

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ENGENHARIA DE ENERGIA

**AVALIAÇÃO DA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA DE COGERAÇÃO  
A GÁS NATURAL EM UM EDIFÍCIO RESIDENCIAL SUJEITO A TARIFA HORÁRIA**

por

**Amanda Borges Rochedo**

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, Julho de 2018



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
ENGENHARIA DE ENERGIA

AVALIAÇÃO DA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA DE COGERAÇÃO A GÁS  
NATURAL EM UM EDIFÍCIO RESIDENCIAL SUJEITO A TARIFA HORÁRIA

por

Amanda Borges Rochedo

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS  
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE  
**BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.**  
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Roberto Chouhy Leborgne  
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos

Banca examinadora:

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos – DELAE / UFRGS

Prof. Dr. Paulo Smith Schneider – DEMEC / UFRGS

Prof. Dr. Sérgio Haffner – DELAE / UFRGS

Porto Alegre, 12 de Julho de 2018.

ROCHEDO, A. B. **Avaliação da implantação de um sistema de cogeração a gás natural em um edifício residencial sujeito a tarifa horária.** 2018. 25 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.

## **RESUMO**

Este trabalho tem por objetivo o estudo de viabilidade da utilização do gás natural em um sistema de cogeração qualificada, em um edifício residencial sujeito a tarifação com diferenciação horária (tarifa branca), baseado nos dados reais de consumo dos moradores entre os meses de maio de 2017 e abril de 2018. Para tanto, é realizada uma análise econômica, considerando a geração distribuída atuando somente no horário de ponta, e no horário de ponta e intermediário, para os diferentes perfis de consumo dos moradores. A análise econômica é feita utilizando os parâmetros de VPL (valor presente líquido), *payback* e taxa interna de retorno (TIR). Os resultados demonstram que a viabilidade econômica é função não somente dos hábitos de consumo, mas também da energia consumida. A utilização do sistema de cogeração qualificada durante dois períodos do dia, ao invés de somente no horário de ponta, apresenta melhores resultados sob o ponto de vista econômico. Para as unidades consumidoras que apresentam um percentual superior a 50% do consumo nos horários de ponta e intermediário, englobadas nos grupos 1, 3, 4 e 5 deste trabalho, e cujo consumo mensal de energia elétrica é superior a 300 kWh, o sistema de cogeração torna-se atrativo economicamente.

**PALAVRAS-CHAVE:** Geração Distribuída, Gás Natural, Tarifa Branca, Estudo de Viabilidade.

ROCHEDO, A.B. **Evaluation of the implementation of natural gas CHP system for a residential building subject to cost-reflective tariffs.** 2018. 25 pages. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.

#### **ABSTRACT**

This work aims to study the use of natural gas in a combined heat and power (CHP) system for residential consumers subject to cost-reflective tariffs (called “white tariff” in Brazil) based on the real energy consumption data of the residents between May 2017 and April 2018. For this purpose, an economic analysis is performed, considering distributed generation acting only at peak hours and at peak and intermediate hours, for the different consumption profiles. The economic analysis is made using the parameters of NPV (net present value), payback and internal rate of return (IRR). The results show that economic viability is a function not only of consumption habits, but also of the energy consumed. The use of the CHP system during the two periods of the day, instead of only at peak hours, presents better results, from the economic point of view. For the residential consumers that have a percentage higher than 50% of consumption at peak and intermediate times, included in groups 1, 3, 4 and 5 of this study, and whose monthly electricity consumption exceeds 300 kWh, the CHP system becomes economically attractive.

**KEYWORDS:** Distributed Generation, Natural Gas, White Tariff, Feasibility Study.

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	1
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	1
3	OFERTA DE GÁS NATURAL NO BRASIL .....	3
4	TARIFA BRANCA.....	5
5	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	6
5.1	Mecanismo de compensação de energia.....	6
5.2	Cogeração qualificada .....	7
6	DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA NO EDIFÍCIO.....	7
6.1	Curvas de Carga .....	8
6.1.1	Hábitos de Consumo da unidade residencial .....	9
7	SISTEMA DE COGERAÇÃO.....	12
8	AVALIAÇÃO ECONÔMICA.....	13
8.1	Custos envolvidos.....	15
8.2	Análise Econômica.....	16
9	RESULTADOS .....	16
10	CONCLUSÃO .....	20
11	TRABALHOS FUTUROS.....	21

## 1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o Ministério de Minas e Energia (MME) têm discutido os aspectos relacionados à regulamentação do mercado de gás natural no país. A chamada iniciativa “*Gás para Crescer*”, criada pelo MME, propõe a diminuição da participação da Petrobras em toda a cadeia do mercado de gás natural no país, o que dentre outras coisas, estimulará a competitividade e aumentará o acesso dos consumidores ao combustível, dada a maior diversidade de agentes (MME, 2017). Em outros países, cujo mercado de gás natural já é estabelecido, as concessionárias de energia fornecem dois tipos de serviço ao consumidor, que inclui o suprimento de ambos: gás natural e energia elétrica. Com o estímulo, promovido pelo governo, e através de uma regulamentação bem estruturada, é possível que a utilização do gás para geração de eletricidade torne-se economicamente viável para consumidores residenciais, contribuindo para o crescimento do mercado e para a utilização do gás em sistemas de geração de energia distribuída e em sistemas combinados de geração de energia e calor/frio.

Por outro lado, segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS), a diferença do consumo de eletricidade na ponta chega a ser mais de 1,5 vezes maior que no horário fora de ponta, tornando a operação do sistema mais complexa e menos eficiente do ponto de vista das perdas de energia. Uma alternativa para melhorar o desempenho do sistema é incentivar o comportamento dos consumidores no sentido de diminuir essa diferença entre os horários de consumo, através de Programas de Resposta de Demanda (PRDs). Segundo DOE (2018), PRDs visam estimular mudanças nos padrões de consumo da energia elétrica, promovem variações no preço da eletricidade ou incentivam financeiramente cortes de demanda em períodos de alto custo de geração, ou quando a confiabilidade do sistema é comprometida.

Um dos tipos de programa de resposta de demanda é chamado de Programa Baseado em Preço (*Price-Based Programs - PBP*). Dentro desta classificação, encontra-se a categoria chamada de Período de Uso, mais conhecida pela sigla inglesa TOU, de *Time Of Use*, onde enquadra-se a chamada Tarifa Horária. Esses programas funcionam através da modificação de preços da energia ou através de incentivos, com o intuito de diminuir os custos com geração e períodos de ociosidade do sistema elétrico (CHUANG, 2011).

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), entre 2018 e 2020, os consumidores da baixa tensão poderão migrar, opcionalmente, para o sistema de tarifação com diferenciação horária, o que já acontece para outros grupos de consumidores. A tarifa branca, como é chamada no Brasil, apresentará custos mais altos durante horários de maior consumo e mais baixos durante períodos de menor demanda, apresentando preços que refletem os reais custos de geração no sistema elétrico.

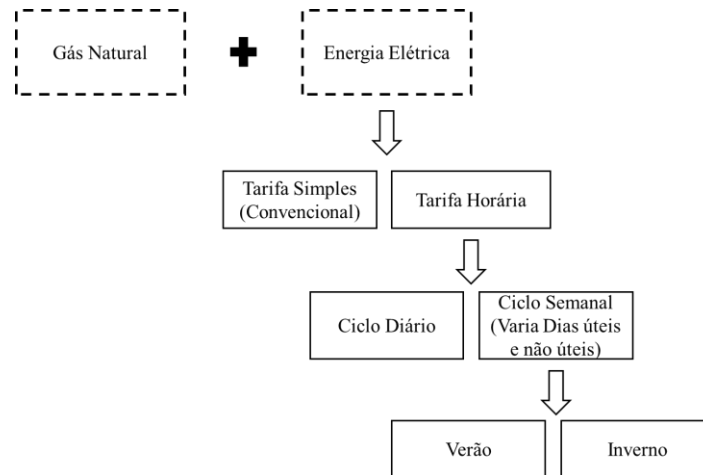
Nesse contexto, este trabalho apresenta uma análise de um sistema de geração distribuída com cogeração a gás natural, para um edifício residencial situado em Porto Alegre sujeito a tarifa branca. O sistema é composto por um moto-gerador movido a gás natural e trocadores de calor para o aproveitamento do calor a partir do líquido de arrefecimento e gases de exaustão do moto-gerador. Possíveis usos para o aproveitamento do calor são a distribuição de água quente no edifício e o aquecimento da piscina do condomínio. O estudo engloba análises considerando os diferentes perfis de consumidores, através de dados reais de consumo de energia elétrica apresentados entre os meses de maio de 2017 e abril de 2018 para as 18 unidades do edifício. A análise econômica é feita considerando dois casos: (1) com o sistema de geração operando somente no período de ponta e (2) operando no horário de ponta e intermediário, suprindo total ou parcialmente o consumo de energia elétrica do edifício nesses períodos e injetando, se houver, a energia excedente na rede elétrica durante esses mesmos períodos. Para a avaliação financeira, são considerados os custos de investimento com o sistema, além dos custos de operação e manutenção e de aquisição do gás natural. Os indicadores econômicos utilizados no estudo de viabilidade são o valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e *payback* descontado.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Similar à proposta deste trabalho, a empresa Energias de Portugal – EDP, oferece aos consumidores a opção de adquirir energia elétrica e gás natural em um mesmo pacote de serviços. É possível adquirir os suprimentos optando por tarifação simples ou horária, sendo que a última pode ser bi-horária ou tri-horária, isto é, tarifas diferenciadas de acordo com horário de ponta e fora de ponta ou

horário de ponta, fora de ponta e intermediário, respectivamente. Para os consumidores que optarem por tarifação horária, o preço da energia varia de acordo com o dia da semana (dias úteis e não úteis) e de acordo com a estação do ano (verão e inverno) (EDP, 2018). Um esquema representativo desta modalidade de serviços pode ser visto na Fig.2.1.

Figura 2.1 – Sistema de serviços oferecidos pela empresa EDP em Portugal.



Fonte: Autora.

Ainda, de forma a incentivar a contratação dos pacotes e facilitar a aquisição do serviço, a empresa fornece aos consumidores a possibilidade de contratação de serviços de manutenção do sistema. O presente trabalho considerará a modalidade de serviço similar ao que ocorre em Portugal, ou seja, contemplará um edifício residencial onde os consumidores possuem tarifa diferenciada para horário de ponta, fora de ponta e intermediário para dias úteis e ainda o acesso ao suprimento de gás natural.

Em Ochoa *et al.* (2015), é realizada uma avaliação econômica de um sistema com geração a gás natural para um edifício comercial, localizado em Recife – PE, sujeito a modalidade de tarifa horo-sazonal, que apresenta preços de acordo com a demanda contratada e o consumo de energia, diferenciados pelo período do dia. A análise englobou o impacto no consumo e no custo mensal de energia elétrica comparando as modalidades horo-sazonal azul, verde e com o sistema de geração elétrica a gás natural. Com a geração de energia em horário de ponta, a análise econômica resultou em uma redução de até 20% da fatura mensal do edifício, apresentando um *payback* de 2,3 anos para o empreendimento. Diferentemente do apresentado em Ochoa *et al.* (2015), o presente trabalho realizará uma avaliação para um edifício residencial, cuja demanda de energia elétrica é menor, portanto a modalidade tarifária é diferente, e o sistema de geração requerido é de menor porte.

Hongbo Hen (2009) apresenta uma avaliação de um sistema de micro cogeração para residências tanto do ponto de vista econômico, reduzindo os custos, quanto do ambiental, reduzindo as emissões de gases causadores do efeito estufa. O estudo incorpora uma análise para dois tipos de sistema: considerando a geração através de um moto-gerador e de células combustíveis, ambos utilizando gás natural como combustível de suprimento. Além da análise econômica, o estudo avalia a redução dos gases causadores do efeito estufa através da utilização do sistema de cogeração. Os resultados mostraram que apesar dos dois estudos de caso demonstrarem-se economicamente viáveis, o sistema a células combustíveis apresenta o menor custo, considerando a unidade residencial utilizada. Embora o trabalho seja aplicado a residências, como nesta monografia, o estudo é feito para moradias no Japão, cujas necessidades energéticas não são as mesmas do Brasil. No entanto, apresenta diferentes oportunidades de sistemas de geração utilizando micro geração a gás natural.

