

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Lucas Matheus Gomes Machado

**PROJEÇÃO DE DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA A  
CURTÍSSIMO PRAZO CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE  
MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

**Porto Alegre**

**2015**

LUCAS MATHEUS GOMES MACHADO

**PROJEÇÃO DE DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA A  
CURTÍSSIMO PRAZO CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE MICRO E  
MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Projeto de Diplomação apresentado ao  
Departamento de Energia Elétrica da Universidade  
Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos  
requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica

ORIENTADORA: Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Gladis Bordin

Porto Alegre

2015

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

Reitor: Carlos Alexandre Nero

Vice-Reitor: Rui Vicente Oppermann

ESCOLA DE ENGENHARIA

Diretor: Luiz Carlos Pinto da Silva Filho

Vice-Diretora: Carla Schwengber ten Caten

Matheus Gomes Machado, Lucas  
Projeção de Demanda de Energia Elétrica a  
Curtíssimo Prazo Considerando a Inserção de Micro e  
Minigeração Fotovoltaica / Lucas Matheus Gomes  
Machado. -- 2015.  
61 f.

Orientadora: Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Gladis Bordin.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) --  
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de  
Engenharia, Curso de Engenharia Elétrica, Porto  
Alegre, BR-RS, 2015.

1. Projeção de Demanda. 2. Energia Elétrica. 3.  
Curtíssimo Prazo. 4. Micro e Minigeração Fotovoltaica.  
5. Variáveis Climáticas. I. Bordin, Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>.  
Gladis, orient. II. Título.

LUCAS MATHEUS GOMES MACHADO

**PROJEÇÃO DE DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA A  
CURTÍSSIMO PRAZO CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE MICRO E  
MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Este trabalho de CC foi analisado e julgado adequado para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e Banca Examinadora designada pelo Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul

---

Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Gladis Bordin  
**Orientadora**

---

Prof. Dr. Ály Flores Ferreira Filho  
**Chefe do DELET**

Aprovado em: \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_

BANCA EXAMINADORA:

---

Gladis Bordin (Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup>) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

---

Gustavo Dorneles Ferreira (Prof. Dr.) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul

---

Diego Gradaschi (Eng<sup>o</sup>.) - Ludfor Energia

Dedico este trabalho à minha família  
e namorada pela compreensão  
dos momentos ausentes e  
pelo apoio constante

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais Valtair e Mary por toda dedicação, compreensão e estímulo durante todos os momentos.

Ao meu irmão Pedro e meu afilhado Gabriel por toda amizade e carinho.

À minha namorada Luna pelo apoio, incentivo e cumplicidade.

À Professora Gladis Bordin pelo aprendizado e dedicação.

Aos meus amigos, pelos momentos de alegria e descontração.

## RESUMO

Projeções de demanda de energia elétrica são ferramentas essenciais para a expansão e operação de um sistema de potência. Modelos tradicionais de projeção de demanda no horizonte de curtíssimo prazo apresentam variáveis climáticas como sendo as únicas presentes no modelo, porém, em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica publicou a Resolução Normativa nº482 onde o consumidor brasileiro pode gerar energia através de fontes renováveis para consumi-la, armazená-la em baterias ou mesmo para injetá-la à rede da distribuidora. Diante disto, o presente trabalho tem como objetivo apresentar um modelo de projeção de demanda de curtíssimo prazo que contemple a inserção de micro e minigeração fotovoltaica. O trabalho é dividido em três partes. Na primeira são apresentadas considerações sobre sistemas elétricos, micro e minigeração e uma revisão bibliográfica acerca de modelos projeção de curtíssimo prazo, porém nenhum apresentou este fator novo de micro e minigeração. A segunda parte consiste na apresentação dos procedimentos necessários para a elaboração de um modelo, como a identificação das variáveis, identificação de perfis diários, escolha da técnica de projeção e tratamento de dados. Finalizando o trabalho, e com o objetivo de testar o modelo elaborado, comparou-se a projeção realizada com dados reais de demanda para os perfis diários determinados e, para avaliar o impacto da micro e minigeração fotovoltaica, construiu-se três cenários de projeção, onde a taxa de adesão do consumidor é fator básico. Desta forma, analisou-se graficamente a influência que a MMG tem na curva de demanda de uma distribuidora de energia elétrica.

