWh/mês por 3 anos, entre outros aspectos.

Os dados foram minerados e estratificados, apresentando-se no estudo apenas os dados válidos das unidades consumidoras desse local. Tais informações foram subdivididas por setor, subestações e alimentadores.

4.2. Caracterização do sistema de distribuição local

A cidade em estudo é atendida por 4 subestações, denominadas no trabalho de S1, S2, S3 e S4. A primeira subestação (S1) é composta por 8 alimentadores; a segunda (S2), por 7 alimentadores; a terceira, (S3) por 9 alimentadores; e a quarta e última subestação (S4), por 6 alimentadores. A fim de mostrar os dados relacionados à subestação, aos alimentadores e à quantidade de unidades consumidoras, a Tabela 3.1 sistematiza os dados referentes à subestação 4 para o setor residencial, relacionando o número de unidades consumidoras (NUC) e a estratificação dos consumidores por faixa de consumo. Os dados das demais subestações estão disponíveis no Apêndice A.

Tabela 3.1. Dados da subestação S4

Residencial	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	778	16,92%	53	12,18%	10	8,47%	175	15,40%	333	11,80%	396	16,92%
80 kWh a 100 kWh	552	12,01%	46	10,57%	13	11,02%	138	12,15%	296	10,49%	250	10,68%
101 a 200 kWh	2325	50,57%	248	57,01%	68	57,63%	633	55,72%	1729	61,25%	939	40,11%
201 a 300 kWh	711	15,46%	73	16,78%	18	15,25%	142	12,50%	401	14,20%	336	14,35%
301 a 500 kWh	210	4,57%	14	3,22%	8	6,78%	37	3,26%	57	2,02%	212	9,06%
Acima de 500 kWh	22	0,48%	1	0,23%	1	0,85%	11	0,97%	7	0,25%	208	8,89%

Fonte: Próprio autor (2018).

A partir da Tabela 3.1, é possível observar que S4 é caracterizada pelo atendimento, em sua maior parte, de usuários que possuem a faixa de consumo entre 101 a 200 kWh/mês, representando em média 53% dos consumidores nessa subestação. O mesmo ocorre em S1, S2 e S3, conforme dados apresentados no Apêndice A.

Os dados sucintos relacionados ao número de unidades consumidoras e ao setor atendido por subestação estão disponibilizados na Tabela 3.2. É possível observar que as unidades consumidoras que compõem as quatro subestações são, em sua maior parte, do setor residencial.

As subestações 2 e 4 são constituídas basicamente por usuários residenciais, apresentando uma porcentagem de cerca de 93% e 92%, respectivamente. Já as subestações 1 e 3 possuem um número significativo de consumidores comerciais – cerca de 15% e 13%, respectivamente.

Tabela 3.2. Dados gerais das subestações 1, 2, 3 e 4

Setor	Subestação 1		Subestação 2		Subestação 3		Subestação 4	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Residencial	8614	79,11%	19818	93,10%	21492	84,73%	11451	92,49%
Industrial	212	1,95%	206	0,97%	248	0,98%	177	1,43%
Comercial	1584	14,55%	1095	5,14%	3181	12,54%	584	4,72%
Rural	324	2,98%	77	0,36%	299	1,18%	107	0,86%
P. Público	121	1,11%	58	0,27%	117	0,46%	35	0,28%
S. Público	20	0,18%	31	0,15%	24	0,09%	26	0,21%
Próprio	13	0,12%	1	0,00%	4	0,02%	1	0,01%

Fonte: Próprio autor (2018).

3.2 Curva de carga característica

Para definição das curvas de carga dos consumidores residenciais, comerciais e industriais pertencentes ao grupo tarifário de baixa tensão, utilizaram-se como base as curvas típicas desenvolvidas por Francisquini (2006), que se fundamentou nas metodologias disponibilizadas em Jardim *et al.* (1994, 1995, 2000).

As curvas estão organizadas por subclasses, de acordo com o consumo mensal de energia elétrica (kWh/mês) – 0 a 100 kWh/mês; 101 a 200 kWh/mês; 201 a 300 kWh/mês; 301 a 500 kWh/mês; e acima de 500 kWh/mês. A Figura 3.1 representa a curva de carga típica para consumidores residenciais de até 100 kWh/mês. As demais curvas de carga por setor e classe de consumo estão disponibilizadas no Anexo A.

Como eram necessárias informações sobre indicação e listagem dos equipamentos utilizados, potência nominal e tempo de uso de cada equipamento, os hábitos de consumo dos usuários foram criados de forma hipotética, com base nas curvas obtidas, nos equipamentos elétricos listados no Anexo B e na curva de carga dos consumidores residenciais com equipamentos gerenciáveis disponibilizada por Aneel (2010b).

Os dados das curvas de carga características do setor rural, do poder público, do setor público e próprio não foram disponibilizados em Francisquini (2006). Desta forma, como não foi possível obter tais informações, para a análise conduzida neste estudo, considerou-se a curva total da cidade, composta pelos setores industrial, comercial e residencial. Os dados tomados como premissa correspondem: a 95,61% das unidades consumidoras atendidas na subestação 1

(S1); a 99,62% na subestação 2 (S2); a 99,07% na subestação 3 (S3); e a 98,64% na subestação 4 (S4).

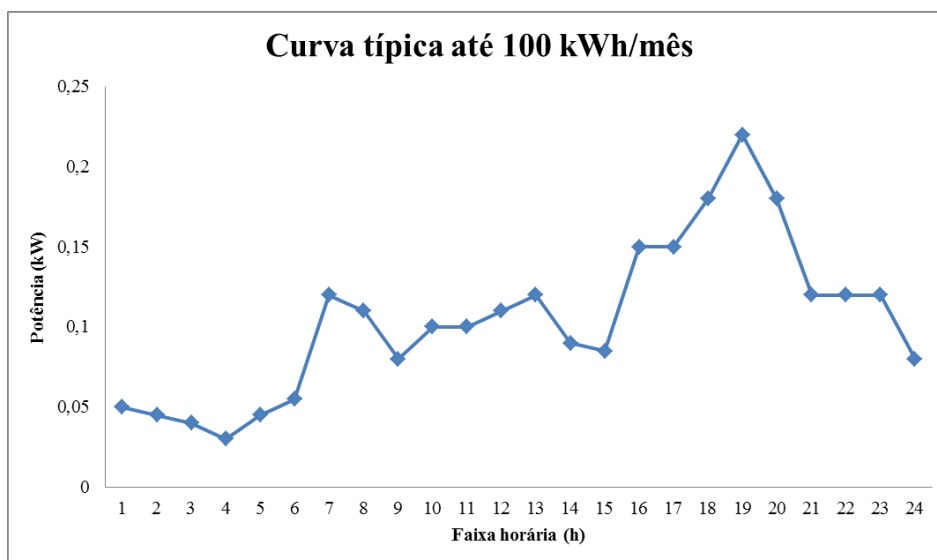


Figura 3.1. Curva típica para consumidores residenciais nos dias úteis – 0 a 100 kWh/mês.

Fonte: Francisquini (2006).

Com as informações dessas curvas típicas, é possível calcular o valor correspondente à curva de carga total da cidade, que serviu como ponto de referência para comparação das simulações. Para isso, a quantidade de consumidores em cada faixa de consumo foi multiplicada pela curva característica correspondente; e, na sequência, todas as curvas foram adicionadas por setor, obtendo-se o gráfico apresentado na Figura 3.2. Assim, pode ser observado que a demanda máxima corresponde a cerca de 40 MW e acontece no horário entre 18h e 19h, que corresponderia precisamente ao período nos quais a tarifa branca tem seu maior custo.

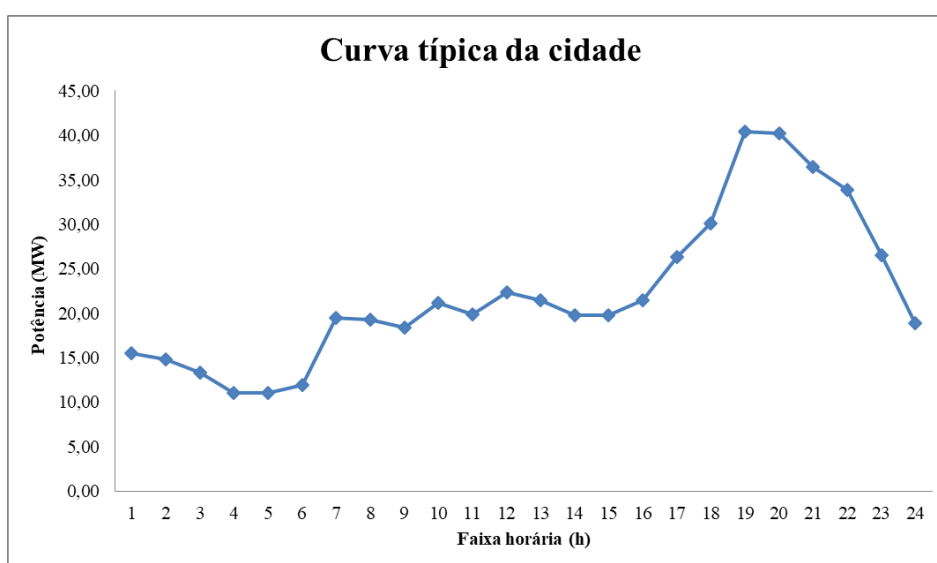


Figura 3.2. Curva de carga total da cidade.

Fonte: Próprio autor (2018).

3.3 Realocação de cargas no período de ponta

Para simular o impacto da adesão dos consumidores à tarifa branca, é necessário estimar como a curva de carga pode ser modificada devido à resposta dos consumidores a essa ação.

Neste trabalho, considerou-se um caso extremo, no qual os consumidores estariam dispostos a não utilizar dispositivos elétricos nos horários de ponta – exceto aqueles permanentemente conectados, como, por exemplo, as geladeiras. Assim, o uso dos outros dispositivos estaria deslocado para períodos ociosos no sistema elétrico, que, conseqüentemente, possuem valores mais baixos.

Para simular esse efeito, foi implementado um modelo de otimização básico que considera a quantidade de horas em que se utiliza cada dispositivo e seu deslocamento horário. Este modelo restringe-se à verificação apenas do deslocamento de carga, desconsiderando a redução do consumo energético. Os resultados obtidos são indicativos para casos extremos e não representam soluções reais, por não possuírem restrições em relação a parâmetros de conforto no uso desses dispositivos elétricos.

O modelo é do tipo linear inteiro misto (MIP), cuja função objetivo considera os seguintes fatores:

- i. Preço por faixa horária de energia elétrica (R\$/kWh);
- ii. Potência nominal de cada equipamento elétrico (kW);
- iii. Tempo de utilização de cada equipamento elétrico (em horas).

A função objetivo que deve ser minimizada corresponde à quantificação dos custos de eletricidade dos consumidores. A redução do custo da eletricidade resulta na adesão dos consumidores ao deslocarem a carga nos horários de pico.

$$Z = \sum_{i=1}^n (D_i) \sum_{j=1}^{24} ((G(D_i, T_j))) \quad (3.1)$$

Onde:

- | | |
|---------------|---|
| n | Número de equipamentos elétricos; |
| i | Índice de alternativas de equipamentos elétricos; |
| j | Índice de faixas horárias diárias; |
| D_i | Equipamentos elétricos em uso; |
| T_j | Faixas de tempo (em horas); |
| $G(D_i, T_j)$ | Demanda elétrica requerida por período (representado pela Equação 3.2); |

$$G(D_i, T_j) = X_{i,j} \times P_i \times Tarifa_j \quad (3.2)$$

Onde:

P_i	Potência nominal do equipamento elétrico (kW);
$Tarifa$	Valor da tarifa por posto horário (R\$/kWh) – conforme valores apresentados na Tabela 2.1;
$X_{i,j}$	Alocação do equipamento elétrico em uso (variável binária).

A minimização da função objetivo está sujeita a um conjunto de restrições, sendo:

- (1) Restrição em relação ao tempo máximo de uso de cada equipamento elétrico durante o período diário (valores pré-estabelecidos pelo usuário);
- (2) Restrição em relação ao tempo mínimo de uso de cada equipamento elétrico durante o período diário (valores pré-estabelecidos pelo usuário);
- (3) Restrição em relação ao horário de realocação da carga (períodos no horário das 0h00 às 5h00 estão restritos neste modelo);
- (4) Desligamento das cargas durante o período de ponta de forma instantânea;
- (5) Priorização no horário de ponta de uso de equipamentos destinados a refrigeração (geladeiras) e iluminação.

Como exemplo, apresenta-se a análise de um consumidor que possui curva típica na faixa de 201 a 300 kWh.

Considerou-se a curva típica fornecida por Francisquini (2006) como curva base. Os hábitos de consumo desse usuário foram criados de forma hipotética, em intervalos de tempo de uma hora, baseando-se nos equipamentos elétricos listados na Tabela 3.3 e na curva de carga dos consumidores residenciais com equipamentos gerenciáveis disponibilizada por Aneel (2010b), fatores que resultaram em uma curva característica.

Como a tarifa branca só é válida nos dias úteis (segunda-feira a sexta-feira), as análises realizadas para esse usuário ficaram restritas a esses dias. Sendo assim, os equipamentos elétricos listados e os tempos máximos e mínimos de uso foram considerados.

Os tempos de uso máximo e mínimo por período de cada equipamento elétrico foram estabelecidos na Tabela 3.4. Nota-se que os valores mínimos e máximos são os mesmos, já que, no caso em estudo, apenas o deslocamento das cargas é verificado.

Em relação à tarifa branca, delimitaram-se os valores por postos horários – horário de ponta, fora de ponta e intermediário –, de acordo com a Tabela 2.1, com base na precificação disponibilizada pela Copel para classe residencial. Portanto, utilizaram-se os seguintes valores:

- i. Horário de ponta: R\$0,91974/kWh;
- ii. Horário intermediário: R\$0,59690/kWh;
- iii. Horário fora de ponta: R\$0,43568/kWh.

Tabela 3.3. Listagem de equipamentos elétricos e potência nominal em Watts

	Equipamentos elétricos	Potência (W)
D1	Iluminação	60
D2	Chuveiro	3000
D3	Secador de cabelo	1400
D4	Televisor	100
D5	Receptor/conversor de TV	80
D6	Telefone sem fio/Roteador	100
D7	Geladeira	75
D8	Cafeteira elétrica	500
D9	Micro-ondas	1000
D10	Torradeira	800
D11	Carregador de celular	80
D12	Computador	300
D13	Ventilador	120

Fonte: Cemig (2013); Cooperluz (2018); Energisa (2018).

Tabela 3.4. Tempo de uso máximo e mínimo para cada equipamento

	Uso mínimo (em horas)	Uso máximo (em horas)
D1	3x12	3x12
D2	0,5	0,5
D3	0,2	0,2
D4	7,5	7,5
D5	4,5	4,5
D6	24	24
D7	24	24
D8	0,1	0,1
D9	0,1	0,1
D10	0,1	0,1
D11	1	1
D12	5	5
D13	6	6

Fonte: Próprio autor (2018).

Utilizando os dados listados acima, pode-se obter a curva base desse consumidor, apresentada na Figura 3.3.

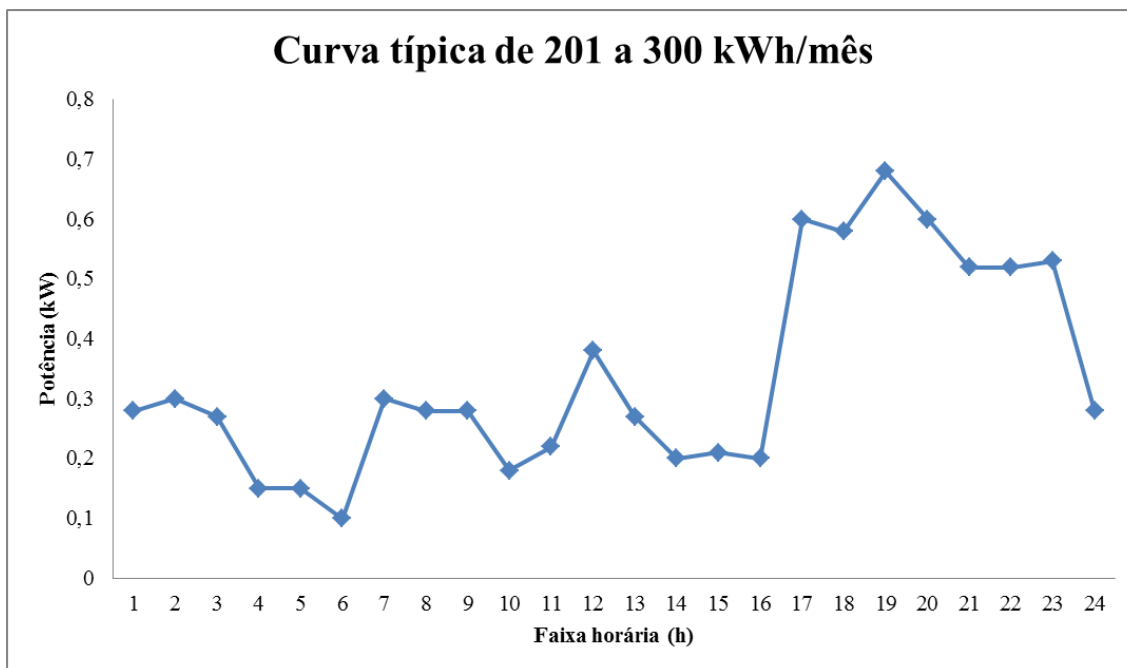


Figura 3.3. Curva típica para consumidores comerciais nos dias úteis– 201 a 300 kWh/mês.

Fonte: Adaptado de Francisquini (2006).

De posse da função objetivo de minimização desenvolvida e restringindo-a em relação ao tempo máximo e mínimo de uso de cada equipamento por faixa horária (Tabela 3.4), obteve-se a curva de carga diária modificada, ilustrada na Figura 3.4.

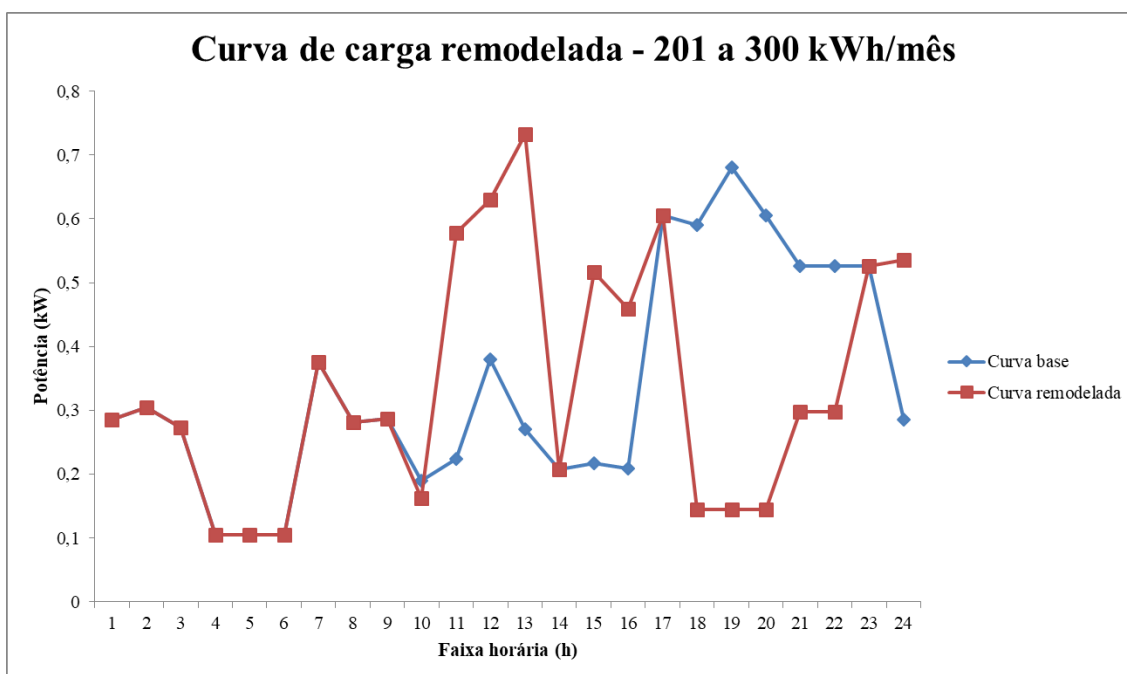


Figura 3.4. Curva de carga para consumidores residências de 201 a 300 kWh/mês, modificada por ação de GLD (tarifa branca).

Fonte: Próprio autor (2018).

Deve-se enfatizar que a curva modificada resulta na melhor estratégia possível para reduzir o consumo, considerando um alto grau de flexibilidade desse consumidor. As demais faixas de consumo para o setor residencial foram analisadas levando esse critério como premissa, a fim de se verificar a maior redução da demanda elétrica nos períodos de ponta.

3.4 Definição de cenários

Para a análise dos impactos causados na curva de carga total, de posse dos dados de usuários típicos por faixa de consumo e setor, extrapolaram-se os dados para os demais usuários de uma cidade de médio porte. Assim, delimitaram-se diversos casos e cenários (Tabela 3.5), considerando-se a adesão mínima, a máxima e outros pontos intermediários, sendo:

- (1) Caso 1: Ano 1 – Adesão de consumidores residenciais que possuem consumo acima de 500 kWh/mês.

Considerou-se, como 1º caso, a possibilidade de adesão de 5%, 10%, 25%, 50%, 75% e 90% dos consumidores residenciais que possuem consumo acima de 500 kWh/mês.

A justificativa para esses cenários embasa-se nas restrições instauradas pela Aneel, que descrevem que, no primeiro ano de disponibilização da tarifa branca, apenas consumidores que possuírem consumo acima de 500 kWh/mês podem aderir à nova modalidade, como indicado no Capítulo 2.

- (2) Caso 2: Adesão das unidades consumidoras residenciais que possuem consumo acima de 300 kWh/mês – Ano 2.

Nesse caso, considerou-se a possibilidade de adesão de 5%, 10%, 25%, 50%, 75% e 90% dos consumidores residenciais que possuem consumo acima de 300 kWh/mês.

Ressalta-se que esses cenários se justificam com base nas restrições instauradas pela Aneel, que descrevem que, no segundo ano de disponibilização da tarifa branca, apenas consumidores que possuírem consumo acima de 250 kWh/mês podem aderir à modalidade, conforme abordado no Capítulo 2. Nos cenários propostos, limitou-se a adesão a consumidores acima de 300 kWh/mês, devido à restrição de dados de curvas de carga.

- (3) Caso 3: Adesão dos consumidores que possuem consumo acima de 80 kWh/mês – Ano 3.

Nesse caso, considerou-se a possibilidade de adesão de 5%, 10%, 25%, 50%, 75% e 90% dos consumidores residenciais que possuem consumo acima de 80 kWh/mês.

Ressalta-se que esses cenários se justificam com base nas restrições instauradas pela Aneel, que descrevem que, no terceiro ano de disponibilização da tarifa branca, os consumidores que possuírem consumo acima de 80 kWh/mês podem aderir à

modalidade, conforme citado no Capítulo 2. Os consumidores que possuem consumo abaixo de 80 kWh/mês foram excluídos do processo, devido à classificação pertencente – classe baixa renda.

Tabela 3.5. Descrição detalhada dos cenários propostos para estudo

		Caso 1	Caso 2	Caso 3
<i>Cenários delimitados</i>	5% UC acima 500 kWh/mês		5% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	5% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês
			5% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	5% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês
			5% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	5% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês
			5% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	5% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês
			5% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	5% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês
			5% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	5% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês
	10% UC acima 500 kWh/mês		10% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	10% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês
			10% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	10% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês
			10% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	10% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês
			10% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	10% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês
			10% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	10% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês
			10% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	10% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês
	25% UC acima 500 kWh/mês		25% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	25% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês
			25% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	25% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês
			25% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	25% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês
			25% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	25% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês
			25% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	25% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês
			25% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	25% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês
	50% UC acima 500 kWh/mês		50% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	50% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês
			50% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	50% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês
			50% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	50% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês
			50% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	50% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês
			50% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	50% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês
			50% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	50% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês
	75% UC acima 500 kWh/mês		75% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	75% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês
			75% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	75% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês
			75% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	75% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês
			75% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	75% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês
			75% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	75% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês
			75% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	75% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês
	90% UC acima 500 kWh/mês		90% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	90% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês
			90% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	90% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês
			90% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	90% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês
			90% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	90% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês
			90% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	90% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês
			90% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	90% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês

Fonte: Próprio autor (2018).

Em resumo, a metodologia definida neste capítulo inicia com a determinação da demanda máxima da cidade, utilizando os dados comerciais de todos os usuários e as curvas de carga características do município. Na sequência, as curvas de carga são modificadas, considerando-se o máximo deslocamento de cargas nos horários de ponta. Assim, obtêm-se a demanda máxima modificada da cidade e os resultados, de acordo com os cenários de adesão dos consumidores delimitados. Esse processo é apresentado no fluxograma da Figura 3.5.

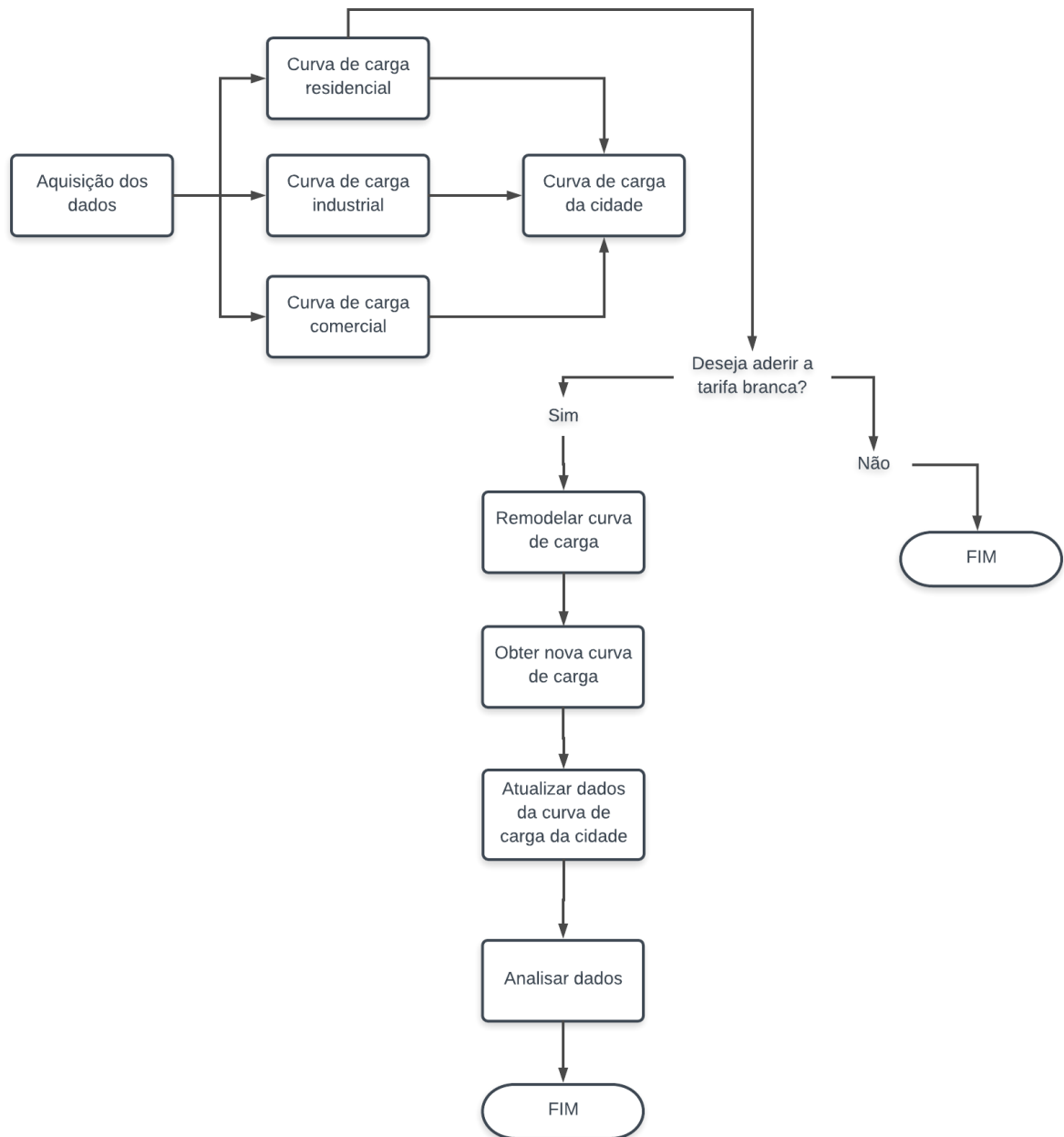


Figura 3.5. Fluxograma de acordo com a metodologia em uso.

Fonte: Próprio autor (2018).

Capítulo 4

Análise de Resultados

Neste capítulo, são analisados os resultados obtidos através da aplicação da ação de GLD – a tarifa branca –, em uma cidade do estado de São Paulo, seguindo a metodologia descrita no Capítulo 3. O objetivo principal é analisar a modulação da curva de carga por faixa de consumo do setor residencial, averiguando a máxima redução nos períodos de ponta no sistema de distribuição de energia elétrica.

4.1 Resumo das premissas consideradas no estudo

As premissas consideradas no trabalho foram definidas ao longo do Capítulo 3 e são sintetizadas a seguir:

- i. Quatro subestações que suprem o fornecimento da cidade do estado de São Paulo foram analisadas – S1, S2, S3 e S4 –, sendo modificadas apenas as curvas de carga do setor residencial, conforme descrito no Capítulo 3.
- ii. Foram utilizadas as curvas típicas disponibilizadas por Frasciuni (2006) como base para o estudo; porém, como dados mais detalhados eram necessários e por não se ter acesso a essas informações, foi determinada a modelagem dos hábitos de consumo hipoteticamente, estabelecendo-se casos típicos para cada faixa de consumo.
- iii. Para análise da redução ótima da demanda energética nos horários de ponta, considerou-se a flexibilidade máxima dos usuários residenciais, mantendo-se apenas o consumo de parte da iluminação e da refrigeração (uso da geladeira).
- iv. Nas simulações realizadas, considerou-se apenas o deslocamento das cargas nas unidades consumidoras residenciais – ou seja, o consumo manteve-se igual, porém foi realocado em horários de menor demanda.
- v. Para análise da curva de carga resultante da cidade, consideraram-se apenas os setores residenciais, industriais e comerciais na composição. Esses setores

correspondem a 95,61% das unidades consumidoras em S1; a 99,62% das unidades em S2; a 99,07% das unidades em S3; e a 98,64% das unidades em S4.

4.2 Análise dos resultados para cada subestação

Para cada um dos cenários descritos no Capítulo 3, verificou-se a adesão dos consumidores residenciais pertencentes às quatro subestações S1, S2, S3 e S4, a partir da otimização da curva de carga e por meio da função objetivo formulada. No Apêndice B, estão disponibilizados os dados gerais obtidos para cada uma das simulações.

Esta seção volta-se à análise dos resultados obtidos para a Subestação 1 (S1) – que possui cerca de 79% das unidades consumidoras pertencentes à classe residencial – e para a Subestação 4 (S4) – que possui cerca de 92% das unidades consumidoras pertencentes à classe residencial. Essas subestações foram escolhidas para análise devido ao número de unidades consumidoras que possuem consumo acima de 500 kWh/mês. Como essa faixa de consumo é a que possui maior número de equipamentos elétricos, analisar como se comporta a curva com mais ou menos consumidores dessa categoria é primordial. Em S1, essas unidades representam cerca de 9% dos consumidores com demanda maior do que 500 kWh/mês; e, em S4, o valor está em torno de 2%.