Andreos (2013) apresenta um estudo de viabilidade técnico-econômica de pequenas centrais de cogeração no setor terciário, na cidade de São Paulo. As análises são feitas para diferentes estudos de caso: considerando cogeração em um supermercado, shopping center, hospital, hotel e por fim, em um edifício comercial. O trabalho apresenta conceitos importantes relacionados ao mercado de gás natural no Brasil e no estado de São Paulo, além de conter uma revisão da legislação para o setor. A principal

contribuição para o presente estudo são os custos de investimento e operação e manutenção do sistema de cogeração, nos quais foram utilizados para a análise econômica contida na seção 8 desta monografia.

Em ANEEL (2010) é feita a caracterização do mercado de baixa tensão no Brasil. Segunda a nota técnica, a classe residencial correspondia em 2010, a cerca de 58% do mercado de energia elétrica no país. Com relação aos hábitos de consumo no setor residencial, o estudo evidenciou que geladeiras ou freezers são os equipamentos que possuem maior participação no consumo final, cerca de 27% considerando todo o país. Na região Sul, os condicionadores de ar detêm a maior parcela, 6%, seguido do chuveiro elétrico (5%) e geladeiras (5%). Nas regiões mais quentes, Norte e Nordeste, o consumo com chuveiros elétricos é pouco significativo (0% e 2%, respectivamente), devido a necessidade menor de aquecimento d'água, entretanto a demanda de energia devido a necessidade de climatização é representativa. Outra contribuição importante da pesquisa realizada é a análise da concentração de carga nos horários de ponta, intermediário e fora de ponta de acordo com as faixas de consumo no setor residencial. Na Tabela 2.1 estão apresentados os valores mostrados na nota técnica.

Tabela 2.1 – Concentração de carga por intervalos horários.

Energia elétrica consumida (kWh/mês)	Posto Ponta (18-21h)	Posto Fora de Ponta (22-17h)	Posto Intermediário (17-18h e 21-22h)
0 a 80	12,81%	10,62%	76,57%
80 a 160	12,00%	10,94%	77,06%
160 a 220	14,82%	12,58%	72,60%
220 a 500	18,70%	12,74%	68,55%
500 a 1.000	15,59%	12,93%	71,48%
Acima de 1.000	17,01%	12,76%	70,23%

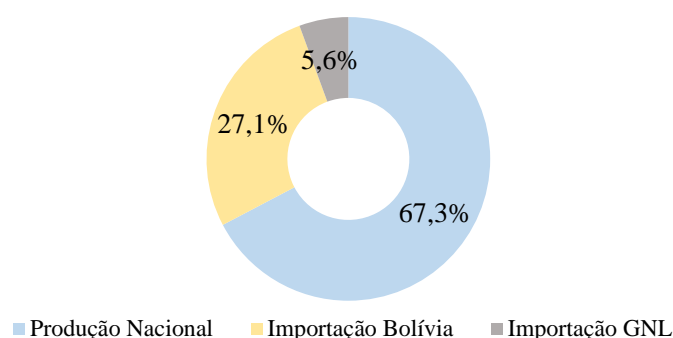
Fonte: ANEEL, 2010.

Como pode ser observado na Tabela 2.1, no período intermediário, entre as 17h e 18h e 21h e 22h compreende o período de maior concentração de carga, independentemente da faixa de consumo. Também, com o aumento do consumo mensal, cresce a concentração de consumo no horário de ponta, sendo os consumidores de 220 a 500 kWh/mês, aqueles que detêm a maior parcela durante esse período, 18,7%.

### 3 OFERTA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), responsável pela regulação do setor de gás natural no país, a oferta deste combustível é, atualmente, proveniente da produção doméstica e de importações da Bolívia e de Gás Natural Liquefeito (GNL), sendo a produção nacional correspondente a maior parcela, cerca de 67% em 2017 (MME, 2018).

Figura 3.1 – Composição da oferta de gás natural no Brasil em 2017.



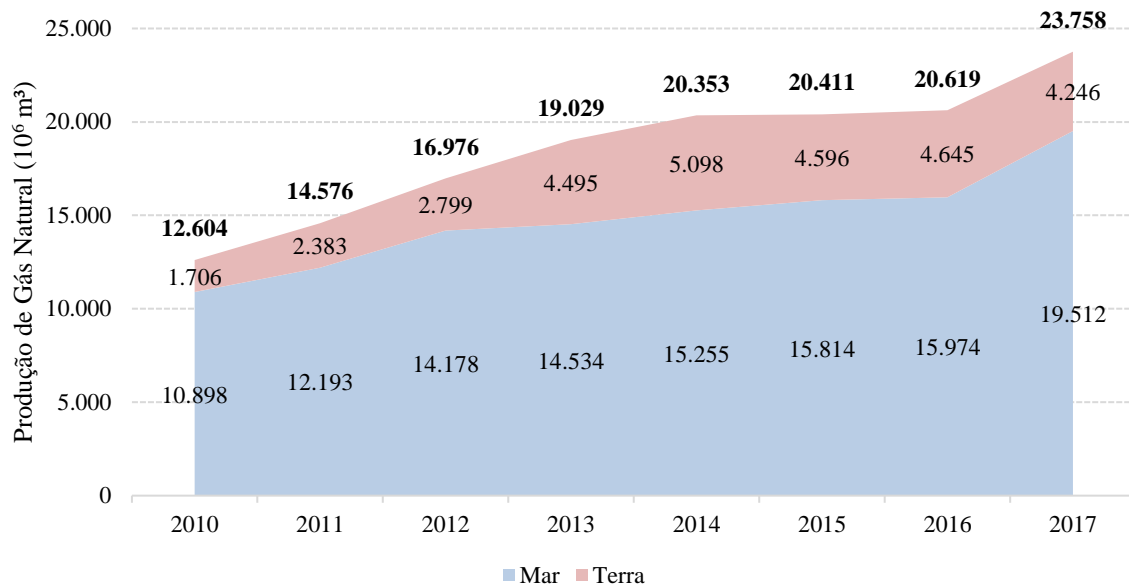
Fonte: MME, 2018.

Com o começo da exploração dos campos do Pré-Sal, a produção doméstica de gás tem crescido significativamente nos últimos anos, como pode ser observado na Fig. 3.2, onde a produção disponível é a



produção bruta já deduzida do consumo de gás para queima, reinjeção e exploração e produção (E&P) das plataformas.

Figura 3.2 – Produção Disponível de Gás Natural no Brasil.



Fonte: ANP, 2018.

A produção dos campos *offshore*, é responsável pela maior parte do gás natural disponível. Com o aumento da produção e os prospectos de crescimento da oferta doméstica, o governo tem discutido medidas para desenvolver o mercado do combustível no país, visto que grande parte da infraestrutura é atualmente, pertencente a Petrobras. O Gás para Crescer, é um conjunto de diretrizes, com intuito de diversificar a presença de agentes e estimular um ambiente de maior competitividade ao setor. A iniciativa discute alternativas que abrangem desde o transporte, até a venda para o consumidor final (MME, 2017).

No Rio Grande do Sul, estado onde está situado o edifício deste estudo, a oferta de gás é proveniente do gás boliviano, que chega até o estado através do gasoduto da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG), da qual a Petrobras detém cerca de 51% das ações (TBG, 2018). A responsável pela comercialização e distribuição de gás natural na região é a Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul (Sulgás). Segundo dados da Associação Brasileira de Empresas distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás), o consumo residencial correspondeu a cerca de 97,5% da demanda total da Sulgás no mês de abril de 2018 (ABEGÁS, 2018).

As tarifas do gás natural são dadas de acordo com as faixas de consumo. Para a Sulgás, são divididas em uma parcela fixa, dada em R\$, e outra variável, dada em função do volume consumido. As tarifas para o setor residencial utilizadas nesta monografia estão apresentadas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Tarifas da Sulgás para o setor residencial, vigentes em 2018.

Volume consumido (m <sup>3</sup> /mês)	Parcela Fixa (R\$)	Parcela Variável (R\$/m <sup>3</sup> )
1 a 120	0,00	3,9483
121 a 240	23,67	3,7510
241 a 480	118,43	3,3562
481 a 960	213,21	3,1587
961 a 1.920	402,77	2,9613
1.921 a 3.840	781,92	2,7638
Acima de 3.840	1.539,35	2,5665

Fonte: SULGÁS, 2018.

As tarifas já incluem a incidência de impostos, sendo as alíquotas de PIS/COFINS e ICMS iguais a 9,25% e 12%, respectivamente.

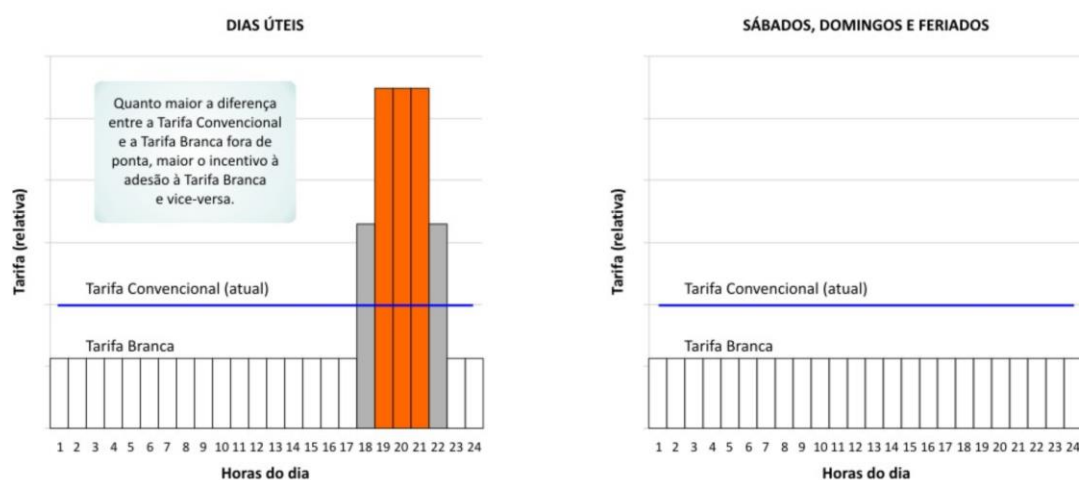
Quanto maior o consumo, menor é a parcela variável da tarifa de gás natural, de forma que os maiores consumidores pagam uma tarifa inferior do que aqueles que utilizam pouco o combustível.

#### 4 TARIFA BRANCA

Os chamados Programas de Resposta de Demanda (PRD), derivados do termo em inglês “*Demand Side Response (DSR)*”, são recursos aplicados no lado da demanda sobre a forma de modificação de preços na energia ou incentivos financeiros. As mudanças na curva de carga provocadas por meio de precificação diferenciada de acordo com período de uso possuem a sigla TOU, do termo em inglês “*Time of Use*”. Esta modalidade de tarifação consiste em preços distintos de acordo com períodos do dia ou meses do ano. Em períodos mais críticos ao sistema, as tarifas ficam mais caras e em períodos de maior ociosidade do sistema elétrico, o preço da energia fica mais baixo. Com esse tipo de tarifação é possível deslocar o pico de consumo do setor elétrico para períodos de mais baixa demanda, podendo contribuir para uma melhor operação do sistema e redução da probabilidade de sobrecarga (CHUANG, 2011).