**Palavras-chave: Projeção de Demanda. Energia Elétrica. Curtíssimo Prazo. Micro e Minigeração Fotovoltaica. Variáveis Climáticas.**

## **ABSTRACT**

Electricity demand forecasting is an essential tool for the expansion and operation of a power system. Traditional models of short-term load forecasting have the climatic variables as the only ones considered. However, in 2012, the National Electric Energy Agency published the Normative Resolution number 482, stating that the Brazilian's consumers can generate electricity from renewable sources in order to consume it, store it on batteries or even to send it through the distribution system. Therefore, this work aims to present a short-term load forecasting that includes micro and small photovoltaic generation. Thus, it is divided in three parts. In the first one, theoretical information about electric systems, micro and small generation, and a literature review of short-term load forecasting are shown, not being identified any new factor. The second part consists of the identification of the necessary procedures for elaborating a model, being presented the variable identification, identification of daily profiles, choose of the appropriated technique and treatment of data. Finally, in order to test this work, comparisons between the realized forecasting with real load forecasting data for the daily profiles are made, with the intuit to evaluate the impact of micro and small generation. In addition, three forecasting scenarios were built, where the consumer membership is a basic factor. Consequently, a graphical analysis was made, to evaluate the influence that a MMG has on the demand curve of an electric distribution company.

**Keywords: Demand Forecasting. Electricity. Short-term. Micro and Small Photovoltaic Generation. Climatic variables.**



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Procedimentos para a PDCTP .....	27
Figura 2: Variação do ID e da temperatura ao longo de um dia útil .....	33
Figura 3: Variação da ST, da $V_V$ e da $T_A$ em um domingo .....	34
Figura 4: Projeção de Demanda para um perfil de dia útil do mês de Março.....	39
Figura 5: Projeção de Demanda de um dia útil com o impacto da MMG em Março..	40
Figura 6: Projeção de Demanda para um perfil de dia útil do mês de Junho .....	41
Figura 7: Projeção de Demanda de um dia útil com o impacto da MMG em Junho..	42
Figura 8: Projeção de Demanda para um perfil de dia útil do mês de Setembro .....	43
Figura 9: Projeção de Demanda de um dia útil com MMG em Setembro .....	43
Figura 10: Projeção de Demanda para um perfil de dia útil do mês de Dezembro ...	44
Figura 11: Projeção de Demanda de um dia útil com MMG em Dezembro .....	45
Figura 12: Projeção de Demanda para um perfil de sábado de Março .....	46
Figura 13: Projeção de Demanda de um sábado com MMG em Março.....	47
Figura 14: Projeção de Demanda para um perfil de sábado de Junho .....	48
Figura 15: Projeção de Demanda de um sábado com MMG em Junho .....	48
Figura 16: Projeção de Demanda para um perfil de sábado de Setembro.....	49
Figura 17: Projeção de Demanda de um sábado com MMG em Setembro .....	50
Figura 18: Projeção de Demanda para um perfil de sábado de Dezembro.....	50
Figura 19: Projeção de Demanda de um sábado com MMG em Dezembro .....	51
Figura 20: Projeção de Demanda de domingo/feriado de Março .....	52
Figura 21: Projeção de Demanda de domingo/feriado com MMG em Março.....	52
Figura 22: Projeção de Demanda de domingo/feriado de Junho .....	53
Figura 23: Projeção de Demanda de domingo/feriado com MMG em Junho.....	54
Figura 24: Projeção de Demanda de domingo/feriado de Setembro.....	54
Figura 25: Projeção de Demanda de domingo/feriado com MMG em Setembro .....	55
Figura 26: Projeção de Demanda de domingo/feriado de Dezembro.....	56
Figura 27: Projeção de Demanda de domingo/feriado com MMG em Dezembro .....	56

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Principais documentos para micro e minigeração .....	19
Quadro 2: Dados históricos .....	31
Quadro 3: Categorias dos índices de desconforto térmico.....	33
Quadro 4: Parâmetros dos Cenários.....	38
Quadro 5: $P_{MMG}$ para o mês de Março.....	40
Quadro 6: $P_{MMG}$ para o mês de Junho.....	42
Quadro 7: $P_{MMG}$ para o mês de Setembro .....	44
Quadro 8: $P_{MMG}$ para o mês de Dezembro .....	46