Além dos dados analisados para essas subestações, são apresentadas informações referentes aos alimentadores da cidade, bem como a curva de carga resultante dos três setores considerados neste trabalho, avaliando-se o impacto causado no sistema de distribuição local frente à adesão dos consumidores residenciais a essa ação de GLD.

4.2.1 Resultados obtidos para Subestação 1 – curva de carga residencial

A subestação 1 é constituída, em sua maioria (34%), por consumidores residenciais pertencentes à faixa de consumo de 101 a 200 kWh/mês, valor que representa 2.900 unidades consumidoras (UCs). Os consumidores pertencentes às faixas de consumo abaixo de 100 kWh/mês correspondem a 24%, o que resulta em 2.113 UCs. A faixa de consumo de 201 a 300 kWh/mês representa 18% dos consumidores, resultando em um número de 1.582 unidades. Já as faixas de consumo mais elevado, de 301 a 500 kWh/mês e acima de 500 kWh/mês, representam, respectivamente, 15% (1.282 unidades) e 9% (737 unidades).

Na Tabela 4.1, são apresentados os valores obtidos para redução da demanda elétrica nos horários de ponta (18h00 às 22h00), na curva de carga residencial resultante da subestação 1. Esses valores referem-se à máxima de redução alcançada dentro desse período de ponta.

Tabela 4.1. Resumo dos resultados obtidos para os três casos propostos, evidenciando a máxima redução percentual obtida nos horários de ponta para S1 – curva de carga residencial.

Máxima redução - Caso 1		Máxima redução – Caso 2		Máxima redução – Caso 3	
5% UC acima 500 kWh/mês	1%	5% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	2%	5% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	3%
		5% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	3%	5% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	5%
		5% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	5%	5% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	10%
		5% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	9%	5% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	19%
		5% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	14%	5% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	27%
		5% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	16%	5% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	33%
10% UC acima 500 kWh/mês	3%	10% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	3%	10% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	4%
		10% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	4%	10% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	6%
		10% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	6%	10% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	11%
		10% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	10%	10% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	20%
		10% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	14%	10% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	29%
		10% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	17%	10% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	34%
25% UC acima 500 kWh/mês	6%	25% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	7%	25% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	8%
		25% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	7%	25% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	10%
		25% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	9%	25% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	15%
		25% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	13%	25% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	24%
		25% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	17%	25% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	32%
		25% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	19%	25% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	38%
50% UC acima 500 kWh/mês	13%	50% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	13%	50% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	14%
		50% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	14%	50% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	16%
		50% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	15%	50% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	21%
		50% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	18%	50% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	30%
		50% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	22%	50% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	38%
		50% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	25%	50% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	44%
75% UC acima 500 kWh/mês	19%	75% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	19%	75% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	21%
		75% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	20%	75% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	22%
		75% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	21%	75% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	27%
		75% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	24%	75% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	36%
		75% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	28%	75% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	44%
		75% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	30%	75% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	50%
90% UC acima 500 kWh/mês	23%	90% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	23%	90% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	24%
		90% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	24%	90% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	26%
		90% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	25%	90% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	31%
		90% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	28%	90% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	39%
		90% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	31%	90% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	48%
		90% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	33%	90% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	53%

Fonte: Próprio autor (2018).

No caso 1, apresentam-se os valores referentes à adesão apenas dos consumidores acima de 500 kWh/mês. No caso 2, são dispostos os dados resultantes da adesão dos consumidores acima de 500 kWh/mês e dos consumidores de 301 a 500 kWh/mês. Por fim, no caso 3, são

apresentados os dados relacionados à adesão dos consumidores acima de 500 kWh/mês e dos consumidores de 80 a 500 kWh/mês.

Por exemplo, na primeira linha, levando-se em consideração a curva de carga com máxima demanda de 7,2 MW – para o setor residencial da subestação 1, obteve-se, para o caso de 5% de adesão dos consumidores acima de 300 kWh/mês, por meio da remodelação, um valor máximo de 7,07 MW, para o mesmo período. Resultando, portanto, em uma redução máxima na curva de carga de 2%.

Assim, no caso 1, para o primeiro cenário, é possível verificar que a adesão de 5% dos consumidores acima de 500 kWh/mês não afeta significativamente a curva de carga final, reduzindo apenas 1% da carga no período de ponta, sendo o pior caso em estudo.

Verificando a adesão maciça dos consumidores, no cenário de 90% de adesão dos usuários acima de 80 kWh/mês, obtém-se um valor de redução máxima de 53% na curva de carga no período de ponta. Nota-se que esse caso é menos provável de ocorrer, visto que praticamente todos os usuários deveriam mudar os hábitos de consumo.

Entretanto, para o cenário de 50% de adesão dos consumidores acima de 80 kWh/mês, obtém-se uma máxima redução de 30%, sendo 13% resultante da adesão de 50% dos consumidores acima de 500 kWh/mês.

Também é possível constatar que a adesão de até 10% dos consumidores abaixo de 500 kWh/mês não resulta em valores representativos na redução máxima da curva de carga, quando comparada aos mesmos casos para os valores obtidos pela adesão dos consumidores acima de 500 kWh/mês. Neste caso, para subestações que possuem um número representativo de consumidores acima de 500 kWh/mês, recomenda-se o incentivo à adesão dessa classe.

Além dos resultados obtidos na subestação 1, a fim de analisar o impacto causado nos alimentadores dessa subestação devido à adesão dos consumidores a essa ação de GLD, dois alimentadores foram escolhidos para estudo. O alimentador 6 e o alimentador 8 foram selecionados, devido ao número de consumidores com consumo acima de 500 kWh/mês. O alimentador 6 possui a menor parcela de consumidores com essa característica – cerca de 0,4% – dentre os alimentadores desse sistema; e o alimentador 8 possui a maior parcela de consumidores acima de 500 kWh – cerca de 21%.

Alimentador 6

O alimentador 6, da subestação 1, possui cerca de 53% de consumidores residenciais pertencentes à faixa de consumo de 101 a 200 kWh/mês; esse valor representa 140 unidades consumidoras. Os consumidores pertencentes às faixas de consumo abaixo de 100 kWh/mês correspondem a 35%, o que resulta em 93 UCs. A faixa de consumo de 201 a 300 kWh/mês representa 9% dos consumidores, resultando em um número de 25 unidades. Já as faixas de consumo mais elevado, de 301 a 500 kWh/mês e acima de 500 kWh/mês, representam,

respectivamente, 2% (6 unidades) e 0,4% (1 unidade). Na Tabela 4.2, são apresentados os resultados obtidos com a simulação dos três casos para esse alimentador.

Tabela 4.2. Resumo dos resultados obtidos para os três casos propostos, evidenciando a máxima redução percentual obtida nos horários de ponta para Alimentador 6, S1 – curva de carga residencial.

Máxima redução – Caso 1		Máxima redução – Caso 2		Máxima redução – Caso 3	
5% UC acima 500 kWh/mês	0%	5% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	0%	5% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	3%
		5% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	1%	5% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	6%
		5% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	2%	5% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	16%
		5% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	3%	5% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	31%
		5% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	4%	5% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	46%
		5% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	5%	5% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	56%
10% UC acima 500 kWh/mês	0%	10% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	0%	10% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	3%
		10% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	1%	10% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	6%
		10% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	2%	10% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	16%
		10% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	3%	10% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	31%
		10% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	5%	10% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	46%
		10% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	5%	10% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	56%
25% UC acima 500 kWh/mês	1%	25% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	1%	25% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	4%
		25% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	1%	25% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	7%
		25% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	2%	25% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	16%
		25% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	3%	25% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	31%
		25% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	4%	25% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	47%
		25% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	6%	25% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	56%
50% UC acima 500 kWh/mês	2%	50% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	1%	50% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	4%
		50% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	2%	50% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	7%
		50% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	2%	50% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	17%
		50% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	4%	50% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	32%
		50% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	5%	50% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	47%
		50% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	6%	50% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	57%
75% UC acima 500 kWh/mês	2%	75% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	2%	75% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	5%
		75% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	2%	75% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	8%
		75% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	3%	75% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	17%
		75% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	4%	75% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	33%
		75% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	6%	75% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	48%
		75% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	7%	75% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	57%
90% UC acima 500 kWh/mês	2%	90% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	2%	90% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	5%
		90% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	2%	90% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	8%
		90% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	3%	90% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	17%
		90% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	4%	90% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	33%
		90% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	6%	90% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	48%
		90% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	7%	90% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	58%

Fonte: Próprio autor (2018).

Analisando-se os valores apresentados na Tabela 4.2, é possível verificar a máxima redução obtida nos horários de ponta na curva de carga residencial do alimentador 6.

Nesse sistema, observa-se que é obtida, de forma significativa, a redução da curva de carga requerida apenas a partir da adesão de consumidores abaixo de 300 kWh/mês, devido às características das unidades atendidas pelo alimentador. Para adesão de 90% dos consumidores acima de 500 kWh/mês, é possível observar uma redução de apenas 2%; porém, a adesão de 5% de consumidores abaixo de 300 kWh/mês resulta em 3% de redução.

Alimentador 8

O alimentador 8, da subestação 1, é constituído, em sua maior totalidade (28%), por consumidores residenciais pertencentes à faixa de consumo de 301 a 500 kWh/mês; esse valor representa 347 unidades consumidoras. Os consumidores pertencentes às faixas de consumo abaixo de 200 kWh/mês correspondem a 34%. A faixa de consumo de 201 a 300 kWh/mês representa 18% dos consumidores. Já a faixa de consumo mais elevado, acima de 500 kWh/mês, representa 21% dos consumidores. Na Tabela 4.3 e na Tabela 4.4, são apresentados os resultados obtidos com a simulação dos três cenários para esse alimentador.

Tabela 4.3. Resumo dos resultados obtidos para os três casos propostos, evidenciando a máxima redução percentual obtida nos horários de ponta para Alimentador 8, S1 – curva de carga residencial – Parte 1.

Máxima redução – Caso 1		Máxima redução – Caso 2		Máxima redução – Caso 3	
5% UC acima 500 kWh/mês	2%	5% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	3%	5% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	3%
		5% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	3%	5% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	4%
		5% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	6%	5% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	9%
		5% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	10%	5% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	16%
		5% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	15%	5% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	23%
		5% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	18%	5% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	27%
10% UC acima 500 kWh/mês	4%	10% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	4%	10% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	5%
		10% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	5%	10% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	6%
		10% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	8%	10% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	10%
		10% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	12%	10% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	17%
		10% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	16%	10% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	25%
		10% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	19%	10% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	29%
25% UC acima 500 kWh/mês	9%	25% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	10%	25% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	10%
		25% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	10%	25% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	11%
		25% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	13%	25% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	15%
		25% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	17%	25% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	22%
		25% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	21%	25% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	29%
		25% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	24%	25% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	34%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela 4.4. Resumo dos resultados obtidos para os três casos propostos, evidenciando a máxima redução percentual obtida nos horários de ponta para Alimentador 8, S1 – curva de carga residencial – Parte 2.

Máxima redução – Caso 1		Máxima redução – Caso 2		Máxima redução – Caso 3	
50% UC acima 500 kWh/mês	18%	50% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	19%	50% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	19%
		50% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	19%	50% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	20%
		50% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	21%	50% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	23%
		50% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	25%	50% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	30%
		50% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	29%	50% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	38%
		50% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	32%	50% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	42%
75% UC acima 500 kWh/mês	27%	75% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	28%	75% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	28%
		75% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	28%	75% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	29%
		75% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	30%	75% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	32%
		75% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	33%	75% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	39%
		75% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	35%	75% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	46%
		75% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	37%	75% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	50%
90% UC acima 500 kWh/mês	33%	90% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	33%	90% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	34%
		90% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	34%	90% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	35%
		90% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	35%	90% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	38%
		90% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	38%	90% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	43%
		90% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	41%	90% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	51%
		90% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	42%	90% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	55%

Fonte: Próprio autor (2018).

Verificando os valores apresentados na Tabela 4.3 e na Tabela 4.4, é possível notar a máxima redução obtida nos horários de ponta na curva de carga residencial.

Para esse sistema, observa-se que é obtida, de forma significativa, a redução da curva de carga requerida a partir da adesão dos consumidores acima de 500 kWh/mês, devido às características das unidades atendidas por esse alimentador. Para adesão de 90% dos consumidores acima de 500 kWh/mês, é possível uma redução de até 33%.

4.2.2 Resultados obtidos para Subestação 1 – curva de carga residencial, comercial e industrial

A fim de verificar a máxima redução obtida nos horários de ponta na curva de carga subestação 1, a Tabela 4.5 apresenta os valores obtidos após a remodelação da demanda elétrica dos consumidores residenciais, frente à curva total – curva residencial, comercial e industrial.

Por exemplo, na primeira linha, levando-se em consideração a curva de carga com máxima demanda de 8,11 MW – para os setores residencial, comercial e industrial da subestação 1, obteve-se, para o caso de 5% de adesão dos consumidores acima de 300 kWh/mês,

por meio da remodelação, um valor máximo de 7,98 MW, para o mesmo período. Resultando, portanto, em uma redução máxima na curva de carga de 2%.

Tabela 4.5. Resumo dos resultados obtidos para os três casos propostos, evidenciando a máxima redução percentual obtida nos horários de ponta para S1 – carga resultante total.

Máxima redução - Caso 1		Máxima redução – Caso 2		Máxima redução – Caso 3	
5% UC acima 500 kWh/mês	1%	5% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	2%	5% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	3%
		5% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	2%	5% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	4%
		5% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	4%	5% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	9%
		5% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	8%	5% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	17%
		5% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	12%	5% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	24%
		5% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	14%	5% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	29%
10% UC acima 500 kWh/mês	2%	10% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	3%	10% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	4%
		10% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	3%	10% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	5%
		10% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	5%	10% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	10%
		10% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	9%	10% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	18%
		10% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	12%	10% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	25%
		10% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	14%	10% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	30%
25% UC acima 500 kWh/mês	5%	25% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	6%	25% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	7%
		25% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	6%	25% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	8%
		25% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	8%	25% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	13%
		25% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	11%	25% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	21%
		25% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	14%	25% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	29%
		25% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	17%	25% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	33%
50% UC acima 500 kWh/mês	11%	50% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	11%	50% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	12%
		50% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	12%	50% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	14%
		50% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	13%	50% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	19%
		50% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	15%	50% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	26%
		50% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	18%	50% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	34%
		50% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	20%	50% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	39%
75% UC acima 500 kWh/mês	16%	75% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	17%	75% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	18%
		75% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	17%	75% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	19%
		75% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	18%	75% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	24%
		75% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	21%	75% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	32%
		75% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	23%	75% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	39%
		75% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	24%	75% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	44%
90% UC acima 500 kWh/mês	20%	90% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	20%	90% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	21%
		90% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	20%	90% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	22%
		90% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	22%	90% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	27%
		90% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	24%	90% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	35%
		90% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	26%	90% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	43%
		90% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	28%	90% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	47%

Fonte: Próprio autor (2018).

No caso 1, para o primeiro cenário, é possível verificar que a adesão de 5% dos consumidores acima de 500 kWh/mês representa o pior caso em estudo, não afetando significativamente a curva de carga final.

Verificando a participação maciça dos consumidores para o último caso em análise no cenário 3, é obtido um valor de redução máxima de 47%. Esse é o caso ótimo; porém, visto que praticamente todos os usuários deveriam mudar os hábitos de consumo, é menos provável de ocorrer. Entretanto, para um caso de 50% de adesão dos consumidores acima de 80 kWh/mês, obtém-se uma máxima redução de 26%; desse valor, 11% é resultante da adesão de 50% dos consumidores acima de 500 kWh/mês.

Para um caso real, noticiado na mídia em julho de 2018, verifica-se que a adesão dos consumidores acima de 500 kWh/mês, no primeiro ano de disponibilidade da tarifa branca, resultou em menos de 1% do número de unidades consumidoras atendidas na região (Fregatto & Aquino, 2018). Devido a essa informação e a fim representar as variações na curva de carga que podem ocorrer na situação atual, a Figura 4.1 mostra os valores obtidos após a otimização da subestação 1 para o primeiro cenário do caso 1.

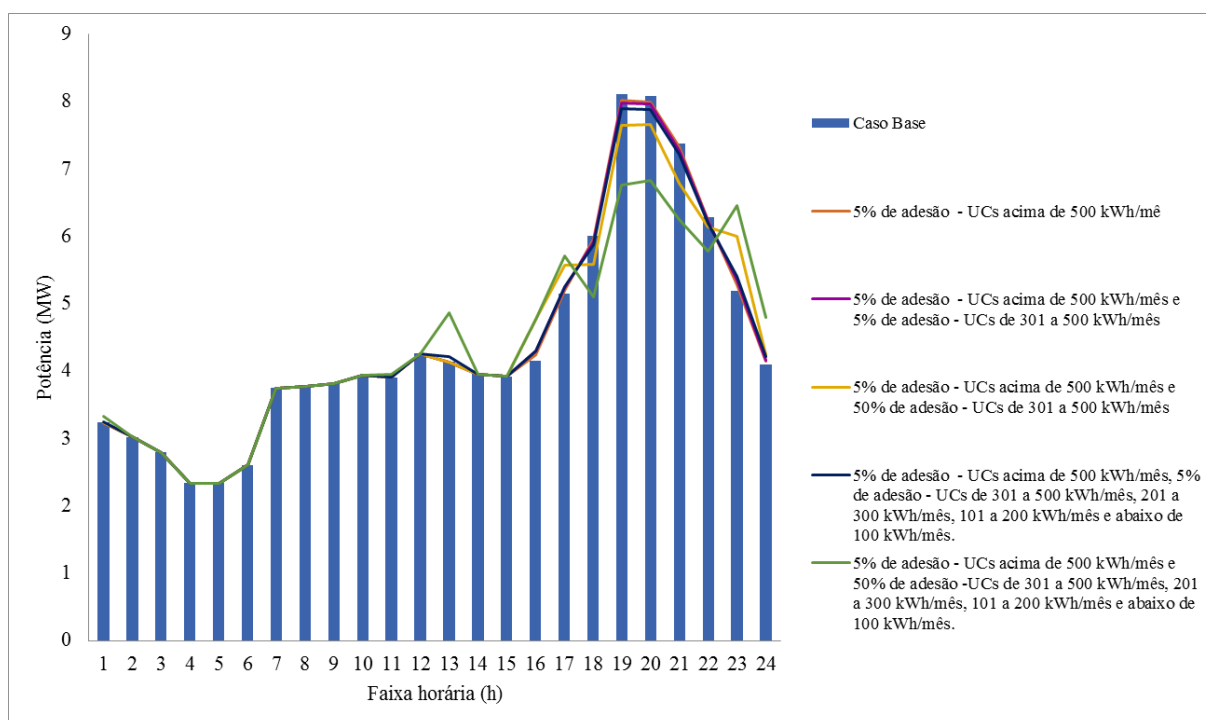


Figura 4.1. Curva de carga característica total da Subestação 1 – Caso 1

Fonte: Próprio autor (2018).

Nesse caso 1, são apresentadas as curvas obtidas para: 5% de adesão dos consumidores acima de 500 kWh/mês, 5% de adesão dos consumidores acima de 500 kWh/mês e 5% de adesão dos consumidores de 301 a 500 kWh/mês; 5% de adesão dos consumidores acima de 500 kWh/mês e 50% de adesão dos consumidores de 301 a 500 kWh/mês; 5% de adesão dos consumidores acima de 500 kWh/mês e 5% de adesão dos consumidores acima de 80 kWh/mês a 500 kWh/mês; e 5% de adesão dos consumidores acima de 500 kWh/mês e 50% de adesão

dos consumidores acima de 80 kWh/mês a 500 kWh/mês. Nota-se que, para os casos escolhidos, a máxima adesão é de 50% dos consumidores, valor considerado praticável.

A fim de apresentar os dados após a modificação do sistema, a Tabela 4.6 mostra os valores referentes à energia requerida nos horários de ponta, em MW.

Tabela 4.6. Picos de demanda nos horários de ponta em MW, caso 1 – S1, carga residencial, industrial e comercial

Horário	Caso Base (MW)	5% acima de 500 kWh/mês (MW)	5% acima de 500 kWh/mês + 5% de 301 a 500 kWh/mês (MW)	5% acima de 500 kWh/mês + 50% de 301 a 500 kWh/mês (MW)	5% acima de 500 kWh/mês + 5% de 80 a 500 kWh/mês (MW)	5% acima de 500 kWh/mês + 50% de 80 a 500 kWh/mês (MW)
18h00	6,01	5,96	5,92	5,59	5,87	5,10
19h00	8,11	8,02	7,98	7,65	7,89	6,76
20h00	8,09	8,00	7,97	7,66	7,88	6,83
21h00	7,38	7,33	7,27	6,79	7,22	6,25
22h00	6,28	6,24	6,23	6,14	6,19	5,78

Fonte: Próprio autor (2018).

4.2.3 Resultados obtidos para Subestação 4 – curva de carga residencial

A subestação 4 é constituída, em sua maior totalidade (52%), por consumidores residenciais pertencentes à faixa de consumo de 101 a 200 kWh/mês; esse valor representa 5.942 unidades consumidoras. Os consumidores pertencentes às faixas de consumo abaixo de 100 kWh/mês correspondem a 26%, o que resulta em 3.040 UCs. A faixa de consumo de 201 a 300 kWh/mês representa 15% dos consumidores, resultando em um número de 1.681 unidades. Já as faixas de consumo mais elevado, de 301 a 500 kWh/mês e acima de 500 kWh/mês, representam, respectivamente, 5% (538 unidades) e 2% (250 unidades). Na Tabela 4.7, são apresentados os resultados obtidos com a simulação dos três cenários para essa subestação.

Nessa subestação, como a distribuição de unidades consumidoras difere, havendo um número de UD's acima de 500 kWh/mês em proporção menor, o impacto maior na redução da curva de carga nos horários de ponta é obtido através da adesão de usuários que possuem consumo na faixa de 80 a 300 kWh/mês.

Esse dado pode ser constatado verificando-se os dados do cenário 1. No segundo caso, é possível verificar que a adesão de 10% dos consumidores acima de 500 kWh/mês resulta em uma máxima redução da curva de carga no horário de ponta de 1%. Já no cenário 3, é possível notar que, para o mesmo caso, com adesão de 10% dos consumidores de até 500 kWh/mês, a

redução chega a 6%, devido à baixa representatividade na curva de carga das unidades de maior consumo.

Tabela 4.7. Resumo dos resultados obtidos para os três casos propostos, evidenciando a máxima redução percentual obtida nos horários de ponta para S4 – curva de carga residencial.

Máxima redução - Caso 1		Máxima redução – Caso 2		Máxima redução – Caso 3	
5% UC acima 500 kWh/mês	1%	5% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	1%	5% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	3%
		5% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	1%	5% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	6%
		5% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	3%	5% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	14%
		5% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	5%	5% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	27%
		5% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	7%	5% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	40%
		5% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	9%	5% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	48%
10% UC acima 500 kWh/mês	1%	10% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	1%	10% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	4%
		10% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	2%	10% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	6%
		10% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	3%	10% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	14%
		10% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	5%	10% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	27%
		10% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	8%	10% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	40%
		10% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	9%	10% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	48%
25% UC acima 500 kWh/mês	3%	25% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	3%	25% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	5%
		25% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	3%	25% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	8%
		25% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	4%	25% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	16%
		25% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	6%	25% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	29%
		25% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	9%	25% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	42%
		25% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	10%	25% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	50%
50% UC acima 500 kWh/mês	5%	50% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	6%	50% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	8%
		50% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	6%	50% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	10%
		50% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	7%	50% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	18%
		50% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	9%	50% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	31%
		50% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	11%	50% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	44%
		50% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	12%	50% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	52%
75% UC acima 500 kWh/mês	8%	75% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	8%	75% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	11%
		75% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	8%	75% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	13%
		75% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	9%	75% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	21%
		75% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	11%	75% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	34%
		75% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	13%	75% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	47%
		75% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	14%	75% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	55%
90% UC acima 500 kWh/mês	10%	90% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	10%	90% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	12%
		90% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	10%	90% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	15%
		90% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	11%	90% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	22%
		90% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	12%	90% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	35%
		90% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	14%	90% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	48%
		90% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	16%	90% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	56%

Fonte: Próprio autor (2018).

4.3 Análise dos resultados para a cidade

Neste tópico, a atenção está voltada à análise das simulações resultantes das quatro subestações da cidade, sendo avaliados os impactos causados tanto na curva residencial quanto na curva total, devido à adesão dos consumidores à tarifa branca.

4.3.1 Resultados obtidos para S1, S2, S3 e S4 – curva resultante residencial

Para análise da máxima redução obtida nos horários de ponta, verificando os impactos causados pela adesão de diferentes consumidores em diferentes faixas de consumo, a Tabela 4.8 apresenta os valores obtidos após a otimização da curva de carga dos consumidores residenciais.

Assim, no caso 1, é possível verificar que a adesão de 5% dos consumidores acima de 500 kWh/mês não afeta significativamente a curva de carga final, reduzindo apenas 1%, sendo o pior caso em estudo – como analisado para a curva de carga da subestação 1.

Verificando a máxima possibilidade de adesão para análise do cenário 3 – 90% de adesão dos consumidores acima de 80 kWh/mês –, obtém-se um valor de redução máxima de 55%. Nota-se que esse caso é menos provável de ocorrer, visto que praticamente todos os usuários deveriam mudar os hábitos de consumo.

Para um caso de 50% de adesão dos consumidores acima de 80 kWh/mês, obtém-se uma máxima redução de 31%; desse valor, 7% é resultante da adesão de 50% dos consumidores acima de 500 kWh/mês. Através desses valores, é possível constatar que a curva de carga residencial total é constituída, em sua maioria, por usuários que possuem consumo entre 80 e 300 kWh/mês.

As variações na curva de carga residencial resultante de S1, S2, S3 e S4 são apresentadas na Figura 4.2, mostrando as características obtidas para o caso 1.

Nesse caso, são apresentadas as curvas obtidas para: 5% de adesão dos consumidores acima de 500 kWh/mês; 5% de adesão dos consumidores acima de 500 kWh/mês e 5% de adesão dos consumidores de 301 a 500 kWh/mês; 5% de adesão dos consumidores acima de 500 kWh/mês e 50% de adesão dos consumidores de 301 a 500 kWh/mês; 5% de adesão dos consumidores acima de 500 kWh/mês e 5% de adesão dos consumidores acima de 80 kWh/mês a 500 kWh/mês; e 5% de adesão dos consumidores acima de 500 kWh/mês e 50% de adesão dos consumidores acima de 80 kWh/mês a 500 kWh/mês.

Tabela 4.8. Resumo dos resultados obtidos para os três casos propostos, evidenciando a máxima redução percentual obtida nos horários de ponta para S1, S2, S3 e S4 – curva de carga residencial.

Máxima redução - Caso 1		Máxima redução – Caso 2		Máxima redução – Caso 3	
5% UC acima 500 kWh/mês	1%	5% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	1%	5% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	3%
		5% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	2%	5% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	5%
		5% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	4%	5% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	13%
		5% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	8%	5% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	24%
		5% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	11%	5% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	36%
		5% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	13%	5% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	43%
10% UC acima 500 kWh/mês	1%	10% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	2%	10% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	4%
		10% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	2%	10% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	6%
		10% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	5%	10% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	13%
		10% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	8%	10% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	25%
		10% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	12%	10% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	37%
		10% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	14%	10% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	44%
25% UC acima 500 kWh/mês	4%	25% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	4%	25% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	6%
		25% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	4%	25% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	8%
		25% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	6%	25% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	15%
		25% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	9%	25% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	27%
		25% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	13%	25% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	39%
		25% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	15%	25% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	46%
50% UC acima 500 kWh/mês	7%	50% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	8%	50% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	10%
		50% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	8%	50% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	12%
		50% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	9%	50% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	19%
		50% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	12%	50% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	31%
		50% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	15%	50% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	42%
		50% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	18%	50% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	50%
75% UC acima 500 kWh/mês	11%	75% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	11%	75% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	13%
		75% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	12%	75% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	15%
		75% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	13%	75% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	22%
		75% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	15%	75% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	34%
		75% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	19%	75% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	46%
		75% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	20%	75% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	53%
90% UC acima 500 kWh/mês	13%	90% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	13%	90% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	15%
		90% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	14%	90% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	18%
		90% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	15%	90% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	25%
		90% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	17%	90% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	36%
		90% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	20%	90% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	48%
		90% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	22%	90% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	55%

Fonte: Próprio autor (2018).

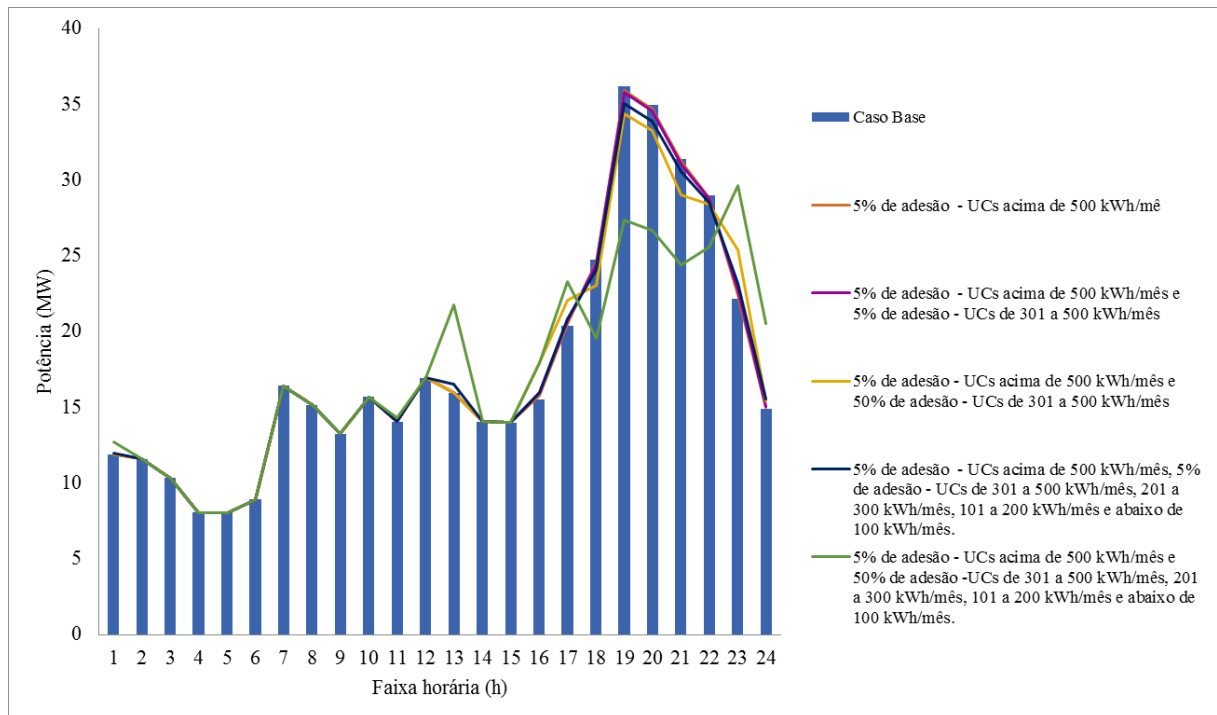


Figura 4.2. Curva de carga característica residencial das Subestações 1, 2, 3 e 4 – Caso 1

Fonte: Próprio autor (2018).