No Brasil o modelo de tarifação horária oferecido pela ANEEL é chamado de Tarifa Branca. Segundo a agência, consumidores na baixa tensão, atendidos em 127 V, 220 V, 380 V e 440 V, poderão aderir, de forma opcional, ao modelo que estabelece preços de energia em períodos de horário de ponta, intermediário e fora de ponta, os quais correspondem a horários de mais alta e mais baixa demanda ao setor elétrico, respectivamente. O horário de mais alto consumo, na maior parte das concessionárias, está compreendido entre 18h e 21h, intermediário entre as 17h e 18h e 21h e 22h, e horário fora de ponta nos demais períodos do dia. Para sábados, domingos e feriados a tarifação possui preço constante ao longo do tempo. Durante o horário de verão, todos os segmentos horários são deslocados em mais 1 hora, de forma que o intervalo de ponta passa a corresponder das 19h às 23h, de acordo com a distribuidora de energia elétrica que atende a região de Porto Alegre, Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D). Cada concessionária de energia possui esses patamares determinados através de estudos e posteriormente são homologados pela ANEEL.

Figura 4.1 – Comparativo entre a tarifa branca e a tarifa convencional.



Fonte: ANEEL, 2018a.

A partir de 2018, consumidores com média mensal acima de 500 kWh já poderão migrar para este tipo de tarifação. Em 2019, será possível a adesão de consumidores acima de 250 kWh/mês e em 2020, todos os clientes da baixa tensão poderão optar por implementar a tarifa (ANEEL, 2018a).

Em ANEEL (2018a), estão dispostas as tarifas homologadas para consumidores residenciais na baixa tensão, vigentes em dezembro de 2017, nas quais não estão incluídos impostos, taxas de iluminação

pública e encargo de capacidade emergencial. As tarifas divulgadas utilizadas neste trabalho são da distribuidora CEEE-D, concessionária da região de Porto Alegre, e estão dispostas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Tarifas da CEEE-D homologadas pela ANEEL.

Período do Dia	TE (R\$/kWh)	TUSD (R\$/kWh)	Tarifa (R\$/kWh)
Fora de Ponta	0,2603	0,1680	0,4283
Intermediário	0,2603	0,3550	0,6153
Ponta	0,4060	0,5420	0,9841
Convencional	0,2725	0,2330	0,5054

Fonte: ANEEL, 2018a.

Como pode ser observado na Tabela 4.1, a tarifa no período de ponta é cerca de 2,3 vezes maior que no período fora de ponta, enquanto que no período intermediário, a relação é 1,4 vezes maior.

Os impostos são incluídos de acordo com a Equação 4.1. As alíquotas dos impostos PIS/COFINS variam de acordo com o mês, enquanto que a alíquota de ICMS é fixa, igual a 30% no mês de julho de 2018 no estado do RS. Para o estudo, assumiu-se que as alíquotas de PIS/COFINS são iguais àquelas presentes nas faturas do período de maio de 2017 até abril de 2018.

$$Tarifa_{com\ imposto} = \frac{Tarifa_{sem\ imposto}}{(1 - ICMS - PIS/COFINS)} \quad (4.1)$$

onde a  $Tarifa_{com\ imposto}$  e  $Tarifa_{sem\ imposto}$ , são os preços de energia elétrica na ponta, intermediário e fora de ponta, dados em R\$/kWh.

## 5 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Geração Distribuída (GD) consiste na instalação da geração próxima aos centros de consumo, de forma que a carga esteja localizada próxima a geração. Em 2012, a ANEEL publicou a Resolução Normativa REN nº 482/2012, que foi posteriormente alterada pela REN nº 687, de 2015. As resoluções estabelecem as condições para a caracterização da mini e micro geração distribuída, além de fornecer as regras para o sistema de compensação de energia e condições básicas de conexão ao sistema elétrico (ANEEL, 2015). Essas resoluções são complementadas pela seção 3.7 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST que estabelece os procedimentos para acesso de micro e mini geração distribuída ao sistema de distribuição das concessionárias (ANEEL, 2018b).

Segundo a REN nº687/2015, a micro geração distribuída é definida como geração de até 75 kW, que utilize fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada conectada na rede de distribuição de energia elétrica. Já a mini geração cabe a centrais geradoras superiores a 75 kW e menores ou iguais a 3 MW para fontes hídricas ou 5 MW para empreendimentos com cogeração qualificada. A energia elétrica excedente da central geradora pode ser injetada na rede e posteriormente compensada pela distribuidora, em um período de até 60 meses (ANEEL, 2015).

### 5.1 Mecanismo de compensação de energia

O mecanismo de compensação de energia é feito por meio de créditos, que correspondem à diferença entre a energia gerada e o consumo considerando o posto tarifário, quando a unidade consumidora está sujeita a tarifação horária. É recomendado pela resolução que a compensação ocorra ao final do mês de faturamento, sendo a conversão dos créditos entre os postos tarifários dada pela razão entre a parcela correspondente à tarifa da energia (TE) do posto de geração e de abatimento (ANEEL, 2015).

O edifício estudado é enquadrado como empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e, para tanto, é necessário que as unidades estejam na mesma propriedade e que não utilizem vias públicas, passagem aérea ou subterrânea e propriedades de terceiros. O rateio dos créditos gerados é acordado em contrato entre os moradores e informado à distribuidora de energia elétrica, sendo proibido que os créditos de uma unidade sejam repassados para outra, quando não constante no contrato (ANEEL, 2015).

No caso estudado, o moto-gerador irá operar em plena carga, ou seja, na sua potência nominal, durante os períodos onde a tarifa branca é mais alta, sendo os créditos gerados no período, distribuídos entre as 18 unidades do edifício e abatidos das faturas mensais de cada unidade consumidora. É importante mencionar que caso o consumo líquido da unidade consumidora, dado pela diferença entre os créditos obtidos e o consumo mensal, seja inferior a 100 kWh (para sistemas trifásicos) a unidade deverá pagar a taxa de disponibilidade para a distribuidora, calculada com base na tarifa convencional, independentemente de a unidade estar sujeita a tarifa horária. Cabe salientar que a distribuição dos créditos entre as unidades consumidoras não necessita ser uniforme, sendo definida pelo conjunto de consumidores, representados pelo síndico ou responsável, e informado à distribuidora. Essa distribuição pode ser alterada, devendo ser informada à concessionária e terá validade após 60 dias do protocolo da solicitação.

## 5.2 Cogeração qualificada

A Resolução Normativa nº 235/2006 (ANEEL, 2006) apresenta os requisitos necessários para o enquadramento do empreendimento como “cogeração qualificada”. Para tanto, é necessário que o sistema de cogeração obedeça aos requisitos de eficiência energética, apresentados nas expressões 5.1 e 5.2 (ANEEL, 2006).

$$\frac{E_t}{E_f} \geq 15\% \quad (5.1)$$

$$\left(\frac{E_t}{E_f}\right) \div X + \frac{E_e}{E_f} \geq Fc\% \quad (5.2)$$

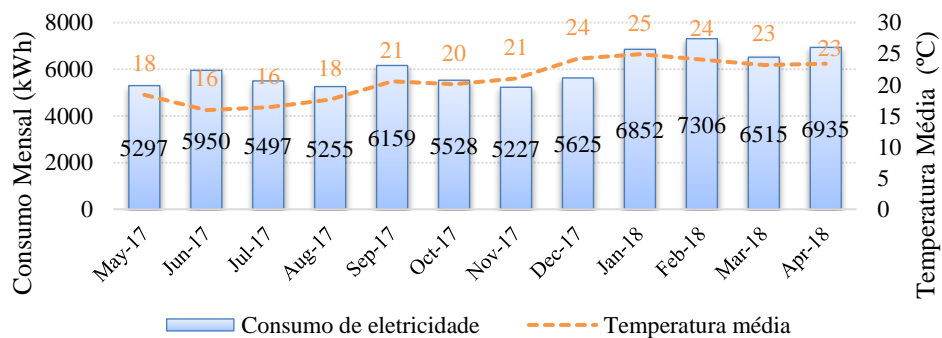
onde:  $E_f$  é a energia da fonte (kWh/h), que no caso dos combustíveis é dado pelo Poder Calorífico Inferior (PCI),  $E_t$  é a energia da utilidade calor (kWh/h) e  $E_e$  é a energia da utilidade eletromecânica (kWh/h).  $X$  é o fator de ponderação adimensional e  $Fc$  é o fator de cogeração, definidos em função da potência instalada e da fonte da central cogeneradora e iguais a 2,14 e 41%, respectivamente, para empreendimentos a gás natural de até 5 MW.

Dessa forma, como requisito para a participação do sistema de geração distribuída é necessário que a eficiência térmica do sistema seja no mínimo igual a 15% e a eficiência elétrica superior a 34%.

## 6 DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA NO EDIFÍCIO

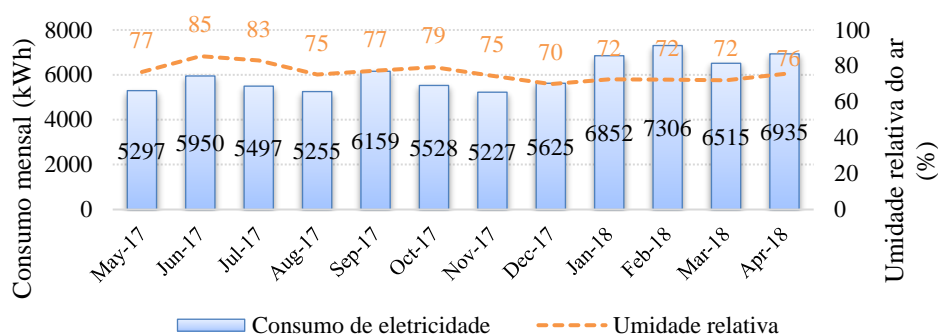
O edifício estudado situa-se no bairro Petrópolis, na cidade de Porto Alegre, no estado do Rio Grande do Sul. É composto por 18 unidades residenciais, cuja classe social é média-alta de acordo com a classificação do IBGE (2018). Para a análise, foram obtidas as faturas de energia elétrica durante o período de um ano, compreendido entre os meses de maio de 2017 até abril de 2018.

Figura 6.1 – Consumo mensal total de eletricidade do edifício comparado as temperaturas médias.



Fonte: Autora.

Figura 6.2 – Consumo mensal total de eletricidade do edifício comparado a umidade relativa.



Fonte: Autora.

Os dados de temperatura média e umidade relativa do ar foram obtidos a partir da base de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), sendo que a estação de medição selecionada se encontra em Porto Alegre (INMET, 2018). Como pode ser observado nas Fig. 6.1 e 6.2, o consumo médio do edifício é de 6,1 MWh, sendo mais alto nos meses onde as temperaturas e umidade relativa estão mais elevadas, parâmetros relacionados ao conforto térmico da população. No setor residencial, a demanda por energia elétrica é fortemente correlacionada às condições climáticas, devido principalmente a necessidade de climatização, com o uso de condicionadores de ar. Segundo ANEEL (2010), o ar condicionado representa cerca de 20% do consumo de energia elétrica na baixa tensão no Brasil. O chuveiro elétrico detém cerca de 43% do consumo em horário de ponta, apresentando a maior parcela dentre as outras cargas. No caso do edifício estudado, os chuveiros utilizam gás liquefeito de petróleo (GLP) e, portanto, não estão contabilizados no consumo de energia elétrica das unidades residenciais.

## 6.1 Curvas de Carga

A curva de carga no setor elétrico é caracterizada pela demanda de energia, em função da hora do dia. A integralização da curva resulta no consumo de energia diário, cuja unidade usual é kWh. De forma geral, a forma da curva indica os hábitos de consumo do local analisado, havendo curvas características de acordo com os segmentos: industrial, residencial, comercial etc.

Neste estudo, foram analisados os diferentes perfis de consumo para cada um dos 18 apartamentos do prédio, obtidos através de uma pesquisa prévia com os moradores. Em geral, cada unidade familiar possui cerca de 178 m<sup>2</sup>, com 2 apartamentos por andar. O condomínio possui dois andares de garagem, piscina, com aquecimento nos meses de novembro a abril, além de 2 elevadores, uma sala de fitness com esteiras para exercício físico e ar-condicionado, salão de festas, com uso esporádico, e áreas comuns de circulação. O número de pessoas, que habitam na maior parte do tempo a unidade, e o consumo médio mensal de cada unidade familiar está descrito na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Informações do perfil de consumo de cada unidade.