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARIMA	<i>Auto Regressive Integrated Moving Average Model</i>
ARIMAX	<i>Auto Regressive Integrated Moving Average Model with Exogenous Input</i>
ARMA	<i>Auto Regressive Moving Average Model</i>
ARMAX	<i>Auto Regressive Moving Average Model with Exogenous Input</i>
DAN2	<i>Dynamic Artificial Neural Network Model</i>
GD	Geração Distribuída
FARMAX	<i>Fuzzy Auto Regressive Moving Average Model with Exogenous Input</i>
ID	Índice de Desconforto
MAPE	<i>Mean Absolute Percentage Error</i>
MMG	Micro e Minigeração
NARI	Rede Neural Não Linear Autoregressiva Integrada
PDCTP	Projeção de Demanda a Curtíssimo Prazo
PRODIST	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PVG	Plano Virtual de Geração
REN	Resolução Normativa
RNA	Rede Neural Artificial
SEP	Sistema Elétrico de Potência
ST	Sensação Térmica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

## Sumário

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	11
1.1 CONSIDERAÇÕES SOBRE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS .....	11
1.2 MOTIVAÇÃO.....	14
1.3 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA.....	14
1.4 OBJETIVO .....	15
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO .....	15
<b>2. MICRO E MINIGERAÇÃO NO BRASIL</b> .....	17
2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	17
2.2 REGULAMENTAÇÃO DE MICRO E MINIGERAÇÃO NO BRASIL .....	18
2.3 ENERGIA SOLAR E PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE.....	20
2.4 EFEITO DA MICRO E MINIGERAÇÃO NA PROJEÇÃO DA DEMANDA .....	21
<b>3. MODELOS PARA PROJEÇÃO DE DEMANDA A CURTÍSSIMO PRAZO</b> .....	23
3.1 CONSIDERAÇÕES.....	23
3.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	23
<b>4. MODELO PROPOSTO</b> .....	27
4.1 IDENTIFICAÇÃO E AVALIAÇÃO DAS VARIÁVEIS DE INTERESSE.....	27
4.2 ESCOLHA DA TÉCNICA DE PROJEÇÃO .....	30
4.3 AQUISIÇÃO DE DADOS.....	30
4.4 TRATAMENTO DE DADOS .....	32
4.5 IMPLEMENTAÇÃO DO MODELO.....	36
<b>5. PROJEÇÃO DE DEMANDA</b> .....	38
<b>6. CONCLUSÕES</b> .....	57
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	58

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1 CONSIDERAÇÕES SOBRE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) tem como principal função oferecer energia elétrica aos usuários com qualidade e segurança, na medida em que essa for solicitada. Para que essa função seja realizada é necessário projetar a demanda que será atendida.

A projeção de demanda de energia elétrica é o processo essencial para o planejamento e operação do sistema elétrico de potência. Este planejamento pode ser organizado em cinco tipos, de acordo com Mcsharry, Bouwman e Bloemhof (2005 apud Madeira, 2009)<sup>1</sup>, como descrito a seguir.

- **Planejamento da geração:** permite adequar a oferta ao mercado previsto, compatibilizando níveis de confiabilidade e custos de suprimento;
- **Planejamento da transmissão:** permite definir o carregamento de linhas e transformadores, o sentido de fluxos de intercâmbio e custos de transmissão;
- **Planejamento da distribuição:** possibilita visualizar a evolução temporal e a distribuição espacial do consumo em áreas urbanas e rurais;
- **Planejamento da operação:** possibilita o despacho das unidades geradoras e das interligações, de modo a minimizar os custos de produção e transmissão. É no planejamento da operação que o presente trabalho está inserido, sendo este, então, o ambiente e o foco do estudo.
- **Planejamento financeiro:** permite quantificar a tarifa e a receita das empresas.

A determinação do comportamento futuro da demanda em um sistema de potência está diretamente vinculada à tarefa de tomada de decisão entre realização de ações voltadas à gestão tanto pelo lado da demanda quanto pelo lado da oferta de energia elétrica. Deste modo, um estudo de demanda com horizonte de projeção não adequada ao objetivo do estudo pode trazer prejuízos tanto para a distribuidora quanto para os consumidores. Assim, subestimar a demanda pode resultar em não

---

<sup>1</sup> MCSHARRY, P.E.; BOUWMAN, S.; BLOEMHOF, G., **Probabilistic Forecast of the Magnitude and Timing of Peak Electricity Demand**. IEEE, 2005 apud Madeira, 2009.

atendimento de consumidores e superestimar a mesma conduz a uma ociosidade do sistema, segundo OLIVEIRA, M. *et al.* (2010a).

