



UNIVERSIDADE FEDERAL
DE ALAGOAS

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
CENTRO DE ENGENHARIAS E CIÊNCIAS AGRÁRIAS**

IZABELLA COLATINO DE LIMA VEIGA

**ANÁLISE DA APLICABILIDADE DO GERENCIAMENTO PELO LADO DA
DEMANDA EM UNIDADES COMERCIAIS: UM ESTUDO DE CASO**

Rio Largo – AL

2020

IZABELLA COLATINO DE LIMA VEIGA

**ANÁLISE DA APLICABILIDADE DO GERENCIAMENTO PELO LADO DA
DEMANDA EM UNIDADES COMERCIAIS: UM ESTUDO DE CASO**

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Alagoas, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheira de Energia.

Orientador: Prof. Me. Igor Cavalcante Torres.

Rio Largo – AL

2020

Catálogo na fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca do Campus de Engenharias e Ciências Agrárias
Bibliotecária Responsável: Myrtes Vieira do Nascimento

V426a Veiga, Izabella Colatino de Lima

Análise da aplicabilidade do gerenciamento pelo lado da demanda em unidades comerciais: um estudo de caso. / Izabella Colatino de Lima Veiga – 2020.

70 f.; il.

Monografia de Graduação em Engenharia de Energia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Universidade Federal de Alagoas, Campus de Engenharias e Ciências Agrárias. Rio Largo, 2020.

Orientação: Prof. Me. Igor Cavalcante Torres

Inclui bibliografia

1. Gestão energética. 2. Modalidade tarifária. 3. Sistemas fotovoltaicos.
I. Título

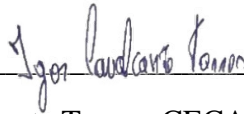
CDU: 620.91

Folha de Aprovação

IZABELLA COLATINO DE LIMA VEIGA

Análise da aplicabilidade do gerenciamento pelo lado da demanda em unidades comerciais:
um estudo de caso

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado como requisito parcial
para a obtenção do título de
Engenheiro de Energia pela
Universidade Federal de Alagoas e
aprovada em 24 de julho de 2020.



Prof. M.e. Igor Cavalcante Torres, CECA/UFAL (Orientador)

Banca Examinadora:



Profa. Dra. Alana Kelly Xavier Santos, CECA/UFAL (1º Avaliador)



Profa. Dra. Amanda Santana Peiter, CECA/UFAL (2º Avaliador)

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus, pelo dom da vida e por guiar meus passos.

Aos meus pais, José Avanildo e Rita Colatino, meu irmão Jackson Colatino e a minha tia Maria do Socorro, pelo amor incondicional e por serem pessoas fundamentais na minha vida. Gratidão à toda minha família.

Aos membros da Renotec Jr das gestões de 2018 a 2020, a equipe da Solaric Energia Fotovoltaica e as amigadas construídas ao longo da graduação. Um agradecimento especial aos meus amigos de turma Iris Layane, Raphael Guedes, Joyciane Maria, Natha Alves e Gabriela Veiga. Obrigada a todos pela amizade, partilha de conhecimentos e pelos momentos de distração

A todos os docentes do curso pela dedicação ao ensino e a pesquisa, em especial ao meu orientador Prof. Me. Igor Cavalcante Torres, pelas oportunidades de pesquisa e apoio durante a graduação, e pessoa fundamental para a elaboração desse trabalho.

À todas as esferas da Universidade Federal de Alagoas.

RESUMO

Tendo em vista que o consumo de energia elétrica aumenta anualmente e que o custo desse insumo é elevado, se faz necessário pensar em mecanismos que tragam benefícios econômicos e técnicos, tanto para o consumidor quanto para todo o sistema elétrico. Nesta perspectiva, é de grande importância que o mesmo conte com um planejamento energético consolidado na expansão da implementação de medidas que garantam o uso mais eficiente da energia. Esse trabalho consiste em avaliar a aplicabilidade de técnicas de Gestão pelo Lado da Demanda (GLD) em unidades consumidoras de classe comercial, mostrar a economia que pode ser obtida pela aplicabilidade das medidas e, ainda, observar a simultaneidade da curva de demanda com a curva de geração, extraídas através de monitoramento remoto de sistemas fotovoltaicos instalados próximos as unidades estudadas. Nesse estudo, foi possível implementar técnicas de GLD apenas para a UC1, já que para UC2 não foi possível remodelar sua curva de carga, em decorrência das particularidades operacionais da unidade, sendo propostas apenas medidas de conscientização energética. Os métodos de preenchimento de vale e deslocamento de carga, permitiu a UC1 migrar para a modalidade de tarifa branca e, maximizar a taxa de aproveitamento instantâneo da geração.

Palavras-chave: Gestão Energética, Modalidade Tarifária, Sistemas Fotovoltaicos.

ABSTRACT

Bearing in mind that the electrical energy consumption increases annually and that the cost of this input is high, it is necessary to think of mechanisms that bring benefits, economic and technical, both for the consumer and for the all electrical system. In this perspective it is great importance that it has a consolidated energy planning in the expansion of the implementation of measures that guarantee the most efficient use of energy. This work consists of evaluating the applicability of Demand Management Sides techniques (DMS) on commercial class consumption units, show the saving that can be obtained by the measurement application, and also, observing the simultaneity of the demand curve with the generation curve, extracted through remote monitoring of photovoltaic systems installed near the units studied. In this study, it was possible to implement DSM techniques only of UC1, since for UC2, due to the operational particularities of the unit, it wasn't possible to remodel its load curve, only energy awareness measures are proposed. The methods of *valley filling and load shifting*, allowed UC1 to migrate to the white tariff modality and to maximize the instantaneous utilization rate of generation.

Keywords: Energy Management, Tariff Modality, Photovoltaic Systems.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Alternativas para o gerenciamento pelo lado da demanda	16
Figura 2 - Apresentação gráfica das estratégias de GLD.	19
Figura 3- Linha do tempo dos principais marcos regulatórios brasileiros na área de eficiência energética.	22
Figura 4 - Etiquetas de eficiência com selo: a)Procel e b)Conpet.....	23
Figura 5 - Classificação de resposta à demanda.....	26
Figura 6 - Estrutura tarifária.....	32
Figura 7 - Esquema da tarifação para consumidores do grupo A.....	38
Figura 8 - Esquema da tarifação para consumidores do grupo B.....	39
Figura 9 - Bandeiras tarifárias.....	41
Figura 10 - Consumo no Brasil em 2018.	49
Figura 11 - Esquema da metodologia utilizada.	54
Figura 12 - Analisador de qualidade de energia: Analisador do modelo DMI P100; b) Analisador instalado ao quadro geral da UC1.	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Exemplos de mudanças tecnológicas sofridas em alguns setores na década de 70.	21
Tabela 2 - Classificação do Grupo A de acordo com o nível de tensão de atendimento.	35
Tabela 3 - Classificação do Grupo B de acordo com a classe e subclasse.	35
Tabela 4 - Lista dos Feriados Nacionais	36
Tabela 5 - Unidades consumidoras (UC's) com geração distribuída.	43
Tabela 6 - Consumo por classe (GWh).	48
Tabela 7 - Participação do consumo final de cada equipamento no consumo total de energia por região.	51
Tabela 8 - Medidas de eficiência energética propostas para cada UC.	59

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Demanda e fornecimento de energia para 30 de abril.....	20
Gráfico 2 - Relação entre riscos e ganhos em tarifação dinâmica.....	29
Gráfico 3 - Tarifas de fornecimento proposta para o cenário 2.....	30
Gráfico 4 - Tensões diárias para o cenário 2 sem e com resposta da demanda.....	30
Gráfico 5 - Proporção de custos na tarifa.....	32
Gráfico 6 - Custo x Horários definidos para a Tarifa Branca.....	40
Gráfico 7 - Participação de cada fonte na geração distribuída em 2018.....	45
Gráfico 8 - Perfis de tensão para diferentes cenários de penetração.....	46
Gráfico 9 - Características demanda.....	47
Gráfico 10 - Fluxo contrário x demanda residencial.....	47
Gráfico 11 - Consumo nas regiões brasileiras em 2018.....	49
Gráfico 12 - Participação dos eletrodomésticos no consumo residencial no Brasil.....	50
Gráfico 13 - Curva de carga diária média no Brasil.....	51
Gráfico 14 - Curva de carga do consumidor comercial.....	52
Gráfico 15 - Curva típica de carga industrial.....	53
Gráfico 16 - Curvas características da UC1 e UC2.....	56
Gráfico 17 - Curva de carga real e modelada da UC1.....	58
Gráfico 18 - Percentuais de demanda em cada posto tarifário da UC1.....	58
Gráfico 19 - Custo de energia da UC1.....	60
Gráfico 20 - Custo de energia da UC2.....	61
Gráfico 21 - Variação anual da temperatura e precipitação na cidade de Arapiraca-AL.....	62
Gráfico 22 - Simultaneidade da geração e demanda da UC1.....	63
Gráfico 23 - Simultaneidade da geração e demanda da UC2.....	64

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

DSM	<i>Demand Side Management</i>
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
Conpet	Programa Nacional da Conservação do Uso de Derivados do Petróleo e Gás Natural
Conserve	Programa de Conservação de Energia Elétrica
CPP	<i>Critical Peak Pricing</i>
EER	Encargos Energia de Reserva
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
GD	Geração Distribuída
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
LD	Linha de Distribuição
LED	<i>Light Emitting Diodes</i>
LT	Linha de Transmissão
MEE	Medidas de Eficiência Energética
MME	Ministério de Minas e Energia
NOS	Operador Nacional do Sistema
ONG's	Organizações Não Governamentais
ONU	Organização das Nações Unidas
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PBE	Programa Brasileiro de Etiquetagem
PBE Veicular	Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular
PEE	Programa de Eficiência Energética
PEN	Política Energética Nacional
PME	Programa de Mobilização Energética
PNE	Plano Nacional de Energia
PNEf	Plano Nacional de Eficiência Energética
Procel	Programa Nacional de Energia Elétrica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PTR	<i>Peak Time Rebate</i>
RD	Resposta a Demanda
RDBI	Resposta a Demanda Baseada em incentivos
RDBP	Resposta da Demanda Baseada em Preço
RTP	Preço em Tempo Real
RTP	<i>Real Time Pricing</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC's	Transformadores de Corrente
TE	Tarifa de Energia

TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TOU	<i>Time-of-use</i>
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
UG	Unidade Geradora

LISTA DE SÍMBOLOS

C_{FP}	Consumo Fora Ponta (kWh)
C_{mensal}	Consumo Mensal (kWh/mês)
D_{cont}	Demanda Contratada (kW)
D_{FP}	Demanda Fora Ponta (kW)
D_P	Demanda Ponta (kW)
FC	Faturamento de Consumo (R\$)
TC_{FP}	Tarifa de Consumo Fora Ponta (R\$/kWh)
TC_P	Tarifa de Consumo Ponta (R\$/kWh)
TD	Tarifa de Demanda (R\$/kW)
TD_{FP}	Tarifa de Demanda Fora Ponta (R\$/kW)
TD_P	Tarifa de Demanda Ponta (R\$/kW)
$Pot_{sistema}$	Potência do Sistema (kWp)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 Objetivos	14
2. GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA (GLD)	15
2.1 Benefícios das Práticas de GLD.....	16
2.2 Práticas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD).....	17
3. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA.....	21
3.1 A Eficiência Energética no Brasil	22
4. RESPOSTA A DEMANDA (RD)	25
4.1 Tipos de Programas de Resposta a Demanda.....	25
4.1.1 Resposta a Demanda Baseada em Incentivos (RDBI)	26
4.1.2 Resposta a Demanda Baseada em Tarifas (RDBT).....	27
5. TARIFAÇÃO	30
5.1 Estrutura Tarifária	31
5.1.1 Parcela A	32
5.1.2 Parcela B	34
5.2 Classe Consumidora	34
5.3 Modalidade Tarifária.....	36
5.3.1 Modalidades tarifárias para o grupo A	37
5.3.2 Modalidades tarifárias para o grupo B	39
5.4 Bandeiras Tarifárias	41
6. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	42
6.2 Vantagens e Desvantagens da Geração Distribuída	44
6.1 Energia Solar	45
7. CONSUMO.....	48
7.1 Consumo Residencial.....	50
7.2 Consumo Comercial.....	51
7.3 Consumo Industrial	52
8. METODOLOGIA	53
9. RESULTADOS E DISCUSSÕES	56
10. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	64
Referências	66

1 INTRODUÇÃO

O mundo é dependente de energia elétrica. É por meio da eletricidade que a indústria e o comércio conseguem desenvolver seus produtos e serviços e, nas residências permite aos consumidores usufruírem do conforto proporcionados pela mesma. Entretanto essa dependência exige que novos mecanismos de utilização de energia sejam utilizados e novas fontes de geração de energia sejam inseridos na matriz elétrica, como alternativas de garantia da oferta de energia elétrica com qualidade e preço justo.

A Gestão pelo Lado da Demanda (GLD), também conhecido como *Demand Side Management (DSM)*, é um mecanismo¹ de planejamento e implementação de técnicas, que em conjunto com ações da concessionária, estimula que o consumidor faça uso de suas cargas de forma mais eficiente, geralmente estimulados por incentivos econômicos, para suavizar a curva de carga horários de pico do sistema elétrico (informação verbal)¹. Ou seja, a GLD além de beneficiar o consumidor é uma alternativa vantajosa para o sistema elétrico nacional, uma vez que a partir da variação dos preços do kWh de energia nos postos tarifários, definidos pelas concessionárias, os consumidores dinamizam sua curva de carga.

Esse mecanismo de gestão energética possui uma flexibilidade do operante, ou seja, o comando de uso das cargas pode ser desempenhado tanto pela concessionária (GLD direto) quanto pelo próprio consumidor (GLD indireto). De acordo com Zortea *et al.* (2017), quando o operador é a concessionária, o objetivo principal é aumentar a eficiência e garantir a estabilidade da rede elétrica com a redução da demanda de pico. Já para o consumidor, o objetivo é, sem dúvidas, reduzir as despesas com energia. Porém, para definir o potencial desta economia é preciso analisar alguns fatores, como: quantidade cargas controláveis, capacidade de armazenamento, amplitude das variações de preço.

Em geral, as técnicas de redução de pico, preenchimento de vales, deslocamento de carga, conservação estratégica, crescimento estratégico e curva de carga flexível, são métodos de GLD aplicadas visando o aumento da eficiência do sistema elétrico e a economia financeira alcançados com a execução desses mecanismos.

Outra medida adotada que garante o suprimento energético se dá pela inserção de fontes renováveis através da geração distribuída. O panorama das fontes alternativas limpas, conta com aumento constante do número de participantes, com microgeração ou minigeração.

¹ Fala do prof. Huilman Sanca Sanca no Minicurso Introdução aos Sistemas de Distribuição em 9 jun.2020.

Atualmente, segundo a ANEEL (2020), o Brasil já possui 2,97 GW de potência instalada, sendo a classe comercial responsável por 39,71% dessa potência e a classe residencial a que apresenta maior número de sistemas instalados (173.373 sistemas). A fonte que mais contribui para a expansão da geração distribuída no país é a fonte solar.

A redução no preço dos sistemas fotovoltaicos, manutenção mínima e de baixo custo, e por ser uma energia limpa, faz a fonte solar ser destaque na matriz de geração distribuída. Entretanto, a penetração massiva, desordenada e mal planejada pode afetar a atual estrutura do sistema elétrico e impactar negativamente na qualidade de energia devido ao aumento das flutuações dos parâmetros elétricos na linha de distribuição. Até maio de 2020 a ANEEL registrou 239.292 sistemas fotovoltaicos *on-grid*, que totalizam 2,79GW de potência instalada.

Sabendo que, o aumento desordenado do fluxo reverso causa prejuízo ao sistema elétrico, esse fato expande a oportunidade do aumento da aplicação de técnicas de GLD, seja isoladas ou em conjunto com a geração distribuída, por ser uma alternativa de grande eficácia para o controle da demanda, preservação da qualidade de energia e redução do custo mensal com energia elétrica.

Pensando na segurança do sistema elétrico, no aumento da matriz de geração distribuída, na qualidade de energia e o elevado custo de energia, o presente trabalho teve por designo analisar a influência das técnicas de GLD para UC's comerciais. Embora as unidades estudadas pertençam a classe B3, de acordo com a classificação da ANEEL (2010), os ramos de atividades exercidos em cada unidade (na UC1 funciona uma clínica de fisioterapia e na UC2 uma padaria) fizeram com que as medidas de gestão propostas fossem distintas para cada caso.

A metodologia adotada nesse trabalho foi baseada na medição da demanda e análise de faturas frente a adoção de medidas de GLD e, ainda, a previsão do comportamento de um sistema fotovoltaico.

Desta forma, com base nos efeitos provocados pelos mecanismos de Gerenciamento pelo Lado da Demanda, foi viável obter uma curva de carga remodelada, aderir a modalidade da tarifa branca, contribuir com a economia financeira para o consumidor e observar a redução de fluxo reverso na rede.

1.1 Objetivos

A adoção de práticas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) é recente no Brasil e entende-se que é necessário fazer um diagnóstico sobre os resultados técnicos e econômicos dessa prática no uso final da energia.

O objetivo dessa pesquisa foi avaliar e discutir o impacto da aplicabilidade da GLD, através dos perfis de demanda e geração da classe comercial.

Essa avaliação foi feita por meio da proposição de indicadores:

- traçar o perfil da demanda de energia elétrica da classe comercial;
- avaliar a viabilidade da tarifa branca para a classe comercial;
- discutir medidas de GLD e eficiência energética;
- analisar a simultaneidade da demanda e geração de energia.

2. GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA (GLD)

O sistema elétrico sofre preocupações constantes em fornecer energia de qualidade e com preço justo, devido ao aumento substancial da demanda por energia elétrica. A eletricidade é fundamental para estruturação do meio social, econômico, político e técnico em todo o mundo. Dessa forma, há a necessidade da busca de inserção de novas maneiras de utilização da energia, como o uso racional e consciente de energia e adoção estratégica de técnicas de GLD, objetivando a redução da demanda futura de energia, sem influenciar no bem-estar dos consumidores e sendo capaz de promover a garantia do fornecimento da energia elétrica.

Demand Side Management (DSM), ou popularmente conhecido como gerenciamento pelo lado da demanda (GLD), refere-se a práticas de atividades que tem por objetivo remodelar a curva de carga dos consumidores sem influenciar seu conforto, através de incentivos financeiros, práticas de educação para uso racional da energia e oportunidades de indicadores econômicos em horários convenientes, de acordo com Balijepalli *et al.* (2011) citado por Sousa (2013).

A remodelagem da curva de carga pode ser obtida através de tarifas variáveis, de medidas de eficiência energética, uso racional de energia, geração distribuída, substituição de combustíveis, aplicações energéticas emergentes e programas de resposta à demanda, como mostrado na Figura 1. (SIEBERT, 2013)

Figura 1 - Alternativas para o gerenciamento pelo lado da demanda



Fonte: Siebert (2013).

2.1 Benefícios das Práticas de GLD

Com objetivo de aproveitar com mais eficácia os recursos energéticos disponíveis, as práticas de GLD geram uma economia para o setor elétrico, por postergar novos investimentos em unidades geradoras (UG's), linhas de transmissão (LT's) e redes de distribuição. Embora não apenas as concessionárias sejam beneficiadas com as técnicas de GLD como também os consumidores podem reduzir os custos com energia.

As práticas de GLD tem por objetivo, baseado em Braga (2018) e Toledo (2012):

- aumentar a confiabilidade da rede;
- aprimorar a eficiência operacional;
- balancear a rede elétrica;
- gerenciar os gastos com energia;
- proporcionar um maior controle dos equipamentos;
- favorecer a geração distribuída (GD), controlando a demanda e o fornecimento de energia;
- aumentar a utilização e o fator de carga das unidades geradoras;
- reduzir a geração;
- possibilitar o acréscimo de novas cargas, a exemplo: os carros elétricos.

2.2 Práticas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD)

O elevado consumo e a necessidade contínua do fornecimento de energia elétrica exigem que o sistema elétrico seja mais eficiente. Em outras palavras, a oferta e a demanda devem ser proporcionais para alcançar a estabilidade da rede e o suprimento da sociedade.

As práticas de GLD podem ser feitas tanto pela concessionária quanto pelo consumidor, embora o objetivo de ambas seja único: variar a curva de carga de forma a reduzir os custos com energia. Assim, as práticas de GLD se dividem em dois tipos: GLD direto e GLD indireto.