Para demonstrar os valores obtidos com a otimização nos horários de ponta, em MW, a Tabela 4.9 apresenta os valores para os cenários em análise.

Tabela 4.9. Picos de demanda nos horários de ponta em MW, caso 1 – S1, S2, S3 e S4, carga residencial

Horário	Caso Base (MW)	5% acima de 500 kWh/mês (MW)	5% acima de 500 kWh/mês + 5% de 301 a 500 kWh/mês (MW)	5% acima de 500 kWh/mês + 50% de 301 a 500 kWh/mês (MW)	5% acima de 500 kWh/mês + 5% de 80 a 500 kWh/mês (MW)	5% acima de 500 kWh/mês + 50% de 80 a 500 kWh/mês (MW)
18h00	24,76	24,61	24,46	23,07	24,10	19,55
19h00	36,16	35,91	35,75	34,37	35,05	27,35
20h00	34,95	34,70	34,56	33,29	33,89	26,66
21h00	31,41	31,25	31,03	29,04	30,57	24,42
22h00	28,95	28,83	28,79	28,40	28,51	25,58

Fonte: Próprio autor (2018).

4.3.2 Resultados obtidos para S1, S2, S3 e S4 – curva de carga residencial, comercial e industrial

A fim de verificar a máxima redução obtida nos horários de ponta, verificando os impactos causados pela adesão das 4 subestações, a Tabela 4.10 apresenta os valores obtidos após a otimização dos consumidores residenciais, frente à curva total, composta pelos setores comercial e industrial.

Assim como nos demais resultados obtidos, no cenário 1, é possível verificar que a adesão de 5% dos consumidores acima de 500 kWh/mês não afeta de forma representativa a curva de carga final, reduzindo apenas 1%, sendo o pior caso em estudo.

Para a máxima possibilidade de adesão, no último caso em análise no cenário 3 – 90% de adesão dos consumidores acima de 80 kWh/mês –, é obtido um valor de redução máxima de 49%. Esse caso é menos provável de ocorrer, visto que praticamente todos os usuários deveriam mudar os hábitos de consumo.

Para um caso de 50% de adesão dos consumidores acima de 80 kWh/mês, obtém-se uma máxima redução de 27%; desse valor, 6% é resultante da adesão de 50% dos consumidores acima de 500 kWh/mês. Através desses valores, é possível constatar que a curva de carga total é constituída, em sua maioria, por usuários que possuem consumo entre 80 a 300 kWh/mês. Mesmo frente à curva de carga comercial e industrial, esse fato é efetivo.

Para representar as variações na curva de carga resultante de S1, S2, S3 e S4 (curva de carga residencial, comercial e industrial), a Figura 4.3 mostra as características obtidas após a otimização para o caso 1.

Assim, são apresentadas as curvas obtidas para: 5% de adesão dos consumidores acima de 500 kWh/mês; 5% de adesão dos consumidores acima de 500 kWh/mês e 5% de adesão dos consumidores de 301 a 500 kWh/mês; 5% de adesão dos consumidores acima de 500 kWh/mês e 50% de adesão dos consumidores de 301 a 500 kWh/mês; 5% de adesão dos consumidores acima de 500 kWh/mês e 5% de adesão dos consumidores acima de 80 kWh/mês a 500 kWh/mês; e 5% de adesão dos consumidores acima de 500 kWh/mês e 50% de adesão dos consumidores acima de 80 kWh/mês a 500 kWh/mês.

Tabela 4.10. Resumo dos resultados obtidos para os três casos propostos, evidenciando a máxima redução percentual obtida nos horários de ponta para S1, S2, S3 e S4 – curva de carga total.

Máxima redução - Caso 1		Máxima redução – Caso 2		Máxima redução – Caso 3	
5% UC acima 500 kWh/mês	1%	5% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	1%	5% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	3%
		5% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	2%	5% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	5%
		5% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	3%	5% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	11%
		5% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	6%	5% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	22%
		5% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	10%	5% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	32%
		5% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	11%	5% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	39%
10% UC acima 500 kWh/mês	1%	10% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	2%	10% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	3%
		10% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	2%	10% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	5%
		10% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	4%	10% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	12%
		10% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	7%	10% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	22%
		10% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	10%	10% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	33%
		10% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	12%	10% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	39%
25% UC acima 500 kWh/mês	3%	25% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	3%	25% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	5%
		25% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	4%	25% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	7%
		25% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	5%	25% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	14%
		25% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	8%	25% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	24%
		25% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	11%	25% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	35%
		25% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	13%	25% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	41%
50% UC acima 500 kWh/mês	6%	50% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	7%	50% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	8%
		50% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	7%	50% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	10%
		50% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	8%	50% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	17%
		50% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	10%	50% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	27%
		50% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	13%	50% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	38%
		50% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	15%	50% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	44%
75% UC acima 500 kWh/mês	9%	75% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	10%	75% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	11%
		75% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	10%	75% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	14%
		75% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	11%	75% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	20%
		75% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	13%	75% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	30%
		75% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	15%	75% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	41%
		75% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	17%	75% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	47%
90% UC acima 500 kWh/mês	11%	90% acima 501 + 5% de 301 a 500 kWh/mês	12%	90% acima 501 + 5% de 80 a 500 kWh/mês	13%
		90% acima 501 + 10% de 301 a 500 kWh/mês	12%	90% acima 501 + 10% de 80 a 500 kWh/mês	15%
		90% acima 501 + 25% de 301 a 500 kWh/mês	13%	90% acima 501 + 25% de 80 a 500 kWh/mês	22%
		90% acima 501 + 50% de 301 a 500 kWh/mês	15%	90% acima 501 + 50% de 80 a 500 kWh/mês	32%
		90% acima 501 + 75% de 301 a 500 kWh/mês	17%	90% acima 501 + 75% de 80 a 500 kWh/mês	43%
		90% acima 501 + 90% de 301 a 500 kWh/mês	19%	90% acima 501 + 90% de 80 a 500 kWh/mês	49%

Fonte: Próprio autor (2018).

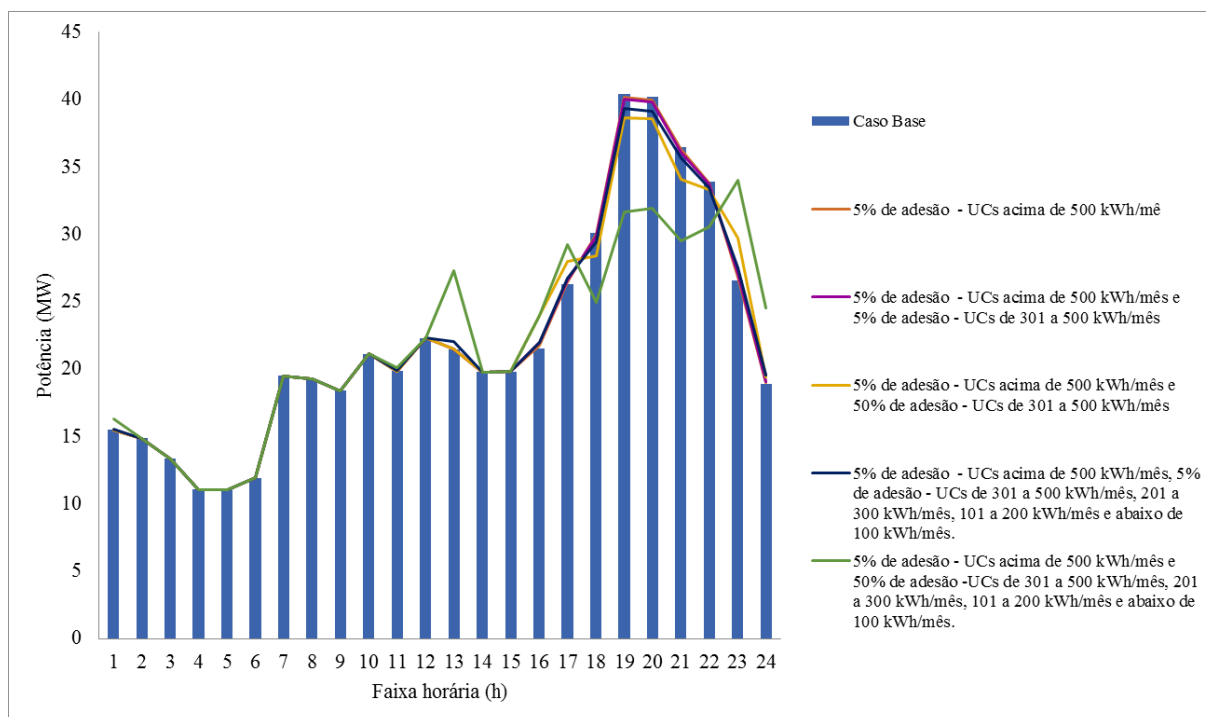


Figura 4.3. Curva de carga característica total das Subestações 1, 2, 3 e 4 – Caso 1

Fonte: Próprio autor (2018).

Para demonstrar os dados obtidos após a otimização do sistema, a Tabela 4.11 apresenta os valores referentes à energia requerida nos horários de ponta, em MW.

Tabela 4.11. Picos de demanda nos horários de ponta em MW, caso 1 – S1, S2, S3 e S4, carga residencial, industrial e comercial

Horário	Caso Base (MW)	5% acima de 500 kWh/mês (MW)	5% acima de 500 kWh/mês + 5% de 301 a 500 kWh/mês (MW)	5% acima de 500 kWh/mês + 50% de 301 a 500 kWh/mês (MW)	5% acima de 500 kWh/mês + 5% de 80 a 500 kWh/mês (MW)	5% acima de 500 kWh/mês + 50% de 80 a 500 kWh/mês (MW)
18h00	30,14	29,99	29,84	28,45	29,49	24,93
19h00	40,44	40,19	40,04	38,65	39,34	31,64
20h00	40,22	39,97	39,83	38,56	39,17	31,93
21h00	36,49	36,34	36,11	34,13	35,65	29,50
22h00	33,91	33,79	33,74	33,36	33,46	30,53

Fonte: Próprio autor (2018).

4.4 Análise com possíveis mudanças nos horários de ponta

Devido às mudanças sociais ocorridas no País durante os últimos anos, nas quais muitos setores da população tiveram acesso a melhorias na sua qualidade de vida, especialmente com a aquisição de equipamentos elétricos como os de ar condicionado, a curva de carga típica no Brasil tem sofrido algumas alterações, especialmente deslocando o período de ponta para o intervalo entre 12 e 16 horas – horários nos quais o custo de energia seria mais econômico na tarifa branca.

Assim, para complementar as simulações realizadas, foram analisadas curvas de carga disponibilizadas por ONS (2018). Dessa forma, utilizando como base as informações contidas nas curvas típicas de consumo de Fransciquini (2006), substituiu-se o posto horário de ponta das 18h00 às 22h00 para o horário das 12h00 às 16h00.

Essas análises foram realizadas a fim de verificar os efeitos causados no sistema frente à tarifa branca para esse caso, evidenciando a efetividade ou não de tal ação frente a uma curva de carga de ponta deslocada. Para isso, os valores obtidos para subestação 1 estão expostos a seguir.

Subestação 1

Os dados simulados para a subestação 1, com posto horário de ponta deslocado para a faixa horária das 12h00 às 16h00, são apresentados na Figura 4.4 e na Tabela 4.12. Esses dados foram simulados considerando os cenários expostos no Capítulo 3.

A Figura 4.4 demonstra o impacto da aplicação da tarifa branca durante o período das 18h00 às 22h00, frente a essa nova hipótese, evidenciando a curva horária das 24 horas. Sendo assim, nota-se que a curva resultante no período das 12h00 às 16h00 cresce frente a essa ação. A fim de evidenciar ainda mais essa constatação, a Tabela 4.12 mostra os valores obtidos após a otimização das curvas de carga residenciais para os postos horários das 12h00 às 16h00.

Assim, analisando todos os valores obtidos para essa situação, é possível apurar que a adesão dos consumidores à tarifa branca só seria de interesse caso houvesse mudança nas faixas de cobrança. Outra alternativa possível seria a adoção de faixas de preço dinâmicas; porém, dessa forma, o uso da energia elétrica objetivando a redução monetária se tornaria algo muito complexo para os usuários finais.

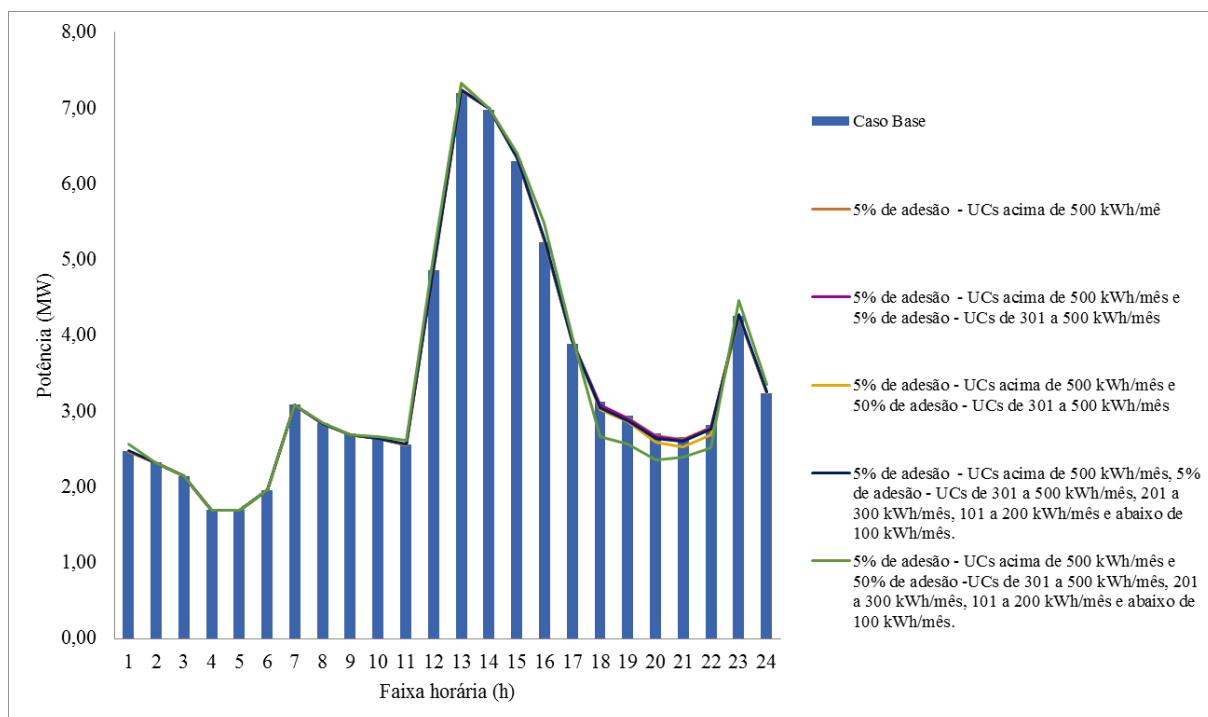


Figura 4.4. Curva de carga característica residencial da Subestação 1 – Caso 1

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela 4.12. Picos de demanda nos horários das 12h00 às 18h00 em MW, caso 1 – S1, carga residencial

Horário	Caso Base	5% acima de 500 kWh/mês	5% acima de 500 kWh/mês + 5% de 301 a 500 kWh/mês	5% acima de 500 kWh/mês + 50% de 301 a 500 kWh/mês	5% acima de 500 kWh/mês + 5% de 80 a 500 kWh/mês	5% acima de 500 kWh/mês + 50% de 80 a 500 kWh/mês
12h00	4,86	4,86	4,87	4,96	4,88	5,04
13h00	7,19	7,24	7,24	7,33	7,24	7,33
14h00	6,97	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99
15h00	6,30	6,34	6,34	6,34	6,35	6,41
16h00	5,23	5,27	5,27	5,27	5,29	5,48

Fonte: Próprio autor (2018).

Capítulo 5

Conclusão

Conforme apresentado ao longo desta dissertação, ações de GLD podem auxiliar no balanceamento entre a geração e a demanda de energia. Neste estudo, pôde-se notar que a tarifação pode ser uma ferramenta para auxílio na operação dos sistemas elétricos; porém, é necessário promover essa ação de GLD de acordo com a necessidade da concessionária de energia elétrica.

Nos casos em estudo, as subestações apresentaram maior demanda dos consumidores residenciais; e, devido às modificações nas curvas de carga dessa classe, verificou-se melhora significativa nos indicadores do sistema a partir da adesão desses consumidores à tarifa branca. Assim, pode-se constatar que as subestações que possuem, em sua maior totalidade, unidades consumidoras com faixa de consumo acima de 500 kWh/mês terão um maior impacto na adesão desses consumidores.

Ainda analisando os resultados obtidos, pôde-se notar que a adesão de até 5% dos consumidores residenciais que consomem acima de 500 kWh/mês não produz redução significativa nos sistemas de distribuição. Para subestações que possuem um número representativo de consumidores na faixa acima de 500 kWh/mês, recomenda-se o incentivo à inclusão dessa classe, pois a adesão de até 10% dos consumidores abaixo de 500 kWh/mês não resulta em valores representativos na redução máxima da curva de carga, quando comparada aos mesmos casos para os valores obtidos pela adesão dos consumidores acima de 500 kWh/mês.

Considerando as mudanças no consumo recente de energia elétrica no Brasil, com uma nova ponta deslocada para o horário entre 12h00 e 16h00, verifica-se que o impacto da aplicação da tarifa branca é ineficiente. Neste caso, só seria de interesse a adesão dos consumidores caso houvesse mudança nas faixas de cobrança. Outra opção seria a adoção de faixas de preço dinâmicas; porém, dessa forma, o processo poderia se tornar muito complexo para os usuários finais.

Como constatação, pode-se afirmar que a tarifa branca, sendo uma modalidade opcional, pode reduzir o faturamento das concessionárias distribuidoras de energia elétrica, sem resolver o problema de sobrecarga nos horários de ponta. Esse fato pode ocorrer caso consumidores que já possuam hábitos de consumo nos horários fora de ponta escolham essa opção tarifária.

Os dados aqui apresentados podem ser utilizados como dados de entrada, tanto para análise econômica como técnica dos sistemas de distribuição. Por exemplo, a nova ponta de carga pode ser utilizada no planejamento da expansão de médio e longo prazo das redes de distribuição, em que possivelmente existirá um adiamento de investimentos nos reforços da rede, dependendo do nível de adesão dos consumidores. No entanto, seria necessária uma nova análise desses valores, em conjunto com a previsão de demanda e a metodologia de planejamento escolhida. Essa atividade fica proposta como trabalho futuro.

Referências Bibliográficas

- AGÊNCIA BRASIL (2017). Consumidor de energia em baixa tensão pode optar por tarifa branca, Revista Valor econômico. Disponível em: <<https://bit.ly/2PK7UeX>>. Acesso em: 03 de janeiro de 2018.
- ALBADI, M. H.; EL-SAADANY, E. F. (2008). A summary of demand response in electricity markets, Electric Power Systems Research, Elsevier, v. 78,, n.11, p.1989-1996.
- AMIN, M. (2008). Challenges in reliability, security, efficiency, and resilience of energy infrastructure: Toward smart self-healing electric power grid, IEEE Power and Energy Society General Meeting, p. 1-5.
- ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA) (2008). Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 3 edição. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 10 de maio de 2018.
- ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA) (2010a). Resolução Normativa nº 414/2010. Disponível em:<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 15 de junho de 2017.
- ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA) (2010b). Nota Técnica nº 362/2010. Estrutura Tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica – Sinal econômico para a baixa tensão. Disponível em: < http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_362_2010_sre-srd-aneel.pdf >. Acesso em: 15 de junho de 2017.
- ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA) (2015). Tarifa Branca. Informações do Site. Disponível em:<<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em: 18 de janeiro de 2017.
- ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA) (2016). Resolução Normativa nº 733/2016. Disponível em:<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016733.pdf>>. Acesso em: 28 de setembro de 2017.
- BAITELO, R. L. (2006). Modelagem Completa e Análise dos Recursos Energéticos do Lado da Demanda para o PIR, Dissertação de M.Sc. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil.
- BALIJEPAI, V.S.K.M; PRADHAN, V.; KHAPARDE, S.A.; SHEREEF, R.M. (2011). Review of demand response under smart grid paradigm, IEEE, PES Innovative Smart Grid Technologies ISGT, pp. 236-243, Índia.

- BITENCOURT, R. (2017). Tarifa branca começa com 5% dos consumidores. Valor Econômico. Disponível em: <<https://www.valor.com.br/brasil/5220313/tarifa-branca-comeca-com-5-dos-consumidores>>. Acesso em: 01 de fevereiro de 2018.
- CASTRO, T. B. (2016). DEFLEGER: Deslocamento e Flexibilidade de cargas no Gerenciamento de Energia Residencial, Dissertação de M.Sc. Universidade Federal Fluminense, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil.
- CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais) (2013). Fornecimento de energia elétrica em tensão secundária rede de distribuição – edificações individuais, Manual de Distribuição, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.
- CHIARETTI, D. (2016). Mudanças climáticas podem afetar geração de energia renovável, Revista Valor Econômico, Brasil. Disponível em: <<https://www.valor.com.br/brasil/4464032/mudancas-climaticas-podem-afetar-geracao-de-energia-renovavel>>. Acesso em 13 de fevereiro de 2018.
- COOPERLUZ (Cooperativa Distribuidora de Energia Fronteira Noroeste) (2018). Tabela de consumo dos principais eletrodomésticos. Disponível em: <http://www.cooperluz.com.br/informacoes_ao_cooperado/tabela_de_consumo.php>. Acesso em: 01 de fevereiro de 2018.
- COPEL (COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA) (2018). Taxas e tarifas. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Ftarifas%2Fpagcopel2.nsf%2Fverdocatual%2F23BF37E67261209C03257488005939EB>>. Acesso em: 25 de junho de 2018.
- ENERGISA (2018). Tabela de consumo dos principais eletrodomésticos. Disponível em: <<http://www.energisa.com.br/Paginas/informacoes/dicas/norma/Dados.pdf>>. Acesso em: 01 de fevereiro de 2018.
- EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA) (2017). Balanço Energético Nacional 2017: Ano base 2016. Rio de Janeiro: EPE, 2017. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf>. Acesso em: 04 de junho de 2018.
- FERNANDES, A. (2017). Distribuidoras preveem queda na receita com nova tarifa de energia, Revista Valor Econômico. Disponível em: <<https://www.valor.com.br/empresas/5241805/distribuidoras-preveem-queda-na-receita-com-nova-tarifa-de-energia>>. Acesso em: 03 de janeiro de 2018.
- FRANCISQUINI, A. A. (2006). Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição, Dissertação de M.Sc. Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Ilha Solteira, São Paulo.
- FLORES, J. T; CELESTE, W. C.; COURA, D. J. C.; RISSINO, S. D.; MORAES, R. E. N.; ROCHA, H. R. O. (2016). Demand Planning in Smart Homes, IEEE Latin America Transactions, vol. 14, nº 7.
- GELLINGS, C. W. (1985). The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities, Proceedings of the IEEE, vol. 73(10), p. 1468-1470.

- GELLINGS, C. W.; CHAMBERLIN, J. H. (1993). Demand-Side Management: Concepts and Methods, Segunda Edição, Lilburn, GA, EUA: The Fairmont Press Inc.
- GERAÇÃO SMART GRID (2016). Tarifa branca permite economia na conta de luz. Informações do site. Disponível em: <<http://geracaosmartgrid.com.br/tarifa-branca-permite-economia-na-conta-de-luz/>>. Acesso em 04 de abril de 2017.
- HIRST, E; REED, J. (1991). Handbook of Evaluation of Utility DSM Programs, Oak Ridge.
- JARDINI, J. A.; TAHAN, C. M. V.; AHN, S.U; and CABRA, S. L. S. (1994). Determination of the Typical Daily Load Curve for Residential Area Based on Field Measurements, IEEE Proceedings Supplements, T&D, Chicago.
- JARDINI, J. A.; AHN, S. U.; TAHAN, C. M. V. and FIGUEIREDO, F. M. (1995). Residential and Commercial Daily Curve Representation by Statistical Function for Engineering Studies Purposes, CIRED Internacional Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Brussels, Belgium.
- JARDINI, J. A.; TAHAN, C. M. V.; GOUVÊA, M. R.; AHN, S. U. and FIGUEIREDO, F. M. (2000). Daily Load Profiles for Residential, Commercial and Industrial Low Voltage Consumers, IEEE Transactions on Power Delivery, vol 15, nº1.
- JUNIOR, J. A. G. (2016). Estudo de um modelo de Reposta à Demanda pela ótica de uma distribuidora de energia elétrica no Brasil, Tese de D. Sc. Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Instituto Alberto Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE).
- LIMAYE, D. R. (1985). Implementation of Demand-Side Management Programs, Proceedings of the IEEE, vol. 73(10), p. 1503-1512.
- LOGENTHIRAN, T.; SRINIVASAN, D.; SHUN, T. Z. (2012). Demand side management in smart grid using heuristic optimization, IEEE Transactions on Smart Grid, p. 1244-1252.
- MME (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIAS), EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA) (2017). Plano Decenal de Expansão de Energia 2016, MME/EPE, Brasil. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2026>>. Acesso em: 04 de junho de 2018.
- MONTENEGRO, S. (2017). Aneel nega pedido das distribuidoras de adimento da tarifa branca. Canal Energia, 12 de setembro de 2017.
- ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO) (2018). Carga e geração. Disponível em: < <http://ons.org.br/paginas/energia-agora/carga-e-geracao>>. Acesso em 02 de fevereiro de 2018.
- RAAD, A.; MOREIRA, M. A. R. G.; JUNIOR, A. V. P.; SOUZA, F. C. (2001). O mercado de gerenciamento pelo lado da demanda no Brasil: controladores de demanda e tarifas diferenciadas, XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), Anais do XVI SNPTEE, Campinas, São Paulo, Brasil.

- SAMADI, P.; MOHSENIAN-RAD, H.; SCHOBER, R.; WONG, V. W. S. (2012). Advanced demand side management for the future smart grid using mechanism design, IEEE Transactions on Smart Grid, p. 1170-1180.
- SANTOS, L. L. C. (2014). Metodologia para análise da tarifa branca e da geração distribuída de pequeno porte nos consumidores residenciais de baixa tensão, Dissertação de M.Sc. Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Santa Maria, Rio Grande do Sul Brasil.
- SIEBERT, L.C. (2013). Sistema de Otimização de Reposta à Demanda para Redes Elétricas Inteligentes, Dissertação de M.Sc. Universidade Federal do Paraná, Curitiba, Paraná, Brasil.
- STRBAC, G. (2008). Demand side management: Benefits and challenges, Energy Policy, Elsevier, v. 36, n. 12, p. 4419–4426.
- UTURBEY, W. (2002). Modelagem de Efeitos Intertemporais no Fluxo de Potência Ótimo: Abordagem do Gerenciamento pelo Lado da Demanda, Tese de D. Sc. Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, Brasil.

Anexo A

Curvas de carga das UC's

Neste anexo encontram-se os dados referentes às curvas de carga das unidades consumidoras residenciais, industriais e comerciais, classificadas de acordo com a faixa de consumo mensal de energia (kWh/mês). Os dados para obtenção dessas curvas foram medições reais em dias úteis, fornecidos pela distribuidora de energia elétrica da cidade do interior do estado de São Paulo. Esses dados representam a curva média das unidades consumidoras, sendo curvas representativas.

I. Setor residencial

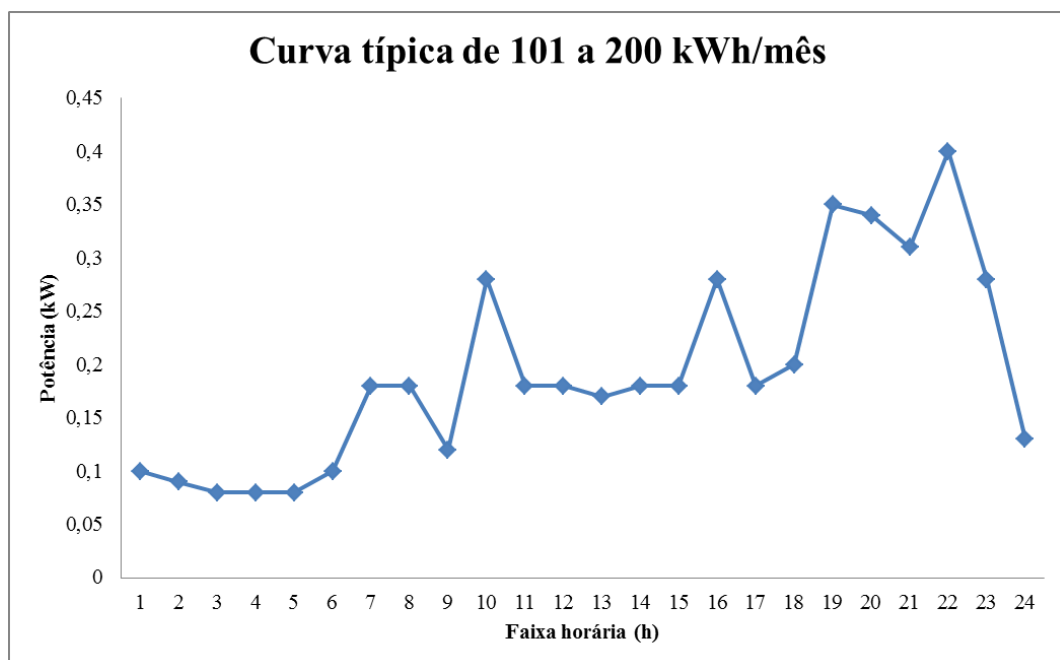


Figura A. 1. Curva típica para consumidores residenciais nos dias úteis – 101 a 200 kWh/mês

Fonte: Adaptado de Francisquini (2006).

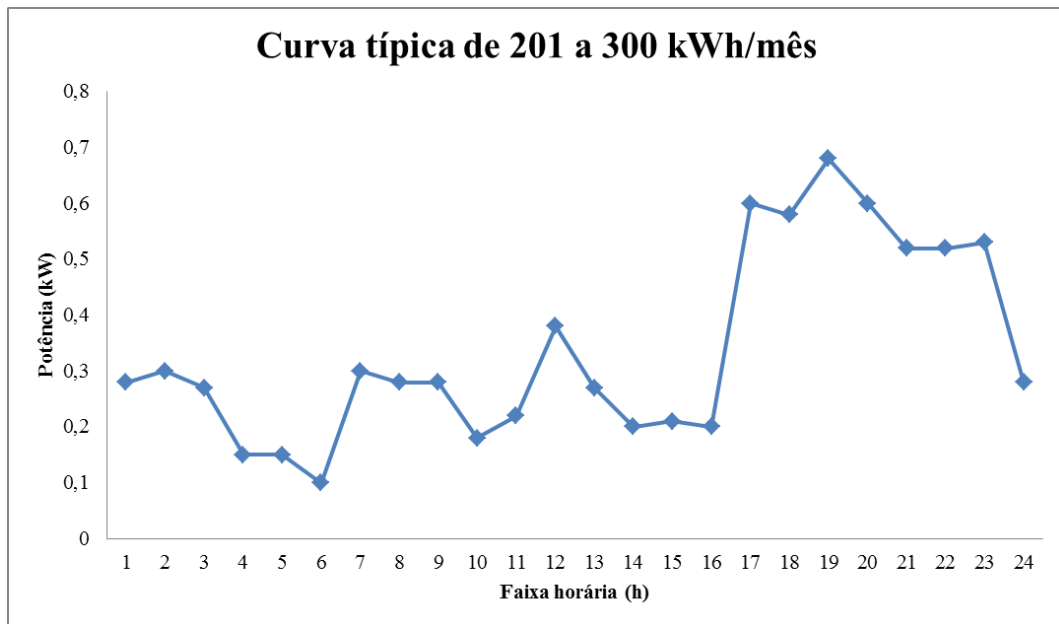


Figura A. 2. Curva típica para consumidores residenciais nos dias úteis – 201 a 300 kWh/mês
Fonte: Adaptado de Francisquini (2006).