Apartamento	Número de Pessoas	Consumo médio mensal (kWh/mês)	Apartamento	Número de Pessoas	Consumo médio mensal (kWh/mês)
201	4	241,2	602	2	481,6
202	5	380,3	701	3	376,0
301	3	337,9	702	1	149,6
302	3	263,3	801	3	276,0
401	3	337,9	802	1	100,0
402	5	273,1	901	4	380,3
501	2	495,0	902	2	307,4
502	1	271,5	1001	2	267,8
601	2	314,6	1002	2	321,5

Fonte: Autora.

Com base nas faturas, é possível perceber que a faixa de consumo média de cada apartamento se encontra entre 250 e 400 kWh/mês. Logo, o edifício poderá aderir a tarifa branca somente a partir de 2019.

Para a obtenção das curvas de carga dos consumidores, utilizou-se o simulador “*LoadProfileGenerator*”. O simulador é uma ferramenta de modelagem para diversos comportamentos de consumidores residenciais, fornecendo as curvas de demanda de energia, tanto elétrica quanto térmica, como calor e frio (NOAH PFLUGRADT, 2018). As curvas de consumo horário foram adquiridas de acordo com o número de pessoas por apartamento, idade, gênero e atividades cotidianas, a partir do conhecimento prévio dos hábitos de consumo dos moradores do edifício.

O simulador fornece os dados a cada 15 minutos para o período de um ano. No entanto, é desenvolvido com base nas residências da Alemanha, cujas necessidades energéticas são diferentes daquelas no Brasil. Devido a isso, os dados foram sensibilizados, de forma que os meses de cada estação do ano correspondessem as estações no Brasil. Para evitar distorções, foram feitas médias para cada hora para as quatro estações do ano.

Como os dados simulados são obtidos na unidade de kW, esses tiveram que ser normalizados pela demanda máxima resultante do programa e posteriormente multiplicados pela demanda máxima diária de cada residência do edifício, para que a energia consumida correspondesse a exatamente ao da unidade analisada.

Também, os valores obtidos foram subdivididos entre dias úteis e sábados e domingos, dado que em dia não útil, não há cobrança de tarifas com diferenciação horária. É importante mencionar que o consumo diário foi adquirido a partir do consumo mensal das faturas dos meses de maio de 2017 a abril de 2018, dividido pelo número de dias medidos, também presente nas faturas. Dessa forma, foi admitido que o consumo médio diário de cada mês para dias úteis são iguais aos de fins de semana e feriados, para todas as residências, com exceção dos apartamentos 502, 902, 1001 e 1002, nos quais foi assumido que nos finais de semana o consumo diário é 30% maior daqueles em dias úteis, devido a presença de visitas, que comumente os moradores recebem.

Assim, para cada unidade consumidora, admitiu-se dois perfis de consumo horário, um representativo de dias úteis e outro para fins de semana. Também, devido à forte correlação do consumo de energia elétrica com a temperatura ambiente, obteve-se curvas de carga para cada estação do ano, de maneira que ao total, cada unidade consumidora possui 8 curvas diferentes.

### **6.1.1 Hábitos de Consumo da unidade residencial**

Com base na semelhança nos hábitos de consumo durante os dias úteis (de segunda a sexta-feira) dos moradores, foi possível agrega-los em grupos, de forma que as unidades familiares do mesmo grupo, possuem a mesma forma de curva de carga, porém não o mesmo consumo diário de energia elétrica, dado que este foi calculado com base nas faturas mensais de cada um dos 18 apartamentos para cada mês correspondente. Baseado nas similaridades de perfil de consumo, as unidades foram divididas em cinco grupos:

- Grupo 1: Apartamentos de até 3 pessoas, nos quais ao menos uma pessoa trabalha no horário comercial e retorna no horário compreendido entre 18h e 20h e um estudante (criança ou adolescente) que se desloca da residência durante um período do dia para estudo. Estão contemplados nesse perfil, os apartamentos 301, 302, 401, 501 e 701;
- Grupo 2: Apartamentos de até duas pessoas, com cerca de 70 anos e aposentadas, cujo consumo horário é variável e não concentrado. As unidades participantes desse grupo são os apartamentos 502, 902, 1001 e 1002;
- Grupo 3: Apartamentos de até duas pessoas, sendo que a totalidade de moradores trabalha no horário comercial e retorna no horário compreendido entre 18h e 20h. Estão contempladas as unidades 601, 702 e 802;
- Grupo 4: Apartamentos de 4 e 5 pessoas, nos quais ao menos uma pessoa trabalha no horário comercial e retorna no horário compreendido entre 18h e 20h, um estudante (criança ou adolescente) que se desloca da residência durante um período do dia para estudo e uma auxiliar de limpeza, que permanece na residência durante o dia. Nesse grupo estão inclusos os apartamentos 201, 202, 402 e 901;

- Grupo 5: Apartamentos de até 2 pessoas, nos quais um integrante trabalha no horário comercial e retorna no horário compreendido entre 18h e 20h e o outro permanece na residência durante a totalidade ou maior parte do dia. Estão inseridos nesse grupo os apartamentos 602 e 801.

O consumo do condomínio ocorre principalmente devido ao uso de elevadores, piscina (durante os meses de verão), portão elétrico e iluminação (com sensores de presença). Devido a variabilidade do consumo horário, não foi possível inserir este perfil em nenhum dos grupos de consumidores citados. Assumiu-se então, que o condomínio teria o consumo concentrado nos horários de ponta e no período da manhã, dado que a maioria dos moradores estão transitando nestes horários.

Os cinco grupos de perfis foram assumidos para os dias úteis, sendo as curvas de carga para fins de semana consideradas as mesmas para todas as unidades, pois, como os moradores não necessitam se deslocar de suas residências em horários fixos bem estabelecidos durante esses dias, o comportamento dos consumidores pode ser considerado semelhante.

As curvas de carga, apresentadas nas Fig. 6.3 a 6.8, correspondem à demanda média durante todo o ano compreendido entre os meses analisados (maio de 2017 e abril de 2018), nas quais as curvas de cada grupo são iguais à soma das curvas de carga dos apartamentos participantes. Como anteriormente mencionado, nos fins de semana e feriados, assumiu-se que todos as unidades do edifício possuem o mesmo perfil de consumo.

Figura 6.3 – Curvas de carga média do Grupo 1.

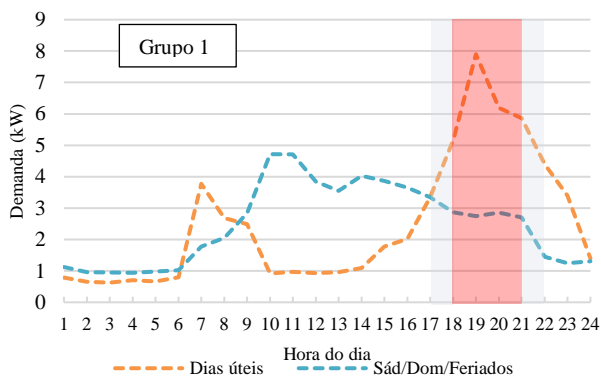


Figura 6.4 – Curvas de carga média do Grupo 2.

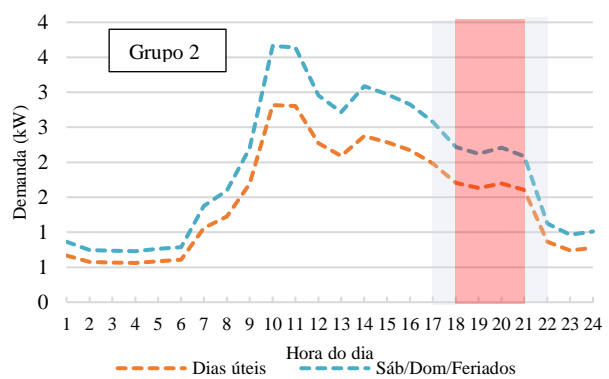


Figura 6.5 – Curvas de carga média do Grupo 3.

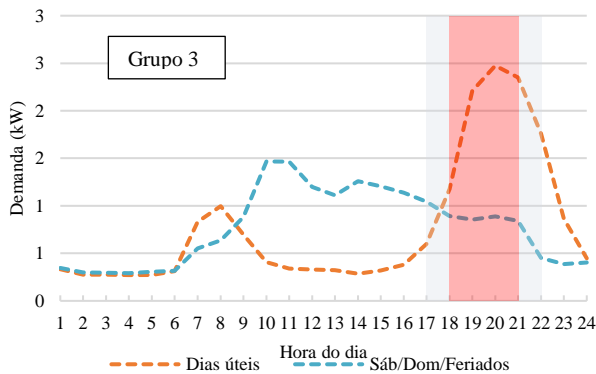


Figura 6.6 – Curvas de carga média do Grupo 4.

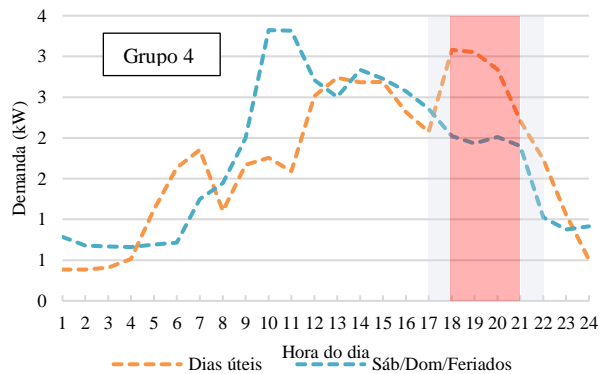


Figura 6.7 – Curvas de carga média do Grupo 5.

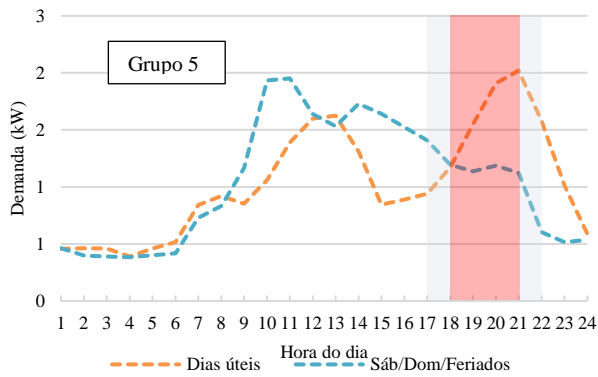
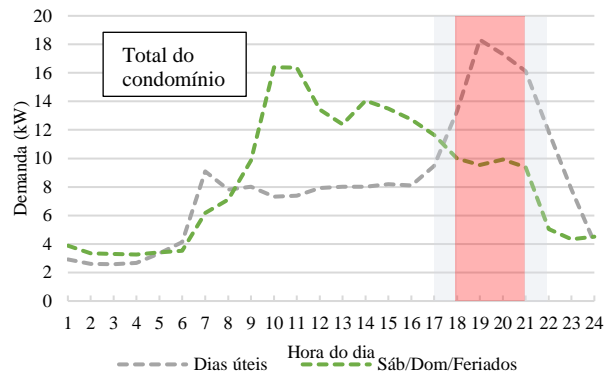


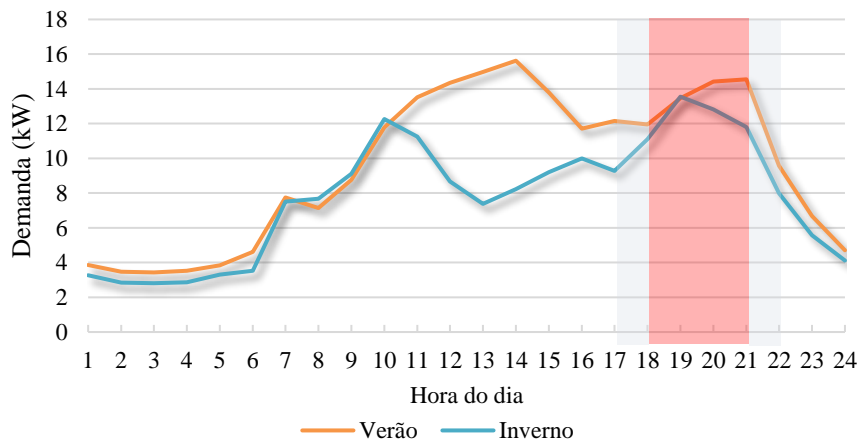
Figura 6.8 – Curvas de carga do condomínio.