Quando as técnicas de gestão são realizadas pela concessionária são chamadas de *GLD direto*. Nessa categoria, o operador (concessionária) determina as cargas a serem desligadas ou reduzidas, de acordo com as condições presentes no contrato de interrupção com o consumidor. (BRAGA, 2014)

O gerenciamento direto necessita que a concessionária tenha posse de um sistema de automação robusto, para garantir que o controle da carga seja confiável. Para isso, nessa categoria de gestão, a concessionária deve investir em automação total, desde a transmissão até a distribuição. Aqui no Brasil o GLD direto não é praticado, por não existir a automação exigida para a funcionalidade da gestão, já nos Estados Unidos esse mecanismo é utilizado e, em 2012, teve grande efeito na redução de pico de demanda do sistema (informação verbal)².

Porém, quando o remanejamento da carga se dá pelo consumidor, chama-se de *GLD indireto*. Segundo Zortea *et al.* (2017), é preciso analisar a quantidade cargas controláveis, a capacidade de armazenamento e a amplitude das variações de preço para optar pelo melhor grupo tarifário e a forma que o usuário irá utilizar suas cargas, afim de obter economias satisfatórias.

As estratégias aplicadas para modelar a curva de carga são as mesmas, independentes de ser GLD direto ou GLD indireto, pois a diferença entre ambas é o controlador da curva de carga, podendo ser a concessionária ou o consumidor. Dessa forma existem sete métodos de gerenciamento pela demanda: conservação estratégica, crescimento estratégico da carga, curva de carga flexível, deslocamento de carga, preenchimento de vales, redução de picos e até mesmo a geração distribuída.

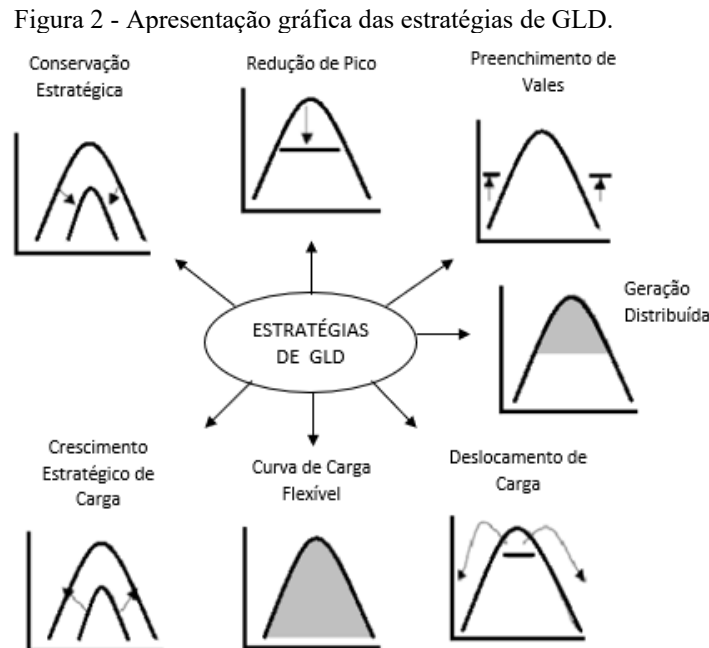
² Fala do prof. Huilman Sanca Sanca no Minicurso Introdução aos Sistemas de Distribuição em 9 jun.2020.

Nesse contexto, são explicadas abaixo, com base em Siebert (2013), Braga (2014), Cunha (2016), as formas de modelagem da curva de carga que se enquadram nas práticas de GLD:

- I. Conservação Estratégica (*strategic consevation*): é a redução da demanda ao longo de todo o período de consumo, obtida por ações da concessionária em promover programas de eficiência energética, com a substituição de equipamentos antigos por novos que apresentem melhores níveis de eficiência.
- II. Crescimento estratégico da carga (*strategic load growth*): se dá quando a concessionária estimula o consumo no período fora ponta, aumentando a venda de energia a um menor custo e, conseqüentemente, ajustando os vales da curva de carga do consumidor.
- III. Curva de carga flexível (*flexibe load shape*): está atrelado a confiabilidade do sistema elétrico, garantindo ao consumidor a não-interrupção de suas cargas, o gerenciamento integrado de energia e aparelhos individuais de controle. No entanto, a qualidade da energia entregue ao consumidor é afetada em troca dos incentivos financeiros da lei da oferta e demanda de energia.
- IV. Deslocamento de carga (*load shifting*): incentiva a mudança do consumo no período em que o preço do kWh é mais caro (horário de pico), não havendo a redução de consumo, mas apenas o deslocamento de parte do consumo para período fora pico. Essa técnica é resultado da combinação da técnica de corte de ponte e preenchimento de vale.
- V. Preenchimento de vales (*valley filling*): objetiva preencher os vales da curva de carga existente no período fora ponta, resultando na redução do custo de serviço das concessionárias devido a maior distribuição dos custos fixo ocasionados pelo aumento das vendas de energia e do fator de carga da unidade consumidora (razão entre a demanda média e demanda máxima) no horário fora pico.
- VI. Rebaixamento de picos (*peak clipping*): É a redução da carga do horário de ponta por parte das concessionárias (GLD direto), resultando na diminuição da demanda no período de pico.
- VII. Geração distribuída: a geração de energia elétrica próximo a unidade consumidora (UC) objetiva suprir a necessidade elétrica do prosumidor (pessoa que tanto consome quanto produz), além de poder ser utilizada quando

a concessionária ofertar energia em um preço mais alto ou quando não haver interrupção na distribuição de energia por parte da mesma.

Na Figura 2 é apresentado graficamente as estratégias de GLD para gerenciamento da carga explicadas anteriormente.



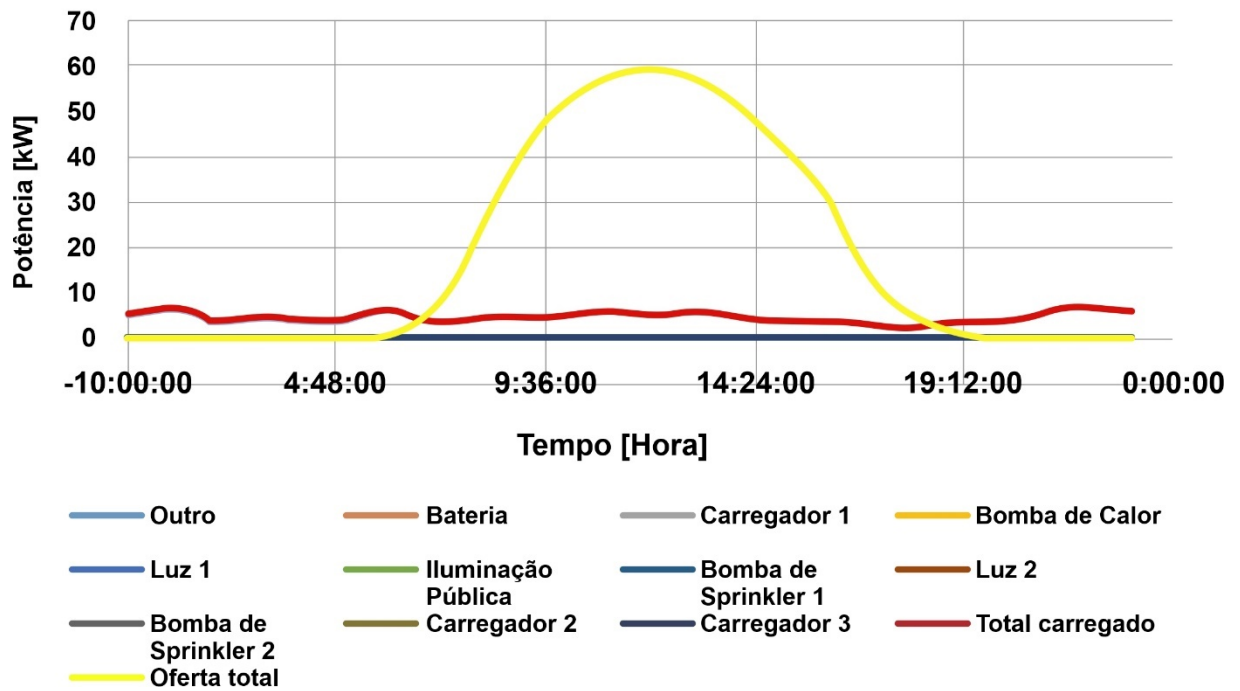
Fonte: Adaptado de Cunha (2016).

A geração distribuída juntamente com técnicas de GLD permite que os consumidores possam fazer uso mais eficiente de sua geração e com isso reduzir o *payback* do investimento, reduzir as despesas mensais de energia e contribuir para minimizar as flutuações da rede provenientes da penetração de energia excedente. Kerekes e Hartmann em 2017 comparou o aproveitamento do potencial de geração do Parque de Energias Renováveis, construído na cidade de Fót situada no norte da Húngria, com o deslocamento de cargas de acordo com a curva de geração solar e baterias instaladas no parque. Eles mostraram que a não linearidade do uso das cargas proporcionou um aumento na taxa de aproveitamento da energia gerada diariamente, como pode ser visto no Gráfico 1.

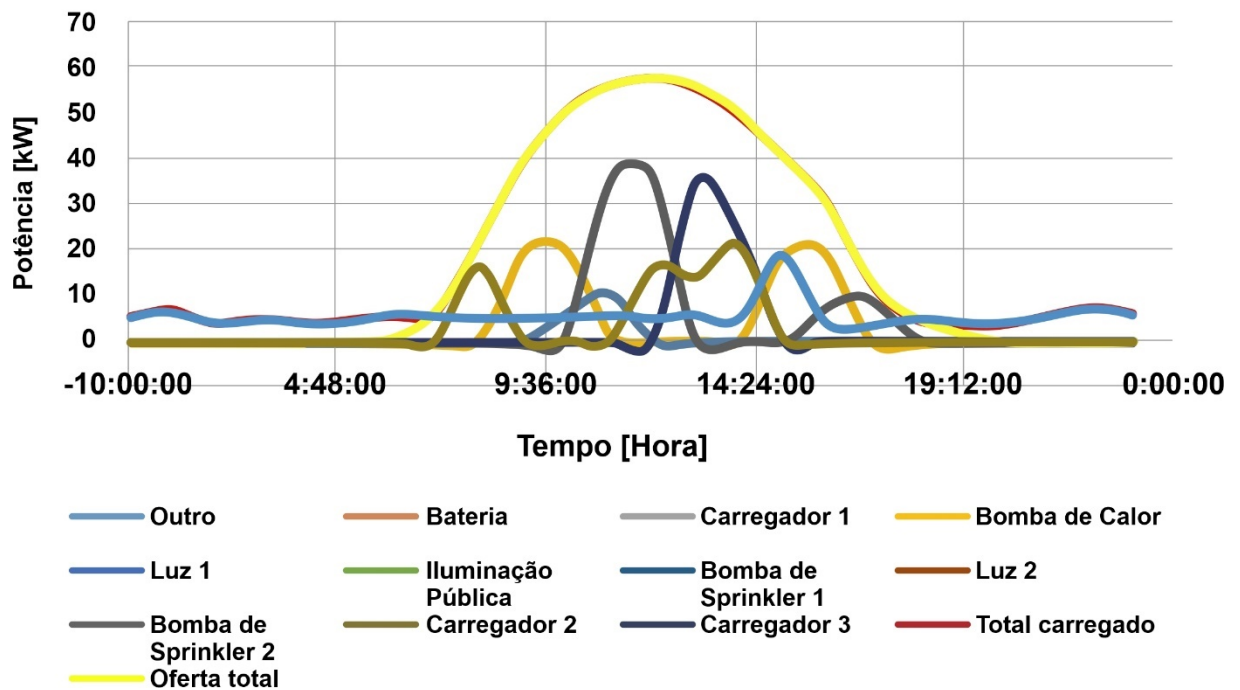
As práticas de GLD possibilitam que qualquer classe consumidora (residencial, comercial, rural ou comercial) contribua para a otimização da eficiência da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), através do gerenciamento da demanda, reduzindo o carregamento no horário de ponta e interrupções do sistema elétrico. As medidas principais de GLD são em função da eficiência energética e da Resposta da Demanda (RD).

Gráfico 1 - Demanda e fornecimento de energia para 30 de abril.

Consumo - 30 de Abril



Consumo Modificado - 30 de Abril



Fonte: Adaptado de Kerekes e Hartmann (2017).

3. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

A eficiência energética nada mais é que o uso racional de energia. É gerar a mesma quantidade de energia com menos recursos naturais ou realizar trabalho com menos energia, sem alterar o conforto e a qualidade.

A eficiência energética surgiu por consequência dos choques de petróleo e a crise energética internacional na década de 70. Esses marcos históricos se deram pela alta dos preços do principal insumo energético: o petróleo. A dependência de energia para continuação do desenvolvimento econômico “obrigou” os países, por necessidade, racionar os recursos energéticos a partir do melhoramento da operação, controle e gerenciamento energético. (POMPERMAYER; FURTADO, 1998)

Na Tabela 1, ainda baseado em Pompermayer e Furtado (1998) é mostrado resumidamente exemplos de algumas modificações tecnológicas realizadas em cada setor de atividade.

Tabela 1 - Exemplos de mudanças tecnológicas sofridas em alguns setores na década de 70.

SETOR DA ATIVIDADE	MUDANÇAS
INDUSTRIAL	<p>Indústria do Cimento:</p> <ul style="list-style-type: none"> • substituição do processo "seco" pelo "úmido". <p>Indústria do Ferro e do Aço:</p> <ul style="list-style-type: none"> • melhoramento da combustão nos fornos (<i>blast furnace</i>); • substituição dos processos tradicionais (baseados em oxigênio) por processos "<i>electric-arc</i>"; • substituição dos processos de batelada pelos de fluxo contínuo; • e dispositivos de recuperação de calor residual.
TRANSPORTE	<ul style="list-style-type: none"> • melhoramento da eficiência energética do motor; • melhoramento da eficiência aerodinâmica; • redução do peso do veículo.
SETOR RESIDENCIAL	<ul style="list-style-type: none"> • mudanças técnicas no <i>design</i> das casas e no isolamento térmico; • melhoramento nos sistemas de ventilação e de aquecimento; • melhor desempenho na produção e distribuição do calor.

Fonte: Autoria própria (2019), baseado em Pompermayer e Furtado (1998).

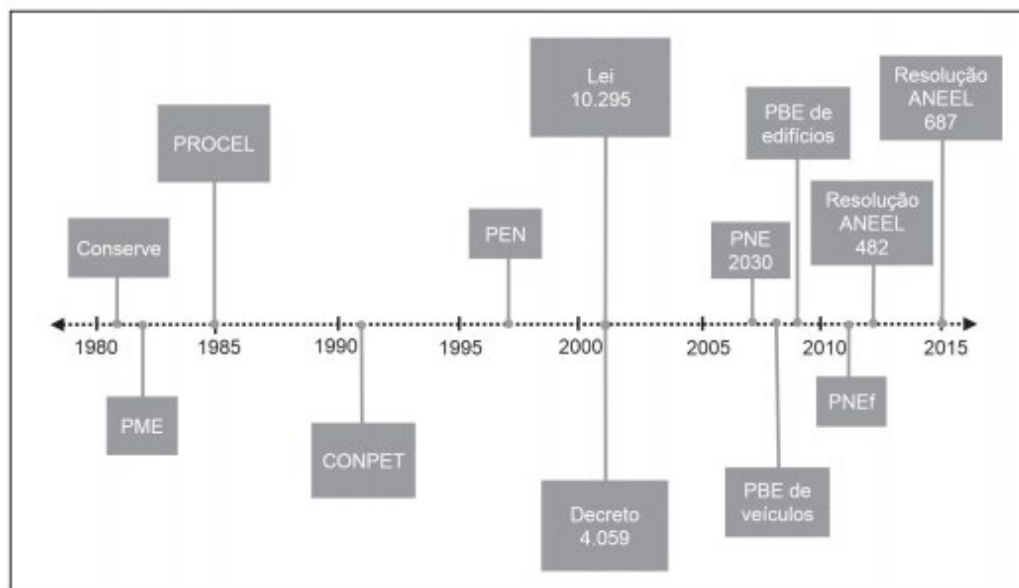
O impacto do petróleo e seus derivados na busca por medidas mais eficientes não parou nos anos 70. Na década de 80, o uso desenfreado dos combustíveis fósseis causou preocupações ambientais, pelo fato de emitirem gases que agravam o efeito estufa. Dessa forma, em 1997, países que integram a Organização das Nações Unidas (ONU) se reuniram no Japão e assinaram o Protocolo de Kyoto, com o objetivo de reduzir as emissões de CO₂ através de medidas e mecanismos de eficiência energética. (CASTRO, 2015)

Em suma, as medidas de eficiência energética têm por objetivo: otimizar o uso de energia minimizando os desperdícios e utilizando tecnologias mais eficientes; ajudar ao meio ambiente reduzindo a emissão de poluente; contribuir para a segurança energética através do controle de demanda e proporcionar redução de custo com energia elétrica.

3.1 A Eficiência Energética no Brasil

Os principais marcos brasileiros no âmbito da eficiência energética, que serão discutidos nessa seção, são apresentados na figura abaixo (Figura 3).

Figura 3- Linha do tempo dos principais marcos regulatórios brasileiros na área de eficiência energética.



Fonte: Altoe *et al.* (2017).

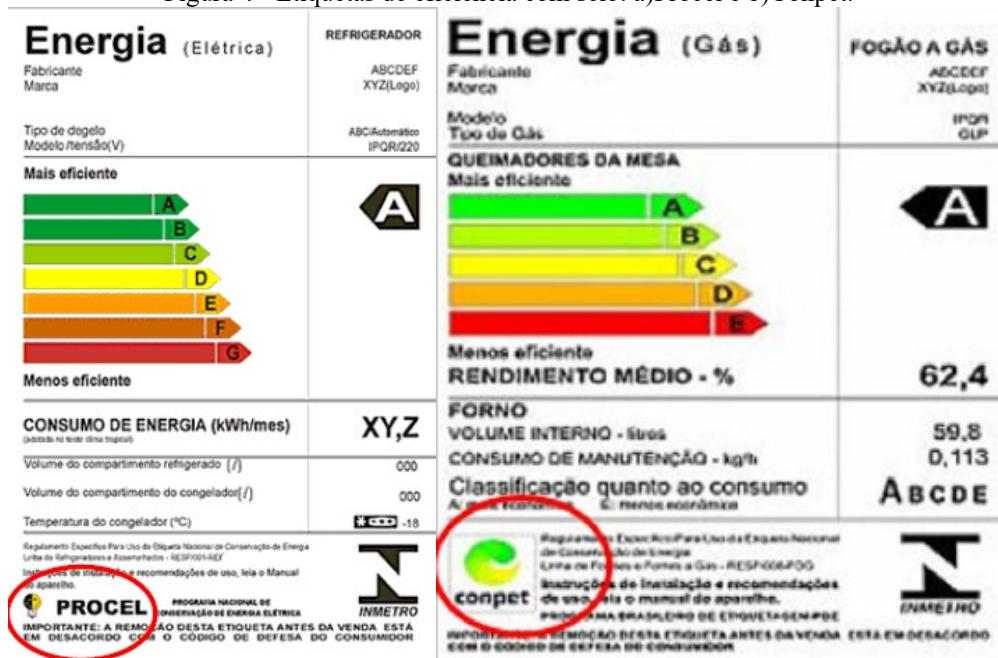
Em 1981 o programa governamental impulsionou a eficiência energética no país, nomeado como Programa de Conservação de Energia Elétrica ou popularmente conhecido como o Conserve, “que visava o uso de energia de fontes nacionais, conservar a energia na indústria e desenvolver produtos eficientes. No ano posterior, o governo determinou cotas de

abastecimento para controlar o uso de derivados de petróleo, nascendo então o Programa de Mobilização Energética (PME).

Em 1985, o Ministério de Minas e Energia juntamente com o Ministério da Indústria do Comércio Exterior instituiu o Programa Nacional de Energia Elétrica (Procel) com o intuito de promover a racionalização energética, com a erradicação dos desperdícios e limitando os custos e os investimentos setoriais (ALTOE *et al.*, 2017).

O Procel funciona através de um selo, indicando que o equipamento apresenta algum benefício de eficiência energética. Assim, pode-se afirmar que o Procel foi a base para o Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE). As etiquetas do PBE são de responsabilidade do INMETRO, podendo possuir selo Procel ou Conpet. As etiquetas tem o papel de informar quanto ao consumo dos equipamentos ou máquinas, variando de A a G, a depender do nível de eficiência dos equipamentos, conforme mostrado na Figura 4. O PBE tem uma forte contribuição no aguçamento da indústria para a produção e aquisição de equipamentos mais eficientes, contribuindo desta forma para a competitividade dos processos de inovação e desenvolvimento tecnológico.