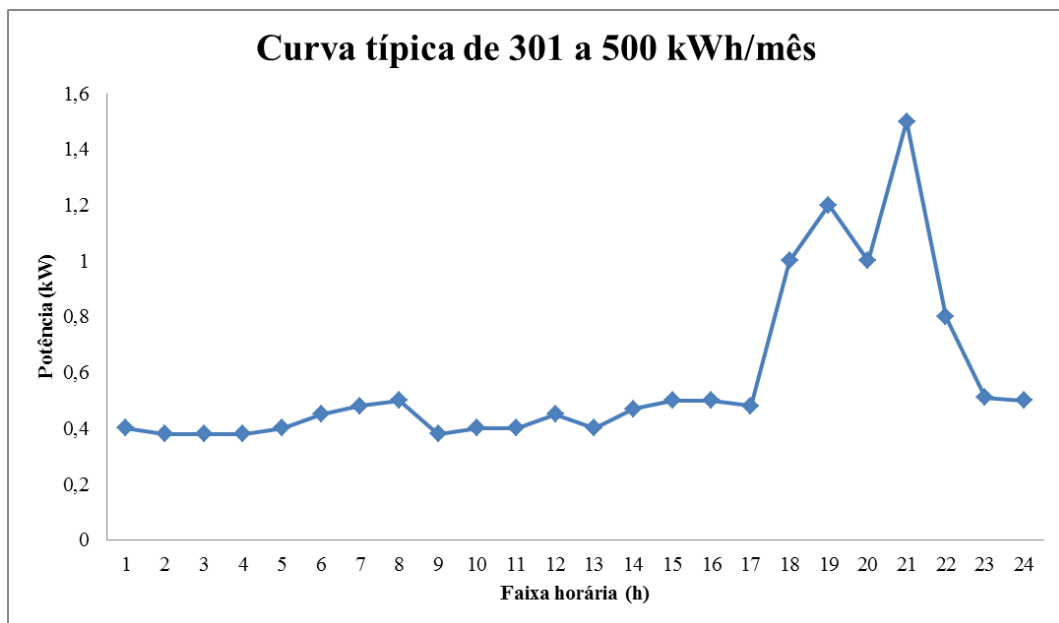


Figura A. 3. Curva típica para consumidores residenciais nos dias úteis – 301 a 500 kWh/mês
Fonte: Adaptado de Francisquini (2006).

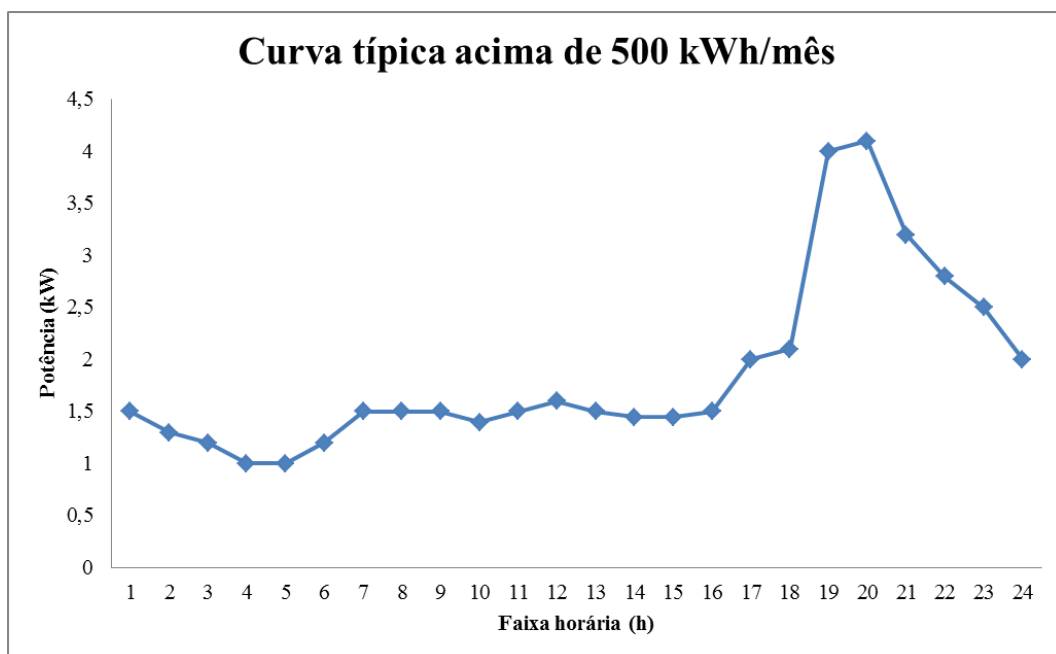


Figura A. 4. Curva típica para consumidores residenciais nos dias úteis – acima de 500 kWh/mês

Fonte: Adaptado de Francisquini (2006).

II. Setor comercial

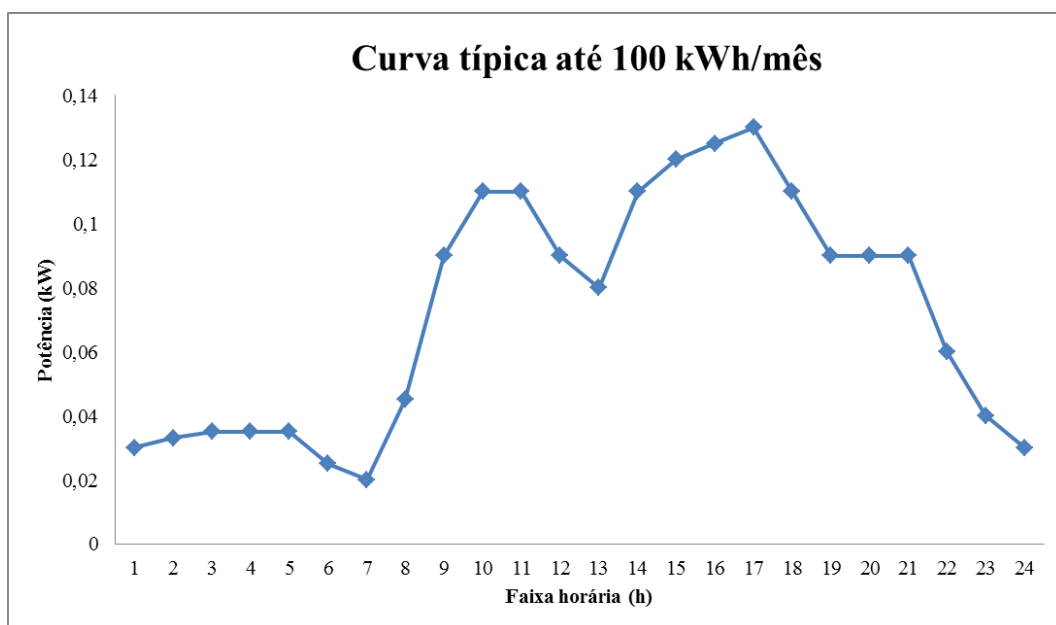


Figura A. 5. Curva típica para consumidores comerciais nos dias úteis – 0 a 100 kWh/mês

Fonte: Adaptado de Francisquini (2006).

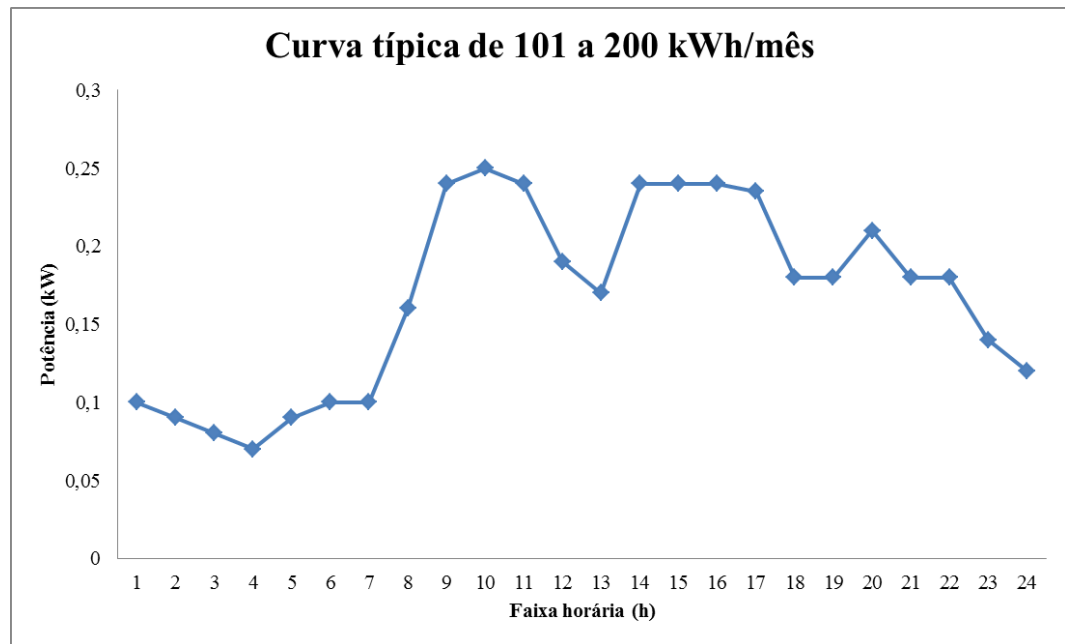


Figura A. 6. Curva típica para consumidores comerciais nos dias úteis– 101 a 200 kWh/mês
Fonte: Adaptado de Francisquini (2006).

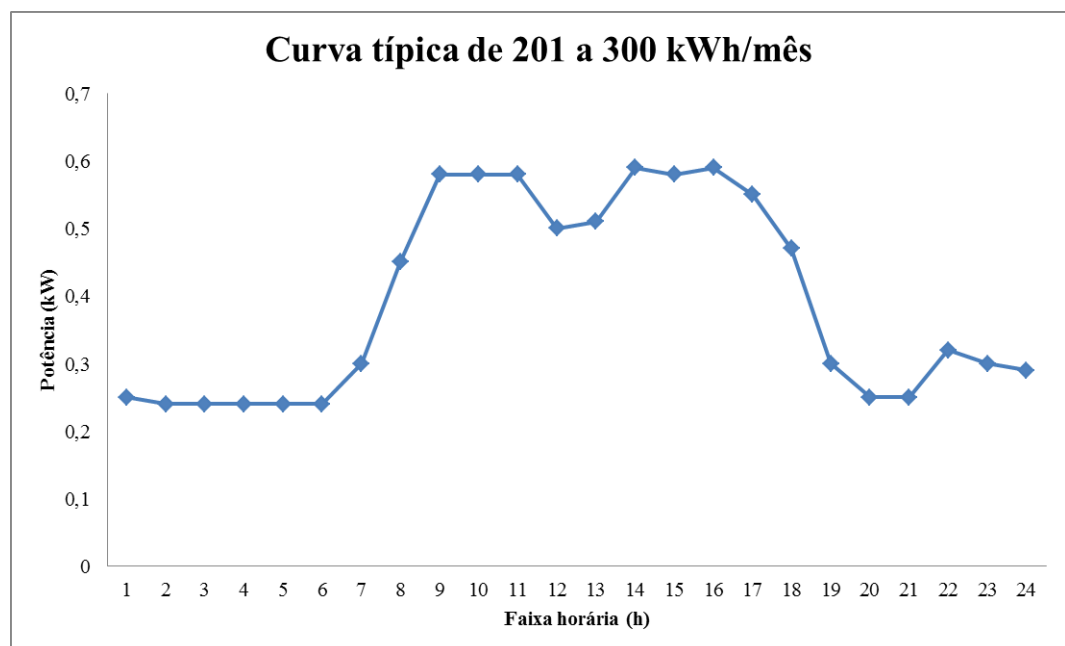


Figura A. 7. Curva típica para consumidores comerciais nos dias úteis– 201 a 300 kWh/mês
Fonte: Adaptado de Francisquini (2006).

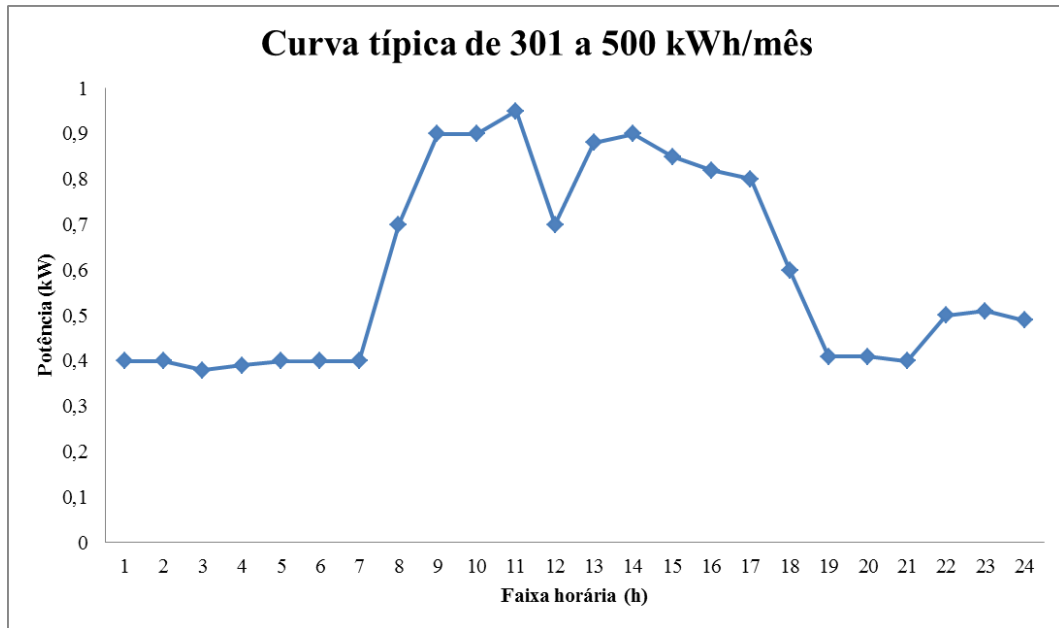


Figura A. 8. Curva típica para consumidores comerciais nos dias úteis– 301 a 500 kWh/mês
 Fonte: Adaptado de Francisquini (2006).

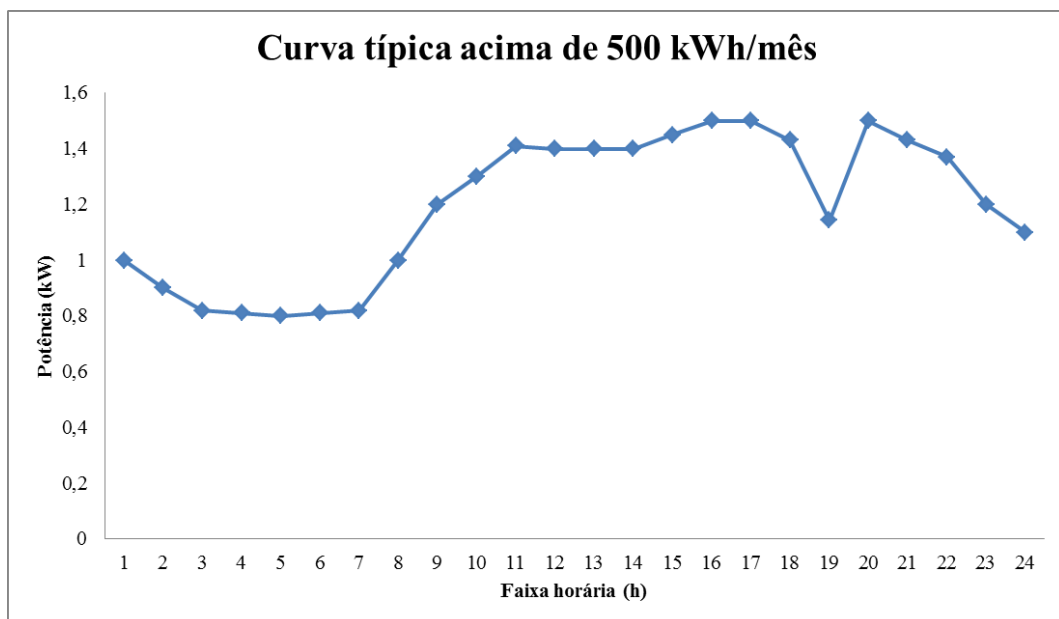


Figura A. 9. Curva típica para consumidores comerciais nos dias úteis– acima de 500 kWh/mês
 Fonte: Adaptado de Francisquini (2006).

III. Setor industrial

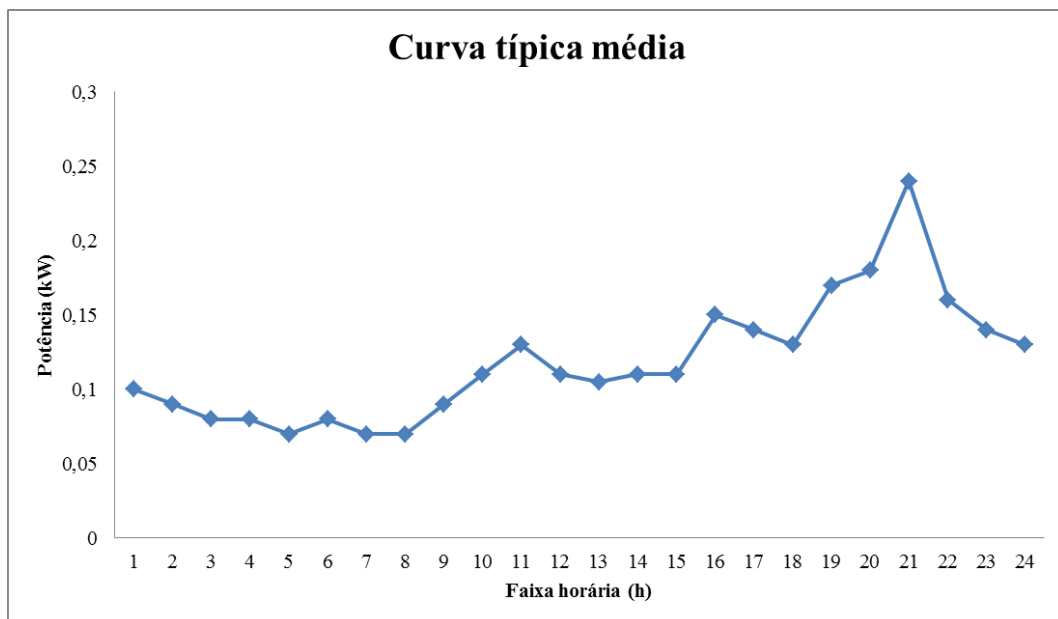


Figura A. 10. Curva típica para consumidores industriais nos dias úteis

Fonte: Adaptado de Francisquini (2006).

Anexo B

Listagem dos equipamentos elétricos

Neste anexo encontram-se os dados referentes a listagem dos equipamentos elétricos e a potência nominal de cada componente. Com base nessas informações foram compostas as curvas de carga diária dos usuários de energia elétrica.

Tabela A. 1. Lista de equipamentos elétricos e potência nominal em Watts – Parte 1

Equipamentos elétricos	Potência (W)
Aparelho de som	80
Aquecedor	2000
Ar condicionado	1000
Aspirador	1000
Baby liss	1500
Barbeador	10
Batedeira	200
Cafeteira elétrica	1000
Centrífuga de roupas	250
Chapinha	1500
Chuveiro	7200
Computador	300
Desumidificador	100
Espremedor	650
Exaustor	170
Ferro	1000
Fogão elétrico	9120
Forno elétrico	1500
Freezer	130
Fritadeira elétrica	1000
Geladeira	500
Grill	900
Hidromassagem	1200
Home theater	350
Impressora	400
Lâmpada fluorescente	20

Fonte: Cemig (2013); Cooperluz (2018); Energisa (2018).

Tabela A. 2. Lista de equipamentos elétricos e potência nominal em Watts – Parte 2

Equipamentos elétricos	Potência (W)
Lavadora de alta pressão	1500
Lavadora de louça	1500
Liquidificador	300
Máquina de lavar	350
Microondas	1200
Receptor/conversor de TV	80
Sanduicheira	750
Secador de cabelo	1400
Telefone sem fio	100
Televisor	100
Torneira elétrica	3500
Torradeira	800
Ventilador	120
Video game	15

Fonte: Cemig (2013); Cooperluz (2018); Energisa (2018).

Apêndice A

Descrição das subestações

Neste apêndice mostra-se os dados referentes ao detalhamento dos dados das 4 subestações que atendem a determinada cidade no interior do estado de São Paulo.

I. Subestação 1 – S1

Tabela A. 3. Descrição dos dados referentes ao setor residencial da subestação 1 – S1

Residencial	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6		Alimentador 7		Alimentador 8	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	221	11,43%	498	18,33%	0	0,00%	347	15,45%	26	26,80%	42	15,85%	37	40,66%	130	10,33%
80 kWh a 100 kWh	165	8,53%	314	11,56%	0	0,00%	217	9,66%	6	6,19%	51	19,25%	7	7,69%	52	4,13%
101 a 200 kWh	704	36,40%	993	36,55%	2	40,00%	769	34,24%	29	29,90%	140	52,83%	21	23,08%	242	19,22%
201 a 300 kWh	406	20,99%	440	16,19%	2	40,00%	450	20,04%	19	19,59%	25	9,43%	11	12,09%	229	18,19%
301 a 500 kWh	299	15,46%	309	11,37%	1	20,00%	301	13,40%	11	11,34%	6	2,26%	8	8,79%	347	27,56%
Acima de 500 kWh	139	7,19%	163	6,00%	0	0,00%	162	7,21%	6	6,19%	1	0,38%	7	7,69%	259	20,57%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 4. Descrição dos dados referentes ao setor industrial da subestação 1 – S1

Industrial	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6		Alimentador 7		Alimentador 8	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	9	31,03%	13	38,24%	0	0,00%	3	12,50%	3	42,86%	0	0,00%	2	22,22%	50	51,02%
80 kWh a 100 kWh	2	6,90%	0	0,00%	0	0,00%	1	4,17%	1	14,29%	0	0,00%	0	0,00%	5	5,10%
101 a 200 kWh	3	10,34%	3	8,82%	0	0,00%	5	20,83%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	13	13,27%
201 a 300 kWh	1	3,45%	2	5,88%	0	0,00%	1	4,17%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	9	9,18%
301 a 500 kWh	3	10,34%	4	11,76%	0	0,00%	2	8,33%	0	0,00%	1	20,00%	1	11,11%	4	4,08%
Acima de 500 kWh	11	37,93%	12	35,29%	6	100,00%	12	50,00%	3	42,86%	4	80,00%	6	66,67%	17	17,35%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 5. Descrição dos dados referentes ao setor comercial da subestação 1 – S1

Comercial	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6		Alimentador 7		Alimentador 8	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	82	15,07%	48	13,45%	2	66,67%	45	12,06%	1	3,03%	4	15,38%	2	15,38%	19	8,09%
80 kWh a 100 kWh	30	5,51%	16	4,48%	0	0,00%	13	3,49%	1	3,03%	0	0,00%	0	0,00%	13	5,53%
101 a 200 kWh	126	23,16%	66	18,49%	0	0,00%	66	17,69%	5	15,15%	6	23,08%	1	7,69%	39	16,60%
201 a 300 kWh	73	13,42%	41	11,48%	0	0,00%	47	12,60%	1	3,03%	5	19,23%	1	7,69%	36	15,32%
301 a 500 kWh	80	14,71%	40	11,20%	0	0,00%	57	15,28%	4	12,12%	11	42,31%	3	23,08%	42	17,87%
Acima de 500 kWh	153	28,13%	146	40,90%	1	33,33%	145	38,87%	21	63,64%	0	0,00%	6	46,15%	86	36,60%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 6. Descrição dos dados referentes ao setor rural da subestação 1 – S1

Rural	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6		Alimentador 7		Alimentador 8	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	0	0	0	0	0	0	0	0,00%	11	5,98%		0,00%	14	10,77%	0	0,00%
80 kWh a 100 kWh	0	0	0	0	0	0	0	0,00%	5	2,72%		0,00%	5	3,85%	0	0,00%
101 a 200 kWh	0	0	0	0	0	0	0	0,00%	24	13,04%	2	25,00%	29	22,31%	0	0,00%
201 a 300 kWh	0	0	0	0	0	0	0	0,00%	44	23,91%	5	62,50%	23	17,69%	0	0,00%
301 a 500 kWh	0	0	0	0	0	0	0	0,00%	44	23,91%		0,00%	27	20,77%	0	0,00%
Acima de 500 kWh	0	0	0	0	0	0	1	100,00%	56	30,43%	1	12,50%	32	24,62%	1	100,00%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 7. Descrição dos dados referentes ao poder público da subestação 1 – S1

Poder Público	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6		Alimentador 7		Alimentador 8	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	5	13,89%	3	18,75%	0	0	1	6,67%	0	0,00%	6	14,63%	0	0,00%	1	33,33%
80 kWh a 100 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0	1	6,67%	0	0,00%	2	4,88%	0	0,00%	0	0,00%
101 a 200 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0,00%	0	0,00%	3	7,32%	0	0,00%	2	66,67%
201 a 300 kWh	4	11,11%	1	6,25%	0	0	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
301 a 500 kWh	3	8,33%	0	0,00%	0	0	2	13,33%	0	0,00%	3	7,32%	1	20,00%	0	0,00%
Acima de 500 kWh	24	66,67%	12	75,00%	0	0	11	73,33%	5	100,00%	27	65,85%	4	80,00%	0	0,00%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 8. Descrição dos dados referentes ao serviço público da subestação 1 – S1

Serviço Público	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6		Alimentador 7		Alimentador 8	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0,00%	0	0,00%	0	0	2	18,18%	0	0,00%
80 kWh a 100 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0,00%	0	0,00%	0	0	1	9,09%	0	0,00%
101 a 200 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0	1	25,00%	0	0,00%	0	0	3	27,27%	0	0,00%
201 a 300 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0	1	25,00%	0	0,00%	0	0	0	0,00%	0	0,00%
301 a 500 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0,00%	0	0,00%	0	0	2	18,18%	1	50,00%
Acima de 500 kWh	0	0,00%	1	100,00%	0	0	2	50,00%	2	100,00%	0	0	3	27,27%	1	50,00%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 9. Descrição dos dados referentes ao consumo próprio da subestação 1 – S1

Próprio	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6		Alimentador 7		Alimentador 8	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
80 kWh a 100 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
101 a 200 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
201 a 300 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	2	25,0%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
301 a 500 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	1	33,3%	0	0,00%	0	0,00%
Acima de 500 kWh	1	100,0%	0	0,0%	1	100,0%	0	0,00%	6	75,0%	2	66,7%	0	0,00%	0	0,00%

Fonte: Próprio autor (2018).

I. Subestação 2 – S2

Tabela A. 10. Descrição dos dados referentes ao setor residencial da subestação 2 – S2

Residencial	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6		Alimentador 7	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	191	10,80%	43	7,43%	257	13,70%	824	13,59%	649	13,45%	428	21,20%	325	12,10%
80 kWh a 100 kWh	109	6,17%	36	6,22%	184	9,81%	596	9,83%	509	10,55%	273	13,52%	238	8,86%
101 a 200 kWh	554	31,33%	171	29,53%	808	43,07%	2777	45,79%	2475	51,30%	983	48,69%	1268	47,21%
201 a 300 kWh	356	20,14%	152	26,25%	331	17,64%	1192	19,65%	858	17,78%	256	12,68%	587	21,85%
301 a 500 kWh	337	19,06%	127	21,93%	223	11,89%	565	9,32%	292	6,05%	67	3,32%	236	8,79%
Acima de 500 kWh	221	12,50%	50	8,64%	73	3,89%	111	1,83%	42	0,87%	12	0,59%	32	1,19%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 11. Descrição dos dados referentes ao setor industrial da subestação 2 – S2

Industrial	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6		Alimentador 7	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	4	21,05%	3	33,33%	9	20,93%	11	23,91%	9	18,75%	7	35,00%	4	19,05%
80 kWh a 100 kWh	1	5,26%	0	0,00%	0	0,00%	2	4,35%	5	10,42%	3	15,00%	1	4,76%
101 a 200 kWh	3	15,79%	1	11,11%	3	6,98%	10	21,74%	6	12,50%	2	10,00%	5	23,81%
201 a 300 kWh	4	21,05%	1	11,11%	3	6,98%	4	8,70%	2	4,17%	1	5,00%	0	0,00%
301 a 500 kWh	1	5,26%	0	0,00%	5	11,63%	7	15,22%	8	16,67%	3	15,00%	3	14,29%
Acima de 500 kWh	6	31,58%	4	44,44%	23	53,49%	12	26,09%	18	37,50%	4	20,00%	8	38,10%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 12. Descrição dos dados referentes ao setor comercial da subestação 2 – S2

Comercial	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6		Alimentador 7	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	0	0	4	7,14%	51	17,23%	61	22,10%	49	19,29%	7	14,00%	36	22,09%
80 kWh a 100 kWh	0	0	2	3,57%	20	6,76%	19	6,88%	11	4,33%	3	6,00%	14	8,59%
101 a 200 kWh	0	0	8	14,29%	54	18,24%	67	24,28%	54	21,26%	14	28,00%	30	18,40%
201 a 300 kWh	0	0	6	10,71%	30	10,14%	31	11,23%	34	13,39%	9	18,00%	26	15,95%
301 a 500 kWh	0	0	12	21,43%	47	15,88%	38	13,77%	43	16,93%	7	14,00%	20	12,27%
Acima de 500 kWh	0	0	24	42,86%	94	31,76%	60	21,74%	63	24,80%	10	20,00%	37	22,70%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 13. Descrição dos dados referentes ao setor rural da subestação 2 – S2

Rural	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6		Alimentador 7	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	2	3,17%	0	0,00%
80 kWh a 100 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	2	15,38%	0	0,00%	0	0,00%
101 a 200 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	2	15,38%	17	26,98%	0	0,00%
201 a 300 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	1	7,69%	5	7,94%	0	0,00%
301 a 500 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	2	15,38%	12	19,05%	0	0,00%
Acima de 500 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	1	100,00%	6	46,15%	27	42,86%	0	0,00%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 14. Descrição dos dados referentes ao poder público da subestação 2 – S2

Poder Público	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6		Alimentador 7	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	0	0,00%	0	0	1	0	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	1	8,33%
80 kWh a 100 kWh	0	0,00%	0	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
101 a 200 kWh	0	0,00%	0	0	0	0	0	0,00%	2	14,29%	1	14,29%	1	8,33%
201 a 300 kWh	0	0,00%	0	0	0	0	0	0,00%	2	14,29%	1	14,29%	2	16,67%
301 a 500 kWh	0	0,00%	0	0	0	0	1	14,29%	2	14,29%	0	0,00%	1	8,33%
Acima de 500 kWh	7	100,00%	0	0	10	0	6	85,71%	8	57,14%	5	71,43%	7	58,33%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 15. Descrição dos dados referentes ao serviço público da subestação 2 – S2

Serviço Público	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6		Alimentador 7	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	0	0,00%	1	7,14%	0	0,00%	0	0,00%	1	14,29%	3	33,33%	0	0,00%
80 kWh a 100 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
101 a 200 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
201 a 300 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
301 a 500 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	1	11,11%	0	0,00%
Acima de 500 kWh	0	0,00%	13	92,86%	0	0,00%	0	0,00%	6	85,71%	5	55,56%	1	100,00%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 16. Descrição dos dados referentes ao consumo próprio da subestação 2 – S2

Próprio	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6		Alimentador 7	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,0%	0	0,00%	0	0,00%
80 kWh a 100 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,0%	0	0,00%	0	0,00%
101 a 200 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,0%	0	0,00%	0	0,00%
201 a 300 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,0%	0	0,00%	0	0,00%
301 a 500 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,0%	0	0,00%	0	0,00%
Acima de 500 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	1	100,0%	0	0,00%	0	0,00%

Fonte: Próprio autor (2018).