Fonte: Autora.

Como pode ser observado, os Grupos 1 e 3 (Fig. 6.3 e 6.5) possuem grande parcela do seu consumo concentrado no horário de ponta durante os dias úteis, pois a maioria dos integrantes das unidades trabalham durante o período comercial e, portanto, não estão em suas residências durante a maior parte do dia. Para esses grupos de consumidores, o deslocamento da demanda para períodos de menor carga do sistema elétrico torna-se difícil, sendo necessário o uso de equipamentos inteligentes que possam ser programados para operar remotamente, como em máquinas lava-roupas e lava-louças. Na Fig. 6.4, é possível notar que a demanda diária não é altamente concentrada durante intervalos, sendo variável durante o dia, dado que os moradores não precisam deslocar-se de suas residências durante horários fixos. A mesma forma de curva é obtida para fins de semana e feriados, pois os hábitos de consumo são os mesmos. Na Fig. 6.8 é possível perceber claramente que a maioria da demanda no condomínio é concentrada nos horários intermediário e de ponta durante os dias úteis, sendo o sistema de geração uma alternativa para diminuir o carregamento da rede, sob o ponto de vista da concessionária.

Figura 6.9 – Curva de carga média total do condomínio, de acordo com a estação do ano.



Fonte: Autora.

A curva de carga apresentada equivale a média durante o ano para os meses de inverno e verão, sem distinção entre dias úteis e fins de semana. De acordo com a Fig. 6.9, é possível perceber que a demanda de energia elétrica varia de acordo com a estação do ano. Para os meses de verão, o consumo é maior durante o período da tarde, intervalo onde as temperaturas estão mais altas. O horário de pico nos meses de inverno, ocorre uma hora antes do horário de pico de verão durante o intervalo de ponta. Isso ocorre devido ao horário estabelecido de verão.



Tabela 6.2 – Variância dos dados de demanda do condomínio em um ano.

Período do Dia	Variância dias úteis (kW <sup>2</sup> )	Variância dias não úteis (kW <sup>2</sup> )
Fora de Ponta	10,340	47,649
Intermediário	3,865	12,367
Ponta	7,091	1,920

Fonte: Autora.

Como pode ser observado na Tabela 6.2, a variância nos dados de demanda de todo o condomínio (contempla todos os grupos de consumo e também as áreas comuns do edifício) é maior no período fora de ponta, como esperado, dado que o horário fora de ponta engloba um maior número de horas do dia e, portanto, as atividades exercidas são diversificadas (hábitos de consumo durante o período da manhã são diferentes daqueles do período da tarde e da madrugada, por exemplo). Em dias não úteis a variância obtida também é maior, dado que em fins de semana e feriados os hábitos de consumo dos moradores não necessariamente apresentam um padrão. Nos apêndices A e B estão apresentadas as curvas de carga do edifício para todos os meses.

Na Tabela 6.3 estão contidos os valores de demanda fora da ponta, intermediário e na ponta para os 18 apartamentos e áreas comuns do condomínio.

Tabela 6.3 – Consumo de energia elétrica total durante os intervalos de tempo para o edifício.

Período do Dia	Consumo mensal na ponta (kWh/mês)	Consumo mensal no período intermediário (kWh/mês)	Consumo mensal fora de ponta (kWh/mês)
Mai/17	997,8	484,1	3680,1
Jun/17	1141,2	559,5	4129,2
Jul/17	1030,6	508,4	3823,0
Ago/17	979,5	482,8	3668,6
Set/17	1255,8	626,4	4167,7
Out/17	1089,5	514,2	3793,7
Nov/17	1049,4	491,1	3529,7
Dez/17	1101,1	515,7	3846,2
Jan/18	1063,9	522,2	5085,9
Fev/18	1200,8	587,9	5353,6
Mar/18	1098,7	539,0	4723,0
Abr/18	1298,9	645,5	4841,1

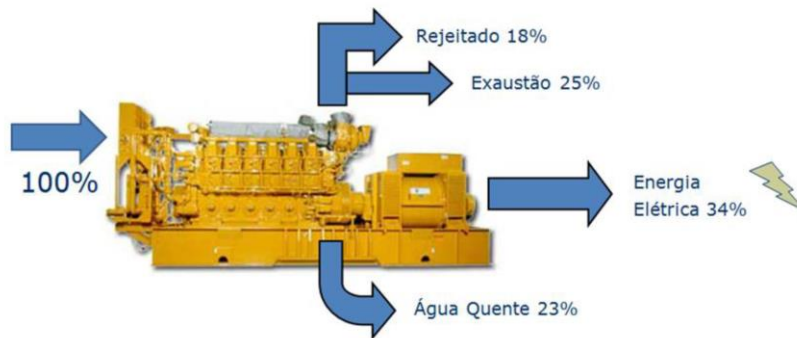
Fonte: Autora.

## 7 SISTEMA DE COGERAÇÃO

Cogeração é definida como a produção simultânea e sequenciada, de duas ou mais formas de energia a partir de uma única fonte energética, sendo o gás natural um dos combustíveis mais utilizados em sistemas de cogeração. A energia contida no combustível pode ser transformada em energia elétrica ou mecânica e térmica, sendo que a última pode ser aproveitada para água quente, vapor e água gelada para climatização (ANDREOS, 2013).

Na cogeração chamada “*Bottoming Cycle*” a energia gerada principal é a térmica, sendo o calor recuperado útil utilizado para a produção de energia elétrica. Já nos sistemas denominados “*Topping Cycle*”, a energia principal é a energia elétrica, sendo o calor residual útil utilizado sob a forma de energia térmica.

Figura 7.1 – Desenho ilustrativo dos percentuais típicos de energia em moto-geradores.

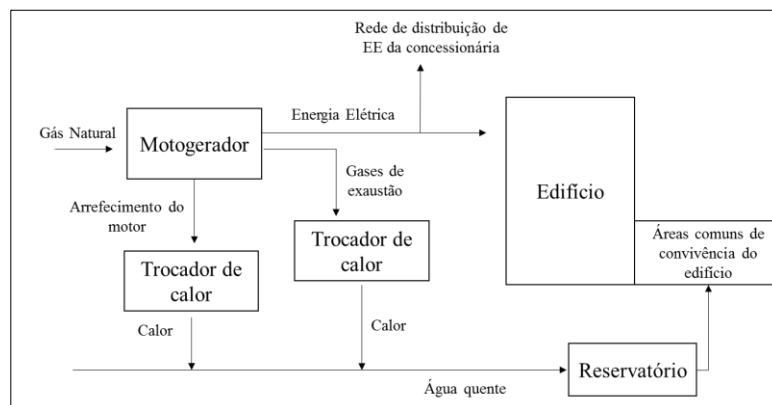


Fonte: Andreos, 2013.

Em sistemas de cogeração que utilizam motores de combustão interna, o rendimento elétrico típico encontra-se em torno de 34%, como pode ser observado na Figura 7.1. Caso haja aproveitamento do calor contido nos gases de exaustão e no sistema de arrefecimento do motor, a eficiência térmica pode chegar a valores superiores a 45%, de forma que o sistema de cogeração alcance uma eficiência global superior a 75% (ANDREOS, 2013).

No caso do edifício estudado propõe-se a utilização de um moto-gerador a gás natural com aproveitamento do calor armazenado nos gases de exaustão e no líquido de arrefecimento para a distribuição de água quente que poderá ser utilizada na piscina, juntamente com a bomba de calor já existente, ou torneiras nas áreas de convivência comum do edifício. Um desenho esquemático do sistema proposto é apresentado na Figura 7.2.

Figura 7.2 – Desenho esquemático do sistema de cogeração proposto.



Fonte: Autora.

Alguns fabricantes de moto-geradores já oferecem aos consumidores a opção de adquirir sistemas para aproveitamento da energia térmica especialmente desenvolvidos para uso residencial.

O moto-gerador operará em sua potência nominal, de forma que o rendimento elétrico fique próximo ao de projeto. Por simplicidade, assumiu-se que o sistema de cogeração proposto atende os requisitos para o enquadramento como cogeração qualificada, previsto na REN nº 235/2006.

## 8 AVALIAÇÃO ECONÔMICA

Para a avaliação econômica, considerou-se os custos de investimento com o sistema de cogeração (moto-gerador movido a gás natural, trocador de calor, sistema de distribuição de água quente e reservatório), custos de operação e manutenção do sistema, os custos de aquisição de gás natural e energia elétrica e possíveis custos adicionais.

Cabe salientar que para o fluxo de caixa, assumiu-se que as despesas com o sistema de cogeração são divididas igualmente entre as 18 unidades do edifício.

A análise econômica engloba dois estudos de caso: (1) considerando geração de energia elétrica e energia térmica somente no horário de ponta, com o sistema atuando por 3 horas por dia nos dias úteis e (2) considerando operação no horário de ponta e intermediário, totalizando 5 horas por dia de operação, de forma a substituir total ou parcialmente a energia elétrica da rede da concessionária e gerar créditos de energia através do mecanismo de compensação.

Conforme mencionado na seção 5 deste trabalho, a REN nº 687/2015 permite que o critério de rateio dos créditos gerados pela energia excedente possa ser acordado conforme preferência das unidades consumidoras e dessa forma, optou-se para que esses fossem divididos igualmente entre as 18 unidades, dado que as despesas e os custos de implementação do sistema também foram divididos igualmente entre os moradores. No entanto, ao analisar sob o ponto de vista do bem-estar social de todas as unidades, seria melhor que os créditos gerados pela energia excedente fossem distribuídos de forma ponderada pelo consumo médio mensal de energia elétrica. Dessa maneira, as unidades que possuem um consumo médio mensal mais elevado estariam recebendo uma maior parcela de créditos e vice-versa, evitando que as unidades cujo consumo é mais baixo acabem acumulando créditos todos os meses e não tenham como zerar a contabilização com a concessionária, enquanto que as unidades que possuem uma maior demanda possam eventualmente acabar pagando tarifas mais altas durante período de ponta ou intermediário.

O gerador foi dimensionado de forma a apresentar o melhor custo-benefício para a maioria dos moradores, tal que não houvesse a necessidade de consumo de energia elétrica da rede durante os períodos onde a tarifa é mais alta. Dessa maneira, optou-se por um moto-gerador de potência nominal igual a 32 kW, disponível comercialmente pelo fabricante GENERAC. O consumo de gás natural a plena carga é de 10,8 m<sup>3</sup>/h. O catálogo do fabricante é apresentado no Anexo A.

Com base no fator de consumo de gás natural do moto-gerador disponibilizado pelo fabricante, é possível obter o custo com o combustível. As tarifas de gás natural utilizadas constam na Tabela 3.1, e os custos resultantes com gás natural estão dispostos na Tabela 8.1, a seguir.

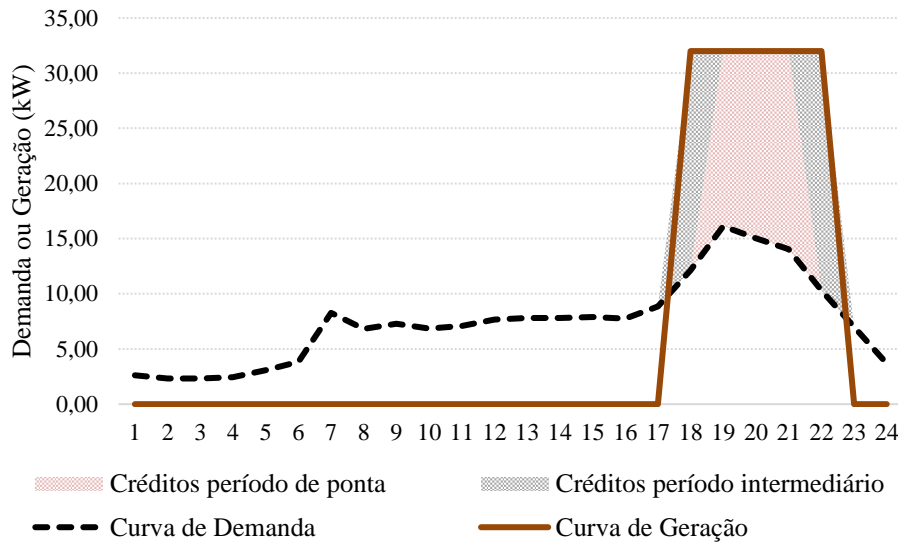
Tabela 8.1 – Custos com gás natural para a análise econômica.