Figura 4 - Etiquetas de eficiência com selo: a)Procel e b)Conpet.



Fonte: Adaptado de Castro (2015).

Oposto ao Conserve, no ano de 1991 o governo passou a estimular o uso de fontes não renováveis a partir do Programa Nacional da Conservação do Uso de Derivados do Petróleo e Gás Natural (Conpet). Esse programa, assim como o Procel, possui um selo que garante a

eficiência de equipamentos que utilizem alguma fonte fóssil a exemplo de: aquecedores a gás, fornos, fogões e veículos leves.

A Lei de nº 9.447/1997, conhecida como a Lei do Petróleo, apesar de originar o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP) também é constituída pelos princípios e objetivos da Política Energética Nacional (PEN), para o aproveitamento racional das fontes de energia. (BRASÍLIA, 1997). Os princípios da PEN é garantir o desenvolvimento do setor energético do país, mediante a elaboração e execução de políticas públicas energéticas intencionadas na conservação energética e no meio ambiente.

Apesar dos primeiros passos da eficiência energética no Brasil terem sido com os programas Conserve, PME, Procel, PBE e o Conpet, a Lei de nº 10.295/2001 nomeada como Lei da Eficiência Energética simboliza o início das políticas brasileiras de eficiência energética. Regulamentada pelo Decreto nº 4.059/2001, dentre as disposições desta lei, destacam-se:

“Art. 1º A Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia visa a alocação eficiente de recursos energéticos e a preservação do meio ambiente.

Art. 2º O Poder Executivo estabelecerá níveis máximos de consumo específico de energia, ou mínimos de eficiência energética, de máquinas e aparelhos consumidores de energia fabricados ou comercializados no País, com base em indicadores técnicos pertinentes.” (BRASÍLIA, 2001)

O Plano Nacional de Energia (PNE 2030) é um estudo conduzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) junto ao Ministério de Minas e Energia (MME), onde fomenta o planejamento, a longo prazo, do setor energético do país, objetivando atender a demanda de todos os setores da economia através do uso integrado e sustentável das fontes de energia disponíveis.

O Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf), segundo o Ministério de Minas e Energia (2011), expõe uma gama de Medidas de Eficiência Energética (MEE) que podem ser desenvolvidas para aumentar a conservação de energia nos setores industrial, transportes, edificações, iluminação pública, saneamento, educação, entre outros. Alguns exemplos das propostas contidas no PNEf, de acordo com Altoe *et al.* (2017) são:

- incentivo ao uso de Light Emitting Diodes (LED);
- substituição de equipamentos ineficientes por meio de incentivos fiscais;
- a difusão do Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBE Veicular) para outros tipos e modelos de veículos;
- o incentivo a diversificação da matriz de transporte, diminuindo a dependência por rodoviários;

- ampliação do PBE e Procel para aparelhos sanitários;
- tornar obrigatório a certificação de eficiência energética em edificações.

Diante da redução dos índices de chuvas e o aumento da participação massiva de fontes renováveis para garantir a demanda energética surge a Resolução Normativa nº 482 de 2012 (REN 482/2012) que, posteriormente, sofreu algumas alterações em suas disposições, passando a vigorar a Resolução Normativa nº 687 de 2015.

A REN 482/2012 institui os critérios para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, juntamente com o sistema de compensação de energia elétrica, que foi alterada em 2015 após audiência pública. (ANEEL, 2012).

4. RESPOSTA A DEMANDA (RD)

A resposta a demanda (RD) ocorre quando o consumidor ajusta seu perfil de demanda por influência de preço (tarifas horo sazonais, multas ou descontos) para garantir a confiabilidade do sistema elétrico. (CUNHA, 2016 e SOUZA, 2014).

Além de garantir a confiabilidade do sistema elétrico, os programas de RD podem aumentar a capacidade de distribuição de energia à medida que a curva de carga dos consumidores seja mais plana e, permitir que as concessionárias negociem com grandes consumidores a energia não consumida por pequenos consumidores (residenciais e comerciais).

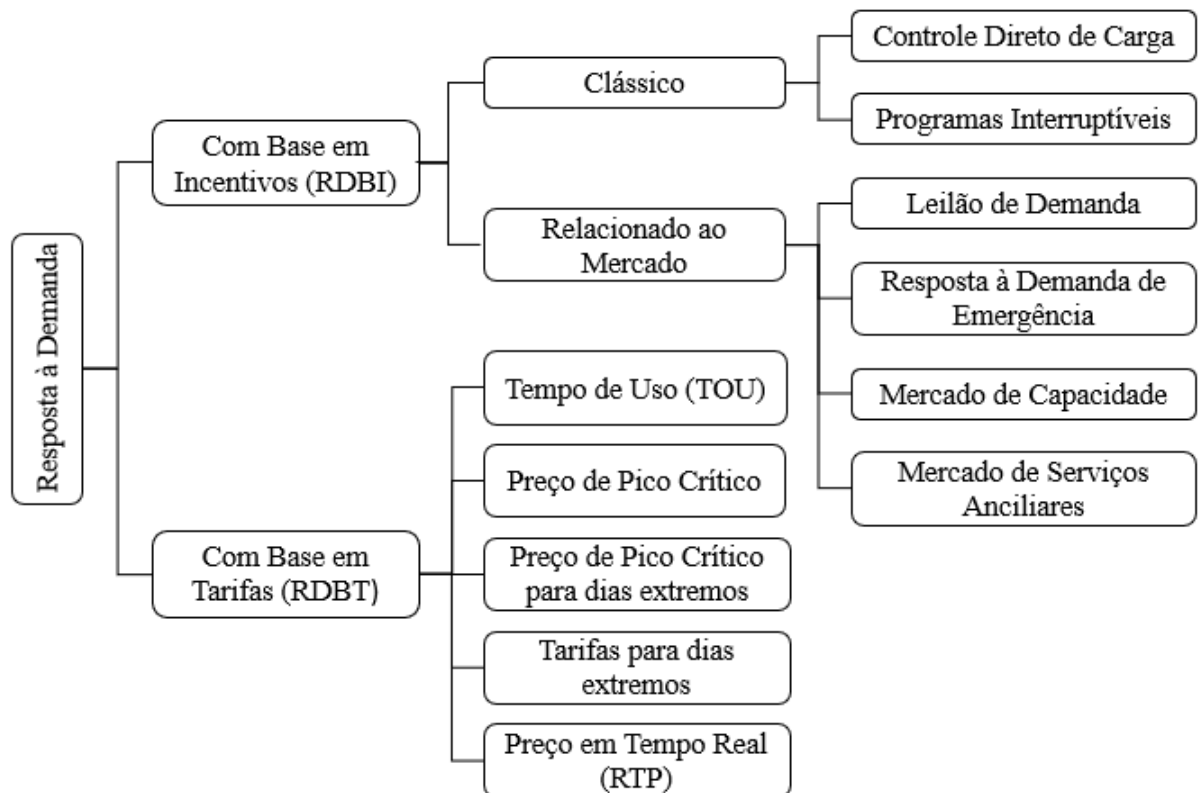
Na elaboração de programas de resposta a demanda, é comum basear-se na tarifação para alcançar os objetivos desejados. Entretanto, deve-se considerar outras ferramentas como: uso de equipamentos e técnicas de eficiência; incentivos de programas governamentais, garantia da carga do estabelecimento, entre outros.

4.1 Tipos de Programas de Resposta a Demanda

Graças a expansão das redes inteligentes (*smart grids*) os mecanismos de RD estão sendo mais variados e eficazes, devido a agilidade dos *feedbacks* entre o sistema elétrico e o consumidor. As *smart grids* permitem o monitoramento e coordenação da eletricidade em tempo real, havendo a troca instantânea de informações bidirecionais, resultando na otimização nas respostas ao consumo e na detecção dos problemas quanto ao uso da energia. (SOUZA, 2013).

Existem diversas classificações na literatura para os programas de resposta a demanda seja pela velocidade, duração da resposta, tipo da carga, tipo de controle ou tipo de resposta. Entretanto, a maioria dos autores consideram que os programas de resposta podem manifestarem de duas formas para o consumidor: baseado em preços ou incentivos, como mostrado na Figura 5.

Figura 5 - Classificação de resposta à demanda.



Fonte: Adaptado de Siebert (2013).

4.1.1 Resposta a Demanda Baseada em Incentivos (RDBI)

A Resposta da Demanda Baseada em Incentivos (RDBI), do inglês *incentive-based*, inclui programas que dão aos clientes incentivos financeiros, fixos ou variáveis, adicional a tarifas de energia elétrica ou pagamentos antetipados, para que os mesmos reduzam a demanda quando o sistema apresentar ameaça na confiabilidade e redução da oferta. Os clientes são avisados para reduzir a demanda, seja desligando algum aparelho, alterando os processos industriais e retardando algumas práticas de consumo. Em caso de descumprimento de redução da carga, os participantes desses programas, podem sofrer as penalidades descritas no contrato firmado entre as partes. (CUNHA, 2016; EPE, 2019 e MORAES, 2018)

Cada programa baseado em incentivo garante aos participantes benefícios e responsabilidades. Adiante, são apresentados aspectos de cada tipo de RDBI e como se dá a funcionalidade de cada um, baseando-se em EPE (2019), Goulart (2015), Sousa (2013), Moraes (2018) e Siebert (2013):

- Controle Direto da Carga (*direct load control*): nesse programa o operador (concessionária ou operador do sistema) remotamente desconecta ou reduz a demanda do consumidor. Essa ação deve ocorrer sob aviso prévio ao consumidor e pode ser aplicada a qualquer classe consumidora.
- Programas Interruptíveis: esse programa tem acionamento indireto, onde os consumidores desse programa recebem uma proposta financeira ou descontos para que reduzam uma quantia de demanda pré-estabelecida em contrato, em situações de vulnerabilidade sistema. Em caso de não cumprimento o cliente é notificado.
- Leilão de Redução de Demanda, *Demand Bidding* ou Participação Econômica nos Mercados de Energia: os consumidores enviam ofertas de redução de demanda ao sistema, considerando a capacidade de redução de demanda e o dinheiro que deixou de ser apurado pela regalia. Nesse programa ganha a proposta quem fornece o menor valor comparado ao de mercado e das demais ofertas.
- Programas de Emergência: os consumidores são pagos para reduzir a demanda com o intuito de evitar a sobrecarga mediante apresentação de falha da rede. O pagamento será de acordo com o alívio de carga durante o incidente.
- Participação no Mercado de Serviços Ancilares: esse programa é similar ao Leilão de Redução de Demanda, onde os consumidores ofertam ao operador redução da carga para operar *standby by*, mas em contrapartida eles são pagos pelo preço *spot* (cotação de mercado a curto prazo), em caso de necessidade de redução de demanda.
- Participação no Mercado de Capacidade: o cliente reduz a carga, contribuindo com a oferta de geração energia provinda de outros recursos. Os participantes desse programa são avisados com até vinte e quatro horas de antecedência e o incentivo é a remuneração antecipada.

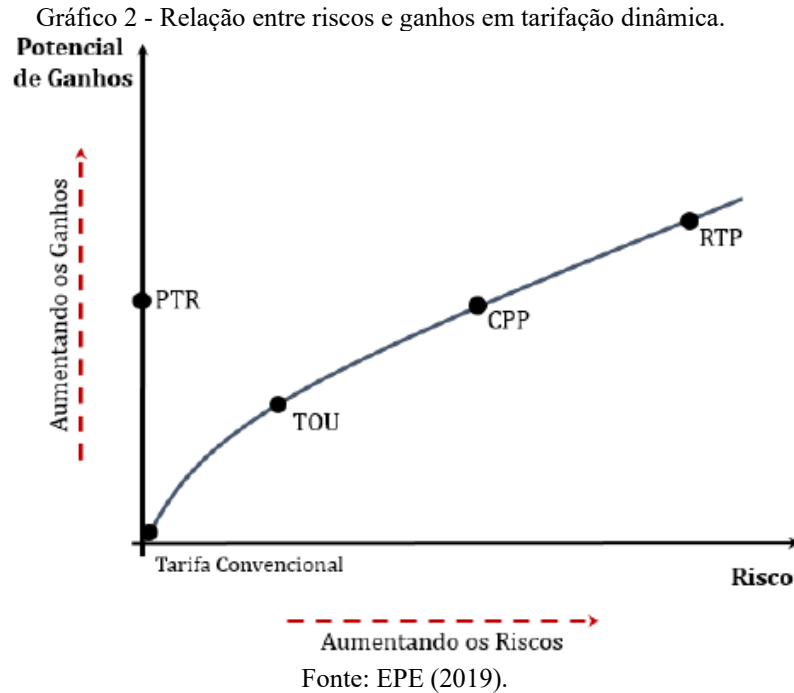
4.1.2 Resposta a Demanda Baseada em Tarifas (RDBT)

A Resposta da Demanda Baseada em Tarifas (RDBT), do inglês *price-based*, é o ajuste do consumo de energia por parte dos consumidores, que possuem postos tarifários, em reação a flexibilidade dos preços da energia ao longo do dia estabelecidos pelas concessionárias.

Essa modalidade inclui tarifações dinâmicas que beneficiam economicamente os consumidores apesar de poder afetar o bem-estar do consumidor em algumas horas do dia. Abaixo são explicadas o porquê das diferenças das tarifações dinâmicas (EPE, 2019):

- Tempo de uso ou *Time-of-use* (TOU): A tarifa do tipo TOU divide o dia em períodos de tempo resultando em uma elasticidade de preço para cada período, conforme o custo e o perfil de carga de cada período. As tarifas verde, azul e branca pertencem a modalidade tipo TOU.
- Preço de Pico Crítico ou *Critical Peak Pricing* (CPP): essa modalidade é semelhante a TOU, mas a elevação dos preços se dá quando o sistema é estressado durante um pequeno tempo. No entanto, a elevação repentina do preço é compensada por descontos no preço padrão das outras horas, pois a receita anual da concessionária de distribuição deve ser preservada.
- Tarifas para dias extremos: o aumento do preço de pico se estende por 24h e não apenas durante o período de estresse do sistema, como acontece na CPP. Nesse tipo de tarifa, o consumidor não tem aviso prévio.
- Preço de Pico Crítico para dias extremos: são utilizadas tarifas do tipo CPP para dias em que o sistema elétrico está muito perturbado. Todavia é utilizada uma tarifa linear nos demais dias.
- Preço em Tempo Real ou *Real Time Pricing* (RTP): Os integrantes que compõem os programas RTP, pagam energia a uma tarifa com valor aproximado ao preço *spot* de energia do momento. Os consumidores são informados sobre os preços de energia com um prazo de 1h à 24h de antecedência. Os programas de RTP pode ser oferecido a todas as classes de clientes.

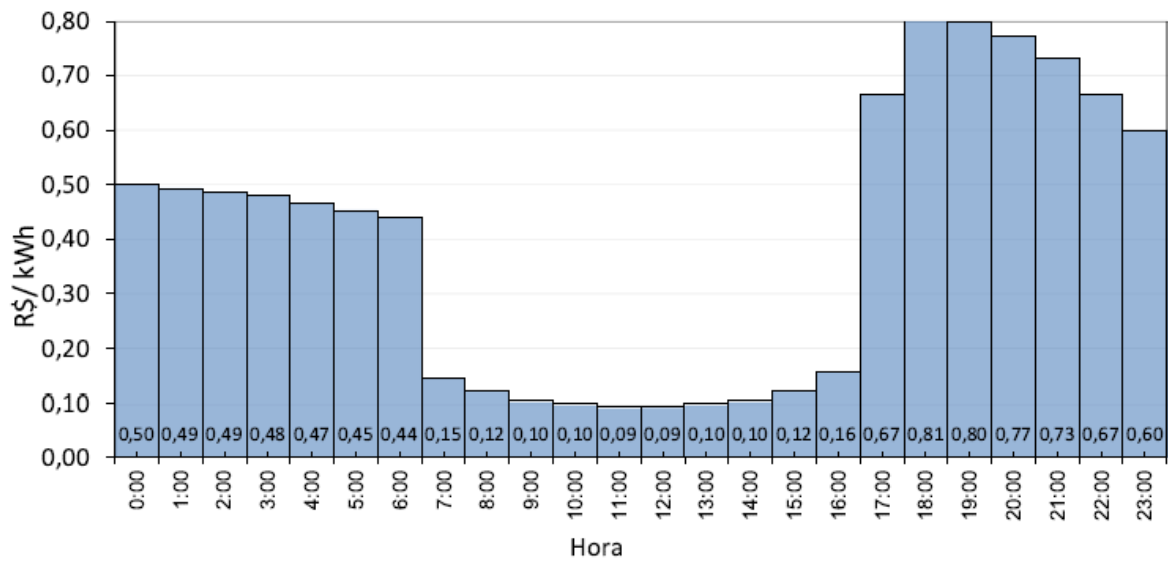
Segundo a EPE (2019) os programas de resposta a demanda baseada em tarifa expõe que o consumidor esteja exposto aos riscos e ganhos de cada tarifa e, que, a tarifa RTP é a que possui o melhor potencial de ganho, ao mesmo tempo em o risco também é maior devido aos critérios de funcionalidade dessa classificação de tarifa, como mostrado no Gráfico 2.



Em um estudo realizado por Moreira (2017), o autor demonstra que a RDBT além de proporcionar benefícios econômicos, é uma ferramenta de grande eficácia para o controle dos níveis de tensão da rede, principalmente para o atual cenário elétrico que conta com a crescente participação dos sistemas fotovoltaicos. O autor avaliou o impacto que a RDBT provoca nos níveis de tensão na rede de distribuição e no carregamento do transformador. Inicialmente ele determinou a elasticidade dos preços do kWh (Gráfico 3) característico para o comportamento de carga e geração da situação analisada, já que é o ponto chave para a resposta da demanda baseado na tarifa é a elasticidade do preço de energia. O Gráfico 3 mostra com clareza que o preço do kWh é baixo nos períodos característicos de elevada taxa de geração (7:00h-16:00h), e aumenta à medida que a geração diminui, mas o consumo tende a aumentar (início da manhã e final de tarde).

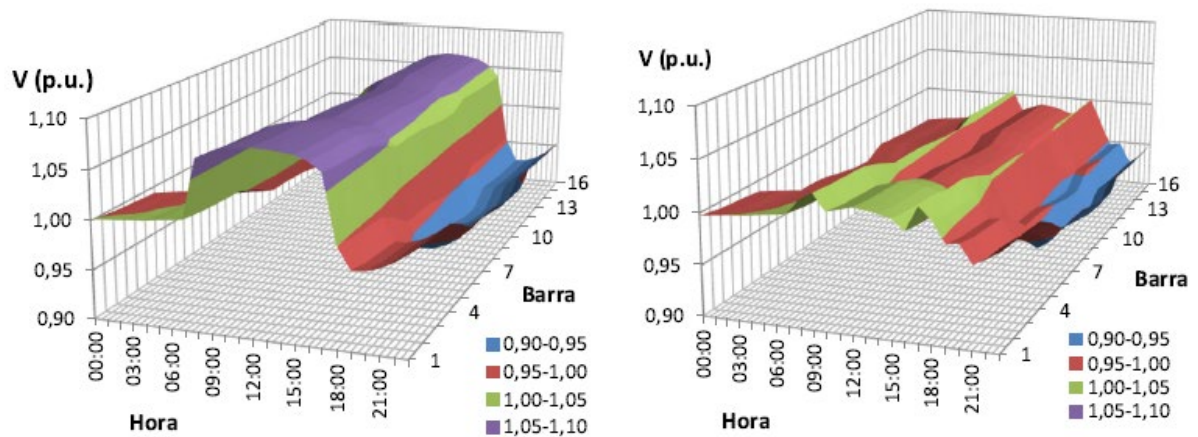
Moreira (2017) concluiu através do Gráfico 4 que na ausência RDBT a tensão se eleva justamente no período predominante da máxima geração e é possível ter seus níveis controlados quando se adere a aplicabilidade de RDBT frente a uma estrutura tarifária dinâmica. As exposições realizadas através dos Gráficos 3 e 4 é considerando que a rede possui 30% de participação de sistemas de geração distribuída.

Gráfico 3 - Tarifas de fornecimento proposta para o cenário 2.



Fonte: Moreira (2017).

Gráfico 4 - Tensões diárias para o cenário 2 sem e com resposta da demanda.



Fonte: Moreira (2017).

5. TARIFAÇÃO

No Brasil e no mundo, as tarifárias aplicadas pelas concessionárias aos consumidores são indicadores fundamentais para a garantia da funcionalidade das práticas de GLD.

Logo, nessa seção, será apresentado o funcionamento da tarifação brasileira, desde sua estrutura de cobrança, modalidades tarifárias, postos tarifários e grupos consumidores.