II. Subestação 3 – S3

Tabela A. 17. Descrição dos dados referentes ao setor residencial da subestação 3 – S3

Residencial	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6		Alimentador 8		Alimentador 9		Alimentador 10	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	515	14,00%	105	16,10%	289	15,48%	555	16,92%	493	17,05%	768	23,78%	449	14,41%	174	21,70%	371	18,78%
80 kWh a 100 kWh	345	9,38%	46	7,06%	186	9,96%	308	9,39%	366	12,66%	477	14,77%	309	9,92%	119	14,84%	343	17,36%
101 a 200 kWh	1458	39,64%	218	33,44%	845	45,26%	1393	42,46%	1490	51,54%	1572	48,68%	1366	43,84%	402	50,12%	1056	53,44%
201 a 300 kWh	750	20,39%	129	19,79%	318	17,03%	554	16,89%	372	12,87%	341	10,56%	511	16,40%	78	9,73%	173	8,76%
301 a 500 kWh	440	11,96%	103	15,80%	174	9,32%	340	10,36%	145	5,02%	62	1,92%	339	10,88%	25	3,12%	27	1,37%
Acima de 500 kWh	170	4,62%	51	7,82%	55	2,95%	131	3,99%	25	0,86%	9	0,28%	142	4,56%	4	0,50%	6	0,30%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 18. Descrição dos dados referentes ao setor industrial da subestação 3 – S3

Industrial	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6		Alimentador 8		Alimentador 9		Alimentador 10	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	3	8,33%	3	23,08%	5	21,74%	10	25,00%	8	22,22%	4	22,22%	6	16,67%	2	18,18%	2	5,71%
80 kWh a 100 kWh	4	11,11%	0	0,00%	2	8,70%	2	5,00%	3	8,33%	2	11,11%	1	2,78%	1	9,09%	1	2,86%
101 a 200 kWh	10	27,78%	3	23,08%	2	8,70%	10	25,00%	9	25,00%	5	27,78%	5	13,89%	0	0,00%	4	11,43%
201 a 300 kWh	5	13,89%	0	0,00%	2	8,70%	4	10,00%	1	2,78%	1	5,56%	4	11,11%	0	0,00%	2	5,71%
301 a 500 kWh	3	8,33%	2	15,38%	5	21,74%	3	7,50%	7	19,44%	3	16,67%	4	11,11%	0	0,00%	0	0,00%
Acima de 500 kWh	11	30,56%	5	38,46%	7	30,43%	11	27,50%	8	22,22%	3	16,67%	16	44,44%	8	72,73%	26	74,29%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 19. Descrição dos dados referentes ao setor comercial da subestação 3 – S3

Comercial	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6		Alimentador 8		Alimentador 9		Alimentador 10	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	59	16,81%	94	14,09%	84	14,79%	151	18,30%	59	18,50%	25	16,13%	39	19,60%	8	25,81%	10	15,15%
80 kWh a 100 kWh	19	5,41%	39	5,85%	35	6,16%	46	5,58%	19	5,96%	13	8,39%	14	7,04%	0	0,00%	5	7,58%
101 a 200 kWh	69	19,66%	139	20,84%	115	20,25%	174	21,09%	66	20,69%	39	25,16%	40	20,10%	6	19,35%	21	31,82%
201 a 300 kWh	46	13,11%	92	13,79%	88	15,49%	103	12,48%	37	11,60%	25	16,13%	23	11,56%	7	22,58%	9	13,64%
301 a 500 kWh	51	14,53%	86	12,89%	64	11,27%	134	16,24%	48	15,05%	18	11,61%	22	11,06%	4	12,90%	10	15,15%
Acima de 500 kWh	107	30,48%	217	32,53%	182	32,04%	217	26,30%	90	28,21%	35	22,58%	61	30,65%	6	19,35%	11	16,67%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 20. Descrição dos dados referentes ao setor rural da subestação 3 – S3

Rural	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6		Alimentador 8		Alimentador 9		Alimentador 10	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	3	4,76%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	1	2,44%	18	9,23%	0	0,00%
80 kWh a 100 kWh	8	12,70%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	11	5,64%	0	0,00%
101 a 200 kWh	11	17,46%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	7	17,07%	42	21,54%	0	0,00%
201 a 300 kWh	11	17,46%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	5	12,20%	36	18,46%	0	0,00%
301 a 500 kWh	18	28,57%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	9	21,95%	40	20,51%	0	0,00%
Acima de 500 kWh	12	19,05%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	19	46,34%	48	24,62%	0	0,00%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 21. Descrição dos dados referentes ao poder público da subestação 3 – S3

Poder Público	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6		Alimentador 8		Alimentador 9		Alimentador 10	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	4	28,57%	0	0,00%	0	0,00%	4	21,05%	1	16,67%	1	6,25%	0	0,00%	4	12,50%	0	0,00%
80 kWh a 100 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	1	6,25%	0	0,00%	2	6,25%	0	0,00%
101 a 200 kWh	0	0,00%	1	8,33%	0	0,00%	3	15,79%	0	0,00%	1	6,25%	0	0,00%	2	6,25%	0	0,00%
201 a 300 kWh	1	7,14%	1	8,33%	1	16,67%	2	10,53%	0	0,00%	2	12,50%	0	0,00%	1	3,13%	2	40,00%
301 a 500 kWh	2	14,29%	0	0,00%	1	16,67%	1	5,26%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	6	18,75%	0	0,00%
Acima de 500 kWh	7	50,00%	10	83,33%	4	66,67%	9	47,37%	5	83,33%	11	68,75%	7	100,00%	17	53,13%	3	60,00%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 22. Descrição dos dados referentes ao serviço público da subestação 3 – S3

Serviço Público	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6		Alimentador 8		Alimentador 9		Alimentador 10	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	1	50,00%	1	50,00%	0	0,00%	1	25,00%	2	14,29%	0	0,00%
80 kWh a 100 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	1	7,14%	0	0,00%
101 a 200 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	1	50,00%	0	0,00%	0	0,00%	1	7,14%	0	0,00%
201 a 300 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	1	7,14%	0	0,00%
301 a 500 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	1	25,00%	2	14,29%	0	0,00%
Acima de 500 kWh	0	0,00%	0	0,00%	2	100,00%	1	50,00%	0	0,00%	0	0,00%	2	50,00%	7	50,00%	0	0,00%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 23. Descrição dos dados referentes ao consumo próprio da subestação 3 – S3

Próprio	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6		Alimentador 8		Alimentador 9		Alimentador 10	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
80 kWh a 100 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
101 a 200 kWh	0	0,00%	1	33,3%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
201 a 300 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
301 a 500 kWh	0	0,00%	1	33,3%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Acima de 500 kWh	1	100,0%	1	33,3%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%

Fonte: Próprio autor (2018).

III. Subestação 4 – S4

Tabela A. 24. Descrição dos dados referentes ao setor residencial da subestação 4 – S4

Residencial	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	778	16,92%	53	12,18%	10	8,47%	175	15,40%	333	11,80%	396	16,92%
80 kWh a 100 kWh	552	12,01%	46	10,57%	13	11,02%	138	12,15%	296	10,49%	250	10,68%
101 a 200 kWh	2325	50,57%	248	57,01%	68	57,63%	633	55,72%	1729	61,25%	939	40,11%
201 a 300 kWh	711	15,46%	73	16,78%	18	15,25%	142	12,50%	401	14,20%	336	14,35%
301 a 500 kWh	210	4,57%	14	3,22%	8	6,78%	37	3,26%	57	2,02%	212	9,06%
Acima de 500 kWh	22	0,48%	1	0,23%	1	0,85%	11	0,97%	7	0,25%	208	8,89%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 25. Descrição dos dados referentes ao setor industrial da subestação 4 – S4

Industrial	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	14	32,56%	1	14,29%	0	0,00%	4	10,53%	1	9,09%	18	26,87%
80 kWh a 100 kWh	4	9,30%	1	14,29%	0	0,00%	2	5,26%	3	27,27%	6	8,96%
101 a 200 kWh	7	16,28%	2	28,57%	1	9,09%	7	18,42%	2	18,18%	11	16,42%
201 a 300 kWh	7	16,28%	0	0,00%	0	0,00%	7	18,42%	1	9,09%	4	5,97%
301 a 500 kWh	2	4,65%	0	0,00%	1	9,09%	3	7,89%	0	0,00%	0	0,00%
Acima de 500 kWh	9	20,93%	3	42,86%	9	81,82%	15	39,47%	4	36,36%	28	41,79%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 26. Descrição dos dados referentes ao setor comercial da subestação 4 – S4

Comercial	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	63	21,72%	6	25,00%	0	0,00%	11	14,67%	22	20,37%	18	26,87%
80 kWh a 100 kWh	16	5,52%	2	8,33%	1	5,00%	6	8,00%	6	5,56%	6	8,96%
101 a 200 kWh	70	24,14%	5	20,83%	2	10,00%	17	22,67%	21	19,44%	11	16,42%
201 a 300 kWh	41	14,14%	1	4,17%	0	0,00%	7	9,33%	10	9,26%	4	5,97%
301 a 500 kWh	22	7,59%	5	20,83%	0	0,00%	8	10,67%	24	22,22%	0	0,00%
Acima de 500 kWh	78	26,90%	5	20,83%	17	85,00%	26	34,67%	25	23,15%	28	41,79%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 27. Descrição dos dados referentes ao setor rural da subestação 4 – S4

Rural	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	0	0,00%	1	20,00%	2	0	4	6,45%	0	0,00%	2	14,29%
80 kWh a 100 kWh	0	0,00%	0	0,00%	1	0	6	9,68%	0	0,00%	1	7,14%
101 a 200 kWh	2	33,33%	0	0,00%	3	0	12	19,35%	0	0,00%	0	0,00%
201 a 300 kWh	1	16,67%	1	20,00%	4	0	15	24,19%	0	0,00%	3	21,43%
301 a 500 kWh	0	0,00%	3	60,00%	0	0	15	24,19%	2	6,00%	2	14,29%
Acima de 500 kWh	3	50,00%	0	0,00%	8	0	10	16,13%	0	0,00%	6	42,86%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 28. Descrição dos dados referentes ao poder público da subestação 4 – S4

Poder Público	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0,00%	2	22,22%	0	0,00%
80 kWh a 100 kWh	1	6,25%	0	0,00%	0	0	1	100,00%	1	11,11%	0	0,00%
101 a 200 kWh	1	6,25%	0	0,00%	0	0	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
201 a 300 kWh	1	6,25%	0	0,00%	0	0	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
301 a 500 kWh	2	12,50%	0	0,00%	0	0	0	0,00%	1	11,11%	1	20,00%
Acima de 500 kWh	11	68,75%	4	100,00%	0	0	0	0,00%	5	55,56%	4	80,00%

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 29. Descrição dos dados referentes ao serviço público da subestação 4 – S4

Serviço Público	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	2	22,22%	0	0,00%	0	0,00%	3	60,00%	0	0,00%	1	0
80 kWh a 100 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0
101 a 200 kWh	2	22,22%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	1	0
201 a 300 kWh	1	11,11%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0
301 a 500 kWh	1	11,11%	0	0,00%	1	50,00%	2	40,00%	0	0,00%	0	0
Acima de 500 kWh	3	33,33%	1	100,00%	1	50,00%	0	0,00%	3	100,00%	4	0

Fonte: Próprio autor (2018).

Tabela A. 30. Descrição dos dados referentes ao consumo próprio da subestação 4 – S4

Próprio	Alimentador 1		Alimentador 2		Alimentador 3		Alimentador 4		Alimentador 5		Alimentador 6	
	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%	NUC	%
Abaixo de 80 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
80 kWh a 100 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
101 a 200 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
201 a 300 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
301 a 500 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Acima de 500 kWh	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	1	100,0%	0	0,00%

Fonte: Próprio autor (2018).

Apêndice B

Descrição detalhada dos resultados obtidos

Neste apêndice apresenta-se os resultados da remodelagem da curva de carga obtidos a partir da adesão dos consumidores residenciais à tarifa branca, conforme as premissas e cenários definidos no Capítulo 3.

I. Subestação 1 – S1

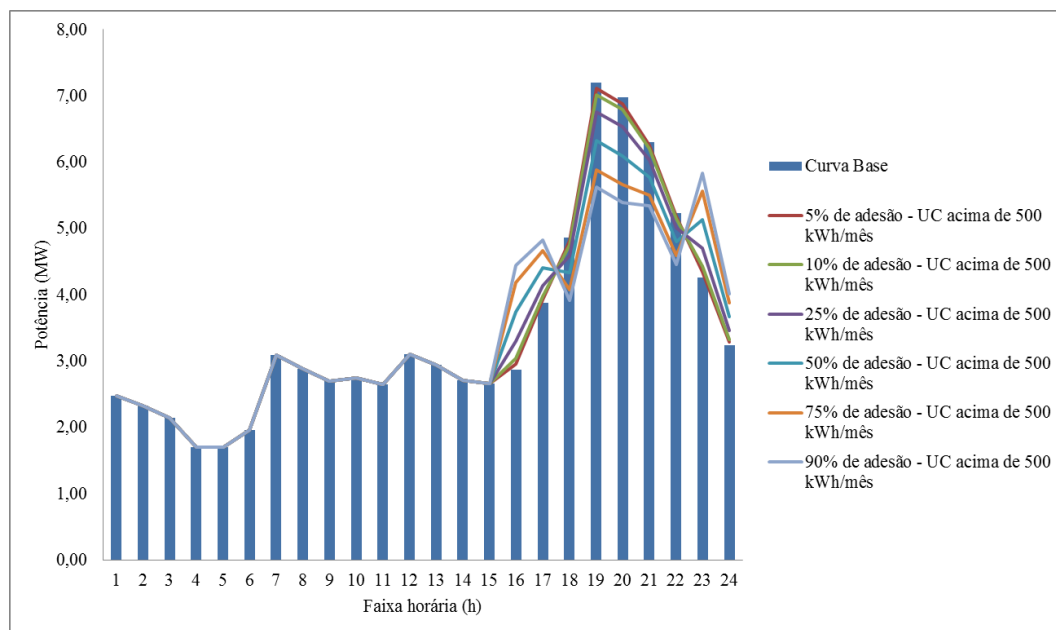


Figura A. 11. Resultados referentes ao primeiro ano de adesão da subestação 1

Fonte: Próprio autor (2018).

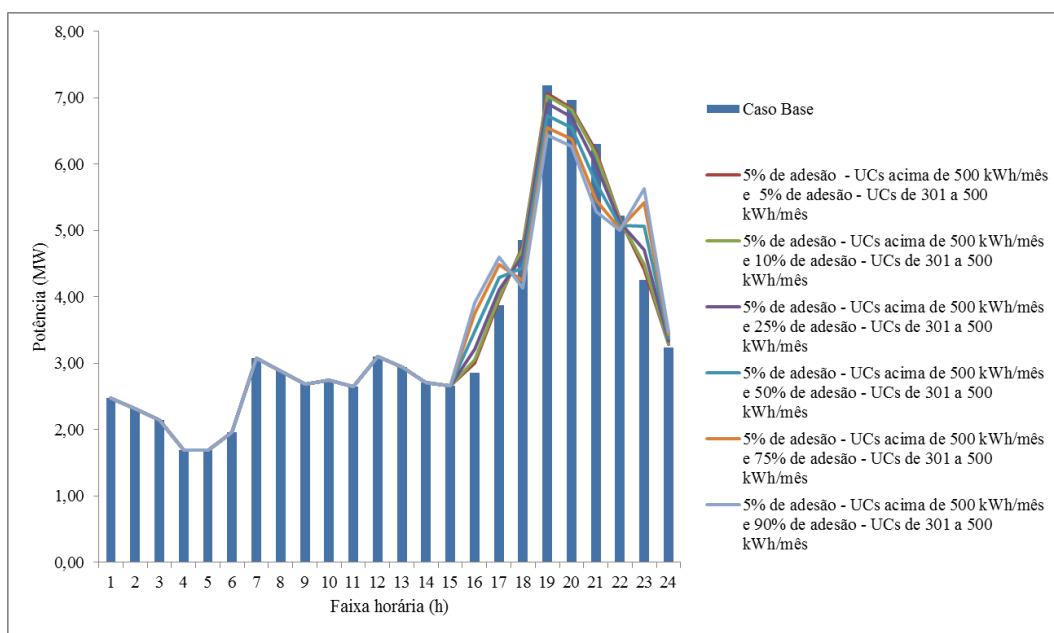


Figura A. 12. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 1, da subestação 1
Fonte: Próprio autor (2018).

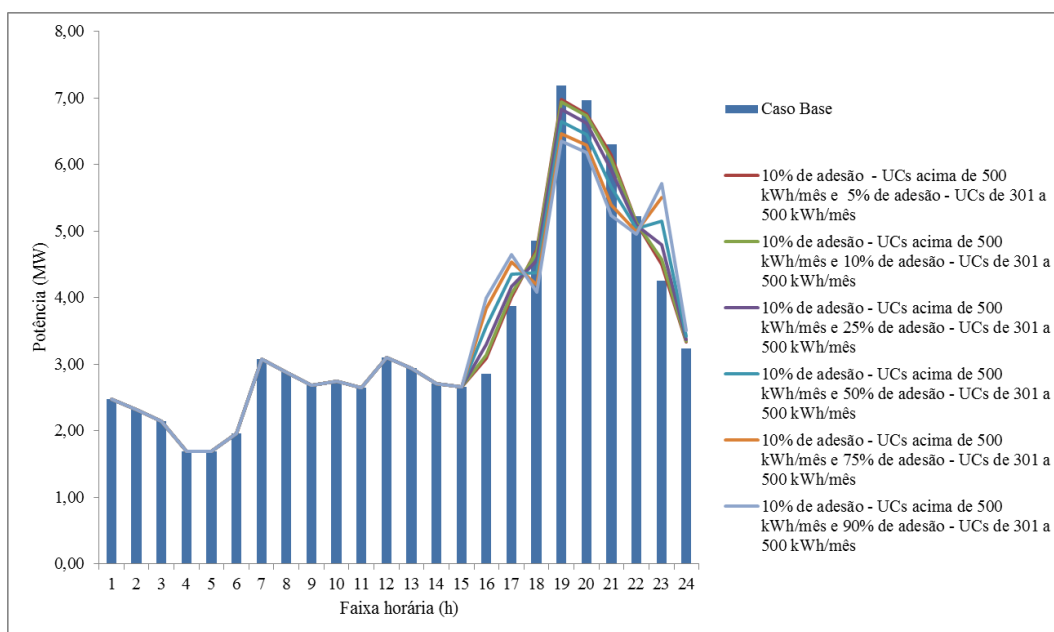


Figura A. 13. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 2, da subestação 1
Fonte: Próprio autor (2018).

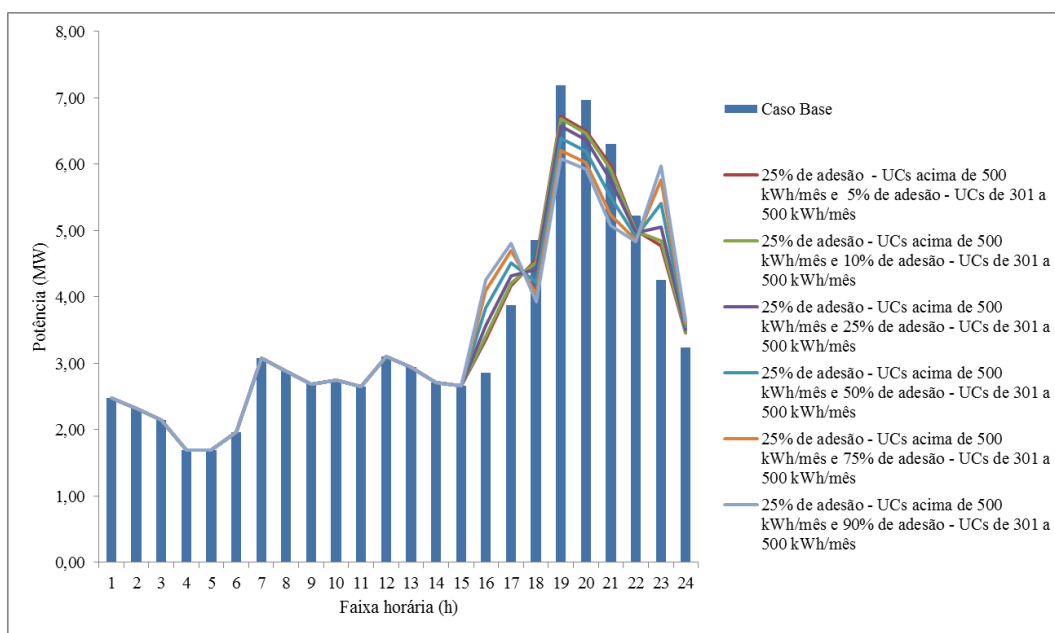


Figura A. 14. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 3, da subestação 1
Fonte: Próprio autor (2018).

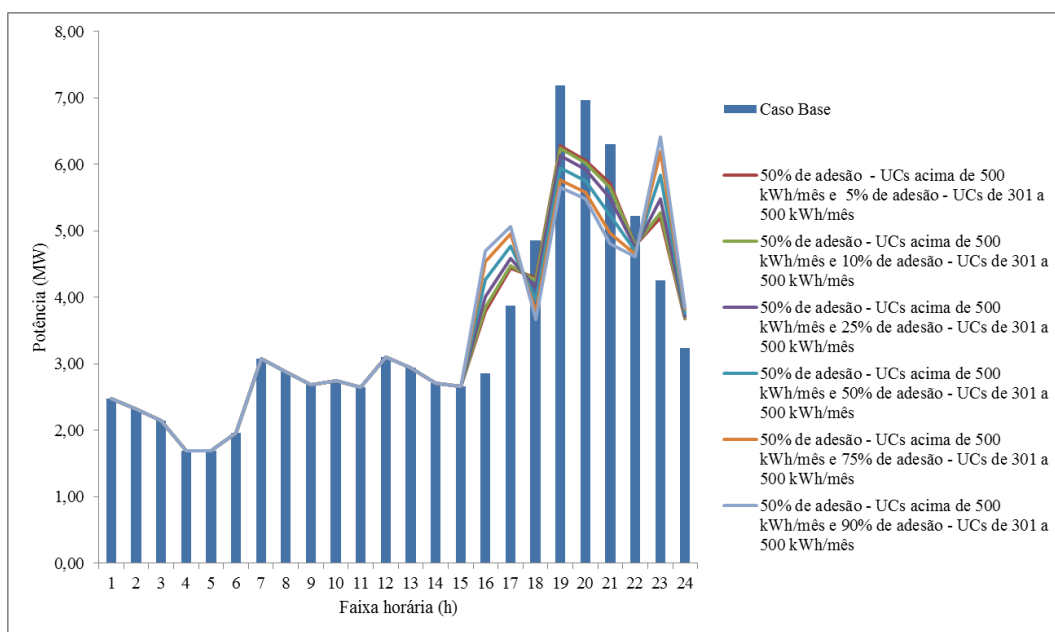


Figura A. 15. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 4, da subestação 1
Fonte: Próprio autor (2018).

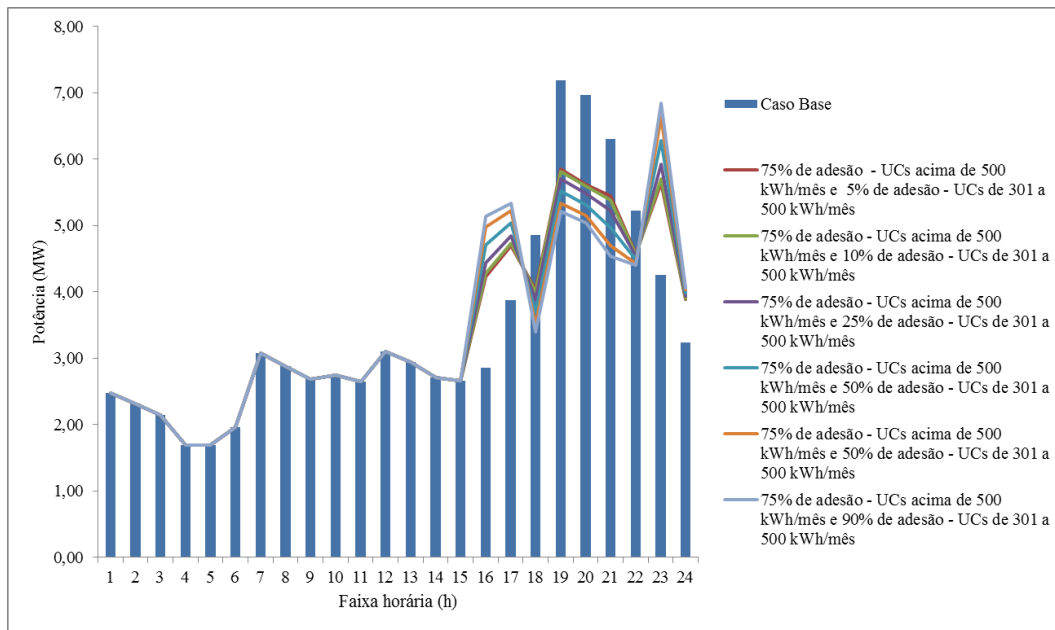


Figura A. 16. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 5, da subestação 1
Fonte: Próprio autor (2018).

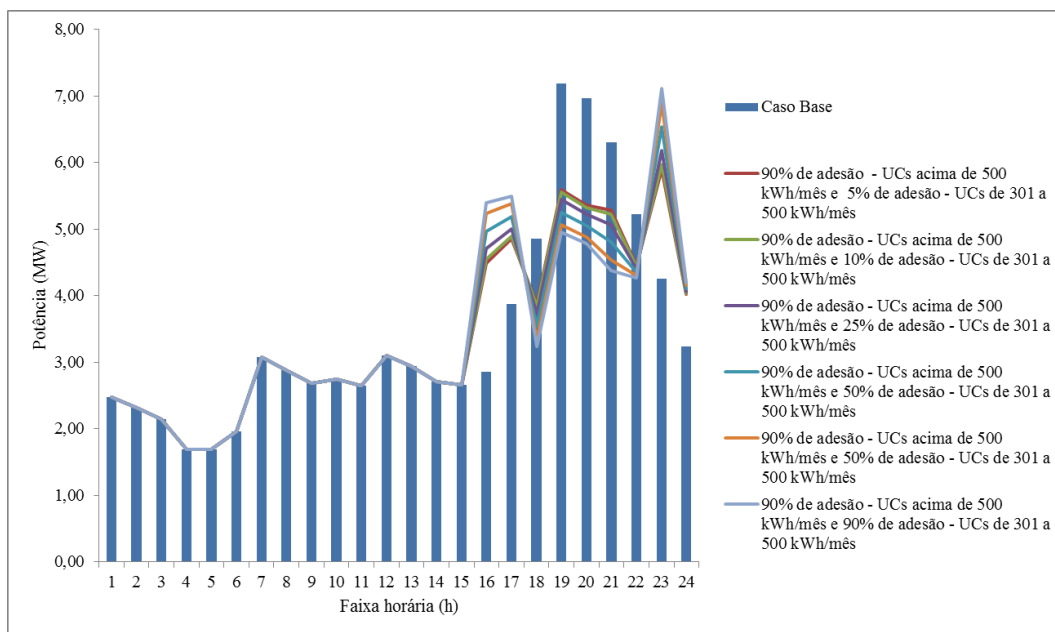


Figura A. 17. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 6, da subestação 1
Fonte: Próprio autor (2018).

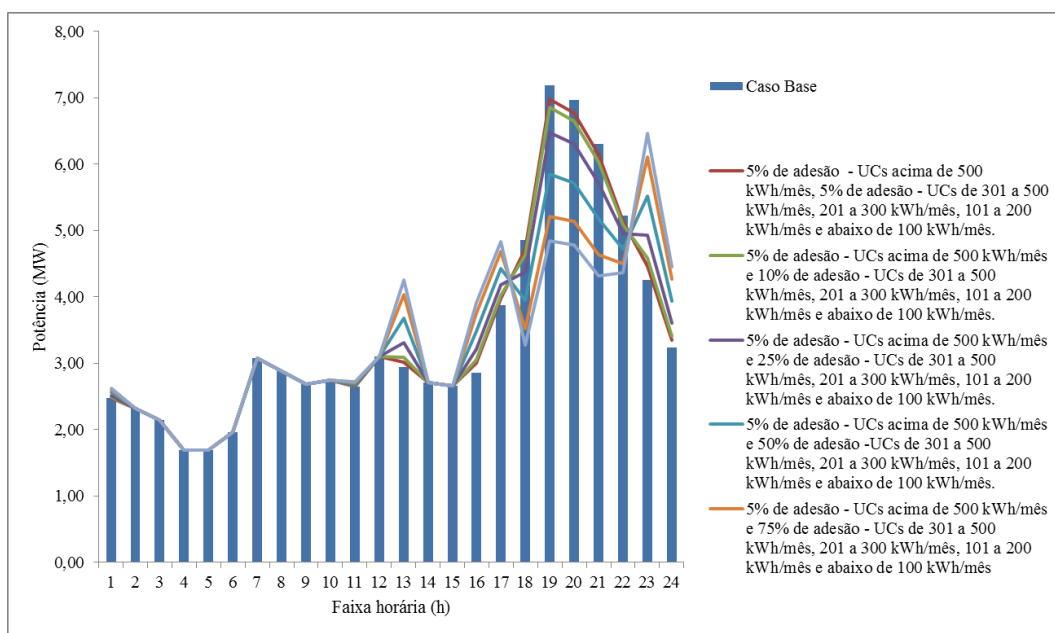


Figura A. 18. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 1, da subestação 1
Fonte: Próprio autor (2018).