	<b>Custo mensal com gás natural no horário de ponta (R\$/mês)</b>	<b>Custo mensal com gás natural no horário de ponta e intermediário (R\$/mês)</b>
Mai/17	680,4	1134,0
Jun/17	712,8	1188,0
Jul/17	680,4	1134,0
Ago/17	680,4	1134,0
Set/17	810,0	1350,0
Out/17	712,8	1188,0
Nov/17	712,8	1188,0
Dez/17	680,4	1134,0
Jan/18	648,0	1080,0
Fev/18	745,2	1242,0
Mar/18	648,0	1080,0
Abr/18	680,4	1134,0

Fonte: Autora.

Apesar do gerador operar sempre em plena carga, o consumo de gás é variável, pois o número de dias úteis pode ser diferente para cada mês. A Figura 8.1 apresenta as curvas de geração para o caso em que o sistema de cogeração está atuando no horário de ponta e intermediário e de demanda média anual para o edifício, desconsiderando o consumo das áreas comuns do condomínio. Ambas as curvas são para dias úteis, dado que em fins de semana e feriados o sistema não atua pois a tarifa de energia elétrica é mais baixa.

Figura 8.1 – Curva de geração e da demanda média do condomínio.



Fonte: Autora.

Para o primeiro caso em que a geração ocorre somente no horário de ponta, a curva de geração será diferente de zero somente no intervalo entre às 18h e 21h. A área em vermelho da Figura 8.1 corresponde aos créditos gerados no posto tarifário de ponta, que deverão ser divididos entre as 18 unidades. Para o cálculo do custo mensal com energia elétrica, considerando a tarifa branca, utilizou-se as tarifas de ponta, intermediário e fora de ponta apresentadas na Tabela 4.1. As alíquotas de PIS/COFINS foram aquelas registradas nas faturas de cada um dos apartamentos. Conforme explicado anteriormente, os créditos gerados no horário de ponta, quando compensados em outro posto tarifário, deverão ser multiplicados por um fator dado pela razão entre as tarifas de energia. O fator para a distribuidora CEEE-D é de aproximadamente 1,6 entre os postos ponta e fora de ponta, calculado a partir das tarifas da Tabela 4.1. Embora a tarifa no período intermediário seja mais alta, os créditos gerados no período são compensados no posto fora de ponta por uma equivalência de 1 para 1, de forma que 1 kWh injetado na rede corresponde a 1 kWh de créditos. Isso ocorre pois o fator de compensação é dado pela razão entre as tarifas de energia (TE), sem considerar a parcela referente a tarifa do uso do sistema de distribuição (TUSD), sendo as TEs iguais nos períodos intermediário e fora de ponta.

Cabe salientar que para o cálculo do preço da energia elétrica da rede foram analisadas duas possibilidades, considerando a bandeira tarifária verde e considerando que a bandeira vermelha – patamar 1 esteja acionada durante o período de 4 meses. O acréscimo gerado na tarifa durante este intervalo de tempo é de R\$ 0,03 a cada kWh consumido, de acordo com ANEEL (2018a). Para o cálculo, assumiu-se que este período estaria contido entre os meses de maio e agosto, dado que historicamente são meses mais secos no país. O acréscimo devido a bandeira vermelha também está sujeito a incidência de tributação, assim como a tarifa referente a energia elétrica.

## 8.1 Custos envolvidos

Os custos de investimento, instalação e operação e manutenção foram baseados no estudo de Andros (2013) para o ano de 2011 e corrigidos pela inflação, através do índice econômico IGP-M, de acordo com (BCB, 2018) entre o período de dezembro de 2011 e dezembro de 2017. Na Tabela 8.2, estão dispostos os valores assumidos na análise. Nos custos operacionais não estão contidos a aquisição do gás natural.

Tabela 8.2 – Custos e investimentos do sistema de cogeração

<b>Custos com sistema de cogeração</b>	<b>Valor</b>
Investimento com moto-gerador (R\$)	58.720
Investimento com o sistema distribuição de água quente (R\$)	49.935
Custo de Operação e Manutenção (R\$/ano)	5.427
Custos adicionais (R\$)	5.000

Fonte: ANDREOS, 2013.

Considerou-se que os custos com o sistema de cogeração, que envolvem as despesas com gás natural, investimentos iniciais e operação e manutenção são divididos igualmente entre as 18 unidades do edifício. No entanto, os custos com energia elétrica são diferentes para cada apartamento, em função do consumo mensal e curva de carga, e por isso, o estudo de viabilidade econômica foi feito individualmente para cada unidade.

## 8.2 Análise Econômica

Para a análise econômica, foram utilizados os conceitos de valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e *payback* descontado.

O VPL é calculado com base na Equação 8.1, mostrada a seguir.

$$VPL = -Inv + \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1 + TMA)^i} \quad (8.1)$$

onde *Inv* corresponde ao investimento inicial total com o sistema (R\$),  $FC_i$  refere-se ao fluxo de caixa resultante no ano *i* (R\$), dado pela diferença entre as receitas e os custos e despesas, e TMA é a taxa mínima de atratividade do projeto (%).

Para este estudo, utilizou-se um período de 10 anos, de acordo com a tabela de depreciação da receita federal para máquinas e equipamentos (RECEITA FEDERAL, 2018). A taxa mínima de atratividade utilizada foi de 10%, valor comumente usado em análises de investimento e próximo a taxa de juros média do Banco Central para o ano de 2017, igual a 10,15% (BCB, 2018).

A TIR é calculada para um VPL igual a zero e o *payback* descontado é dado pelo tempo de retorno do investimento, considerando a desvalorização/valorização da moeda no tempo.

O capital para o investimento foi considerado como próprio, sem a necessidade de financiamento de terceiros. As receitas do fluxo de caixa de cada unidade consumidora são dadas pela economia obtida com o sistema de cogeração, comparado ao uso de energia elétrica da rede, considerando que todos os consumidores estão sujeitos a tarifa branca. As principais premissas adotadas estão resumidas na Tabela 8.3.

Tabela 8.3 – Principais premissas adotadas no fluxo de caixa.

<b>Premissas</b>	<b>Valor</b>
Taxa de depreciação	10% a.a.
Taxa mínima de atratividade (TMA)	10%
Percentual de capital próprio	100%
Percentual dos créditos para cada unidade residencial	5,55%

Fonte: Autora.

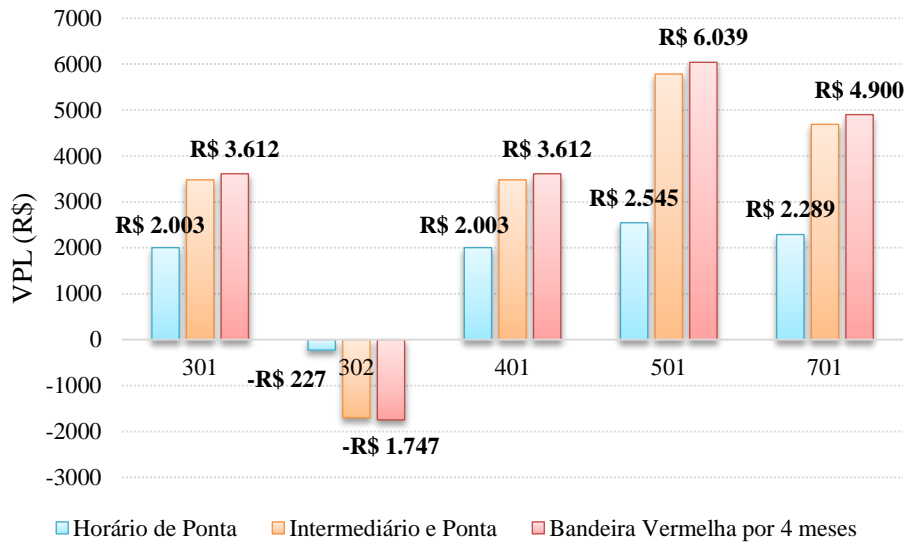
## 9 RESULTADOS

Como mencionado anteriormente, foram analisados dois estudos de caso, considerando a substituição da energia elétrica da rede no horário de ponta e no horário de ponta e intermediário. Ainda, fez-se uma análise considerando que durante 4 meses (maio a agosto) a tarifa de energia elétrica sofreria acréscimo devido ao acionamento da bandeira tarifária da cor vermelha – patamar 1.

Dado que a viabilidade é função da demanda de energia elétrica, que por sua vez é diferente para cada unidade consumidora do edifício e também é altamente dependente do perfil de consumo, os resultados serão apresentados de acordo com os grupos consumidores.

As Figuras de 9.1 a 9.5 apresentam o valor presente líquido de acordo com as unidades consumidoras, considerando os dois estudos de caso e ainda, o acionamento da bandeira vermelha com operação nos horários de ponta e intermediário.

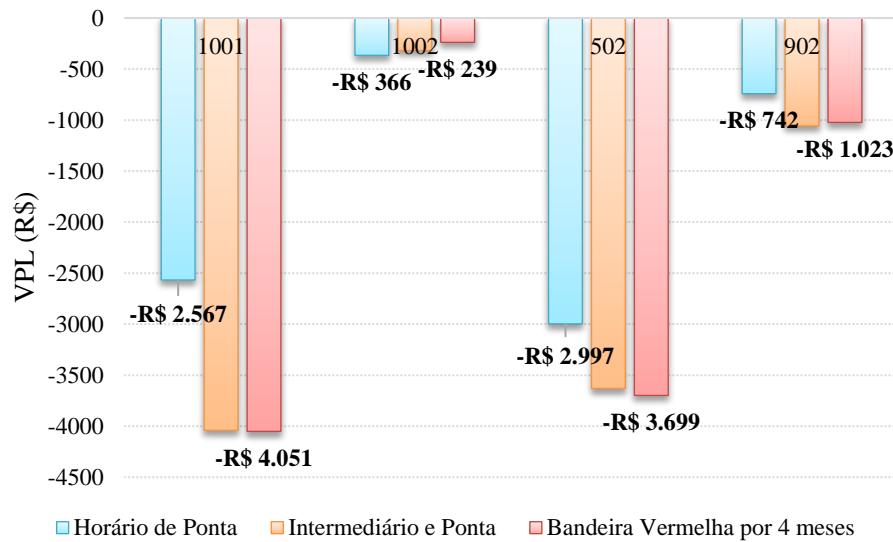
Figura 9.1 – Valor presente líquido para as unidades consumidoras do Grupo 1.