5.1 Estrutura Tarifária

A aplicação das tarifas de energia, são de responsabilidade da ANEEL, e é entendido como o preço da energia que deve ser cobrado aos usuários de energia, de forma que assegure a remuneração às concessionárias pelos serviços prestados e gere lucros para futuros investimentos que são necessários para a garantia do suprimento energético (ANEEL, 2017).

No geral, quando as distribuidoras fazem o levantamento dos componentes necessários para homologação da tarifa, a ANEEL aplica a tarifa sob duas componentes principais: a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE). A TUSD cobre os custos com o transporte de energia, pelo uso das redes de distribuição e linhas de transmissão, já a TE representa o custo de aquisição de energia para abastecer seus consumidores. (SILVA, 2013)

Já para a transmissão da energia pela distribuição considera-se os gastos das parcelas A e B. Na parcela A estão contidos dos custos não gerenciáveis (as distribuidoras não tem direito gerencial), referentes à aquisição de energia, transmissão e aos encargos setoriais. Na parcela B estão embutidos os custos gerenciáveis (a distribuidora tem poder decisório) e é a parcela da tarifa referente aos custos de operação, manutenção e despesas de capital, conforme exposto na Figura 6.

As tarifas variam anualmente com o chamado Reajuste Tarifário. Esse reajuste é de responsabilidade da ANEEL, e varia de acordo com os gastos setoriais, programas de incentivo, perdas de energias, tempo de concerto, entre outros fatores de cada concessão. Ou seja, a tarifa de energia não é unanime para todas as concessionárias do setor elétrico do país.

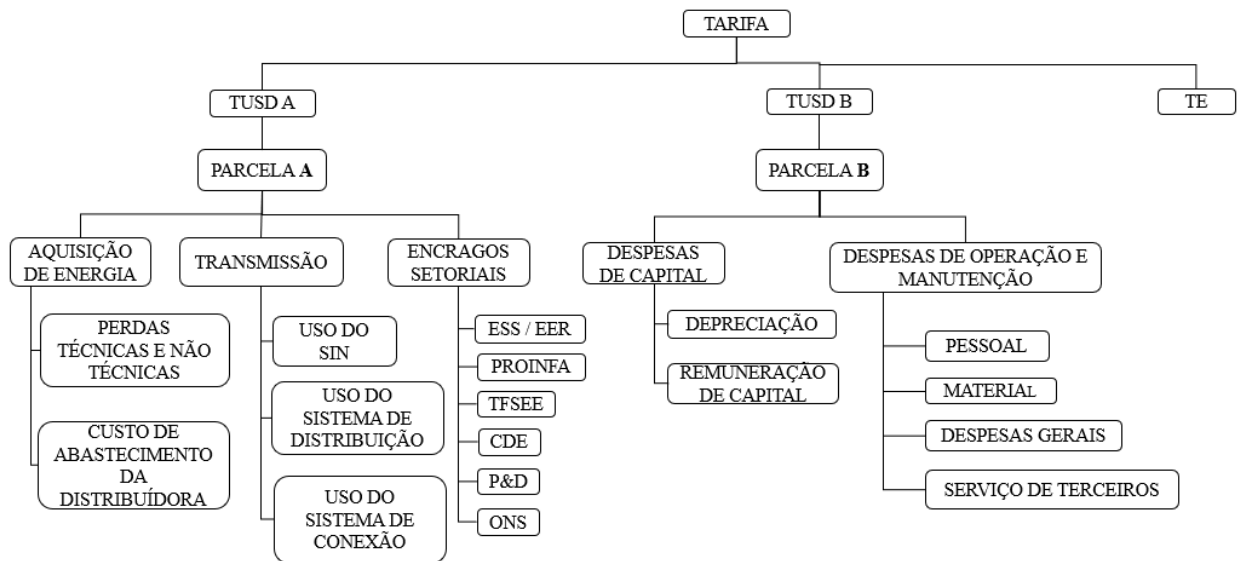
Os ajustes da parcela B são revisados a cada 4 anos (Revisão Tarifária), embora anualmente sofre Reajustes Tarifários de acordo com fator de correção monetária (IGP-M) e o fator de eficiência (fator X). (ANEEL, 2017).

De forma resumida, o custo da tarifa cobrada aos consumidores resume-se, de acordo com Silva (2013), na Equação 1 abaixo:

$$Tarifa\ Efetiva = \frac{TE+TUSD}{1-encargos} \quad (Eq. 1)$$

No Gráfico 5, é apresentado o peso que as parcelas A e B e os demais tributos têm sobre a tarifa de energia. Percebe que a parcela A tem o maior peso sobre o valor final da energia (53%), seguido pelos tributos (29,5%).

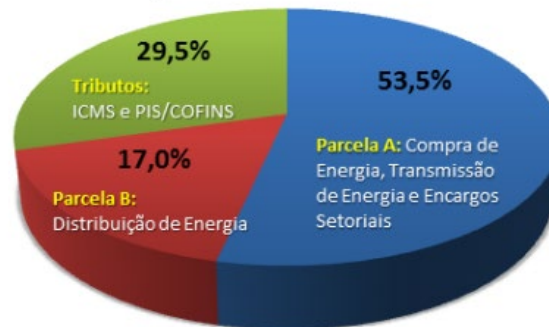
Figura 6 - Estrutura tarifária.



Fonte: Autoria própria (2020), baseado em Silva (2013).

Gráfico 5 - Proporção de custos na tarifa.

Valor Final da Energia Elétrica



Fonte: Martinez (2017).

5.1.1 Parcela A

Aquisição de Energia

São os custos relacionados a compra da energia. Engloba os custos relacionados as perdas técnicas e não técnicas além dos custos de abastecimento de cada distribuidora. A compra de energia para comercialização pode ser realizada através de contratos bilaterais entre distribuidoras, contrato de leilões, contratos de ITAIPU e Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (Silva, 2013).

Encargos de Transmissão

É a remuneração feita por empresas de geração, distribuição e consumidores do grupo A para empresas transmissoras pelo uso do SIN (rede básica de transmissão de tensão igual ou superior a 230kV), para remunerar as mesmas com os investimentos das linhas e subestações. (GOULART, 2015)

Encargos Setoriais

Os encargos setoriais que integram a parcela A da composição tarifária são, de acordo com Silva (2013):

- Conta de Desenvolvimento Energético – CDE: instituída através da Lei nº10.438/02, visando a diversificação da matriz elétrica com fontes renováveis e o disseminar a energia elétrica em todo território nacional (Luz para Todos e os subsídios dados aos declarados baixas renda);
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, encargo criado por meio do Decreto nº 5.025/04 com a finalidade de estimular a geração distribuída de fontes de biomassa, eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) e solar térmica ou fotovoltaica.
- Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH; concebida pela Lei 7990/88, é o encargo pago pelas hidrelétricas com potência instalada maior que 30Mw(megawatts), por explorar recursos hídricos;
- Encargos de Serviços do Sistema – ESS e dos Encargos de Energia de Reserva – EER: criado com o propósito de garantir a confiabilidade, segurança e qualidade da energia consumida, através do Decreto nº 5.163/04.
- Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE – instituída pela Lei nº 9.427/96, para custar os gastos operacionais da ANEEL, sofrendo reajustes anuais.
- Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE: criados pela Lei nº 9.991/00 determinando que as concessionárias de energia elétrica devem aplicar anualmente uma percentagem de sua receita líquida (0,75 para P&D e 0,25% para PEE).

- Contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS, instituída através do Decreto n ° 5.081/04, para que as concessionárias contribuam com os gastos do operador.

5.1.2 Parcela B

Custos de operação e manutenção

Esta parcela enquadram os gastos referentes às atividades de operação, manutenção, tarefas comerciais e administrativas, exemplo: medição e entrega de faturas, fiscalizações de UC's, equipamentos para realização de atividades, administração, entre outros. (MARTINEZ, 2017)

Investimentos e depreciação de valores.

Os investimentos relacionam-se com a viabilidade do serviço de distribuição e é dependente do Custo de Capital (custo de oportunidade dos recursos). Enquanto a depreciação está associada a taxa de depreciação dos bens da concessão, ou melhor está atrelada a recomposição do capital investido. (ANEEL, 2017)

5.2 Classe Consumidora

No Brasil existem dois grupos tarifários que abrange as classes consumidoras, sendo eles o grupo A e o Grupo B. O grupo A ou popularmente chamados de grupo de alta tensão, abrange os consumidores com tensão de fornecimento de igual ou superior a 2,3 kV. Este grupo possui uma tarifação binômia, ou seja, são faturados de acordo com o consumo (kWh) e o custo referente a demanda contratada (kW). Já o grupo B ou consumidores de baixa tensão, estão inseridas as unidades abastecidas por níveis de tensão de atendimento inferior que 2,3 kV (127 V ou 220 V). Os integrantes do grupo B têm uma tarifação é monômia, ou seja, são faturados apenas pelo consumo (kWh). (ANEEL, 2010)

A demanda da instalação elétrica é o critério para que o consumidor pertença ao grupo A ou B. Assim, para instalações com carga igual ou superior a 75 kW o consumidor pertence ao grupo A, se o somatório das cargas instaladas for menor que 75 kW o consumidor integraliza o grupo B.

De acordo com a Resolução Normativa nº 414/2010 os grupos supracitados apresentam classes, subclasses e subgrupos próprios, conforme descritos na Tabela 2 e Tabela 3.

Além das opções de ser tarifado como grupo A e B, a Resolução Normativa nº 414/2010 no Art.100 definiu que o consumidor pode pertencer ao grupo A e ser tarifado na modalidade B, a chamada tarifação optante B. Para que o consumidor se enquadre nessa condição deve-se satisfazer algumas exigências descritas pela resolução:

I - a potência nominal total dos transformadores for igual ou inferior a 112,5 kVA

II – a potência nominal total dos transformadores for igual ou inferior a 750 kVA, se classificada na subclasse cooperativa de eletrificação rural

III – a unidade consumidora se localizar em área de veraneio ou turismo cuja atividade seja a exploração de serviços de hotelaria ou pousada, independentemente da potência nominal total dos transformadores ou

IV – quando, em instalações permanentes para a prática de atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias, a carga instalada dos refletores utilizados na iluminação dos locais for igual ou superior a 2/3 (dois terços) da carga instalada total (ANEEL, 2010).

Tabela 2 - Classificação do Grupo A de acordo com o nível de tensão de atendimento.

SUBGRUPO	NÍVEL DE TENSÃO
A1	Igual ou maior a 2,3kV
A2	88kV a 138kV
A3	69kV
A3a	30kV a 44kV
A4	2,3kV a 25kV
AS	sistemas subterrâneos com tensão inferior a 2,3kV

Fonte: Autoria própria (2020), baseado na ANEEL (2010).

Tabela 3 - Classificação do Grupo B de acordo com a classe e subclasse.

SUBGRUPO	CLASSE	SUBCLASSE
B1	Residencial	Residencial baixa renda
B2	Rural	Cooperativa eletrificação rural, industrial rural, serviço de irrigação rural.
B3	Outras classes	Industrial, comercial, serviços públicos e poderes públicos.
B4	Iluminação pública	-

Fonte: Fonte: Autoria própria (2020), baseado na ANEEL (2010).

Goulart (2015) explica que a divisão dos grupos e subgrupos dos consumidores foi criada com o propósito de separar os tipos de consumidores, de acordo com seus perfis de consumo, designando modalidades tarifárias dinâmicas de forma a contribuir com o avanço da política tarifária brasileira.

5.3 Modalidade Tarifária

Atualmente o consumidor brasileiro tem disponível quatro modalidades tarifárias, sendo uma convencional e três opções de tarifa dinâmica que são: horo-sazonal azul, horo-sazonal verde e a tarifa branca. Esse mecanismo de divisão tarifária dinâmica permite ao consumidor, tanto do grupo A quanto do B, aplicação de programas de resposta a demanda baseado em preço através elasticidade do preço tarifário a depender do dia e do horário de consumo, exceto quando tarifado convencionalmente pois o preço da tarifa independe do horário de utilização da energia e é cobrado apenas o custo referente ao consumo de energia (tarifa monômnia).

Tabela 4 - Lista dos Feriados Nacionais

DATA	FERIADO
-	Terça-Feira de carnaval
-	Sexta-Feira da Paixão
-	Corpus Christi
1º de janeiro	Confraternização Nacional
21 de abril	Tiradentes
1º de maio	Dia do trabalhador
7 de setembro	Independência do Brasil
12 de outubro	Nossa Senhora Aparecida
2 de novembro	Finados
15 de novembro	Proclamação da República
25 de dezembro	Natal

Fonte: Adaptado de ANEEL (2010).

É importante lembrar que em finais de semana e feriados nacionais os consumidores, tarifados por modalidades dinâmicas, são cobrados pelo preço da tarifa fora ponta, independente do horário de uso. Na Tabela 4, estão dispostos os feriados nacionais.

5.3.1 Modalidades tarifárias para o grupo A

A modalidade horo-sazonal foi criada para atender os consumidores do grupo A proporcionando racionamento de energia e redução da demanda no horário de pico do SIN. Caracteriza-se pela aplicação de tarifas diferenciáveis de consumo e demanda contratada (tarifa binômica) de acordo com o período de ponta e período fora ponta (ANEEL, 2010). Existe duas tarifas horo-sazonais para o grupo A com dois postos tarifários, onde são explicadas a seguir:

- Tarifação horo-sazonal verde: a fatura é cobrada pela demanda contratada, independente do posto tarifário, e o consumo de energia ativa nos períodos de ponta e fora ponta (ANEEL, 2010). Esse modelo de tarifa é aplicado aos consumidores com nível de tensão de fornecimento abaixo de 69kV (subgrupos A3, A4 e AS). O faturamento do consumo para essa modalidade resume-se na Equação 2.

$$FC = TC_{FP} \times C_{PF} + TC_P \times C_P + TD \times D_{cont} \quad (\text{Eq.2})$$

Nas quais:

FC o faturamento de consumo (R\$);

TC_{FP} a tarifa de consumo no período fora ponta (R\$/kWh);

C_{PF} o consumo no período fora ponta (kWh);

TC_P a tarifa de consumo no período de ponta (R\$/kWh);

C_P o consumo no período de ponta (kWh);

TD a tarifa da demanda (R\$/kW);

D_{cont} a demanda contratada (kW).

- Tarifação horo-sazonal azul: pode ser aderida por qualquer consumidor do grupo A com tensão de atendimento igual ou superior a 69kV. Nessa modalidade tanto o consumo quanto a demanda são tarifados de acordo com os

postos tarifário (ANEEL, 2010). A Equação 3 resume o faturamento da modalidade azul.

$$FC = TC_{FP} \times C_{PF} + TC_P \times C_P + TD_{FP} \times D_{FPcont} + TD_P \times D_{Pcont} \quad (Eq.3)$$

Sendo:

TD_{FP} a tarifa da demanda fora ponta (R\$/kW);

D_{FPcont} a demanda contratada para o período fora ponta (kW);

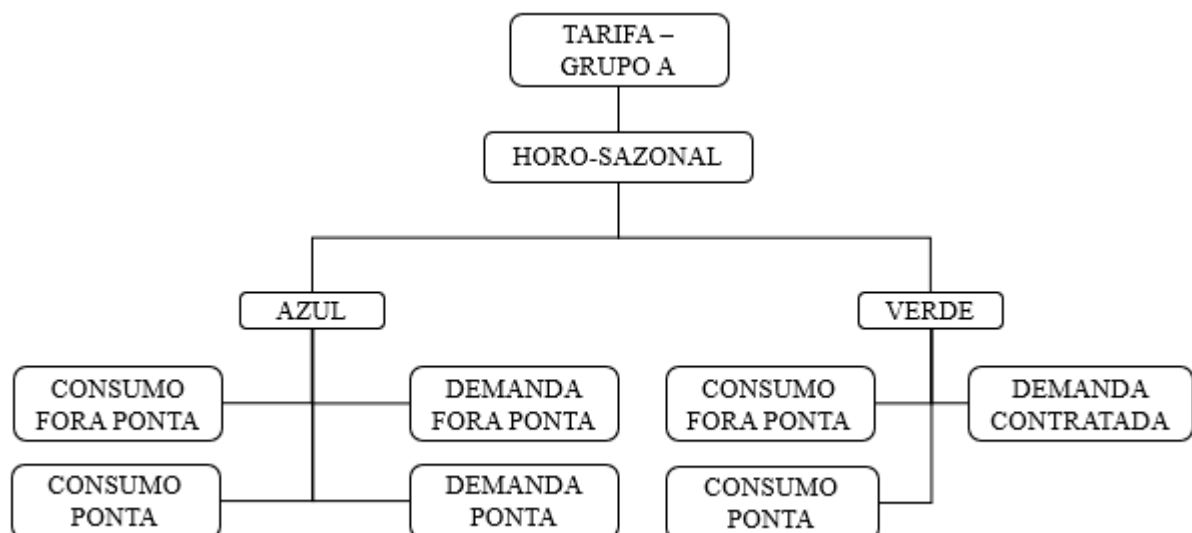
TD_P a tarifa da demanda na ponta (R\$/kW);

D_{Pcont} a demanda contratada para o período ponta (kW).

O período de ponta é o intervalo em que a energia é mais cara, compreendendo três horas consecutivas do período de maior carga da distribuidora. Já o fora ponta é o se caracteriza pela energia ser mais barata, compreendendo o restante do dia, finais de semanas e feriados nacionais. (ANEEL, 2010)

Na Figura 7 é apresentado um esquema de tarifação para o grupo A, de acordo com categorias explicadas anteriormente.

Figura 7 - Esquema da tarifação para consumidores do grupo A.

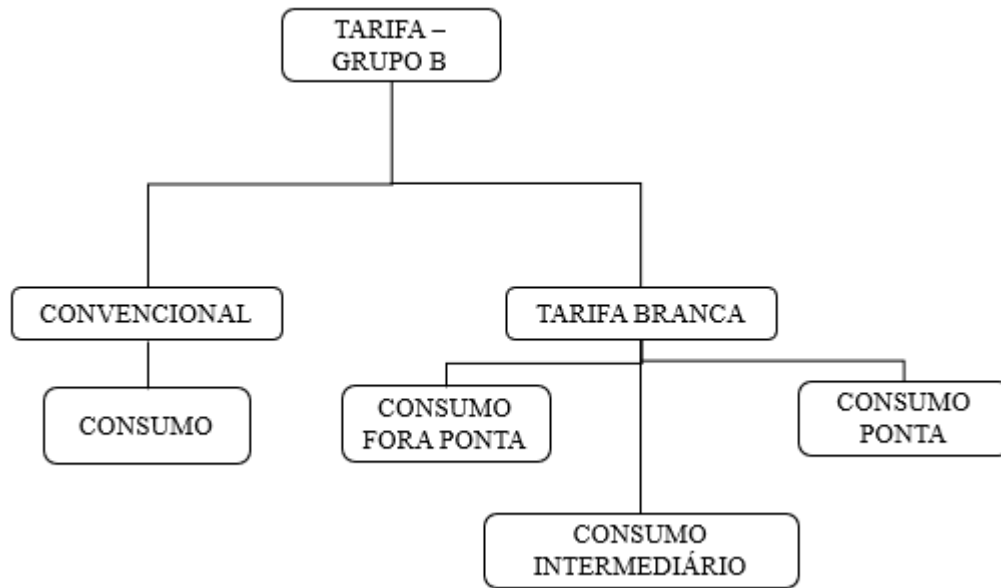


Fonte: Autoria própria (2020), baseado ANEEL (2010).

5.3.2 Modalidades tarifárias para o grupo B

O consumidor de baixa tensão pode ser tarifado convencionalmente ou através da tarifa branca. A Figura 8 apresenta um esquema da tarifação para os consumidores de baixa tensão.

Figura 8 - Esquema da tarifação para consumidores do grupo B.



Fonte: Autoria própria (2020), baseado em ANEEL (2015).

A tarifa convencional é aplicada somente aos consumidores da classe B e caracteriza-se pela ausência de postos tarifários. Ou seja, o preço do kWh é fixo ao longo de todo o período do dia e o consumidor é cobrado apenas pela quantidade de energia consumida (tarifa monômnia), como resumido na Equação 4.

$$FC = TC \times C \quad (\text{Eq.4})$$

Onde:

T_C a tarifa de consumo (R\$/kWh);

C o consumo (kWh).