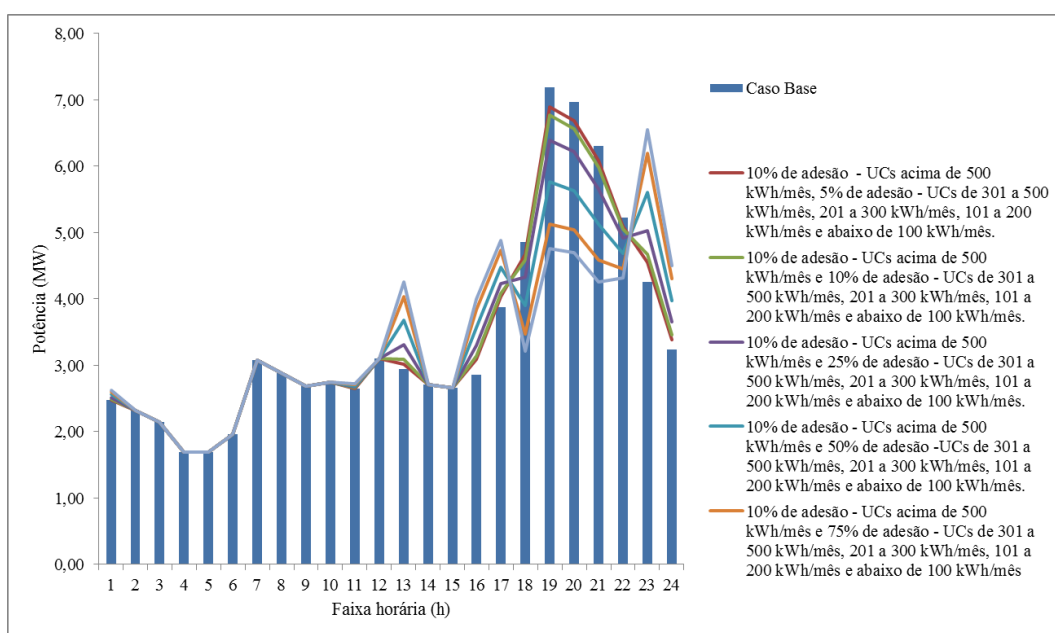


Figura A. 19. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 2, da subestação 1
Fonte: Próprio autor (2018).

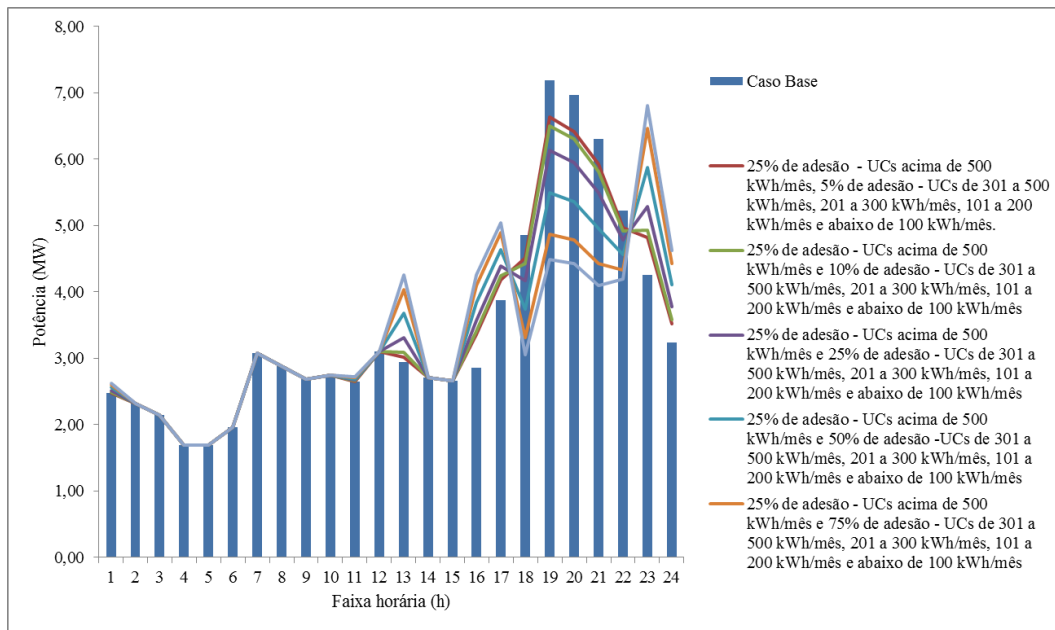


Figura A. 20. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 3, da subestação 1
Fonte: Próprio autor (2018).

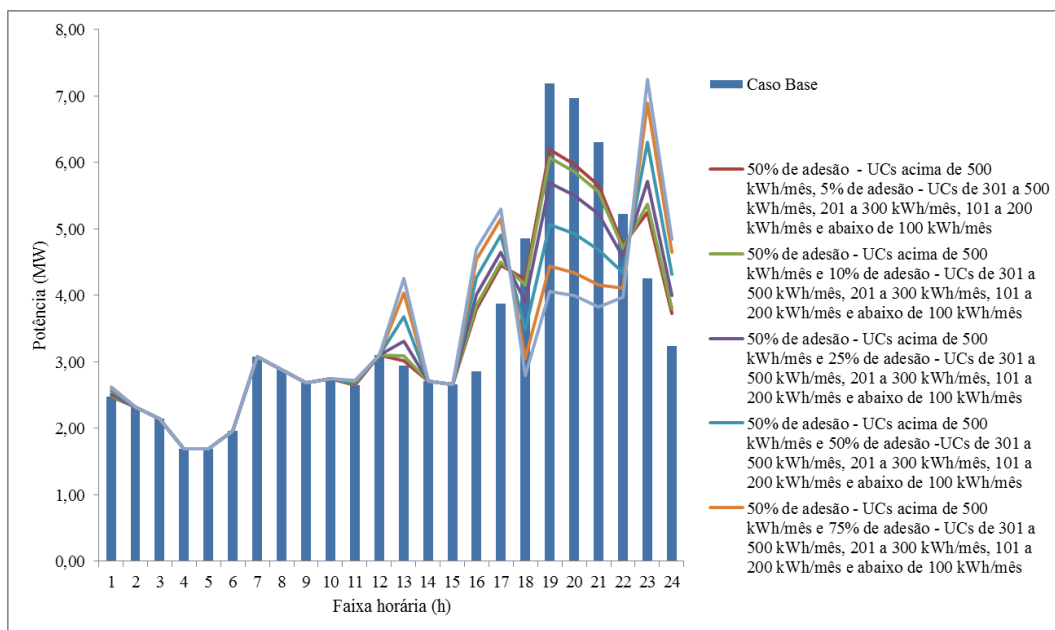


Figura A. 21. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 4, da subestação 1
Fonte: Próprio autor (2018).

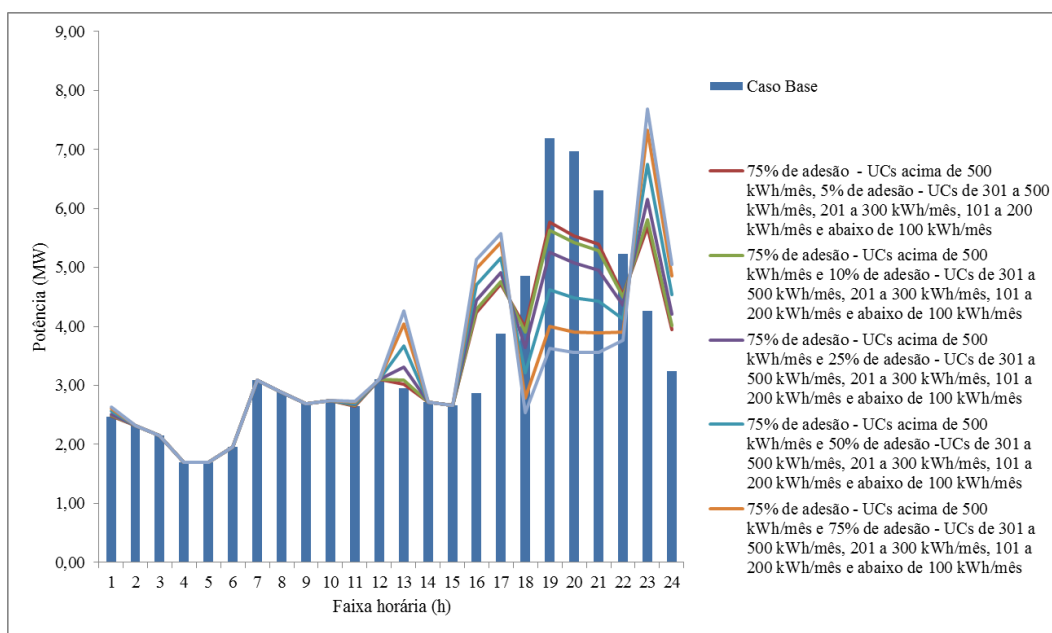


Figura A. 22. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 5, da subestação 1
Fonte: Próprio autor (2018).

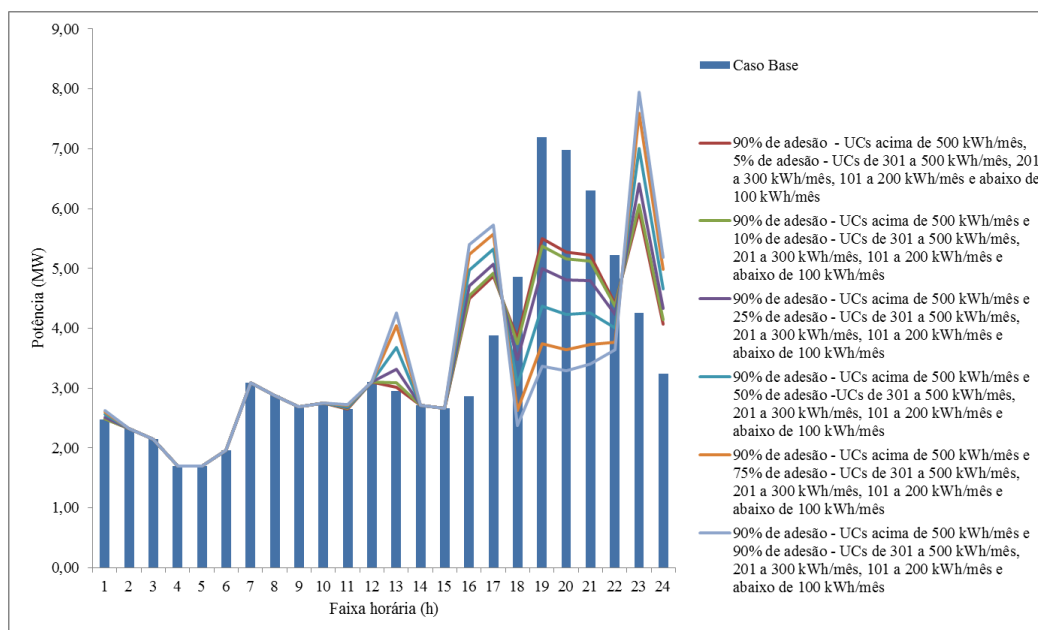


Figura A. 23. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 6, da subestação 1
Fonte: Próprio autor (2018).

II. Subestação 2 – S2

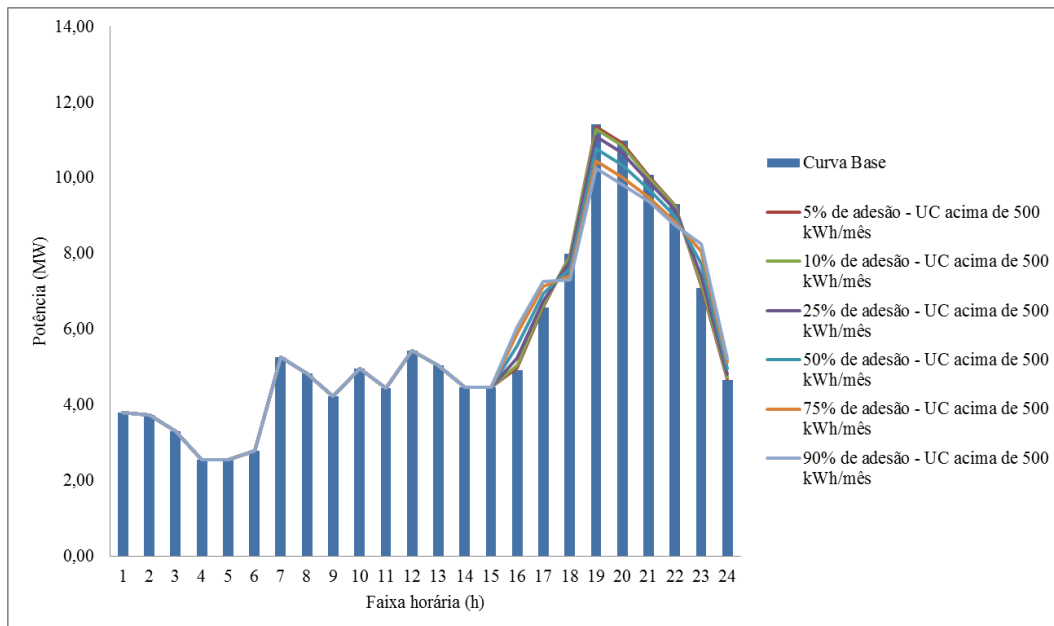


Figura A. 24. Resultados referentes ao primeiro ano de adesão da subestação 2

Fonte: Próprio autor (2018).

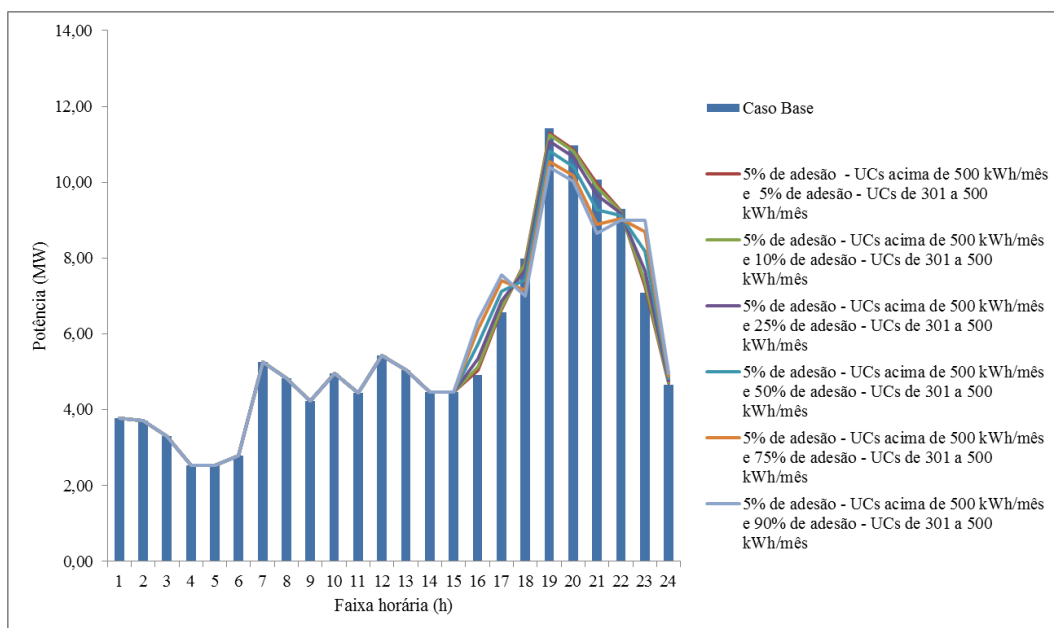


Figura A. 25. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 1, da subestação 2

Fonte: Próprio autor (2018).

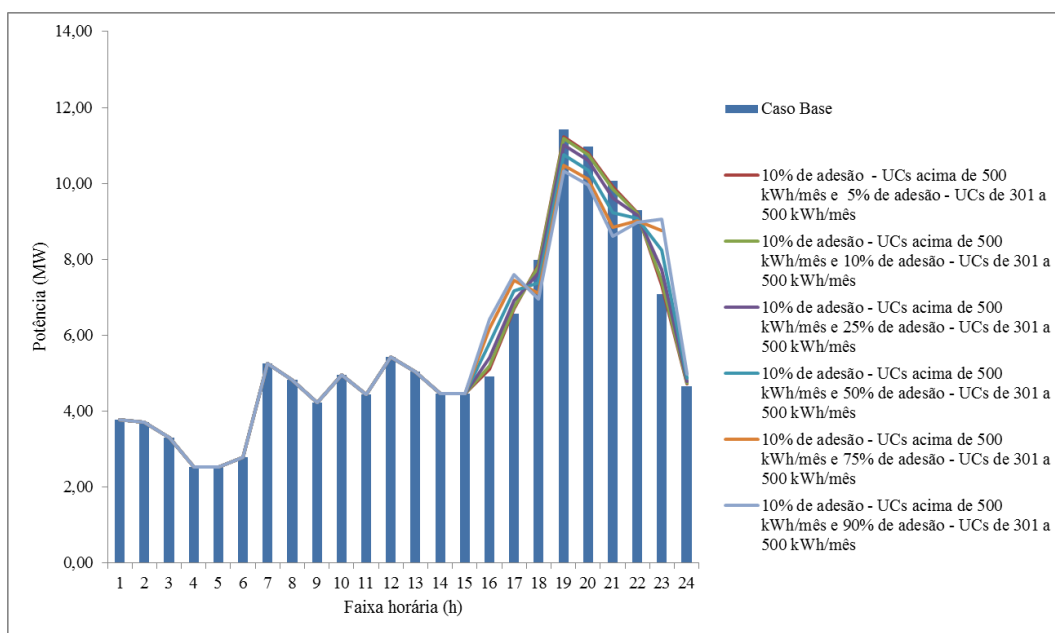


Figura A. 26. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 2, da subestação 2
Fonte: Próprio autor (2018).

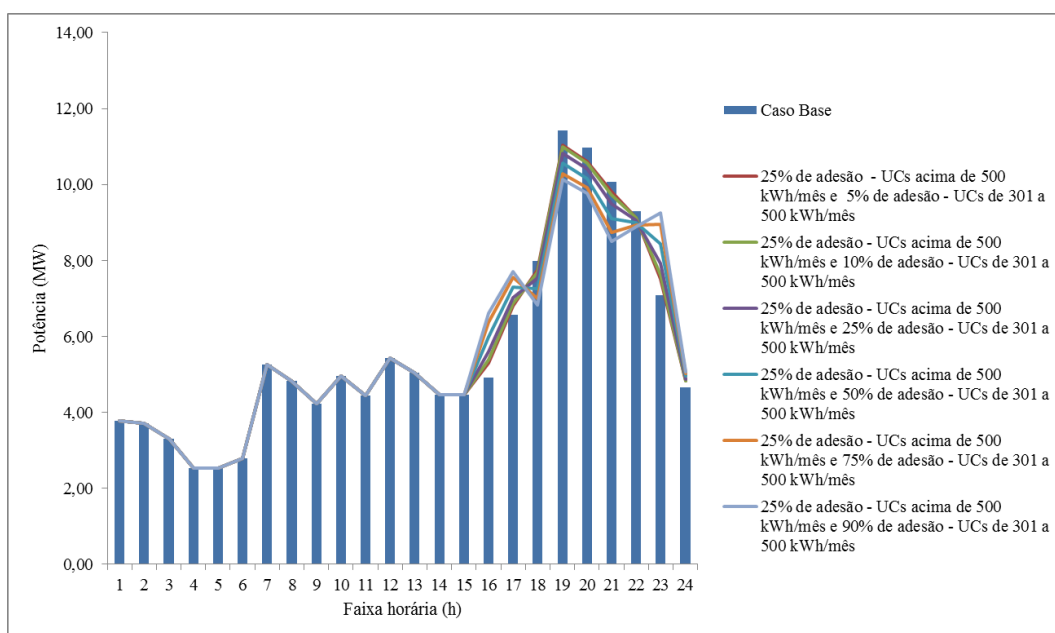


Figura A. 27. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 3, da subestação 2
Fonte: Próprio autor (2018).

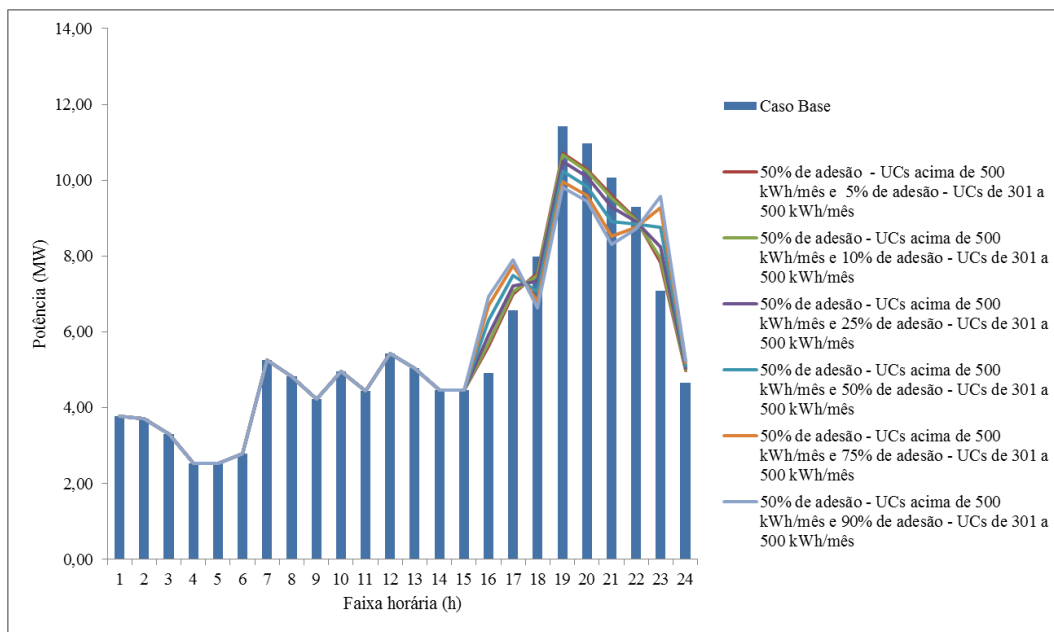


Figura A. 28. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 4, da subestação 2
Fonte: Próprio autor (2018).

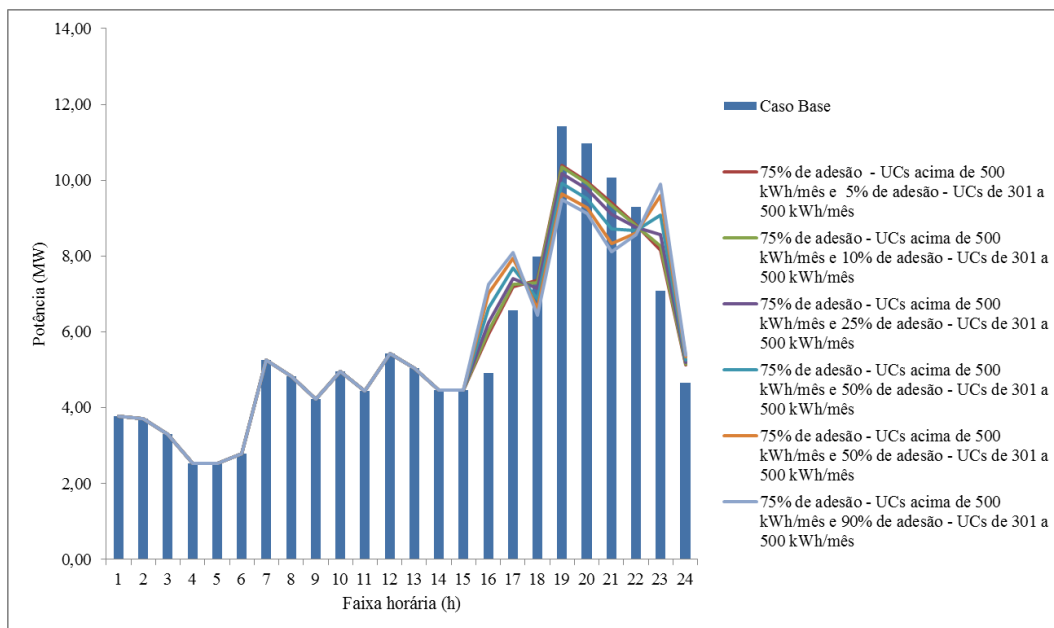


Figura A. 29. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 5, da subestação 2
Fonte: Próprio autor (2018).

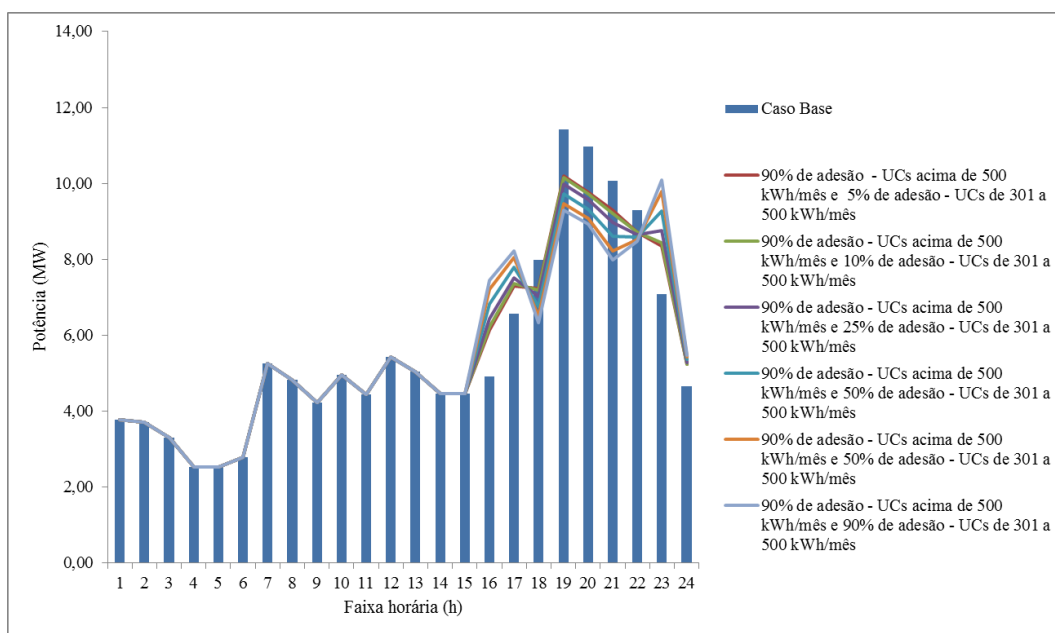


Figura A. 30. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 6, da subestação 2
Fonte: Próprio autor (2018).

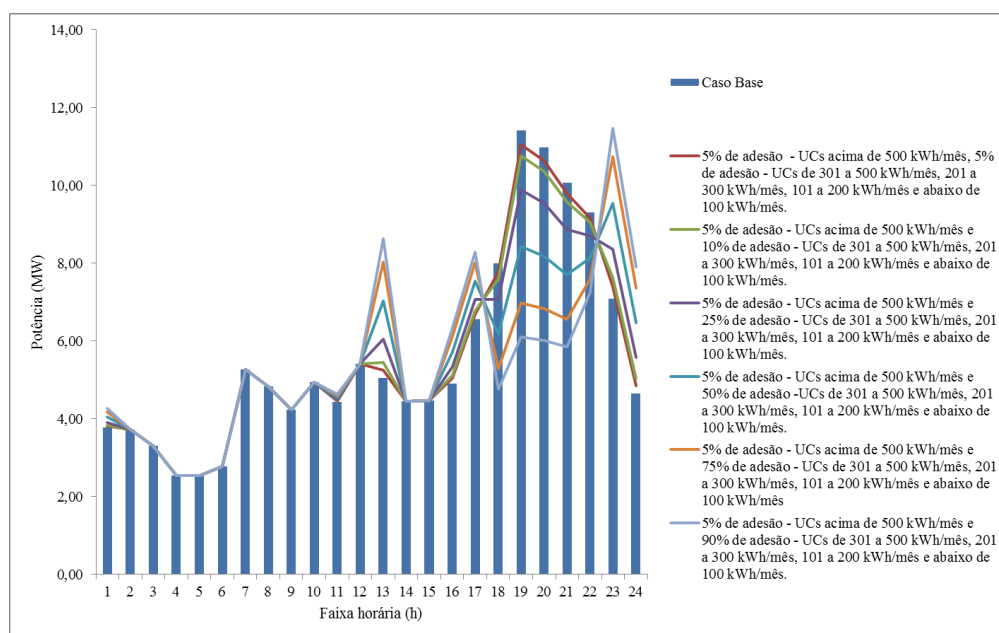


Figura A. 31. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 1, da subestação 2
Fonte: Próprio autor (2018).

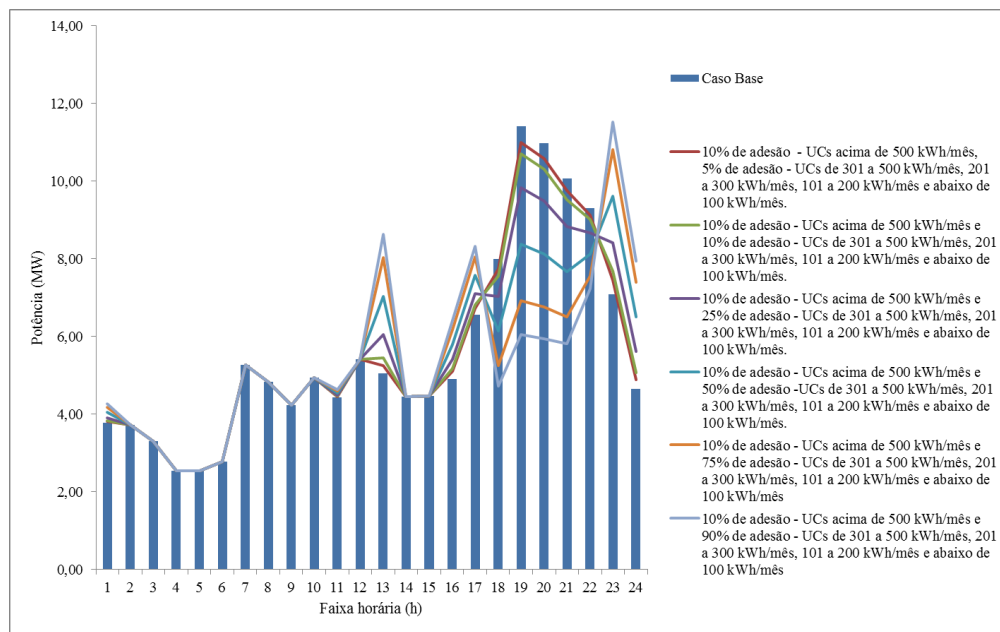


Figura A. 32. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 2, da subestação 2
Fonte: Próprio autor (2018).

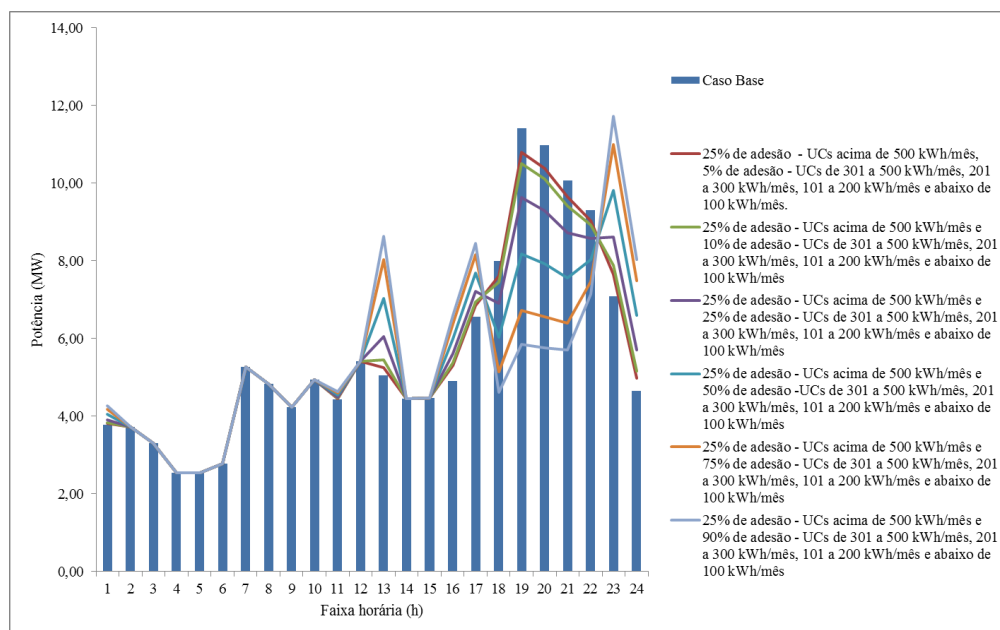


Figura A. 33. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 3, da subestação 2
Fonte: Próprio autor (2018).