Fonte: Autora

Para os consumidores do Grupo 1, apesar da proporção do consumo mensal nos três períodos do dia serem iguais, ou seja, todas as unidades consumidoras contempladas pelo grupo possuem em média 33% do seu consumo mensal concentrado na ponta, 16% no período intermediário e 51% nos horários fora de ponta, os resultados de VPL foram distintos. Somente nos apartamentos 301, 401, 501 e 701, o valor presente líquido é positivo, tornando a implementação do sistema viável. Isso ocorre pois naqueles apartamentos que apresentam maior VPL, os consumos mensais de energia elétrica são maiores e portanto, uma economia maior com o sistema de geração distribuída é obtida. Além disso, assumiu-se que os custos do sistema de cogeração são divididos igualmente entre os moradores como parte da taxa do condomínio, e não cobrados proporcionalmente ao quanto cada unidade consumiu do sistema cogrador, fazendo com que consumidores que demandam menos energia do moto-gerador, paguem o mesmo valor que daqueles que consomem mais. Esse pressuposto é válido a medida que o crédito gerado está disponível para o uso de todas as unidades consumidoras, independente do seu consumo ou necessidade. No caso da unidade 302 em que o consumo médio mensal é baixo, igual a 263,3 kWh, o sistema de compensação faz com que a unidade pague a taxa de disponibilidade para a distribuidora na maioria dos meses do ano, tornando o sistema de cogeração não atrativo. As taxas de retorno para o primeiro estudo de caso foram de 18%, 21% e 20% para os apartamentos 401, 501 e 701, respectivamente. Já no segundo caso, a TIR foi de 25%, 35% e 30%. Em média, o *payback* resultante foi de 4,7 anos para as unidades onde o VPL foi positivo. O impacto do acréscimo na tarifa devido ao acionamento da bandeira vermelha foi de em média 7% de aumento no VPL para as unidades desse grupo.

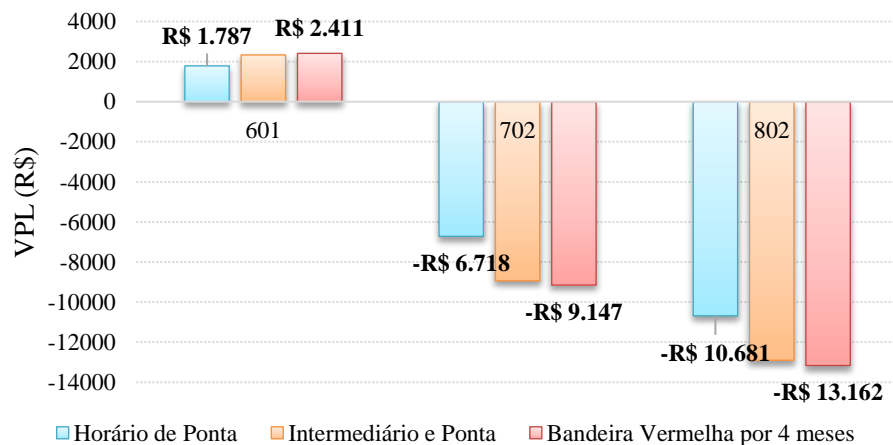
Figura 9.2 – Valor presente líquido para as unidades consumidoras do Grupo 2.



Fonte: Autora.

No caso das unidades do Grupo 2 da Fig. 9.2, os VPLs foram negativos para todos os apartamentos. Isso ocorre pois nesse grupo, o consumo não está concentrado nos períodos em que a tarifa branca está mais cara, fazendo com que os custos com o sistema gerador sejam ainda maiores do que aqueles consumindo energia elétrica da rede. Os créditos gerados no posto ponta são em sua maior parte compensados no período fora de ponta para essas unidades consumidoras, devido ao fato de que o consumo no período de ponta e intermediário é menor. Dessa maneira, o consumo líquido mensal das unidades acaba sendo inferior a 100 kWh, fazendo com que os consumidores paguem a taxa de disponibilidade para a distribuidora na maioria dos meses.

Figura 9.3 – Valor presente líquido para as unidades consumidoras do Grupo 3.

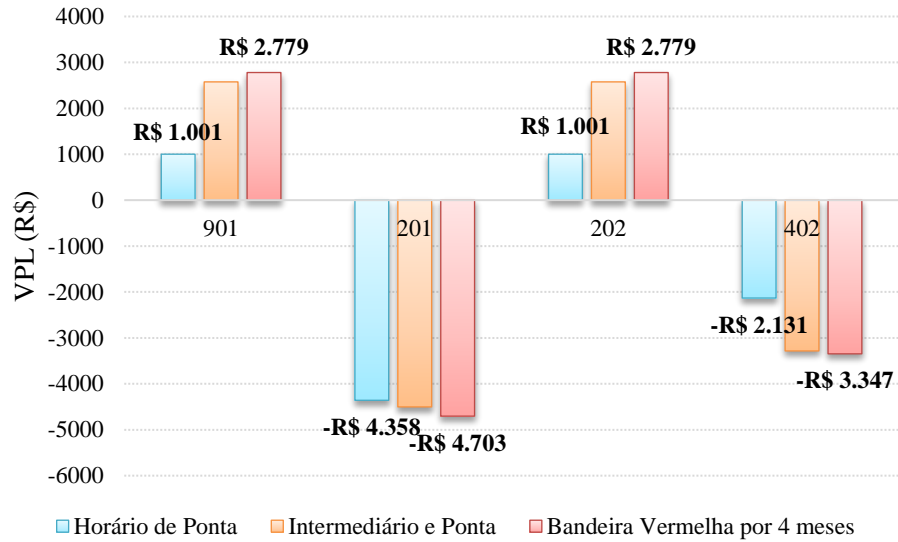


Fonte: Autora.

Apesar do perfil de consumo dos moradores do Grupo 3 ser concentrado no período de ponta e intermediário, o sistema de cogeração resultou em VPLs menores que zero para os apartamentos 702 e 802. Isso deve-se ao fato de que o apartamento 802, em particular, possui consumo mensal mínimo, igual a 100 kWh, e mesmo não consumindo energia da rede, deve pagar a taxa de disponibilidade para a concessionária na fatura, tornando a implementação do moto-gerador não atrativa para esse perfil de morador. O mesmo ocorre para a unidade 702, que possui um consumo médio mensal baixo igual 149,6 kWh. Com isso, a economia devido ao menor custo com eletricidade da rede não compensa os custos

mensais do sistema cogenerador, que são rateados igualmente entre as 18 unidades do edifício, além de que os créditos gerados acabam sendo acumulados para os meses seguintes.

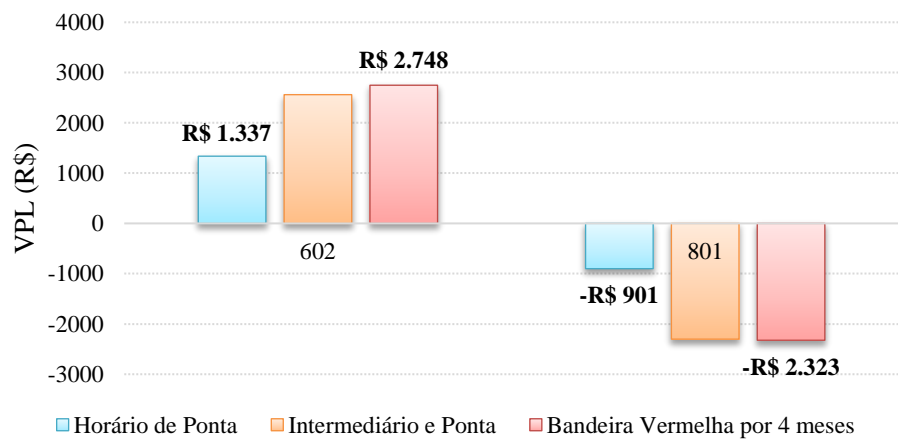
Figura 9.4 – Valor presente líquido para as unidades consumidoras do Grupo 4.



Fonte: Autora.

No caso das unidades da Fig. 9.4, não há grande concentração de carga durante os períodos de ponta e fora de ponta, dado que apenas parte dos moradores retorna as suas residências nesses períodos. Para esse grupo, há possibilidade de deslocamento parcial da carga para horários onde a tarifa é menor, o que torna atrativa a migração para a tarifa branca. O maior consumo mensal nas unidades 901 e 202 faz com que o sistema se torne viável, em que a TIR resultante é de 14% para o primeiro caso e de 21% para o segundo caso estudado em ambas as unidades.

Figura 9.5 – Valor presente líquido para as unidades consumidoras do Grupo 5.



Fonte: Autora.

Como pode ser observado na Fig. 9.5, para a residência 602 o sistema apresentou um saldo positivo com uma TIR de 21% para o segundo estudo de caso, tornando factível a geração distribuída nos horários de ponta e intermediário. O *payback* resultante foi de 7,6 anos no primeiro caso e 5,5 no segundo caso. No entanto, o sistema é inviável economicamente para a outra unidade englobada do mesmo grupo. Novamente, esse resultado é causado pelo mais alto consumo da unidade 602, cuja demanda mensal é em média 481,6 kWh, enquanto que no apartamento 801 é de 276,0 kWh.



Em geral, pode-se notar que a viabilidade econômica para os casos estudados é dada em função tanto do consumo mensal, quanto da curva de carga das unidades. Para todas as unidades consumidoras, os resultados demonstraram um saldo mais positivo para o segundo estudo de caso, ou seja, considerando a atuação do sistema cogedor tanto durante o horário de ponta, quanto no período intermediário. Isso ocorre, principalmente pelo fato de que quanto maior a energia consumida, maior é a economia com o sistema de geração distribuída e, portanto, maior é o valor presente líquido. A consideração do acionamento da bandeira vermelha entre os meses de maio a agosto resultou em uma economia média de 5% entre as unidades consumidoras, com o sistema de cogeração atuando no período intermediário e de ponta.

A implementação do sistema de cogeração no edifício passa a ser viável economicamente apenas para os consumidores cujo consumo médio mensal é acima de 300 kWh, e cujo percentual nos períodos de ponta e intermediário correspondem a mais de 50% do consumo total durante os dias úteis, como é o caso dos perfis de consumidores dos grupos 1, 3, 4 e 5. Dessa maneira, as unidades residenciais cuja maioria dos integrantes chegam nas residências nos períodos onde a tarifa branca é mais cara e que apresentam um consumo mensal superior, como é o caso do apartamento 501, são os casos em que a instalação do moto-gerador pode ser mais benéfica financeiramente. Para os demais consumidores, os custos com sistema de geração são ainda altos, não compensando o investimento. Os benefícios devido ao aumento de eficiência energética devido ao aproveitamento do calor a partir do moto-gerador não foram mensurados nesse trabalho.

Dessa maneira, dado que apenas algumas das unidades residenciais seriam beneficiadas, a implementação do sistema de cogeração não possui uma atratividade econômica satisfatória para as condições de tarifa de energia elétrica e gás consideradas no momento do estudo, para o edifício analisado, e considerando as premissas assumidas ao longo deste trabalho. Cabe salientar que a evolução natural das tecnologias de cogeração, bem como a criação de incentivos, aliados ao crescimento natural das tarifas de energia elétrica podem mudar esta opção e sua respectiva atratividade.

## 10 CONCLUSÃO

O presente trabalho foi proposto com o intuito de avaliar técnica e economicamente a implementação de um sistema de cogeração a gás natural em um edifício residencial assumindo que todos os consumidores do edifício irão optar pela tarifação horária branca. A análise englobou diferentes perfis de consumo e dois estudos de caso, considerando a atuação do sistema de cogeração em horário de ponta, e horário de ponta e intermediário, utilizando geração distribuída. O sistema de cogeração inclui um moto-gerador movido a gás natural e foi dimensionado de forma a atender a demanda de energia elétrica para o maior número de moradores durante o período em que a tarifa branca é mais alta, baseado nos dados reais de consumo entre maio de 2017 a abril de 2018.

A partir dos resultados obtidos, pode-se concluir que a viabilidade econômica do sistema é dependente não somente da curva de carga, mas também do consumo mensal de energia elétrica. Para as unidades consumidoras que apresentam um percentual superior a 50% do consumo nos horários de ponta e intermediário, englobadas nos grupos 1, 3, 4 e 5 deste trabalho, e cujo consumo mensal de energia elétrica é maior que 300 kWh, o sistema de cogeração torna-se benéfico financeiramente. Também, a atuação do sistema durante os dois períodos do dia, ponta e intermediário, apresentou resultados melhores em termos econômicos, comparados a geração somente durante em um período do dia.