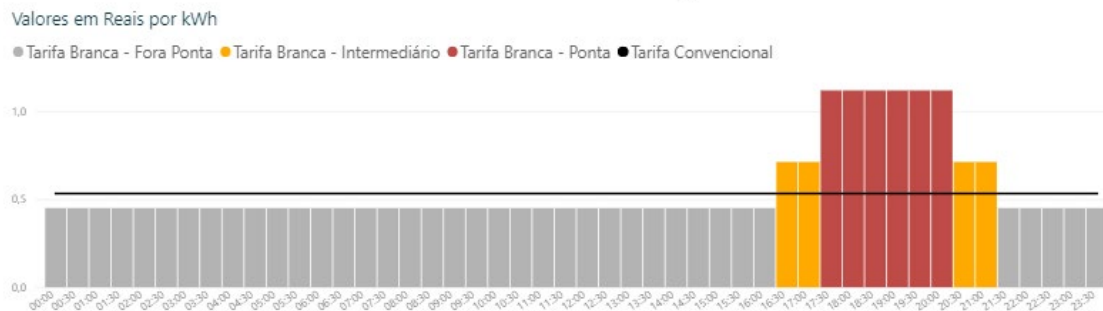
Já a modalidade da tarifa branca entrou em vigor em janeiro de 2018. Tem o intuito de proporcionar ao consumidor de baixa tensão e aos consumidores do A optante B uma tarifa com preço variável durante o horário do uso da energia e dos dias da semana semelhante a

modalidade tarifária horo-sazonal, de acordo com a Resolução Normativa 733/2016 da ANEEL. A tarifa branca não se aplica ao subgrupo B4 (Iluminação Pública) e subclasse baixa renda.

A tarifa branca incentiva a redução da demanda por energia elétrica no horário de ponta através de mudanças de hábitos dos consumidores nesse período, proporcionando a redução da ociosidade do sistema no período fora como também possibilitando a redução nas faturas de energia.

Para a precificação da energia durante o período de uso, a tarifa branca conta com três postos tarifários (fora ponta, intermediário e ponta) que se divide durante quatro horários. Sabendo-se que os horários e preços variam de acordo com as concessionárias locais, para a Equatorial Energia Alagoas, a duração e os custos dessa modalidade podem ser vistos a seguir (Gráfico 6).

Gráfico 6 - Custo x Horários definidos para a Tarifa Branca.



Fonte: ANEEL (2020a).

Os preços da energia para a tarifa branca para Alagoas, de acordo com ANEEL (2020a) são:

- Custo no período fora ponta: R\$0,452;
- Custo no período intermediário: R\$ 0,716;
- Custo no período ponta: R\$ 1,124.

Segundo a ANEEL (2019a), a tarifa branca já engloba 38.923 unidades consumidoras até fevereiro de 2020, sendo 214 em Alagoas. Dos consumidores alagoanos enquadrados na tarifa branca cerca de 70,56% (151 UC's) são consumidores residenciais. Conforme o Gráfico 6, podemos resumir o faturamento da tarifa branca como descrito na Equação 5.

$$FC = TC_{FP} \times C_{PF} + TC_I \times C_I + TC_P \times C_P + TC_L \times D_I \quad (\text{Eq.5})$$

Sendo:

TC_I a tarifa de consumo no período intermediário (R\$/kWh);





C_I o consumo no período intermediário(kWh);

5.4 Bandeiras Tarifárias

Em 2015, através da Resolução Normativa nº547/13, o governo criou o Sistema de Bandeiras Tarifárias como mecanismo de transparecer mensalmente o real custo de geração para os consumidores de acordo com as condições climáticas. As bandeiras de energia nada mais é que um repasse de custo pela geração de energia através de fontes mais caras, em função da redução do potencial de geração por parte das hidrelétricas em períodos que apresentem a redução de precipitação, ocasionando diminuição dos níveis de água nas barragens. As bandeiras de energia são aplicadas para todos os consumidores exceto Roraima (RR) pois seu sistema é isolado, ou seja, não integraliza o SIN. (ANEEL, 2019)

O sistema de bandeiras apresenta três modalidades e suas cores foram criadas fazendo alusão as indicações de alertas de um semáforo de trânsito, como mostrado na Figura 9, de acordo com a ANEEL (2020b).

Figura 9 - Bandeiras tarifárias.

Bandeira verde	Condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;	
Bandeira amarela	Condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,343 para cada 100 quilowatts-hora (kWh) consumidos;	
Bandeira vermelha Patamar 1	Condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 4,169 para cada 100 quilowatts-hora kWh consumidos;	
Bandeira vermelha Patamar 2	Condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 6,243 para cada 100 quilowatts-hora kWh consumidos.	

Fonte: ANEEL (2020b).

Como visto na imagem acima, as bandeiras tarifárias é um mecanismo de repasse do custo de geração. Ou seja, de acordo com a ANEEL (2020b):

- **Bandeira verde:** A tarifa não sofre nenhum acréscimo, pois as hidrelétricas se encontram em condições favoráveis para geração;

- Bandeira amarela: a geração se encontra em sinal de alerta e a tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,343 para cada 100 kWh consumidos;
- Bandeira vermelha – essa bandeira apresenta dois patamares de custos que varia de acordo com a situação de emergência para geração, indicando que as condições de geração estão se agravando. No Patamar 1 condições a tarifa sofre acréscimo de R\$ 4,169 para cada 100 kWh consumido. No Patamar 2 a tarifa sofre acréscimo de R\$ 6,243 para cada 100 kWh consumido.

A bandeira a ser contabilizada é avisada com trinta dias de antecedência aos consumidores, possibilitando que o mesmo adapte seu consumo e reduza o valor da conta de luz do mês seguinte.

6. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A GD se caracteriza pelo aproveitamento de fontes renováveis e cogeração qualificada para gerar ou armazenar energia elétrica, em pequena escala, próximo a unidade consumidora (VEIGA; TORRES; SOUZA, 2018). Existe dois tipos de sistemas que contemplam a GD: os sistemas isolados ou *off-grid* faz uso de acumuladores para armazenar a energia gerada e os *on-grids* utiliza a rede elétrica para conexão do sistema.

A GD não é novidade para o sistema elétrico. Desde o século XX que essa alternativa era usada, já que a demanda era baixa, comparada a demanda atual, e não se tinha necessidade de se construir grandes unidades geradora, fazendo com que a geração fosse próxima a unidade consumidora. Entretanto, o crescimento populacional juntamente com o crescimento exponencial da demanda por eletricidade, o avanço tecnológico, as preocupações ambientais pelas ONG's (Organizações Não Governamentais), a busca da eficiência energética e econômica, remoldaram o sistema elétrico, tornando novamente o crescimento das alternativas de GD em ascensão, segundo Cunha (2016) e Naruto (2017).

Atualmente não existe nenhuma regulamentação que permita que os sistemas de armazenamento sejam conectados à rede. Já os sistemas *on-grid*, no Brasil, foram inicialmente regulamentados pela Resolução Normativa 482/2012. Essa normativa contempla as condições gerais para que o prosumidor brasileiro gere e forneça o excedente para a rede de distribuição. Em 2015, a ANEEL revisou a REN 482/2012 e publicou a Resolução Normativa 687/2015, com o propósito de reduzir os custos e tempo para a conexão dos sistemas de geração

distribuída; compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica; aumentar o grupo de integrantes de GD; e melhorar as informações na fatura.(ANEEL, 2018)

Entretanto, de acordo com os dados publicados pela ANEEL (2020), atualmente a geração distribuída *on-grid* conta com cerca de 239 mil usinas, totalizando 2,97 GW de potência instalada, sendo a classe comercial responsável por 39,71% dessa potência e a classe residencial a que apresenta maior número de sistemas instalados, como mostrado na Tabela 5.

Tabela 5 - Unidades consumidoras (UC's) com geração distribuída.

CLASSE DE CONSUMO	QUANTIDADE	QUANTIDADE DE UC'S QUE RECEBEM CRÉDITO	POTÊNCIA INSTALADA (MW)
Comercial	43.134	73.063	1.179,91
Iluminação Pública	16	22	0,57
Industrial	6.300	9.140	302,28
Poder Público	900	1.230	37,98
Residencial	173.373	205.765	1.080,42
Rural	15.879	23.496	366,12
Serviço Público	92	96	3,80
TOTAL	239.694	312.812	2.971,08

Fonte: Adaptado de ANEEL (2020)

A REN 687/2015 classifica a GD de acordo com a potência do sistema em:

- Microgeração: sistemas de geração com potência instalada ≤ 75 kW conectada na rede de distribuição;
- Minigeração: sistemas de geração com potência instalada > 75 kW ou ≤ 5 MW conectada na rede de distribuição;

Segundo o Caderno Temático da ANEEL (2016), o sistema de compensação de energia foi um ponto chave que acelerou a implantação de sistemas de geração distribuída, permitindo que o excedente de energia gerado seja injetado na rede de distribuição e, ainda, permite a geração dos créditos de energia com validade de 60 meses, para quando o excedente for maior que o consumo da unidade. Lembrando que, os créditos de energia podem ser utilizados em outras unidades previamente cadastradas com seus respectivos percentuais de

rateio de geração e caracterizada como geração compartilhada, autoconsumo e empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínios).

Quanto ao faturamento, a resolução não extingue a cobrança do custo de disponibilidade (30kWh para monofásico, 50kWh para bifásico e 100kWh para trifásico) e demanda contratada, mesmo que a geração seja superior ao consumo.

6.2 Vantagens e Desvantagens da Geração Distribuída

Os benefícios tragos pela GD são variados, trazendo vantagens tanto para concessionária quanto para o consumidor final e meio ambiente. Dentre os pontos positivos, de acordo com Naruto (2017), destacam-se:

- redução com o gasto energético do consumidor final;
- insenção do PIS e COFINS da energia injetada na rede;
- reduz a ocorrência de falhas técnicas na rede;
- redução nos Custos da Geração, Transmissão e Distribuição;
- menos área ocupada;
- gera créditos de energia;
- a energia gerada pode ser usada por diferentes UC's consumidoras, que estejam cadastradas no mesmo CPF ou CNPJ da unidade geradora;
- aumento da confiabilidade energética do país;
- permite o sistema de compensação de energia (*Net Metering*) para os sistemas *on-grid*;
- minimização dos impactos ambientais no entorno;
- minimização das desapropriações de áreas;
- aumento da qualidade na saúde por se tratar do uso de fontes renováveis;
- geração de emprego;
- disponibilidade de energia em áreas remotas;
- redução do Fornecimento de Energia da Rede durante os Picos de Carga;
- diminuição das Perdas no Sistema Elétrico.

Mas, como é natural de qualquer coisa possuir desvantagens, para a GD não é diferente. Entre as desvantagens tragas pelos sistemas de GD, têm-se de acordo com Naruto (2017) e Neto (2016):

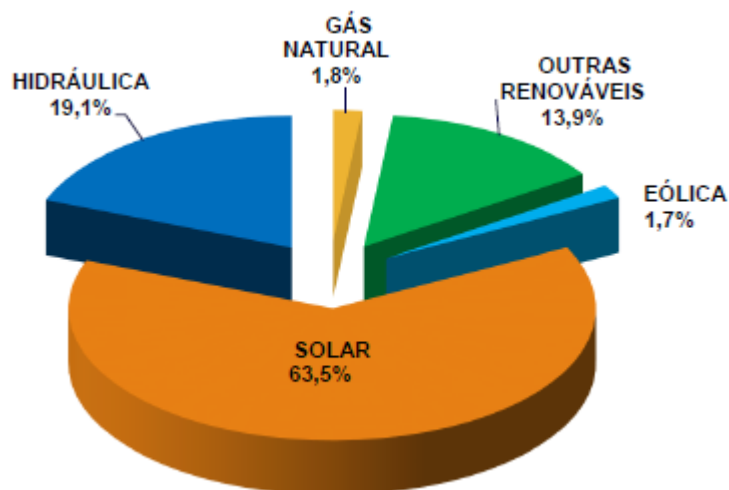
- a intermitência da geração quando as fontes são dependentes da meteorologia, a exemplo da solar e eólica;
- o fluxo reverso de potência;
- a instabilidade dos níveis de tensão e frequência;
- o custo para a implementação redes inteligentes;
- afeta a coordenação e seletividade dos sistemas de proteção; entre outros.

6.1 Energia Solar

O Brasil é rico em fontes energéticas renováveis, embora a geração hidroelétrica ainda é predominante no país. Essa fonte respondeu por 66,6% da oferta em 2018, o que significa 423,9 TWh de energia gerada e um aumento de 4,1% da energia disponibilizada a partir da hidroeletricidade quando comparada ao ano anterior. Esse aumento da participação da energia provindas das hidrelétricas se justifica pela melhoria dos índices pluviométricos. (EPE, 2019a)

Dentre as energias renováveis quem incrementam a matriz energética brasileira, a energia solar é destaque no Brasil. Em 2018 a fonte solar sofreu um aumento de 131% na GD, representando 63,5% da matriz de GD, conforme mostrado no Gráfico 7. (EPE, 2019a)

Gráfico 7 - Participação de cada fonte na geração distribuída em 2018.



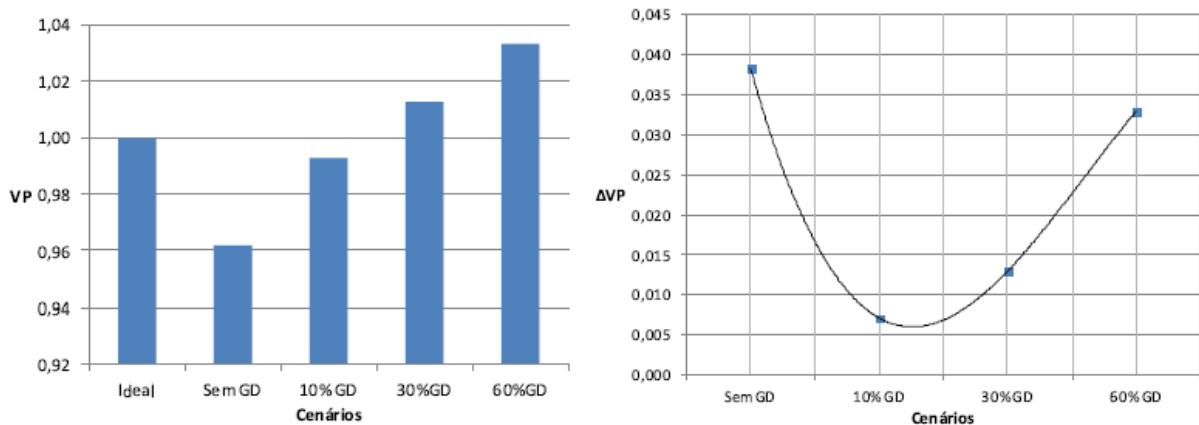
Fonte: EPE (2019a).

Segundo Veiga, Torres e Souza (2018), as condições naturais, os programas de incentivo do governo (a exemplo do ProGD - Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica criado em Dezembro de 2015 com o propósito de ampliar a

geração distribuída a partir da fonte renováveis e, incentivar a implantação de GD em edificações públicas, comerciais, industriais e residenciais), as novas linhas de crédito para financiamento de sistemas de geração solar (a exemplo: FNE Sol , FNE Verde, Projer, Finame, Santander, BV financeira, entre outros) e as melhorias na legislação vigente do setor elétrico (REN 687/2015), contribuem para o aumento da instalação de sistemas fotovoltaicos no Brasil.

Atualmente já são 239.292 sistemas fotovoltaicos conectados na linha de distribuição, segundo a ANEEL (2020). O crescimento desordenado no número de ligações de sistemas fotovoltaicos à rede da distribuidora, pode tornar uma problemática para infraestrutura da concessionária e de todo o sistema elétrico brasileiro. A penetração de energia ocasiona flutuações nos parâmetros elétricos da rede, podendo danificar equipamentos elétricos e ocasionar um colapso na transmissão de energia. Moreira (2017), traçou a variação da tensão da rede com o incremento da geração distribuída como pode ser visto no Gráfico 8. Percebe-se que o incremento de 10% a 30% da GD à rede proporciona melhores condições dos níveis de tensão, enquanto que a ausência de GD e a ligação de muito sistema causa maiores variações da tensão.

Gráfico 8 - Perfis de tensão para diferentes cenários de penetração.

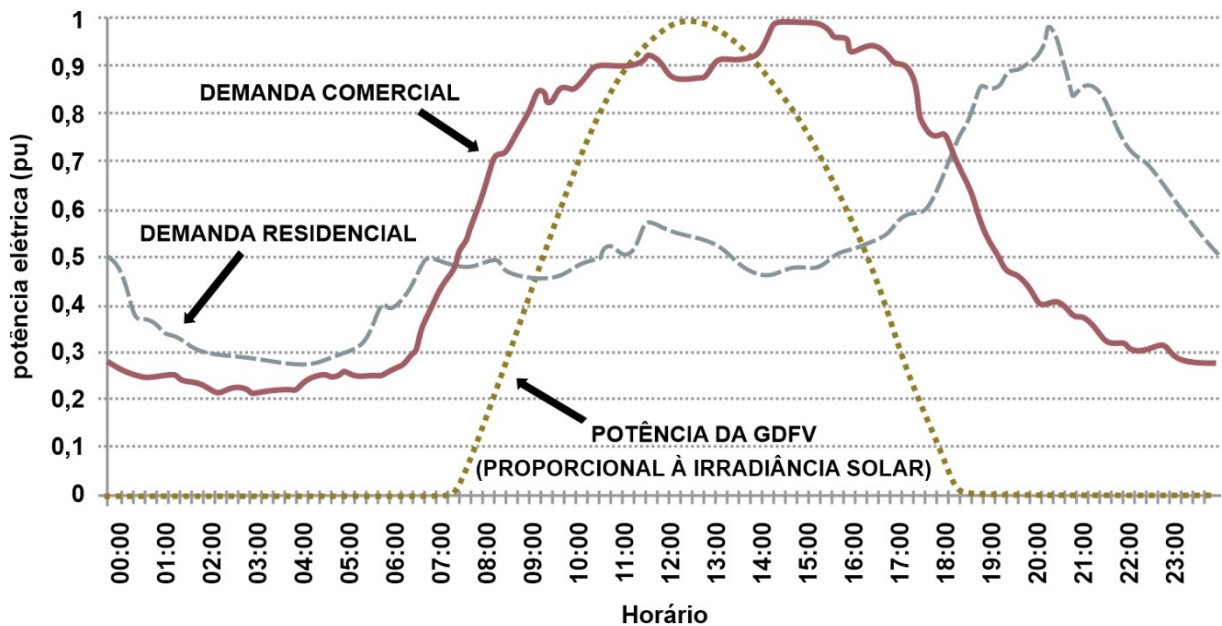


Fonte: Moreira (2017).

O perfil de consumo também influencia para a variação da tensão devido ao fluxo reverso. Dentre as classes consumidoras, a classe residencial é a que mais contribui com o fluxo reverso, além da modalidade de geração remota, pois predominam consumos menores durante o período de geração. Como citado por Neto (2016), baseado em Shayane (2010), a relação da demanda das cargas residenciais e comerciais e o fluxo contrário de energia provocado pelas respectivas classes consumidoras na presença de um sistema FV, pode ser visto pelo Gráficos 9 e Gráfico 10.

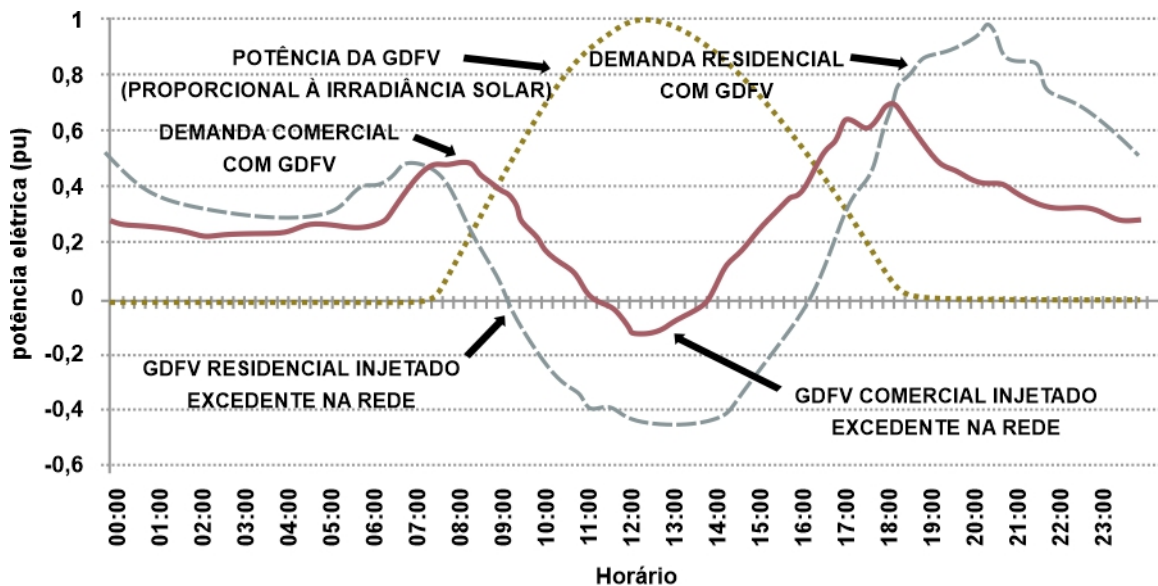
A partir dos gráficos 9 e 10, conclui-se que a unidade residencial exportou uma maior quantidade de excedente de geração do que a comercial, pois o consumo instantâneo no período de geração é menor, enquanto a demanda comercial é quase que na sua totalidade suprida pela geração e uma ínfima parcela de geração é penetrada na rede.