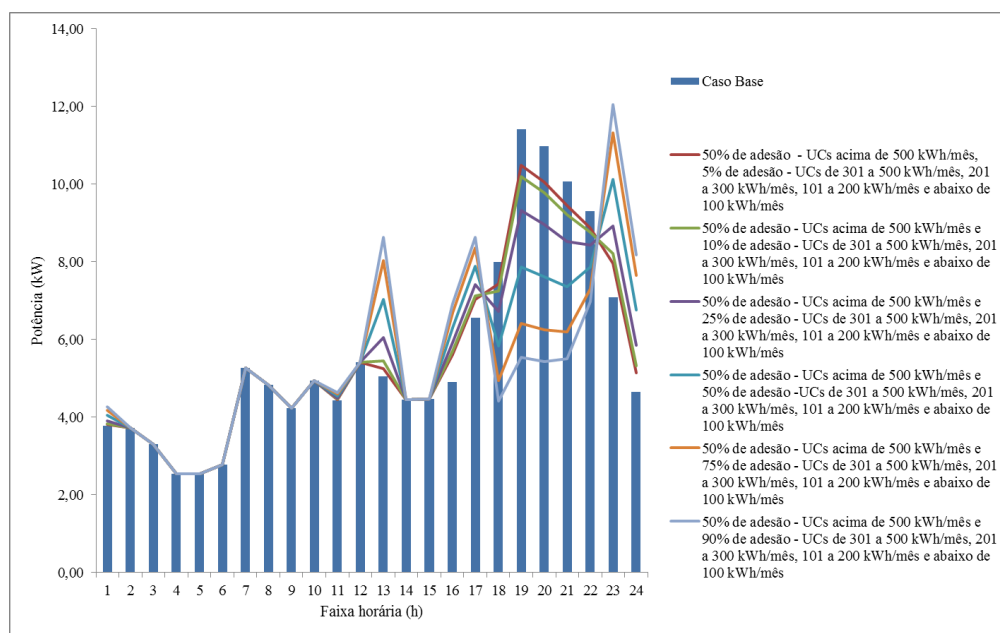


Figura A. 34. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 4, da subestação 2
Fonte: Próprio autor (2018).

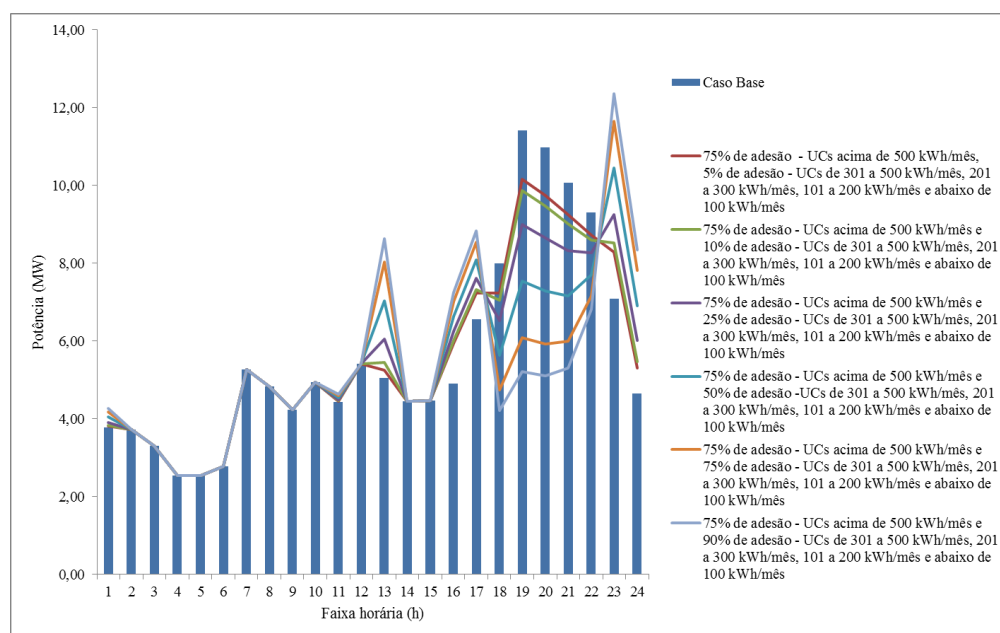


Figura A. 35. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 5, da subestação 2
Fonte: Próprio autor (2018).

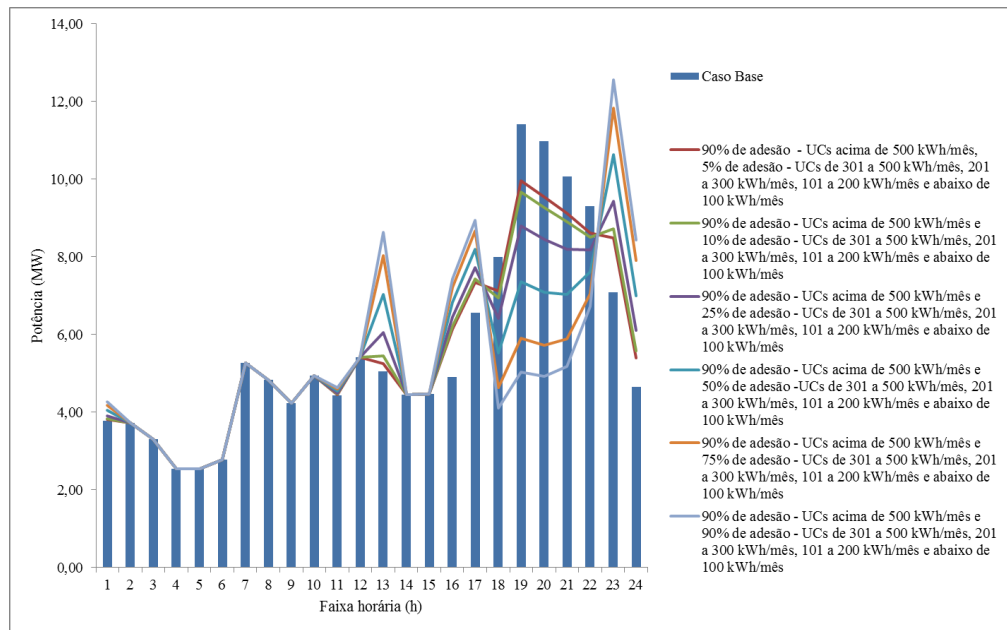


Figura A. 36. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 6, da subestação 2
Fonte: Próprio autor (2018).

III. Subestação 3 – S3

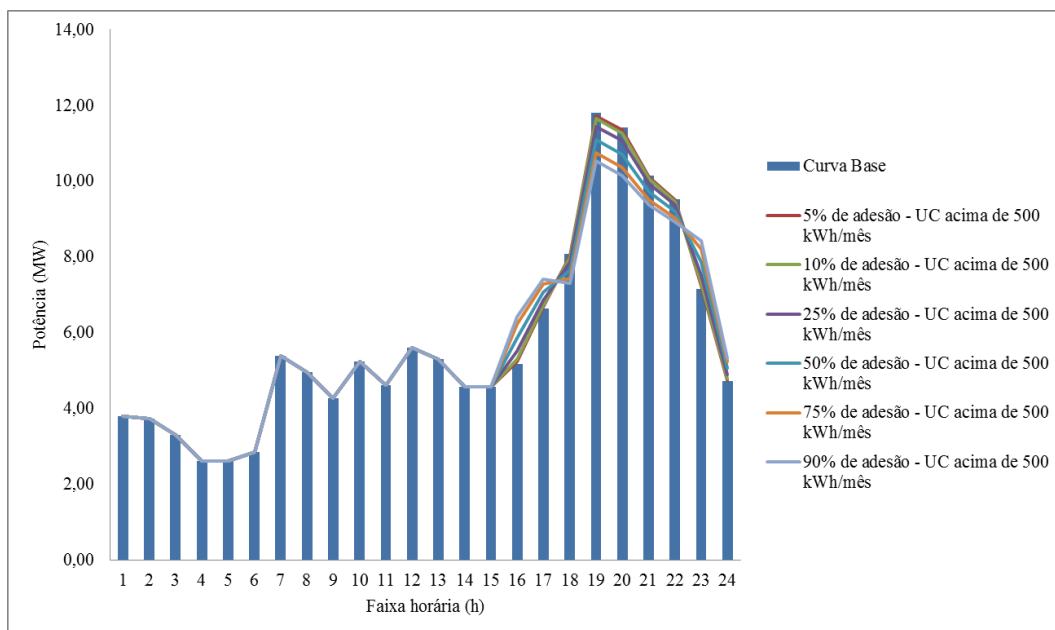


Figura A. 37. Resultados referentes ao primeiro ano de adesão da subestação 3
Fonte: Próprio autor (2018).

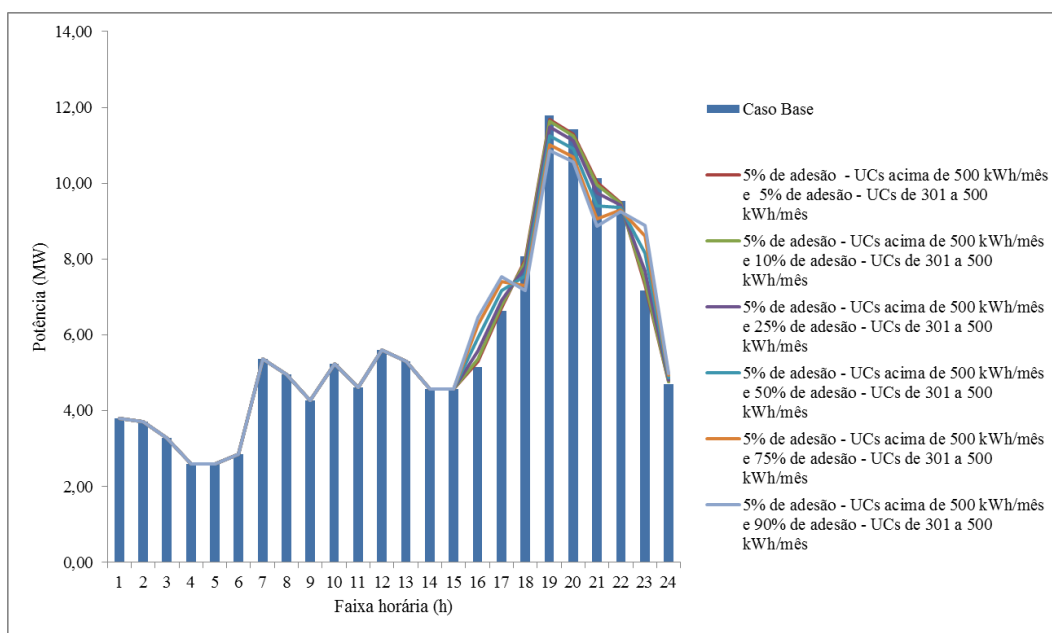


Figura A. 38. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 1, da subestação 3
Fonte: Próprio autor (2018).

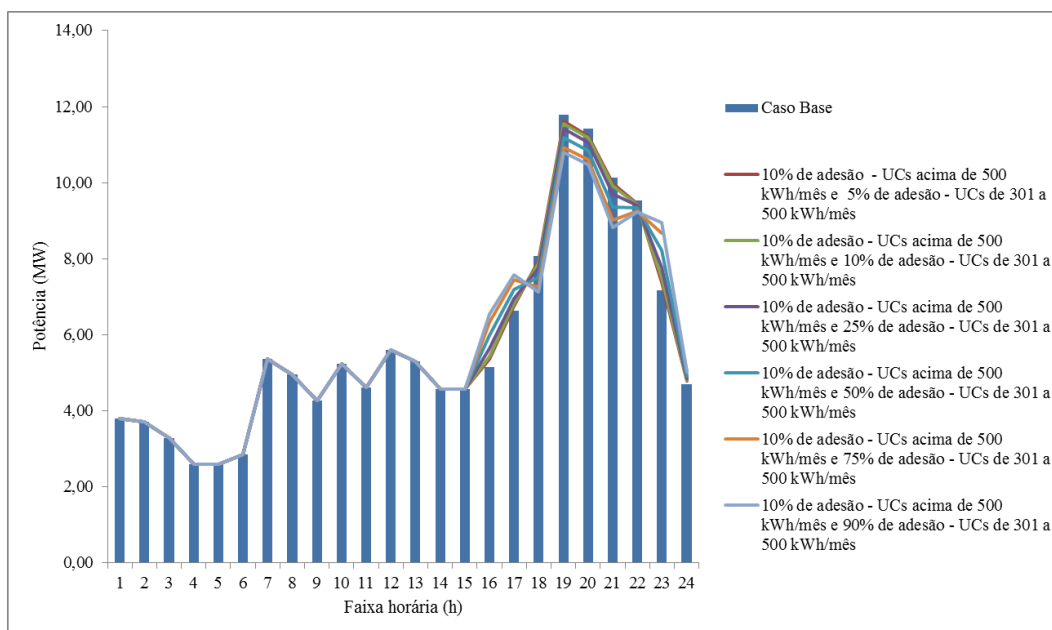


Figura A. 39. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 2, da subestação 3
Fonte: Próprio autor (2018).

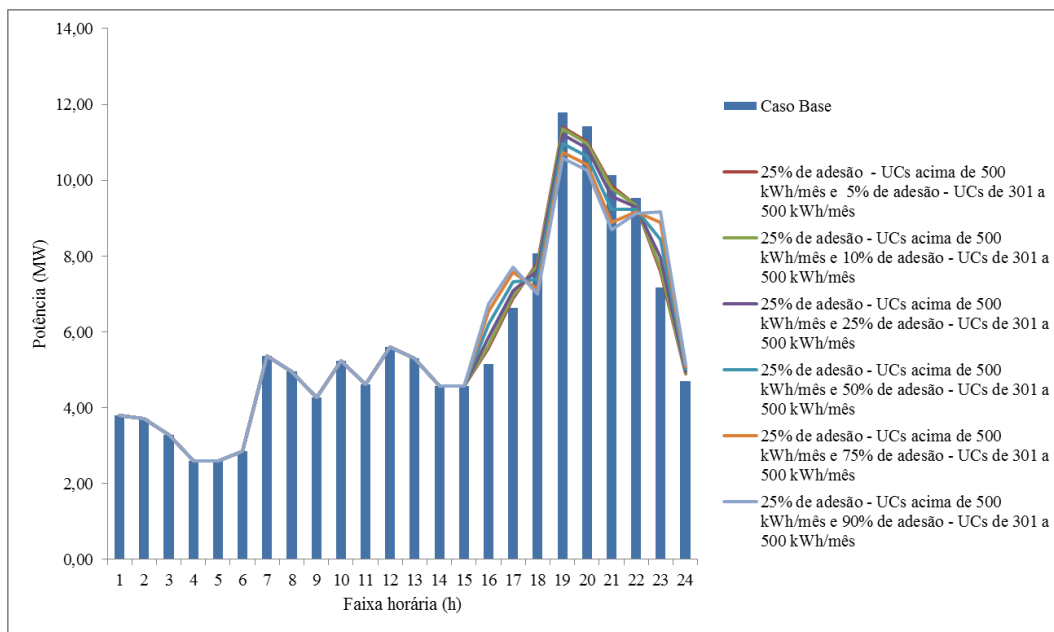


Figura A. 40. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 3, da subestação 3
Fonte: Próprio autor (2018).

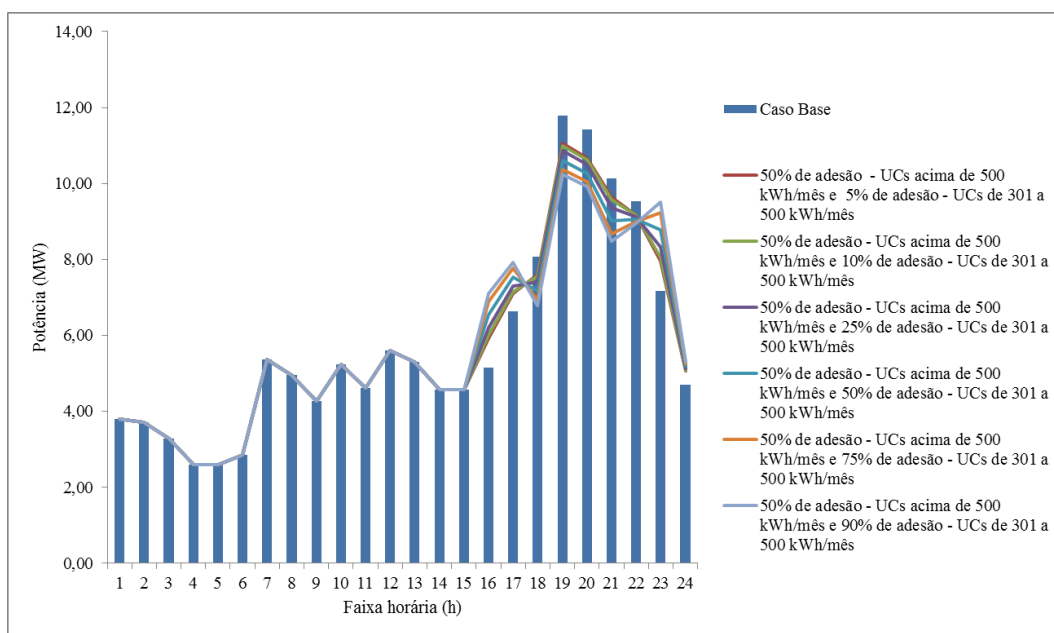


Figura A. 41. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 4, da subestação 3
Fonte: Próprio autor (2018).

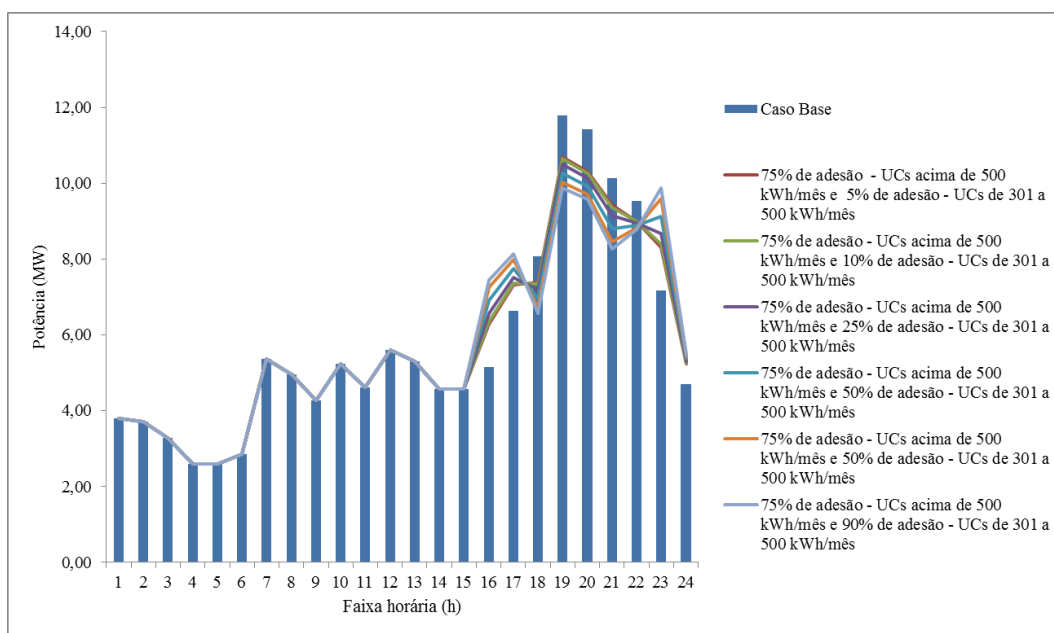


Figura A. 42. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 5, da subestação 3
Fonte: Próprio autor (2018).

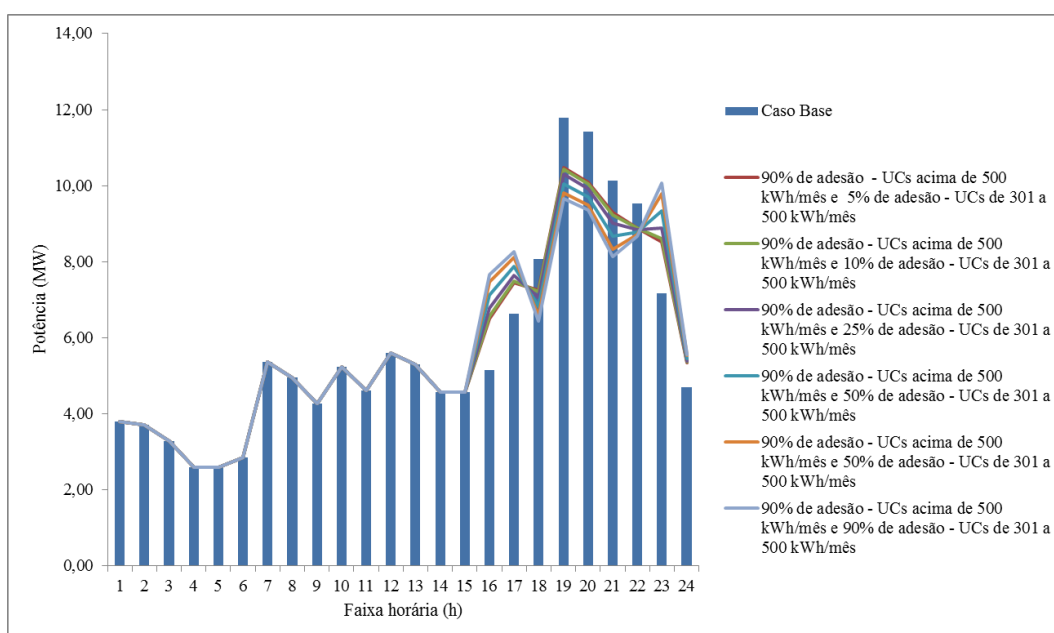


Figura A. 43. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 6, da subestação 3
Fonte: Próprio autor (2018).

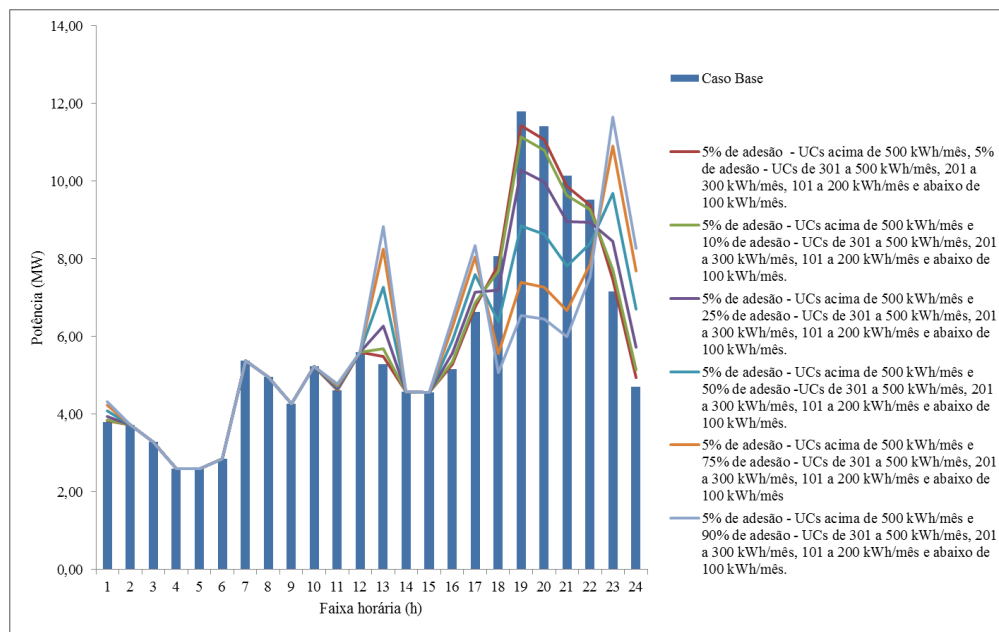


Figura A. 44. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 1, da subestação 3
Fonte: Próprio autor (2018).

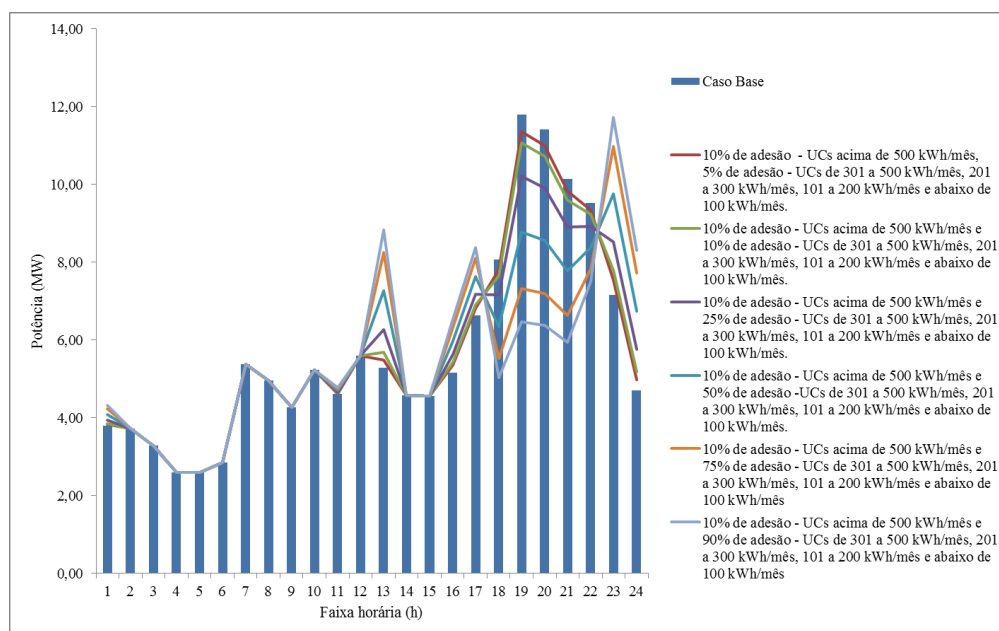


Figura A. 45. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 2, da subestação 3
Fonte: Próprio autor (2018).

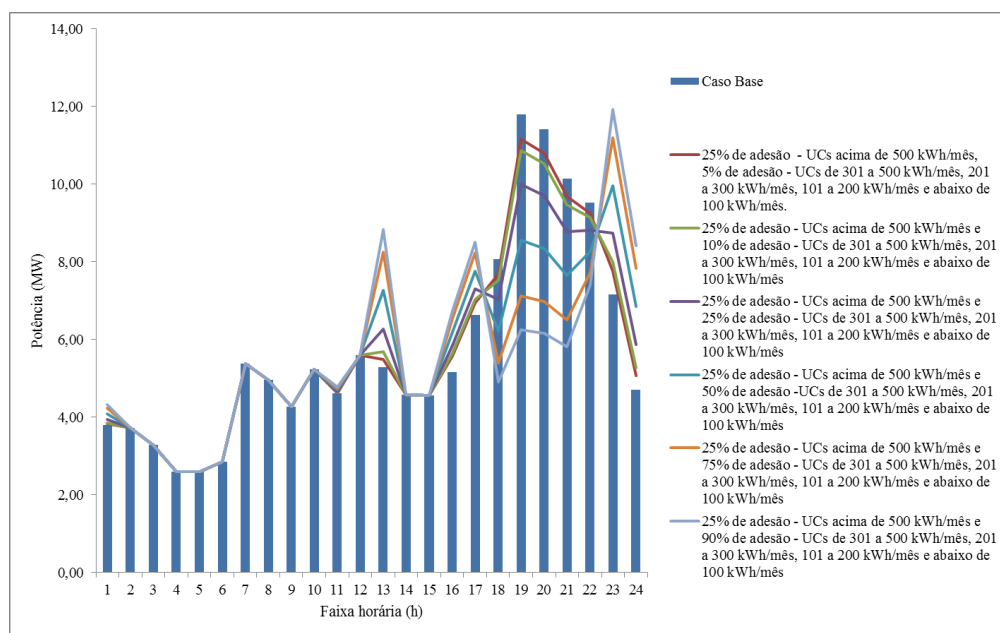


Figura A. 46. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 3, da subestação 3
Fonte: Próprio autor (2018).

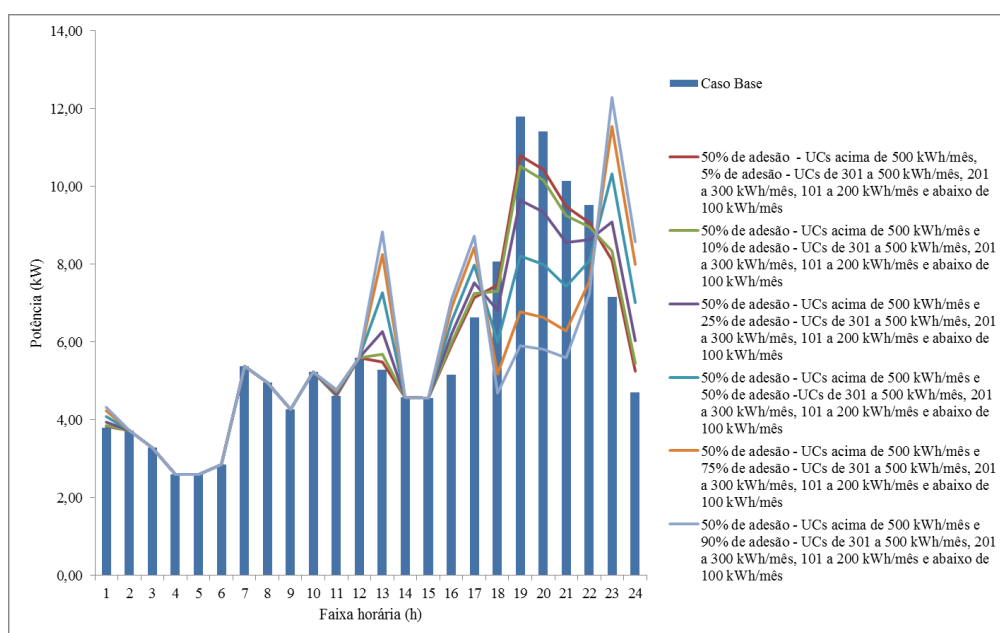


Figura A. 47. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 4, da subestação 3
Fonte: Próprio autor (2018).