Dado que a implementação do sistema não apresentou resultados positivos para a maioria das unidades residenciais do edifício, conclui-se que o sistema proposto não possui uma atratividade favorável para o cenário analisado e premissas utilizadas. Cabe salientar, no entanto, que em países onde o mercado de gás natural é mais desenvolvido, o uso com sistemas movidos a gás natural é disseminado, como o apresentado em Portugal. Nesses países, a utilização desses tipos de sistemas é incentivada pelas concessionárias, através do oferecimento de descontos e serviços extras de manutenção, visando facilitar ainda mais ao consumidor a aquisição do serviço. A medida que o mercado de gás natural no Brasil se desenvolva, é possível que os custos com o combustível se torne menor, a ponto de tornar vantajosa a implementação de sistemas desse tipo para consumidores de pequeno e médio porte. Além do ganho financeiro com o sistema de cogeração, é importante mencionar os ganhos com confiabilidade, dado que

os consumidores do edifício estarão menos suscetíveis a interrupções no suprimento de energia elétrica da rede.

## **11 TRABALHOS FUTUROS**

Em trabalhos futuros poderia ser feita uma avaliação econômica considerando os benefícios gerados com o aproveitamento do calor do sistema de cogeração, além da análise da eficiência do sistema, de forma a garantir o enquadramento do empreendimento como cogeração qualificada.

Como estudo complementar, poderia ser realizado uma avaliação do impacto da variação da tarifa de gás natural na viabilidade econômica, de forma a obter a tarifa máxima que garante um valor presente líquido positivo a todas as unidades.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDREOS, Ronaldo. **Estudo de viabilidade técnico-econômica de pequenas centrais de cogeração a gás natural no setor terciário de São Paulo**. Programa de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO (ABEGÁS). **Consumo de gás natural**. Disponível em:< <https://www.abegas.org.br/Site/?cat=27>>. Acesso em: 1 abril 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Tarifa Branca**. 2018a. Disponível em:< <http://www.aneel.gov.br> >. Acesso em: 1 abril 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota Técnica nº 362/2010: Estrutura Tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica**. 39 p. Brasília-DF. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 12 de julho 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 12 de julho 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº 235 de 14 de novembro de 2006. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 12 de julho 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. 2018b. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/modulo-3>>. Acesso em: 12 de julho 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Dados Estatísticos: Produção nacional de gás natural**. Disponível em:< <http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos>>. Acesso em: 15 maio 2018.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BCB). **Taxas de juros de operações de crédito**. Disponível em:< <http://www.bcb.gov.br/pt-br/#!/c/TXJUROS/>>. Acesso em: 15 maio 2018.

CHUANG, A. *et al.* Demand Side Integration. **Brochure CIGRÉ**, Working Group, n. 472, Ago 2011. Disponível em: <<http://www.e-cigre.org/>>. Acesso em: 11 novembro 2017.

DEPARTMENT OF ENERGY (DOE). **Demand Response**. Disponível em: < <https://www.energy.gov/oe/activities/technology-development/grid-modernization-and-smart-grid/demand-response>>. Acesso em: 15 maio 2018.

ENERGIAS DE PORTUGAL (EDP). **Serviços EDP**. Disponível em:< <https://www.edp.pt/particulares/energia/eletricidade-funciona/>>. Acesso em: 15 maio 2018.

GENERAC BRASIL. **Geradores de energia a gás**. Disponível em:< <http://www.generacbrasil.com.br/noticias/geradores-de-energia-a-gas-solucoes-cada-vez-mais-acessiveis-e-ecologicas#.Wz997dVKiYk>>. Acesso em: 15 maio 2018.

HONGBO REN, W. G. Economic and environmental evaluation of micro CHP systems with different operating modes for residential buildings in Japan. **Elsevier**, v. 42, p. 853-861, Dez. 2009.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **Estatísticas**. Disponível em: < <https://www.ibge.gov.br/>>. Acesso em: 15 maio 2018.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). **Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa**. Disponível em: < <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=bdmep/bdmep>>. Acesso em: 15 maio 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Diretrizes do Gás para crescer**. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/>>. Acesso em: 11 novembro 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>>. Acesso em: 15 maio 2018.

NOAH PFLUGRADT. *Loadprofilegenerator*. Disponível em: < <http://www.loadprofilegenerator.de/>>. Acesso em: 6 maio 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **Histórico da Operação: Curva de carga horária**. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva\\_carga\\_horaria.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx)>. Acesso em: 15 maio 2018.

OCHOA, A. *et al.* Aplicação de uma fonte alternativa de energia termelétrica a gás natural visando reduzir o custo com energia elétrica em um edifício comercial. **HOLOS**, v. 1, p. 72-86, Fev. 2015.

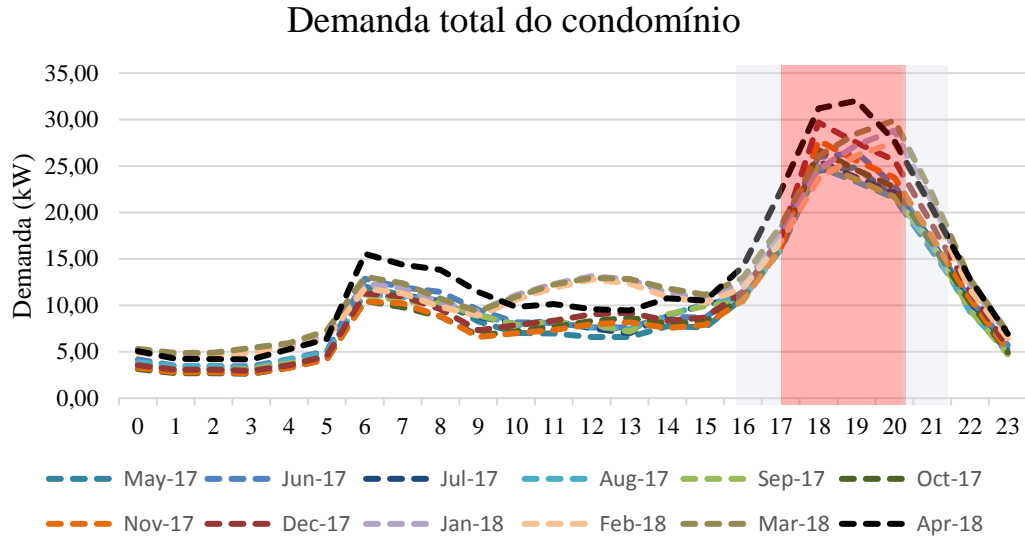
RECEITA FEDERAL. **Tabela de depreciação: Anexo 1**. Disponível em: < <http://normas.receita.fazenda.gov.br/sijut2consulta/anexoOutros.action?idArquivoBinario=36085>>. Acesso em: 15 maio 2018.

SULGÁS. **Tabela de preços**. Disponível em: < <http://www.sulgas.rs.gov.br/sulgas/residencial/tabela-precos>>. Acesso em: 15 maio 2018.

TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL (TBG). **Composição acionária**. Disponível em: < [http://www.tbg.com.br/pt\\_br/](http://www.tbg.com.br/pt_br/)>. Acesso em: 15 maio 2018.

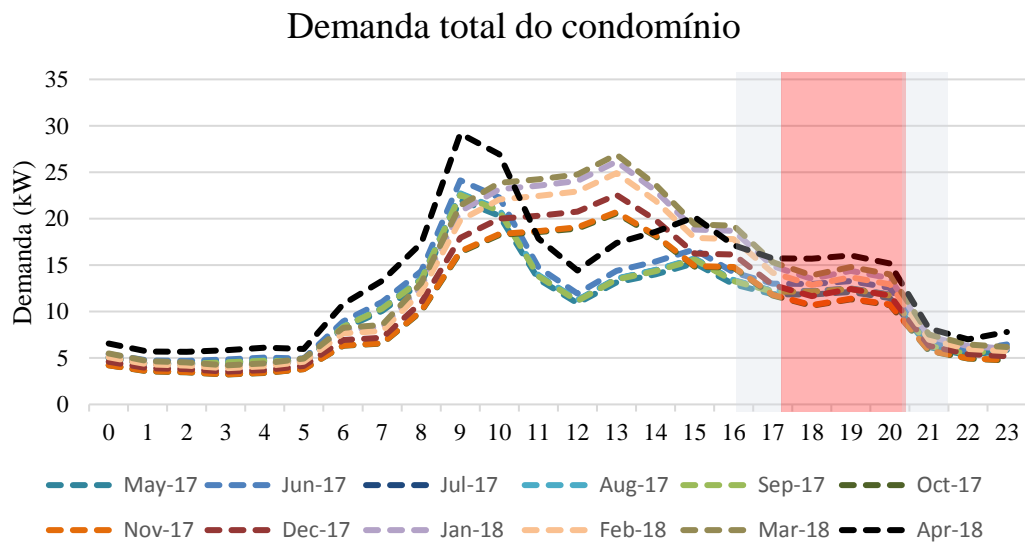
APÊNDICE(S)

APÊNDICE A – Curvas de carga de todos os meses total do edifício em dias úteis.



Fonte: Autora

APÊNDICE B – Curvas de carga de todos os meses total do edifício em fins de semana e feriados.



Fonte: Autora

## ANEXO(S)

## ANEXO A – Datasheet do gerador selecionado.

Gerador a gás	Regime de Operação	Potência		Tipo de Combustível	Consumo do motor (m³/hr) com Carga Total	Alternador Fabricante	Nível de Atenuação	Dimensões (mm)			Peso (kg)
		kW	kVA					Comp	Larg	Alt	
<b>Guardian</b>	Stand-by	8	8	Gás Natural	3,4	Generac	62 dB @ 7m	1218	638	727	154
<b>Guardian</b>	Stand-by	10	10	Gás Natural	4,50	Generac	63 dB @ 7m	1218	638	727	158
<b>Guardian</b>	Stand-by	16	16	Gás Natural	8,75	Generac	66 dB @ 7m	1218	638	727	186
<b>Guardian</b>	Stand-by	18	18	Gás Natural	8,52	Generac	66 dB @ 7m	1218	638	727	203
<b>Guardian</b>	Stand-by	19,5	19,5	Gás Natural	8,78	Generac	67 dB @ 7m	1218	638	727	211
<b>Guardian Trifásico</b>	Stand-by	17	20	Gás Natural	8,69	Generac	67 dB @ 7m	1218	638	727	211
<b>RG022</b>	Stand-by	22	28	Gás Natural	9,7	Generac	70 dB @ 7m	1580	776	980	411
<b>RG025</b>	Stand-by	25	31	Gás Natural	12,2	Generac	72 dB @ 7m	1580	776	978	392
<b>RG027</b>	Stand-by	27	34	Gás Natural	11,2	Generac	70 dB @ 7m	1580	776	980	426
<b>RG030</b>	Stand-by	30	38	Gás Natural	14	Generac	73 dB @ 7m	1580	776	978	406
<b>RG032</b>	Stand-by	32	40	Gás Natural	10,8	Generac	64 dB @ 7m	1950	888	1171	556
<b>RG036</b>	Stand-by	36	45	Gás Natural	20,7	Generac	64 dB @ 7m	1950	888	1170	569
<b>RG038</b>	Stand-by	38	48	Gás Natural	12,6	Generac	64 dB @ 7m	1950	888	1171	560
<b>RG045</b>	Stand-by	45	56	Gás Natural	20,7	Generac	73 dB @ 7m	1950	888	1170	596
<b>RG048</b>	Stand-by	48	60	Gás Natural	18,5	Generac	68 dB @ 7m	1950	888	1170	705
<b>RG060</b>	Stand-by	60	75	Gás Natural	24,5	Generac	72 dB @ 7m	1950	888	1170	582
<b>QT070</b>	Stand-by	70	88	Gás Natural	29	Generac	72 dB @ 7m	2450	935	1217	925
<b>QT080</b>	Stand-by	80	100	Gás Natural	35,5	Generac	74 dB @ 7m	2925	935	1393	925
<b>QT100</b>	Stand-by	100	125	Gás Natural	35,8	Generac	72 dB @ 7m	2925	935	1393	1148
<b>QT130</b>	Stand-by	130	163	Gás Natural	50,8	Generac	75 dB @ 7m	2925	935	1393	1224
<b>QT150</b>	Stand-by	150	188	Gás Natural	58,6	Generac	79 dB @ 7m	2925	935	1393	1130