Gráfico 9 - Características demanda.



Fonte: Neto (2016), baseado em Shayane (2010).

Gráfico 10 - Fluxo contrário x demanda residencial.



Fonte: Neto (2016), baseado em Shayane (2010).

7.CONSUMO

O consumo é um indicador fundamental para o desenvolvimento e planejamento de um país, pois o aumento desse apontador traduz a qualidade de vida da população, o desenvolvimento econômico e industrial, a dependência energética, etc. Dessa forma a existência de insumo energético é o que garante o desenvolvimento e a existência das atividades setoriais.

Tabela 6 - Consumo por classe (GWh).

	2014	2015	2016	2017	2018	$\Delta\%$	Part.%
						(2018/2017)	-2018
Brasil	474.823	465.708	461.780	467.161	474.820	1,6	100
Residencial	132.302	131.190	132.872	134.368	137.615	2,4	29,0
Industrial	179.106	169.289	165.314	167.398	169.625	1,3	35,7
Comercial	89.840	90.768	87.873	88.292	88.631	0,4	18,7
Rural	25.671	25.899	27.266	28.136	29.168	3,7	6,1
Poder público	15.355	15.196	15.096	15.052	15.076	0,2	3,2
Iluminação pública	14.043	15.333	15.035	15.433	15.690	1,6	3,3
Serviço público	15.242	14.730	14.969	15.196	15.778	3,8	3,3
Consumo próprio	3.265	3.304	3.355	3.277	3.238	-1,2	0,7

Fonte: EPE (2019b)

De acordo com a EPE (2019b), o aumento do consumo em 2018 foi de 1,6% em relação a 2017, e as classes que mais consumiram foi o residencial (+2,4%), serviço público (+3,8%) e rural (+3,7%), Tabela 6. Ainda, a publicação mostra que consumo através da rede de distribuição foi de 474,82 TWh, traduzindo um aumento de 1,6% em relação ao ano anterior. (Figura 10)

Como mencionado anteriormente, em que o consumo depende do desenvolvimento e das atividades exploradas, e ciente que o território brasileiro possui comportamentos diferentes para cada região, o Gráfico 11 contempla a parcela que cada região brasileira contribui para o consumo de energia elétrica provinda da rede. Diante do gráfico exposto, deduz que a região que mais consome é a Sudeste (50,28%), justificado pela industrialização e maior população. Em seguida a região Sul (18,25%), Nordeste (16,95%), Centro-Oeste (7,66%) e Norte (6,83%).

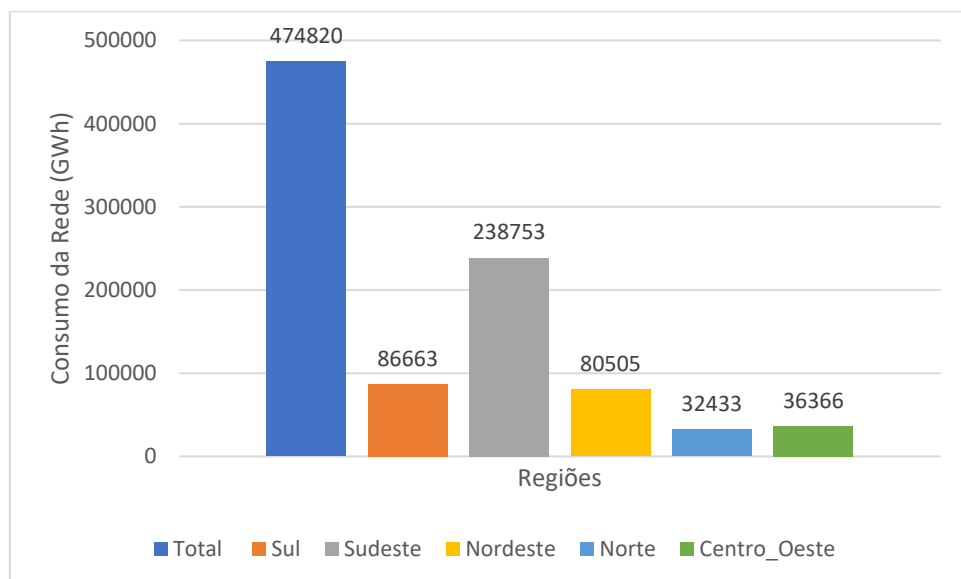
Estima-se que o consumo de energia elétrica no Brasil aumentará em 23,1% até 2050, logo deve-se existir um planejamento energético consolidado, que garanta a oferta de eletricidade, citado por Veiga, Torres e Souza (2018), baseado em EPE (2017).

Figura 10 - Consumo no Brasil em 2018.



Fonte: EPE (2019b)

Gráfico 11 - Consumo nas regiões brasileiras em 2018.



Fonte: Autoria própria, baseado em EPE (2019b)

Como já foi demonstrado acima, o consumo de energia apresenta um comportamento em função dos aspectos geográficos e atividades, mas outros fatores também influenciam para o consumo, sendo eles: a carga da unidade, a dependência elétrica, as oscilações na rede, as modalidades tarifárias e a tensão de atendimento. Já que cada classe apresenta um comportamento característico, que será estudado mais adiante, foi por razões como essas que a ANEEL subdividiu as unidades consumidoras em classes, como já foi explicado no item 5.2.

De acordo com Marques (2014), as cargas possuem três tipos de modelagem de acordo com o comportamento em relação a tensão:

- modelo de potência constante – a potência não varia com a tensão exemplo: motores;
- modelo de corrente constante – a corrente elétrica é constante em relação à tensão aplicada;
- modelo de impedância constante – não existe variação da impedância em relação a tensão aplicada, exemplo chuveiro elétrico.

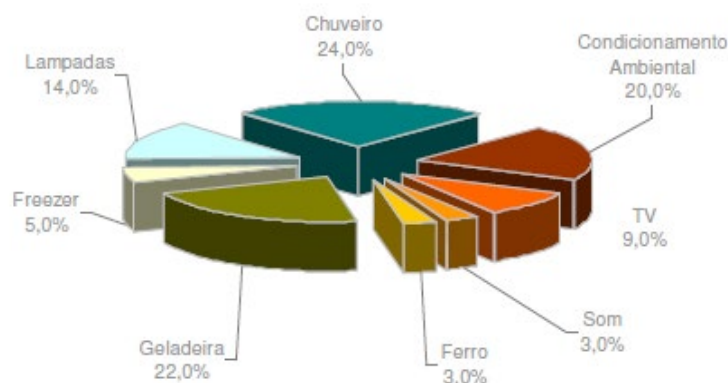
A seguir serão apresentadas as curvas características das classes consumidoras residenciais, comerciais e industriais.

7.1 Consumo Residencial

As residências brasileiras é a segunda classe que mais consome energia elétrica no país, representando 29%, e a indústria ocupando o primeiro lugar com aproximadamente 36% do consumo elétrico em 2018, como visto anteriormente na Tabela 6. Essa característica do consumo residencial, figura ações de GLD com potencial para esse público.

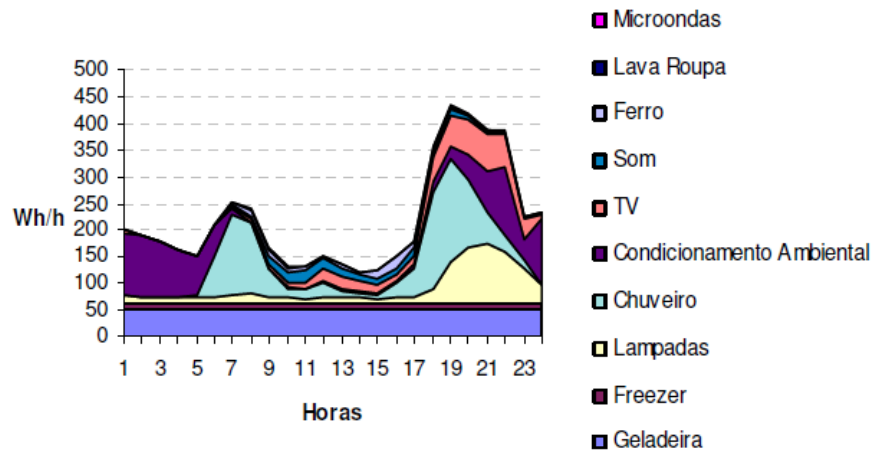
Para implementar estratégias de GLD é fundamental conhecer os equipamentos que estão mais presentes nas residências brasileiras e a forma de utilização dos mesmos, como mostrado, respectivamente, no Gráfico 12 e no Gráfico 13. Percebe-se que o consumo nas residências para o ano de 2005 foi em função do uso de chuveiro elétrico (24%), geladeira (22%), ar condicionados (20%) e lâmpadas (14%) e que consumiam mais em torno das 17-23h.

Gráfico 12 - Participação dos eletrodomésticos no consumo residencial no Brasil.



Fonte: Procel (2007).

Gráfico 13 - Curva de carga diária média no Brasil



Fonte: Procel (2007).

Entretanto não se pode afirmar que esse perfil se configura nos dias atuais, pois além da adesão de equipamentos mais eficientes, o perfil de consumo muda de acordo com fatores culturais, demográficos, climatológicos, tipo de domicílio, número de moradores, etc. Essa variação de consumo pode ser visualizada considerando apenas as regiões brasileiras, como mostrado na Tabela 7. O consumo do chuveiro elétrico é maior na região Centro-Oeste, enquanto na Norte representa apenas 2%. Outro eletrodoméstico que percebe grande variação é o uso de ar-condicionado que responde a 40% na região Norte e 11% Sudeste.

Tabela 7 - Participação do consumo final de cada equipamento no consumo total de energia por região.

EQUIPAMENTO	REGIÃO					
	SUDESTE	SUL	CENTRO-OESTE	NORTE	NORDESTE	BRASIL
Geladeira	22%	16%	24%	25%	29%	22%
Freezer	5%	7%	4%	4%	5%	5%
Lâmpadas	19%	8%	12%	14%	11%	14%
Chuveiro elétrico	26%	25%	28%	2%	9%	24%
Condicionamento ambiental	11%	32%	18%	40%	27%	20%
TV	10%	7%	7%	9%	11%	9%
Som	3%	3%	3%	3%	5%	3%
Ferro	3%	2%	3%	3%	3%	3%
Lava-roupa	1%	-	1%	-		

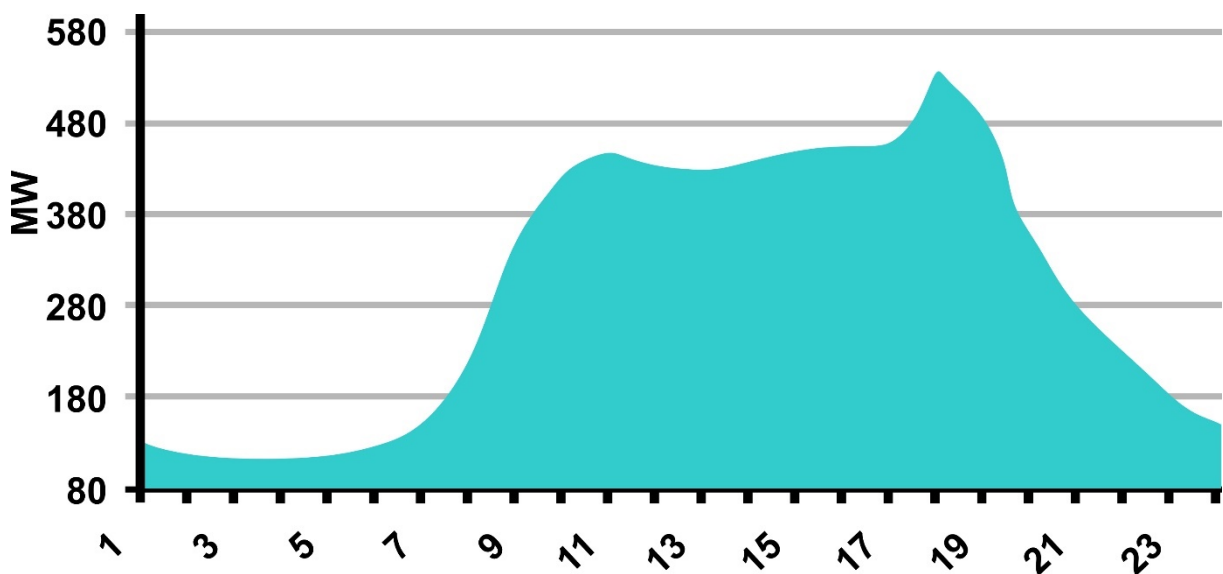
Fonte: Bezerra (2017).

7.2 Consumo Comercial

O consumo comercial foi encarregado, aproximadamente, por 19% do consumo elétrico em 2018 (Tabela 6). Sabe-se que a variedade das atividades comerciais (exemplo, bares, lojas, mercados, farmácias, postos de gasolina, entre outros) influenciam no perfil de consumo da classe, e por essa razão é difícil se traçar um perfil que englobe de fato todos os consumidores comerciais. O gráfico 14, mostra a curva da classe comercial, nota-se que a demanda é alta durante o período comercial (8:00h-17:00h), mas concentra um pico por volta das 19:00h, começando a reduzir por volta das 20:00h.

A refrigeração e a iluminação são os subsídios do consumo fora do horário de funcionamento do empreendimento. Os refrigeradores e ar condicionados respondem pelos sistemas que mais consomem de toda a energia demandada mensalmente. A depender do tipo de atividade os condicionadores de ar, podem responder por um consumo substancial de 50%, a exemplo de empresariais, shopping centers e hotéis. (FRANCISQUINI, 2006)

Gráfico 14 - Curva de carga do consumidor comercial.



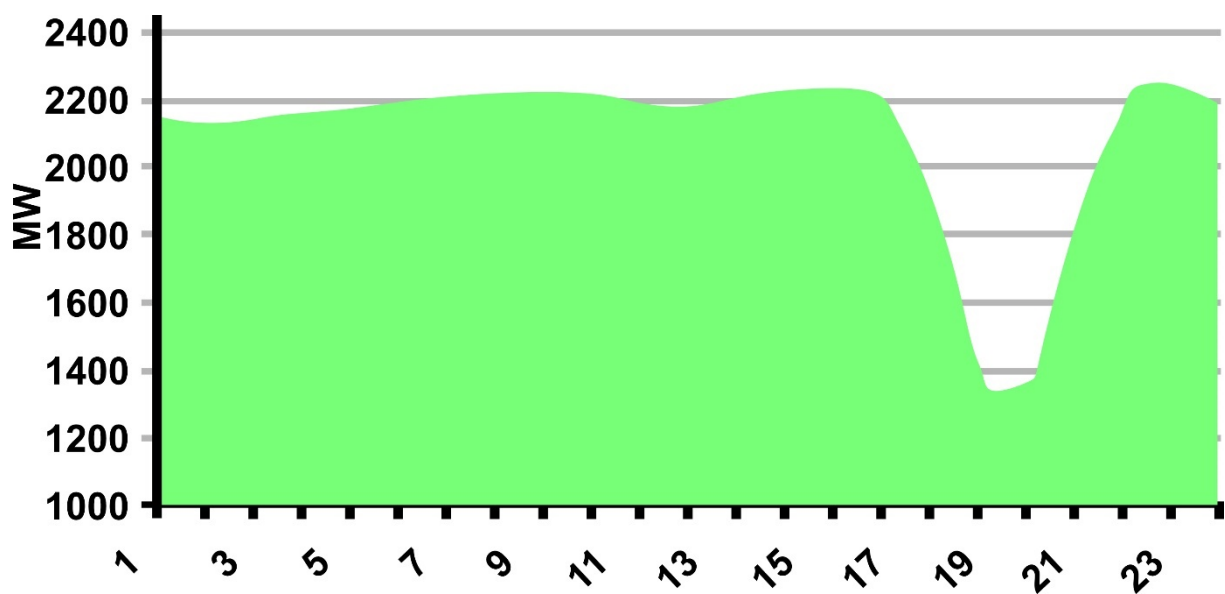
Fonte: Braga (2014)

7.3 Consumo Industrial

Os consumidores industriais são os que possuem a maior parcela de consumo de energia elétrica. De acordo com a Tabela 6, no ano 2018 eles foram responsáveis por aproximadamente 36% do consumo de energia elétrica no Brasil. De acordo Marques (2014), baseado em MME (2015), 50% do consumo industrial é proveniente dos motores trifásicos de indução.

Assim, como a classe comercial, os consumidores industriais possuem categorias distintas em relação a atividade de executam. Se enquadram na classe industrial: padarias, madeireiras, construção civil, fábricas como um todo, etc. (FRANCISQUINI, 2006). Apesar da variedade de atividades industriais, uma curva de carga de um consumidor industrial é verificada no Gráfico 15. No gráfico é fácil enxergar que durante o período de ponta, as indústrias apresentam uma redução abrupta de ser consumo, e no restante das horas diárias o consumo é praticamente constante.

Gráfico 15 - Curva típica de carga industrial.

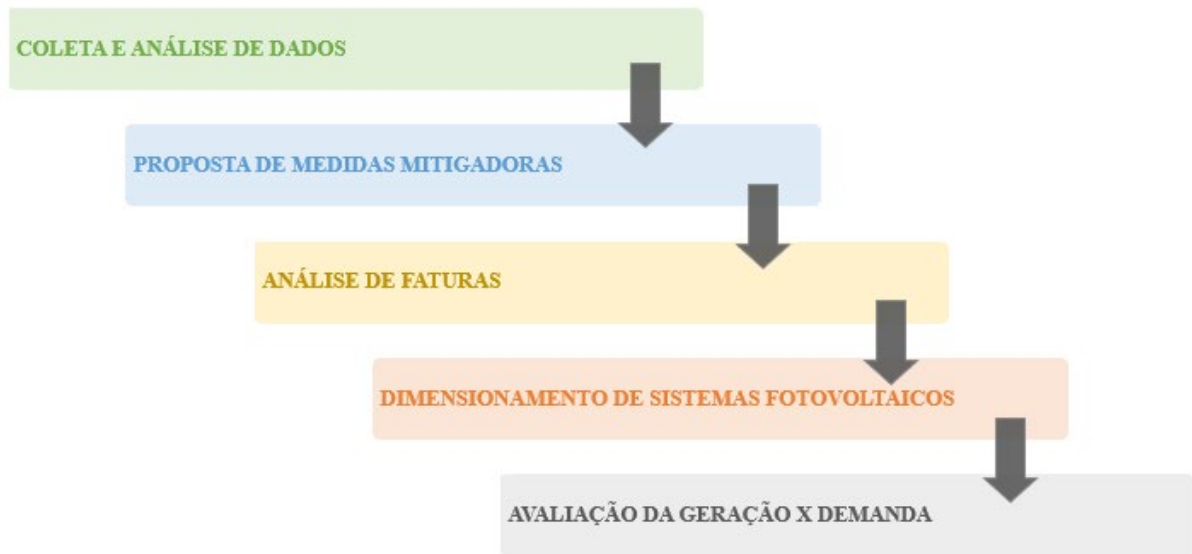


Fonte: Braga (2014).

8. METODOLOGIA

O presente estudo se deu na análise da curva de carga de duas unidades comerciais, denominadas de UC1 e UC2, aplicabilidade de medidas mitigadores, análise de fatura e dimensionamento de sistema fotovoltaico, como resumido na Figura 11. Na UC 1 funciona uma clínica de fisioterapia situada na cidade de Maceió-AL e na UC 2 uma lanchonete e panificação na cidade de Arapiraca-AL.

Figura 11 - Esquema da metodologia utilizada.



Fonte: Autoria própria (2020).

Coleta e Análise dos Dados

A coleta dos dados se deu com a instalação do analisador de energia DMI P100 (Figura 12) ao quadro de distribuição dos respectivos estabelecimentos, onde os TC's (transformadores de corrente) foram conectados para obter os dados de corrente e as garras golfinho para referenciar as tensões das fases ao neutro.

Figura 12 - Analisador de qualidade de energia: Analisador do modelo DMI P100; b) Analisador instalado ao quadro geral da UC1.



Fonte: Própria (2020).