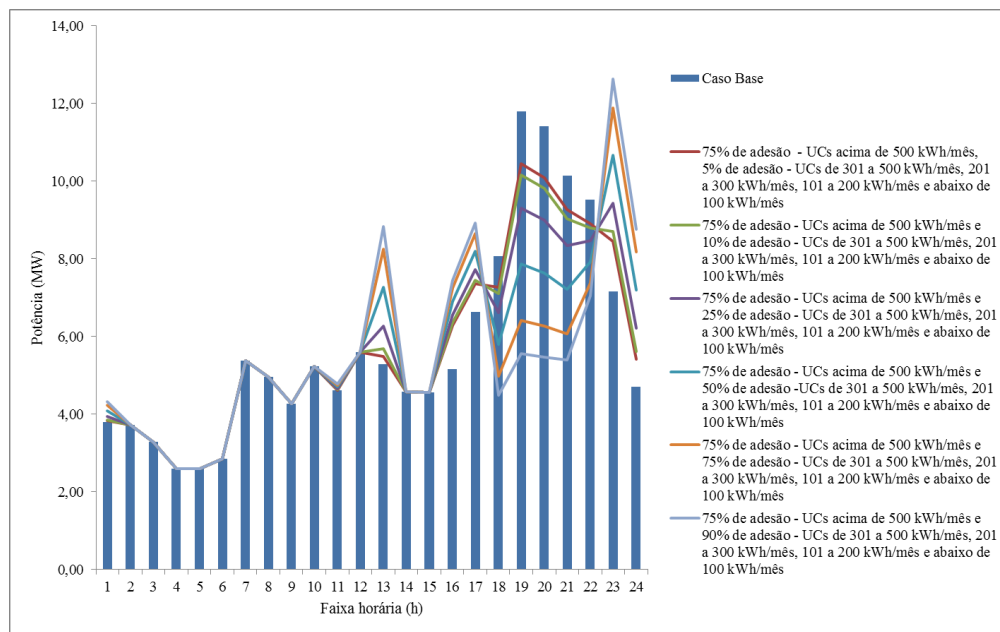


Figura A. 48. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 5, da subestação 3
Fonte: Próprio autor (2018).

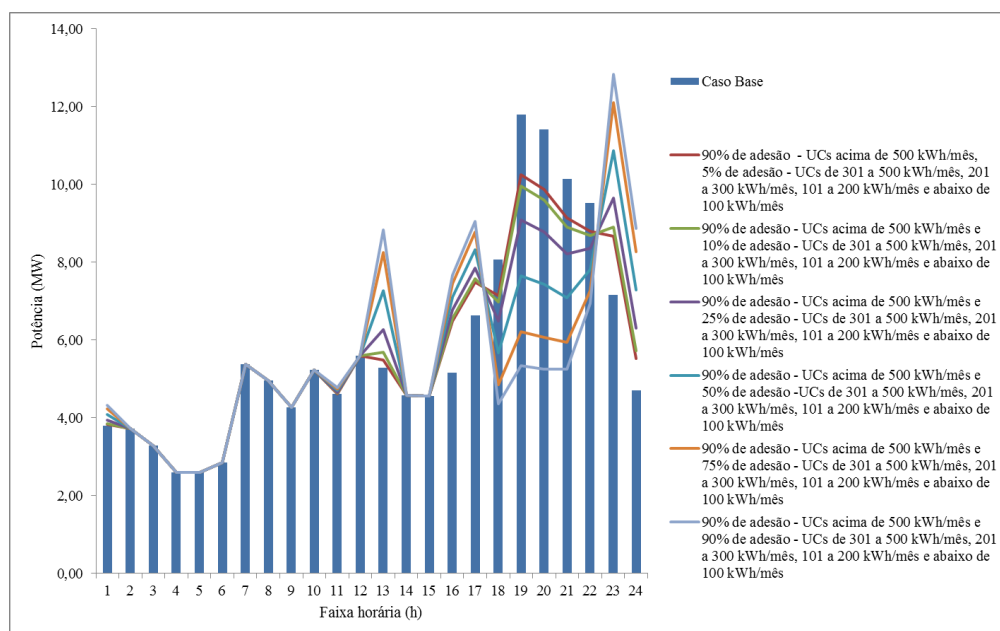


Figura A. 49. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 6, da subestação 3
Fonte: Próprio autor (2018).

IV. Subestação 4 – S4

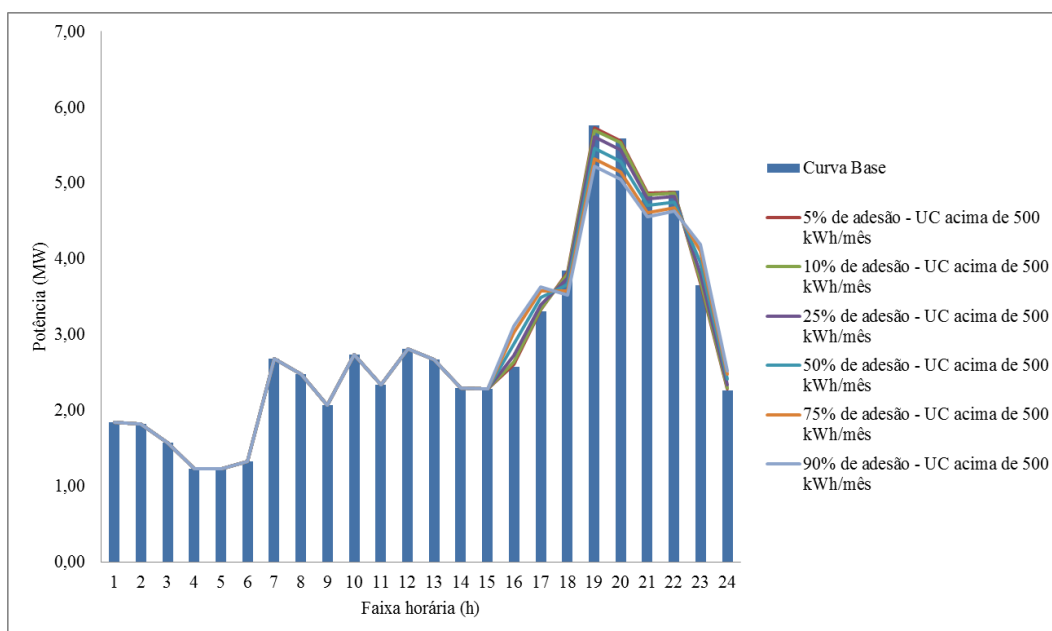


Figura A. 50. Resultados referentes ao primeiro ano de adesão da subestação 4
Fonte: Próprio autor (2018).

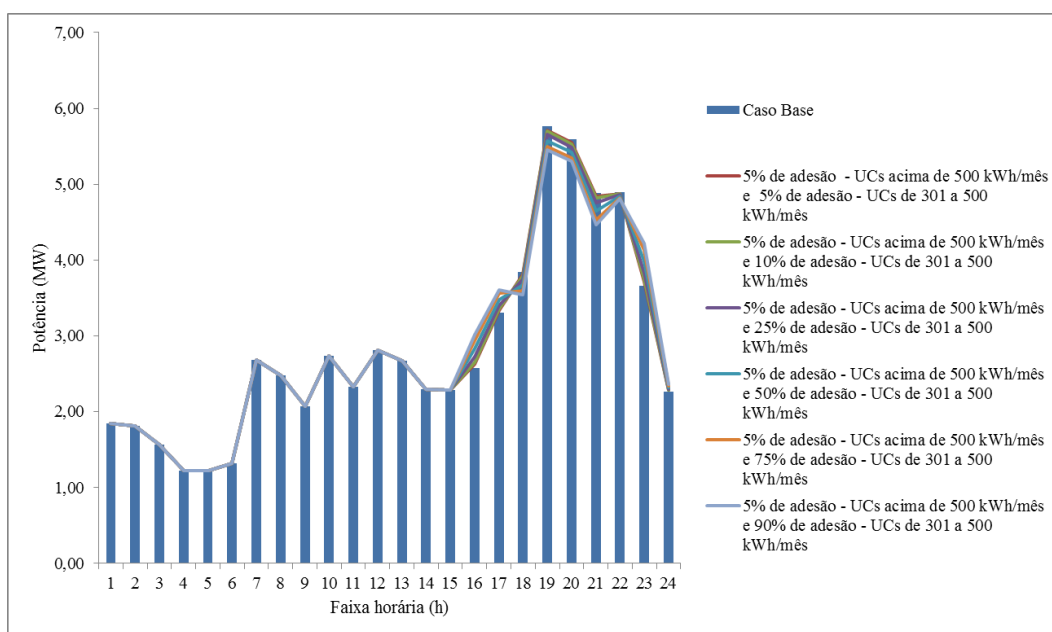


Figura A. 51. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 1, da subestação 4
Fonte: Próprio autor (2018).

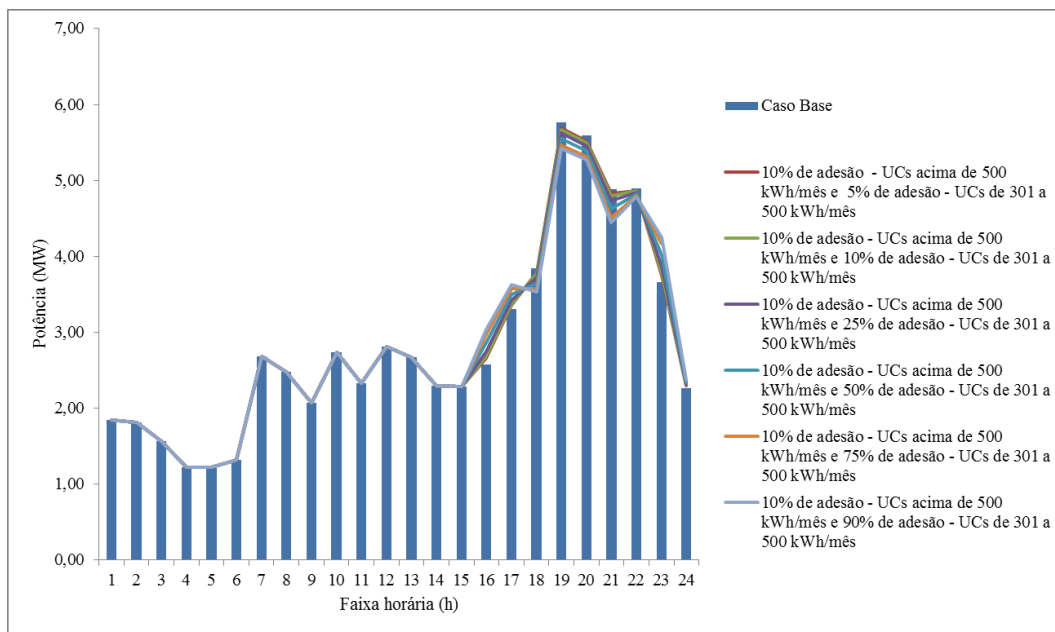


Figura A. 52. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 2, da subestação 4
Fonte: Próprio autor (2018).

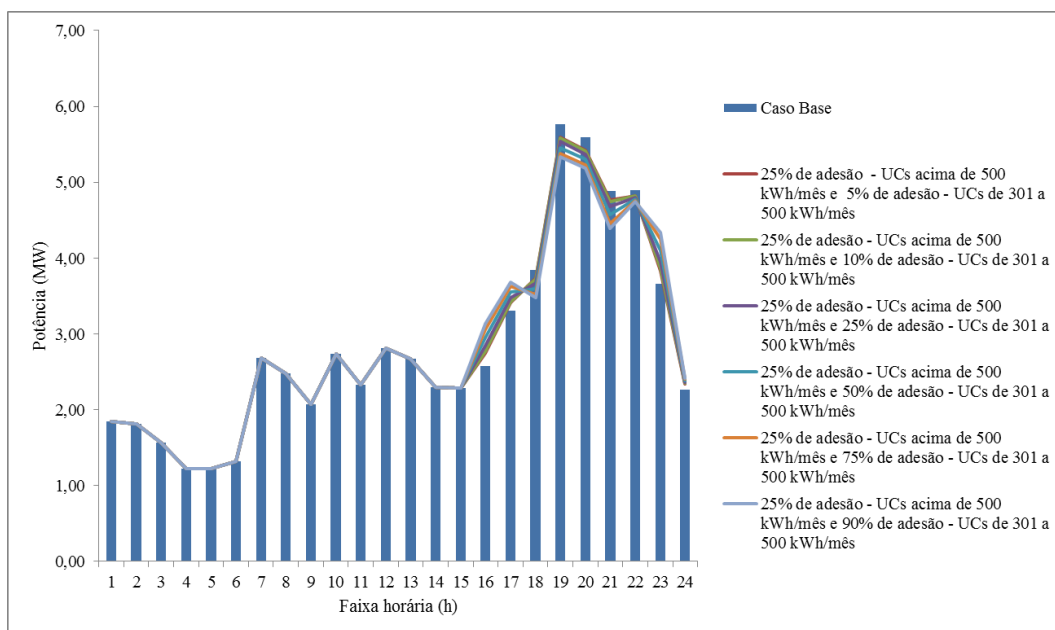


Figura A. 53. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 3, da subestação 4
Fonte: Próprio autor (2018).

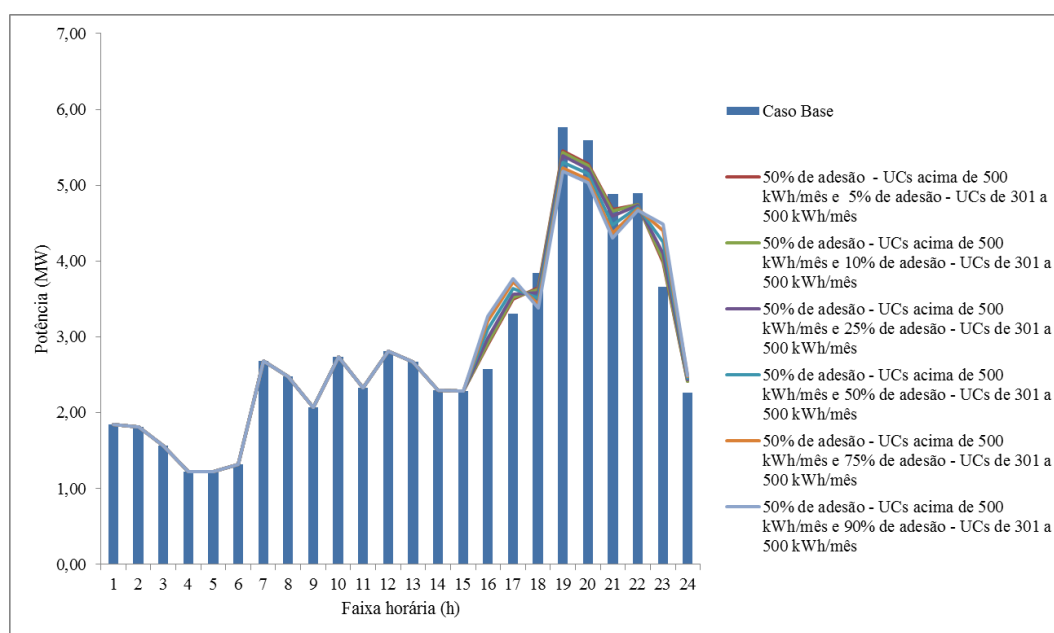


Figura A. 54. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 4, da subestação 4
Fonte: Próprio autor (2018).

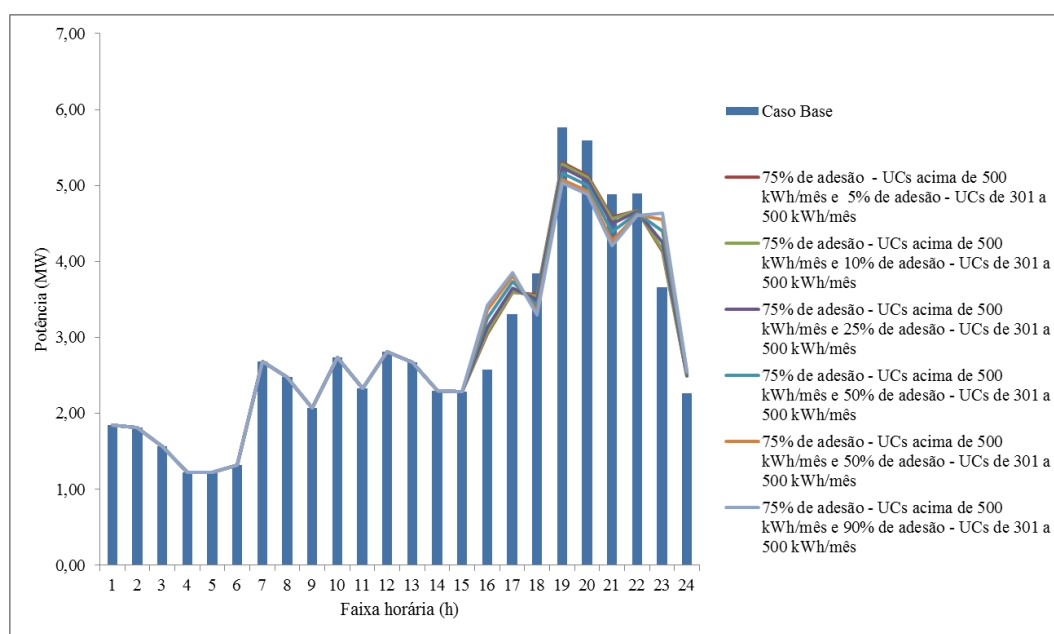


Figura A. 55. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 5, da subestação 4
Fonte: Próprio autor (2018).

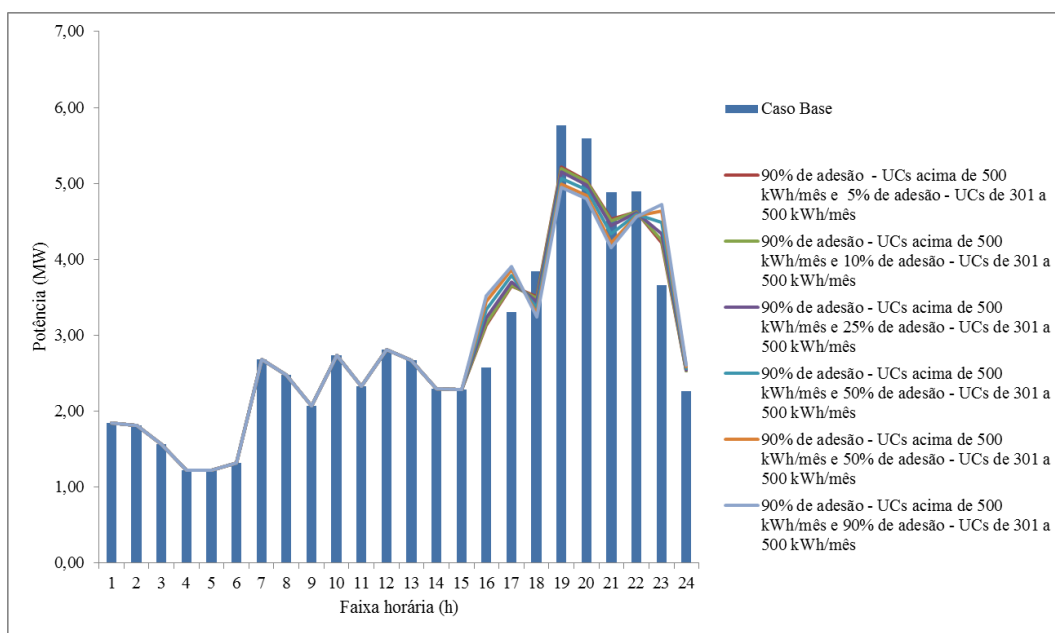


Figura A. 56. Resultados referentes ao segundo ano de adesão – Proposta 6, da subestação 4
Fonte: Próprio autor (2018).

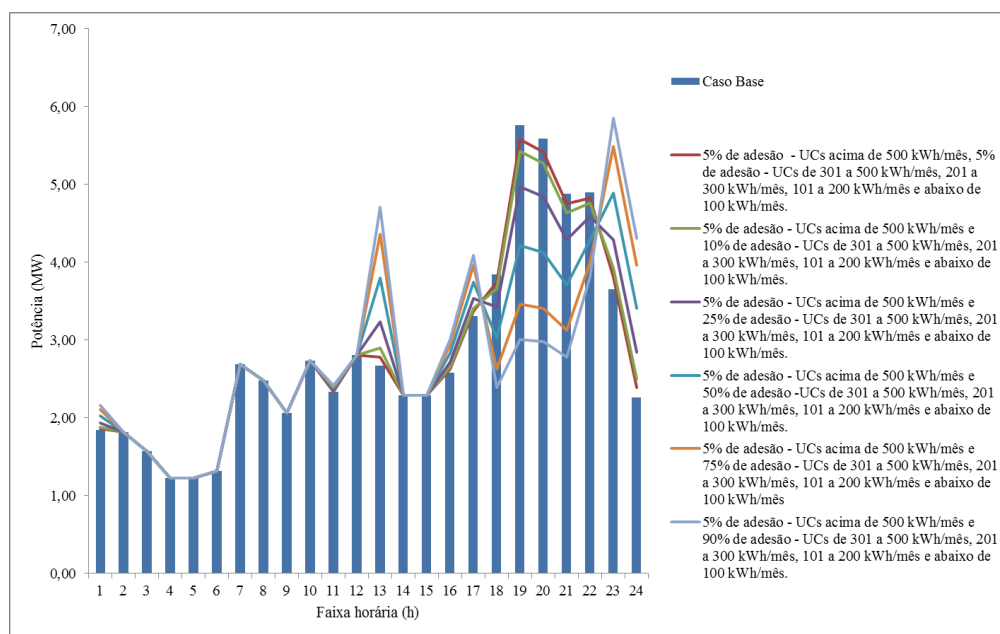


Figura A. 57. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 1, da subestação 4
Fonte: Próprio autor (2018).

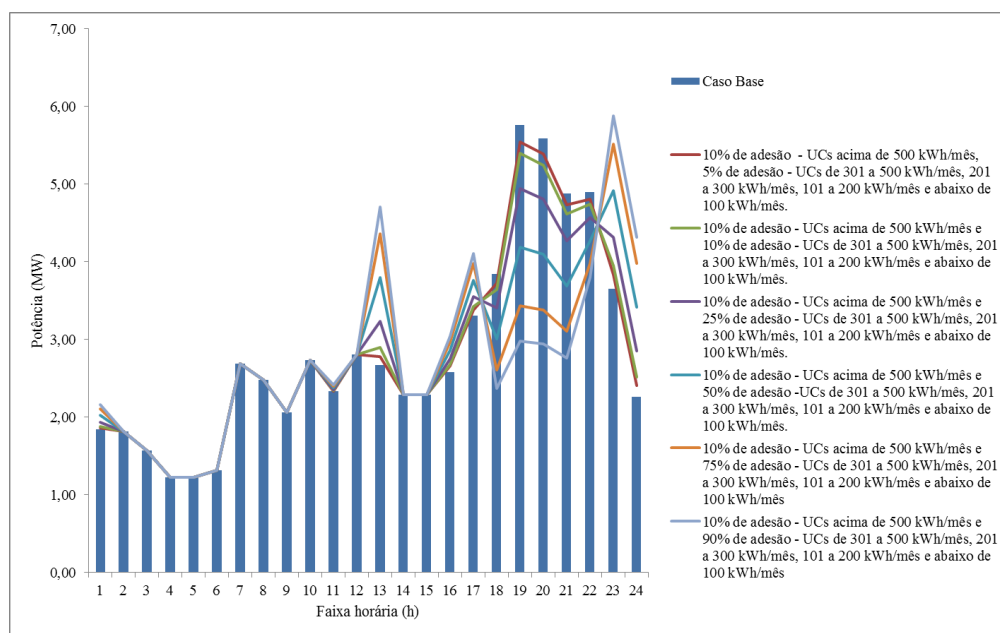


Figura A. 58. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 2, da subestação 4
Fonte: Próprio autor (2018).

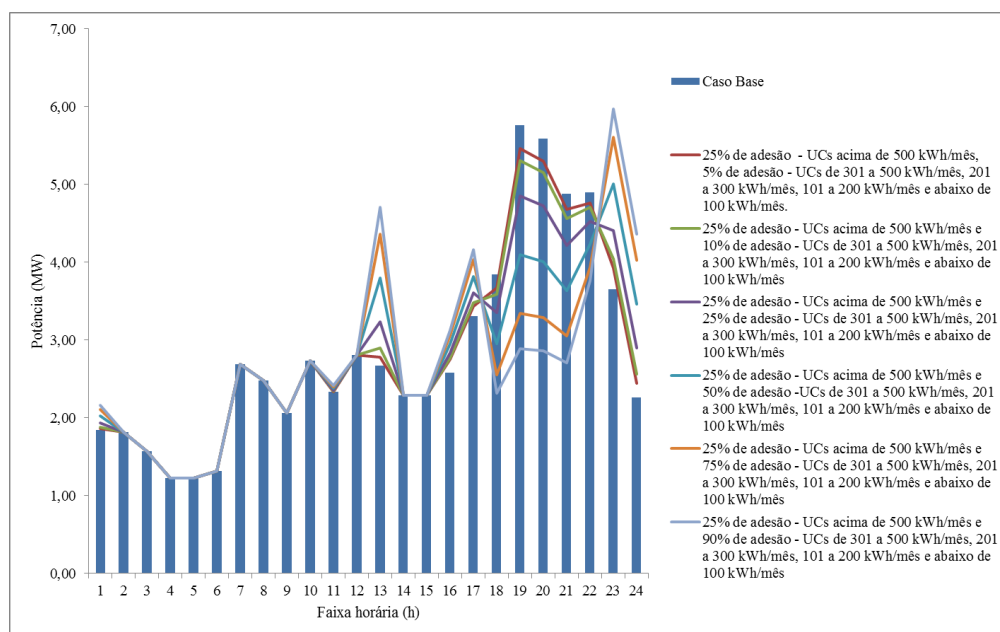


Figura A. 59. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 3, da subestação 4
Fonte: Próprio autor (2018).

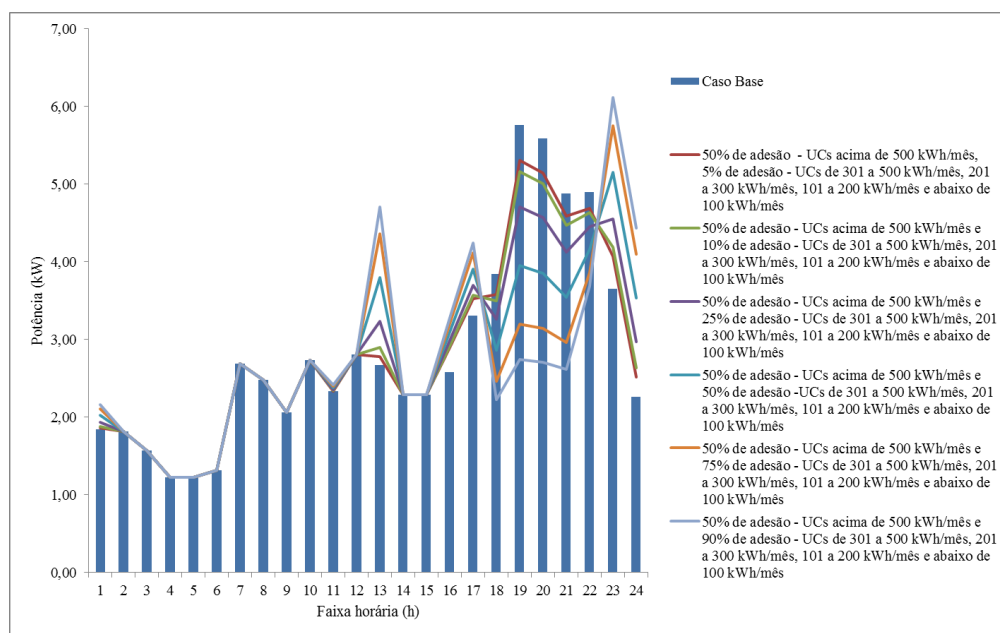


Figura A. 60. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 4, da subestação 4
Fonte: Próprio autor (2018).

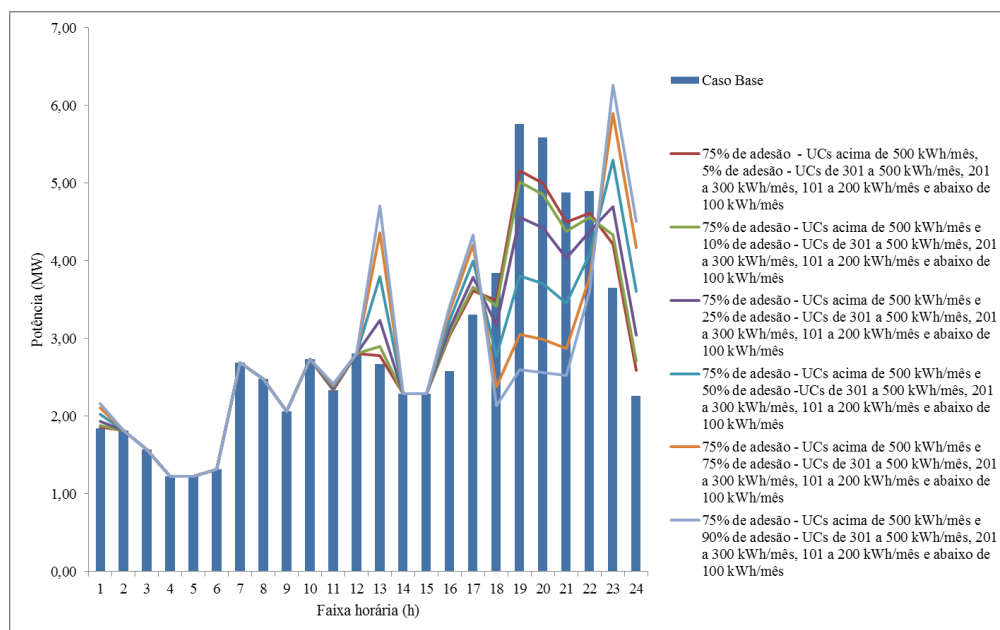


Figura A. 61. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 5, da subestação 4
Fonte: Próprio autor (2018).

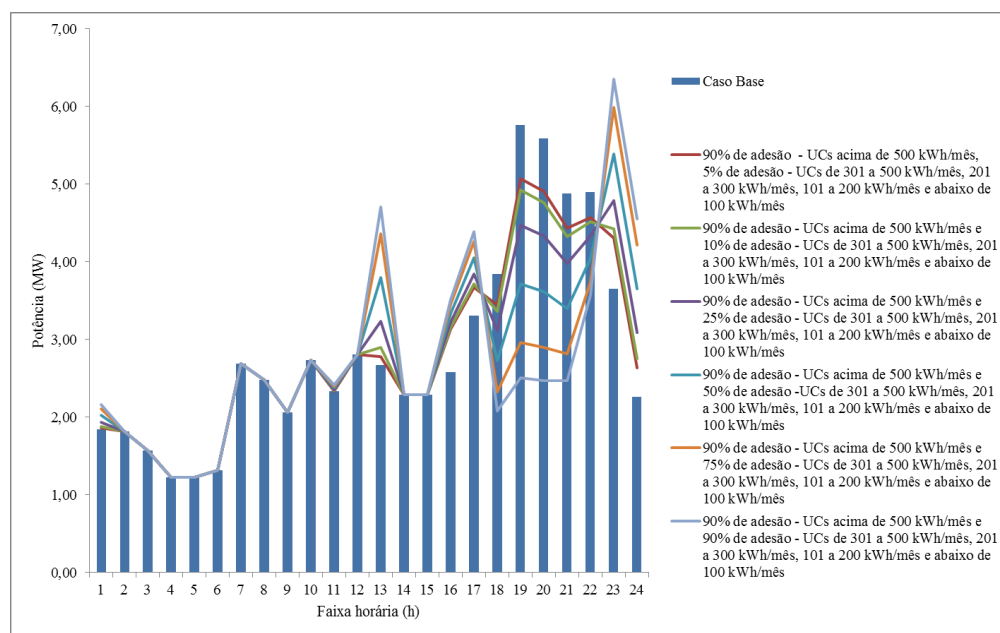


Figura A. 62. Resultados referentes ao terceiro ano de adesão – Proposta 6, da subestação 4
 Fonte: Próprio autor (2018).