Medidas Mitigadoras

Após a coletas dos dados de cada unidade, analisou-se a aplicabilidade de métodos de gerenciamento pelo lado da demanda, bem como medidas básicas de eficiência energética, afim de reduzir as despesas de energia nos estabelecimentos.

Análise das Faturas

Aplicado as medidas mitigadoras propostas, realizou-se um estudo das faturas das respectivas UC's para averiguar o impacto que as medidas adotadas surtiram na fatura mensal de energia.

Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos

Como as unidades consumidoras estudadas não possuem fonte alternativa de geração, foi dimensionado sistemas fotovoltaicos para cada unidade. Com base no histórico de consumo presentes nas faturas de energia, tendo a UC 1 um consumo médio de 3000 kWh/mês e a UC2 5500 kWh/mês, a potência dos sistemas foram determinadas pela Equação 6, considerando 20% de perdas e para suprir 30 dias de consumo.

$$Pot_{\text{sistema}} = \frac{C_{\text{mensal}}}{H_{BS} \times 0,80 \times 30} \quad (\text{Eq.6})$$

Nas quais:

Pot_{sistema} a potência do sistema (kWp);

C_{mensal} o consumo médio mensal (kWh/mês);

H_{BS} hora de brilho solar (h).

A hora de brilho solar foi obtida no banco de dados do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB), através das coordenadas geográficas de cada UC, sendo 5,36h para a UC 1 e 5,30h para a UC2.

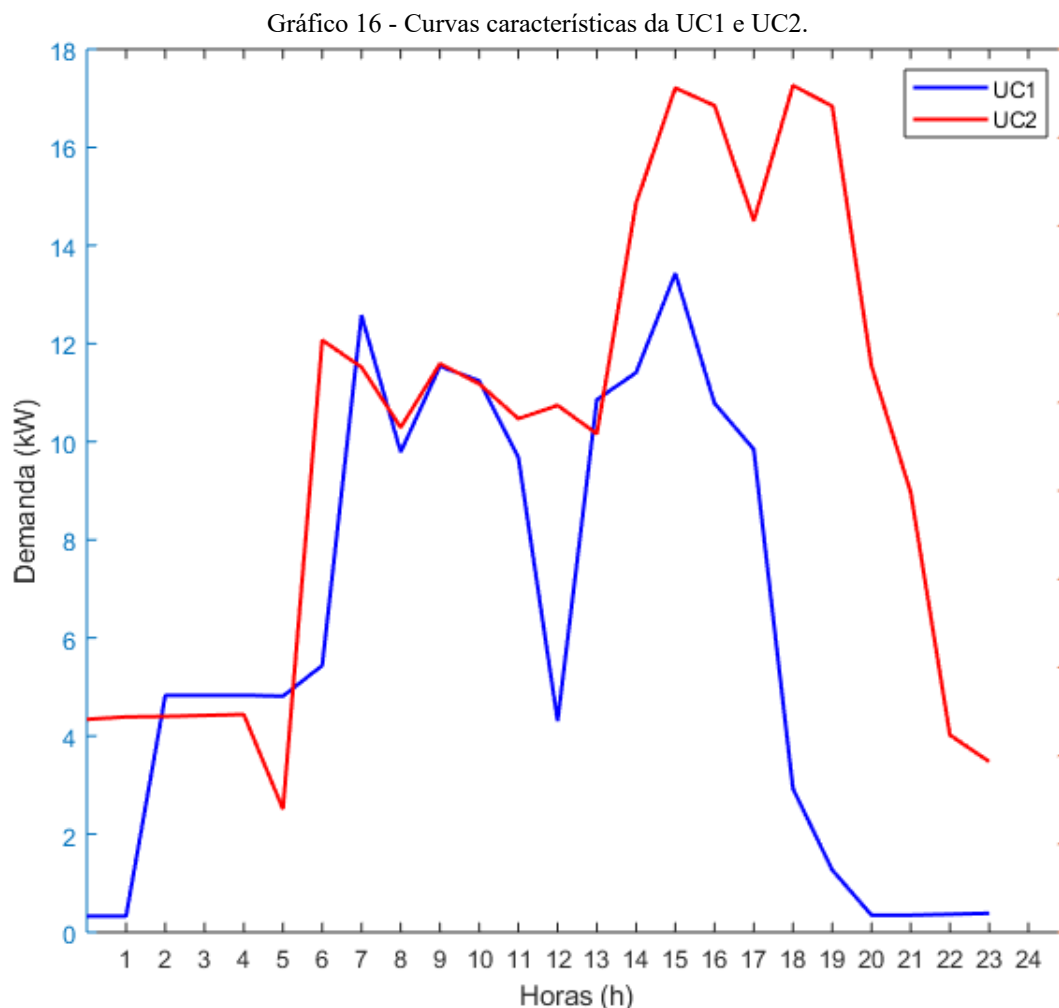
Avaliação da geração versus demanda

Feito o dimensionamento dos sistemas, o perfil de geração para cada sistema foi traçado utilizando-se dados do monitoramento remoto, obtidos através do aplicativo dos inversores, de sistemas fotovoltaicos instalados próximos as UC's estudadas. Os sistemas utilizados como modelo possuem a mesma potência dos sistemas dimensionados para as unidades consumidoras em estudo. A previsão do comportamento da geração *versus* a demanda de cada unidade consumidora foi fundamental para avaliar a contribuição da gestão pelo lado da demanda discutido neste trabalho.

9. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Coleta e análise de dados

Diante da medição da demanda de energia dos estabelecimentos estudados, foram traçadas as curvas características de cada unidade, como mostrado no Gráfico 16.



Fonte: Autoria própria (2020).

Observa-se que, embora as unidades pertençam a mesma classe consumidora, as mesmas apresentam comportamentos distintos, que conseqüentemente necessitam de medidas de GLD adequadas ao seu perfil de carga. A UC 1 apresenta dois picos de demanda, de 7:00-11:00h e de 13:00-17:00h, e uma redução drástica às 12:00h. A elevação da curva nos horários citados anteriormente traduz o horário de atendimento dos pacientes, enquanto a redução no horário do meio-dia é resposta da evasão de todos os membros do local. A UC 2 apresenta uma maior demanda no horário da tarde, embora no período da manhã também se observa um aumento. Esses picos do perfil da UC 2 são devido ao uso de fornos elétrico para assar os produtos comercializados no local.

Medidas Mitigadoras

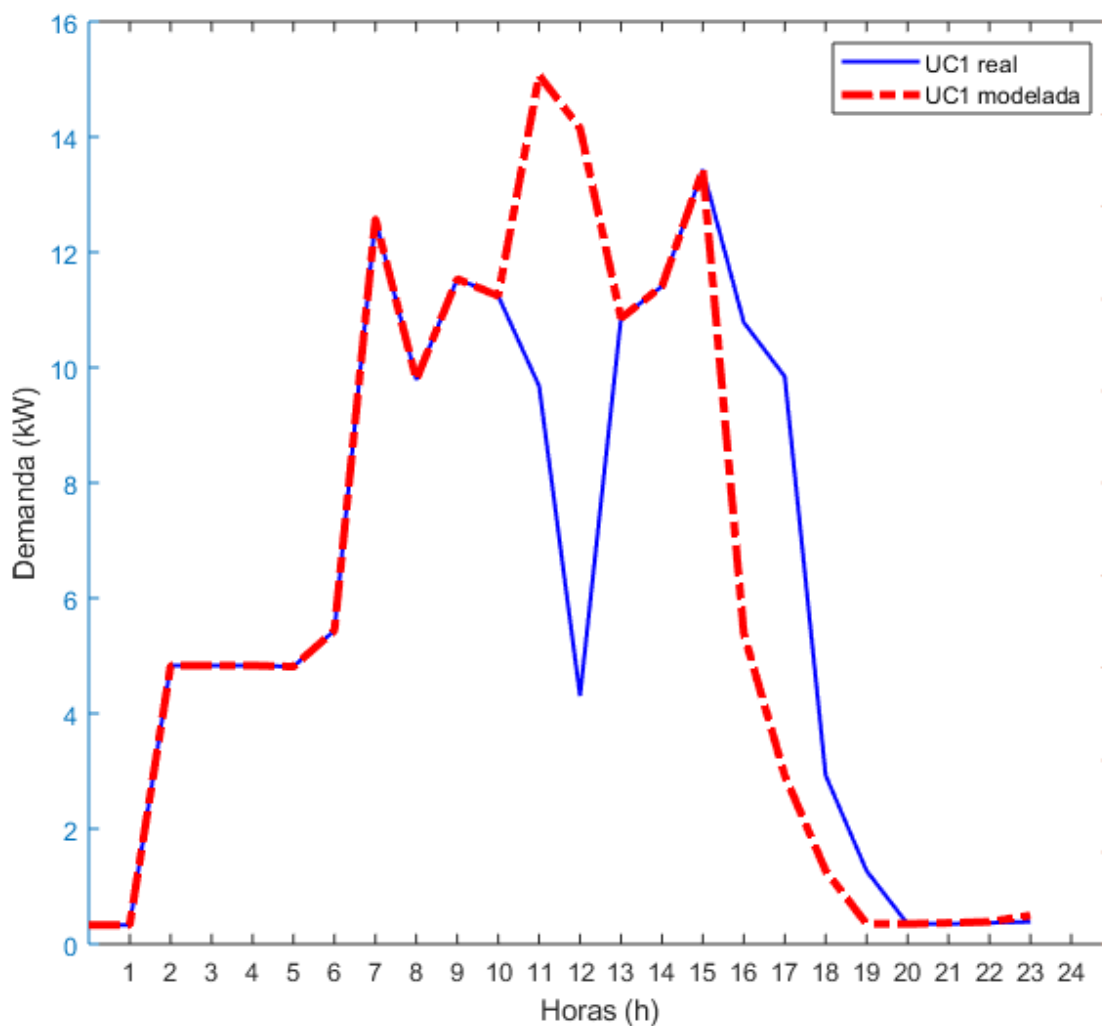
Sabido que a tarifação é a principal ferramenta de GLD, que surte efeito sobre o gasto final do uso de energia elétrica, então se estudou a viabilidade de aderir a tarifa branca já que ambas as UC's são de baixa tensão.

A remodelagem da curva de carga, através da técnica de preenchimento de vale (*valley filling*) no horário de 12:00h e o deslocamento de carga (*load shifting*) do período intermediário da tarifa branca (16:30-17:30h), pois possível concentrar a maior demanda da unidade consumidora no período fora ponta, como mostrado no Gráfico 17. Desta forma a tarifa branca tornou-se, sem dúvida, a modalidade adequada para a UC1, onde as técnicas de GLD possibilitou que a unidade tivesse um aumento de 5% de sua demanda no período de menor pico do sistema elétrico nacional e uma redução de 4% no posto intermediário e de 1% no horário de pico, como mostrado no Gráfico 18.

Já para a UC 2, a adoção da tarifa branca não é viável, devido existir elevado consumo no período de ponta, como mostrado no Gráfico 16, e não haver possibilidade de ajustar o período de uso do forno elétrico totalmente para o horário fora ponta, pois afetaria nas vendas do estabelecimento já que ele agrega valor em “vender pães quentinhos saindo do forno”.

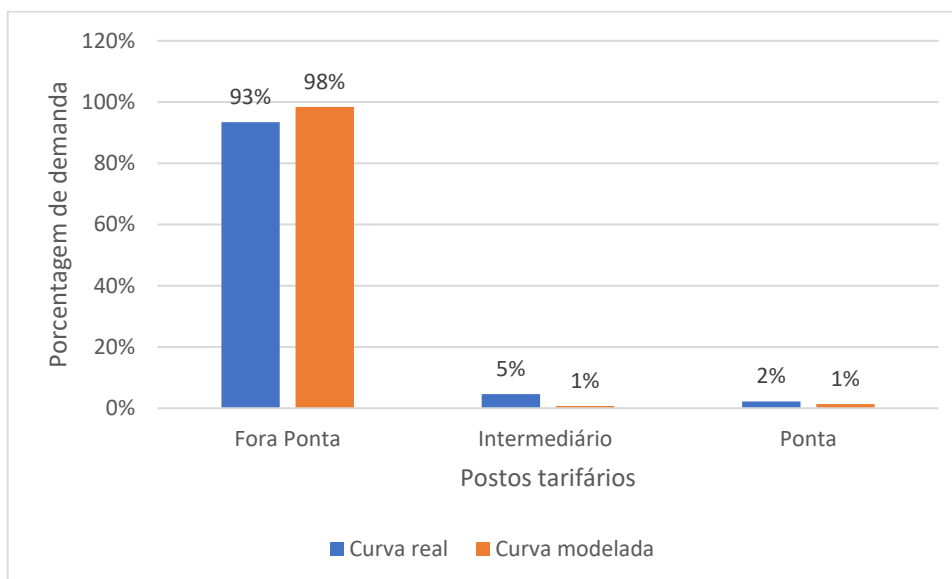
Algumas medidas de eficiência energética foram propostas para as UC's, conforme mostrado na Tabela 8. O uso de película antitérmica com a tecnologia de Nano Cerâmica , proposta em ambas as unidades consumidoras, reduz em até 90% a entrada dos raios solares infravermelho, que causam o aquecimento do ambiente e ainda permite a passagem de 70% dos raios visíveis ao olho humano. Assim, a aplicação dessa película reduz a carga térmica dos ambientes sem impedir a entrada de iluminação natural.

Gráfico 17 - Curva de carga real e modelada da UC1.



Fonte: Autoria própria (2020).

Gráfico 18 - Percentuais de demanda em cada posto tarifário da UC1.



Fonte: Autoria própria (2020).

De acordo com o item 5.3.28 e 5.3.62 da NBR 5413 (iluminância de interiores) a iluminância indicada para salas de terapia físicas e padarias é de 200lux, constatando assim que os ambientes estudados estão dentro dos índices de iluminância indicado pela norma, pois com o auxílio do luxímetro, foi medido 212 lux e 220 lux em média para os ambientes que compõem a clínica e o ambiente de armazenagem da padaria. Entretanto, para a UC 2 foi obtido com o auxílio do luxímetro 800 lux durante o dia, no espaço área de atendimento dos clientes e exposição dos produtos fabricados. Como a unidade já conta com a instalação de lâmpadas LED's, para contornar o excesso de iluminação da UC 2 foi proposto desligar 11 lâmpadas do estabelecimento durante o dia, uma vez que o interior tem um grande aproveitamento de luz natural não sendo necessário a utilização iluminação artificial.

Tabela 8 - Medidas de eficiência energética propostas para cada UC.

UC1	UC2
Uso de películas antitérmicas em janelas e portas de vidros;	Uso de películas antitérmicas na fachada de vidro;
Utilização de sensor de presença em ambientes pouco frequentados (banheiro e almoxarifado);	Plano de manutenção dos condicionadores de ar;
Substituição de ar condicionados;	Desligamento de algumas lâmpadas, durante o dia, da área de atendimento;
Ajuste de temperatura de conforto;	Ajuste de temperatura de conforto;
Plano de manutenção dos condicionadores de ar;	Distanciar 15cm os refrigeradores de suas superfícies ao redor;
Distanciar 15 cm a geladeira das superfícies ao redor;	—————

Fonte: Autoria própria (2020).

Regular o termostato para uma temperatura de conforto é um parâmetro que garante a redução do consumo, pois estudos apontam que temperatura em uma faixa de 22°C ou 23°C consome menos energia, pois não exige tanto esforço da máquina para atingir a temperatura. Uma outra medida de eficiência para os condicionadores de ar é um plano de manutenção das máquinas para limpeza e inspeção do fluido refrigerante.

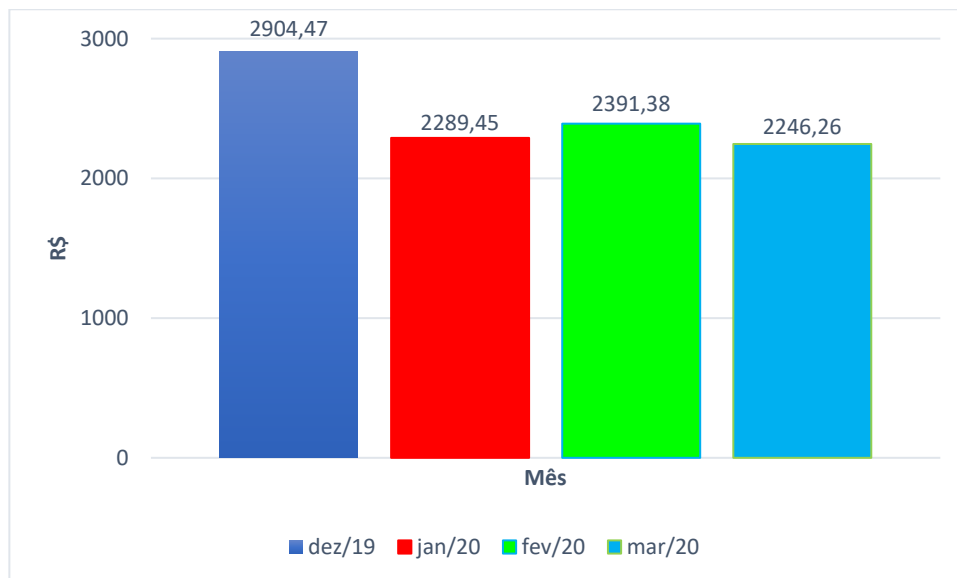
Além da tarifação, a técnica de conservação estratégica (*strategic consevation*) de GLD foi proposta para a UC1. Como essa técnica propões a substituição de aparelhos mais

eficientes, indicou-se a substituição de dois ar condicionados de 18000 BTU cada por um de 24000BTU para a recepção. O dimensionamento da máquina foi feito embasado na NBR 16401, onde considera o tamanho da área a ser climatizada (mm²), números de pessoas no ambiente, posição geográfica das paredes, entre outros critérios.

Análise das Faturas

A UC1 aderiu em fevereiro de 2020 a transição de fatura convencional para tarifa branca, obtendo uma economia de 17,67% em fevereiro de 2020 e 22,67% em março de 2020 com o custo de energia, em relação ao mês base (dezembro de 2019), conforme apresentado no Gráfico 19. Vale ressaltar que além da adequação da modalidade tarifária, a UC1 aderiu também as medidas de eficiência energética propostas, contribuindo para alcançar melhores economias ao final do mês.

Gráfico 19 - Custo de energia da UC1.



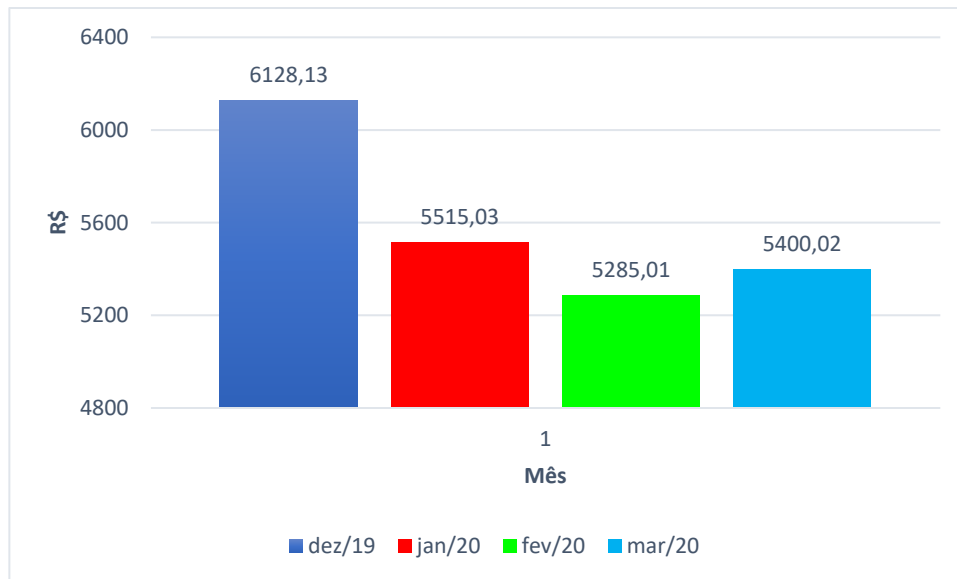
Fonte: Autoria própria (2020).

Como não foi viável a aplicabilidade da tarifa branca para a UC2, foram propostas medidas como mostrado na Tabela 8, onde a unidade só aderiu basicamente aos bons modos de utilização dos condicionadores de ar e freezers, como: acionar os condicionadores de ar em torno dos 22°C/23°C; evitar a variação do controle da temperatura ao longo do dia; fazer uso das duas máquinas para não sobrecarregar apenas uma; utilizar uma caixa térmica para conservar as matérias-primas, afim de evitar a abertura periódica do freezer; troca da borracha

de vedação do freezer do freezers de armazenagem; o afastamento dos freezers próximo a fachada de vidro e desligamentos de 11 lâmpadas ao longo do dia.

Essas simplórias medidas de eficiência gerou uma economia de 4,17% no mês de fevereiro de 2020 e 2,09% no mês de e março de 2020, em relação ao mês de referência (janeiro 2020), como mostrado no Gráfico 20.

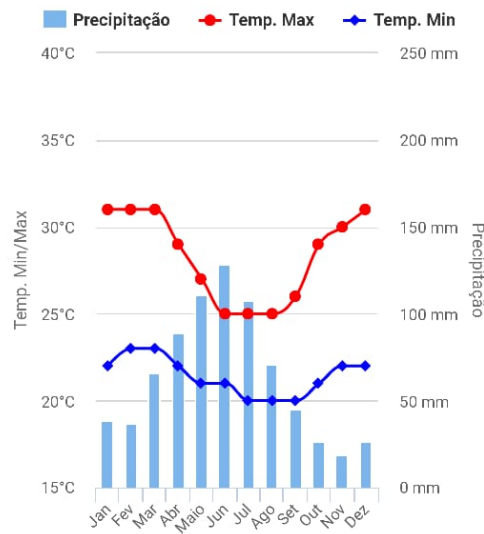
Gráfico 20 - Custo de energia da UC2.



Fonte: Autoria própria (2020).

Em dezembro de 2019 a unidade teve um elevado gasto com energia, fato este que não foi um consumo registrado em meses anteriores do histórico de consumo, e tal fato foi justificado pelas elevadas temperaturas registradas na cidade de Arapiraca, como mostrado no Gráfico 21. As elevadas temperaturas, atrelada ao número de refrigeradores instalados em um ambiente com uma fachada de vidro não revestido por uma película de proteção antitérmica, torna o ambiente semelhante a uma Ilha de Calor que, conseqüentemente, faz com que os equipamentos de refrigeração e climatização consumam mais energia para desempenhar sua função.

Gráfico 21 - Variação anual da temperatura e precipitação na cidade de Arapiraca-AL.



Fonte: Autoria própria, baseado em

Climatempo.(<https://www.climatempo.com.br/climatologia/817/arapiraca-al>).

Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos

A geração distribuída além de ser uma técnica de GLD também é uma medida de eficiência energética, logo foi dimensionado sistemas fotovoltaicos para as unidades estudadas. Através da Equação 4, obteve-se um sistema de 23,58kWp para a UC1 e de 43,24kWp para a UC2.

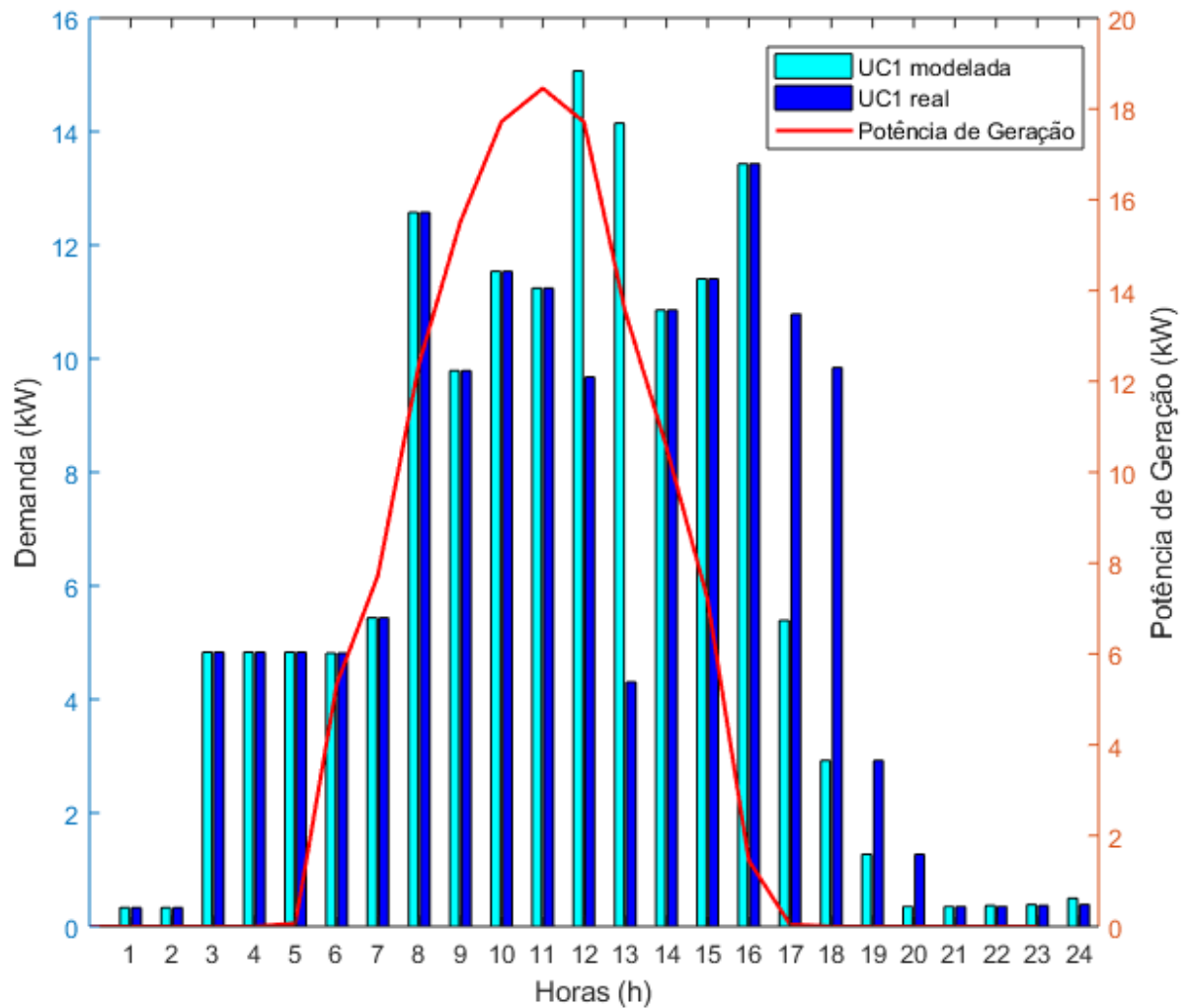
Sabendo que as técnicas de GLD aplicados em sistema de geração distribuída, maximizam o aproveitamento da geração disponível naquele momento, contribuindo também para a redução das flutuações de tensão na rede da distribuidora causadas pela energia reversa, é possível observar através dos Gráfico 22 e Gráfico 23 a simultaneidade da geração, considerando uma curva característica típica de céu claro, juntamente com a curva de carga do dia 02 de dezembro de 2019 da UC1 e 11 de janeiro de 2020 da UC2.

O Gráfico 22, expõe o comportamento da geração versus consumo para a UC1. A partir deste gráfico, é possível observar o aumento do uso da energia gerada quando a unidade sofreu o ajuste de sua curva de carga através das medidas preenchimento de vale (*valley filling*) e deslocamento de carga (*load shifting*).

Já o Gráfico 23, ilustra o comportamento de geração e consumo para a UC2. Para essa unidade, como citado anteriormente, apenas foram propostas técnicas de eficiência energética pois a atividade comercial do estabelecimento não permitiu que houvesse uma suavização da demanda ao longo do dia. No Gráfico 23, é possível perceber que no período de máxima

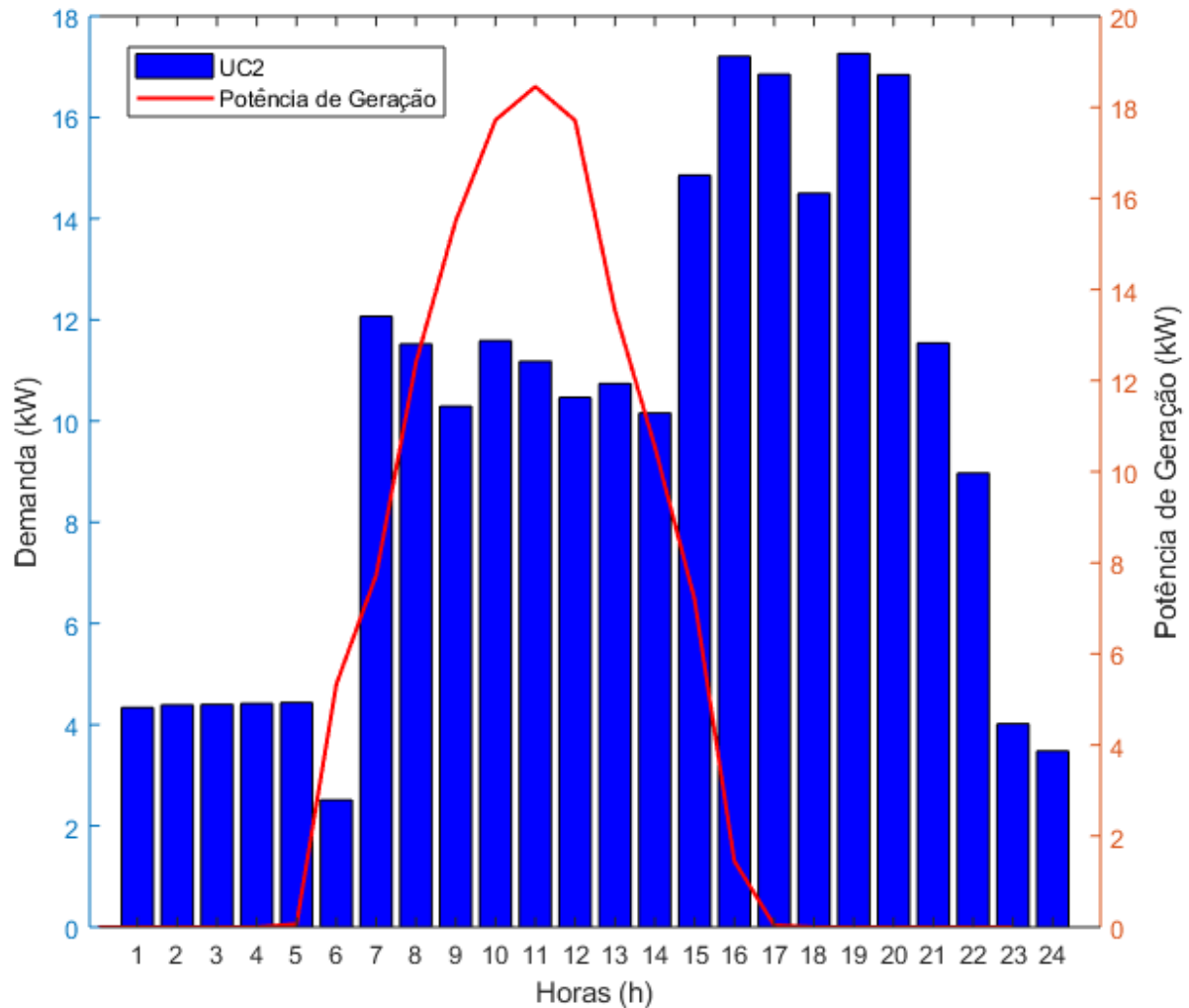
geração, a unidade não tem sua demanda máxima fazendo com que a energia produzida seja penetrada na rede da concessionária. Dessa forma, uma técnica de GLD encontrada, pensando em maximizar o aproveitamento da geração e reduzir o fluxo reverso na rede da distribuidora, seria a unidade instalar um sistema de geração híbrido, onde no horário de pico de geração as baterias armazenariam a energia excedente, para que em um outro momento suprisse a demanda da UC.

Gráfico 22 - Simultaneidade da geração e demanda da UC1.



Fonte: Autoria própria (2020).

Gráfico 23 - Simultaneidade da geração e demanda da UC2.



Fonte: Autoria própria (2020).

10. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Como observado nos resultados, o gerenciamento pelo lado da demanda executado juntamente com a modalidade tarifária branca, para a classe comercial, é uma alternativa que, se bem planejada e executada atinge seu objetivo, como ocorreu com a UC1. Em contrapartida, se não ter conhecimento do perfil de demanda da unidade, essa modalidade tarifária pode elevar o gasto com energia elétrica devido o preço do kWh na ponta custar 2% a mais que a tarifa convencional.

Uma outra alternativa de praticar técnicas de GLD além da tarifação é com a adoção de medidas de eficiência energética, incluindo desde os bons modos de utilização dos equipamentos, troca dos mesmos, adequação no ambiente e implantação de sistemas de geração distribuída. A reeducação do uso de energia, apresenta uma certa mudança no conforto dos

consumidores e, em alguns casos, gera um custo por necessitar substituir de equipamentos. Por estes motivos, muitas vezes é uma medida que induz aos consumidores recorrerem a medidas que tragam um maior impacto nas suas contas de luz, como é o caso de sistemas fotovoltaicos.

Sabendo que o aumento do fluxo reverso de potência na rede de distribuição é uma problemática para a qualidade de energia e infraestrutura atual do sistema elétrico, os resultados nos mostram que a inclusão de técnicas de GLD em unidades de geração distribuída, permite ao consumidor um maior aproveitamento de sua geração, contribuindo paralelamente na redução da penetração de energia reversa na linha de distribuição.

Referências

ABNT. NBR 5413: **Iluminância de interiores**. Rio de Janeiro. 1992. Disponível em: < <http://ftp.demec.ufpr.br/disciplinas/TM802/NBR5413.pdf>>. Acessado: 24 mar. 2020.

ANEEL. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Resolução n. 414, de 9 de setembro de 2010. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acessado em: 26 jan.2020.

ANEEL. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Resolução n. 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acessado: 21 jan. 2020.

ANEEL. Estabelecer os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias. Resolução n. 547, de 16 de abril de 2013. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013547.pdf>>. Acessado em: 10 fev.2020.

ANEEL. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Resolução n. 687, de 24 de novembro de 2015. Disponível em: < <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acessado em: 13 fev.2020.

ANEEL. **Modalidades Tarifárias**. 2015. Disponível em: < https://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/modalidade/654800>. Acessado em: 26 mai.2020.

ANEEL. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica**. 2. ed – Brasília. 2016. Disponível em: < <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acessado em: 7 fev.2020.

ANEEL. **Estabelece as condições para a aplicação da modalidade tarifária horária branca**. Resolução n. 733, de 31 de maio de 2016. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016722.pdf>>. Acessado em: 30 jan.2020.

ANEEL. **Entendendo a Tarifa**. 2017. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa>>. Acessado em:30 jan.2020.

ANEEL. **Geração Distribuída**. 2018. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acessado em: 23 fev.2020.

ANEEL. **Bandeiras Tarifárias**. 2019. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acessado em: 10 fev.2020.

ANEEL. 2019a. Disponível em:<
<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoieWRmZWJjMGYtZjhhNC00YmYxLTg0MzItMDUyYjYjYmYjVmNTI4IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>>. Acessado em: 26 fev.2020.

ANEEL. **Unidades consumidoras com geração distribuída**. 2020. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Classe.asp>. Acessado em: 20 mai.2020.

ANEEL. **Tarifa Branca**. 2020a. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acessado em: 18 mai.2020.

ANEEL. **Bandeira tarifária de março será verde**. 2020b. Disponível em: <
https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/19827540>. Acessado em: 17 jun. 2020.

ALTOE, L. *et al.*. **Políticas públicas de incentivo à eficiência energética**. Estudos avançados. Vol 31, nº 89, São Paulo, 2017. Disponível em : <<http://www.scielo.br/pdf/ea/v31n89/0103-4014-ea-31-89-0285.pdf>>. Acessado em: 22 jan.2020.

BEZERRA; P.B.S.; **Proposta metodológica para avaliação da demanda residencial de energia elétrica através do desenvolvimento de uma curva de carga horária**. 2017. 175f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético). Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2017.

BRAGA, N.B.; **Gerenciamento Pelo Lado Da Demanda Em Áreas Residenciais**. Rio de Janeiro, RJ, 2014.

BRASILIA, Lei n. 9.478, de 06 de Agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF, 07 de Agosto de 1997. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9478.htm>. Acessado em: 21 jan.2020.

BRASÍLIA, Lei n. 10.295, de 17 de outubro de 2001. Dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF, 18 de outubro de 2001. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/LEIS_2001/L10295.htm>. Acessado em: 18 jan.2020.

CASTRO, D.F.; **Eficiência energética aplicada a instalações elétricas residenciais**. Rio de Janeiro, RJ, 2015

CLIMATEMPO. Disponível em:<<https://www.climatepo.com.br/climatologia/817/arapiraca-al>>. Acessado em:29 mar.2020.
CRESESB. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>>. Acessado em: 29 mar.2020.

CUNHA, M.V.; **Estratégias de gerenciamento pelo lado da demanda aplicado aos consumidores de BT considerando a tarifa branca e a geração distribuída**. 2016. 101f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria. 2016

Empresa de Pesquisa Energética - EPE. **Resposta da demanda: conceitos, aspectos regulatórios e planejamento energético**. Rio de Janeiro, 2019.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE. **Balanco energético nacional 2019: ano base 2018**. Rio de Janeiro, 2019a.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2019: ano base 2018**. Rio de Janeiro, 2019b.

FRANCISQUINI, A.A.; **Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição**. 2006. 108f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”. São Paulo. 2006.

GOULART, J.A.G.; **Efeitos de programas de resposta à demanda e da microgeração nas redes de distribuição**. 2015. 164f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2015

KEREKES, R.; HARTMANN, B.; **Demand-side management in Renewable Energy Park**, 2017 6th International Youth Conference on Energy (IYCE), Budapest, 2017.

MARQUES, M.S.; **Metodologia para modelagem de curvas típicas de demanda elétrica utilizando redes neurais artificiais considerando variáveis climáticas**. 2014. 121f. Dissertação (Mestrado Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Pampa. Alegrete-RS. 2014.

MARTINEZ, G.C.; **Verificação de enquadramento tarifário de clientes de média e alta tensão cativos de uma distribuidora via simulação**. Rio de Janeiro, 2017.

Ministério de Minas e Energia – MME, Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **Plano Nacional de Energia 2030**. Vol. 2 – Projeções, 2007.

MORAES, F.A.C.; **Impacto econômico das bandeiras tarifárias nos processos tarifários das distribuidoras de energia elétrica**. 2018. 102f. Dissertação (Mestrado em Políticas Públicas e Desenvolvimento). Instituto De Pesquisa Econômica Aplicada. Brasília. 2018.

MOREIRA, S.G.; **Resposta da demanda no planejamento para integração de recursos energéticos distribuídos**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Faculdade de Engenharia – UNESP. Ilha Solteira. 2017.

NARUTO, D.T.; **Vantagens e desvantagens da geração distribuída e estudo de caso de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica**. Rio de Janeiro-RJ, 2017.

NETO, A.O.; **Análise de Impactos da Geração Distribuída Fotovoltaica - Estudo de caso: Embaixada da Itália, Brasília DF**. Monografia. Universidade de Brasília. Brasília. 2016.

POMPERMAYER, M. L.; FURTADO, A. T.; **A crise energética dos anos setenta e suas repercussões na economia dos países industrializados**. 1998.

PROCEL. **Avaliação do mercado de eficiência energética no brasil - Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso - Ano Base 2005, 2007**.

SIEBERT, L.C.; **Sistema de otimização de resposta à demanda para redes elétricas inteligentes**. 2013. 139f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Paraná (UFPR). Curitiba. 2013.

SILVA, F.G. R.; **Análise e levantamento da composição tarifária brasileira**. 2013. Disponível em: < http://americadosol.org/wp-content/uploads/2013/10/estudo_filipe_ramos.pdf>. Acessado em: 13 jan.2020.

SOUSA, H.W.A.; **Utilização de programas de reação da demanda como alternativa à necessidade de geração termelétrica complementar para garantia do suprimento de energia elétrica.** 2013. 88f. Dissertação (Mestrado em Regulação). Universidade de Brasília. Brasília. 2013.

SOUZA, R. V. X.; **Análise dos impactos de políticas de resposta da demanda na formação do preço da liquidação das diferenças no mercado de energia elétrica brasileiro.** 2014. 150f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Fundação Universidade Federal do ABC. Santo André. 2014.

TOLEDO, Fabio. **Desvendando as redes elétricas inteligentes.** Rio de Janeiro: Brasport. 2012.

VEIGA, I.C.L.; TORRES, I.C.; SOUZA, L.F.L.; **Impacto econômico de um sistema de geração de energia elétrica fotovoltaico residencial conectado à rede.** SBPC. Ed. 70. Maceió. 2018.

ZORTEA, A.L. *et al.* Gerenciamento pelo lado da demanda aplicado à sistemas industriais: metodologias e desafios. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, XLIX, 2017, Blumenau, **Simpósio.** 2017.