O planejamento da operação do sistema é um processo complexo devido à dimensão dos sistemas reais, ao número elevado de variáveis de decisão e as inúmeras incertezas. Desta forma, o planejamento da operação do sistema pode ser dividido em quatro horizontes de planejamento, longo prazo, médio prazo, curto prazo e curtíssimo prazo e, para cada um, há uma abordagem e um objetivo específico, como descrito a seguir.

- **Longo prazo:** Projeção com horizonte de estudo de dois a cinco anos à frente. Fornece para produtores e distribuidores a evolução da demanda, o que permite a definição de estratégias para aumentar a capacidade das linhas de transmissão ou construir novas plantas produtoras, ou ainda, determinar políticas para obter novos clientes. Previsões no longo prazo são ainda mais importantes para países em desenvolvimento do que países desenvolvidos, devido a seu crescimento da demanda ser mais acentuado. Para previsão no longo prazo são, normalmente, empregadas informações de carga e informações sócio-econômicas (CARMONA, D. *et al.* 2002).

Segundo Lima (1996):

- **Médio prazo:** Projeção com horizonte de estudo de até um ano à frente e coincide com a fase de planejamento da operação energética. É necessário para determinar uma política de operação dos reservatórios, fixar cronogramas de manutenção de equipamentos de geração e transmissão e determinar contratos de suprimentos de energia e potência entre empresas, de modo que se atenda a demanda projetada com a capacidade prevista, além de estabelecer os preços de médio prazo.

- **Curto prazo:** O horizonte desta previsão é de alguns dias a algumas semanas à frente. Previsão, esta, utilizada na fase de programação da operação, onde se procura atender as metas estabelecidas no médio prazo, considerando as variações elétricas e energéticas não esperadas. É nesta fase que a análise de segurança do sistema nos aspectos elétrico, energético e hidráulico é realizada, adequando o cronograma de manutenção elaborado no médio prazo. Além disso, a informação de carga para a programação da operação hidráulica do sistema,

alocação de unidades, coordenação hidrotérmica e a avaliação de intercâmbios é obtida a partir da previsão de carga a curto prazo.

- **Curtíssimo prazo:** Abrange o horizonte de alguns minutos a algumas horas à frente. A previsão de carga a curtíssimo prazo é utilizada para ajustar o controle geração-carga, detectar condições perigosas de operação, análise de contingências e, assim, possibilitar intervenções corretivas a tempo. Ou seja, a projeção de demanda a curtíssimo prazo é imprescindível para se evitar distúrbios indesejáveis em operações envolvendo sistemas elétricos de potência.

A projeção da demanda de energia elétrica para um determinado período necessita de uma análise cuidadosa dos dados históricos de consumo. À medida que o horizonte de planejamento é restringido à horas ou dias à frente, aspectos antes não impactantes passam a ser cruciais, como, por exemplo, fatores climáticos, e dados a serem trabalhados necessitam maior precisão a fim de tornar o modelo mais robusto e, portanto, capaz de recuperar-se rapidamente de situações não usuais.

O estudo de projeção de demanda de curtíssimo prazo (PDCTP) depende de qual será sua utilidade para a programação da operação do sistema, como discriminados a seguir.

- **Pico de carga diário do sistema:** evolução da demanda em horário de ponta para garantir o atendimento do sistema com segurança e confiabilidade;
- **Valor da carga em uma determinada hora:** para o planejamento das execuções e manobras de manutenção;
- **Curva de carga diária ou semanal (horário ou intervalo menor) do sistema:** programação básica da geração, análise da segurança do sistema a qualquer instante e informação contínua ao operador do sistema.

Os usos da PDCTP remetem a três aplicações distintas deste tipo de projeção.

A aplicação referente ao pico de carga diário do sistema é fornecer informações necessárias às funções de programação que determinam a alocação de geração mais econômica consistente com as exigências de confiabilidade, restrições operacionais, políticas, ambientais e limitações do equipamento.

Em relação ao valor da carga em uma determinada hora, a aplicação é a avaliação preditiva da segurança do sistema. A projeção é um dado importante para a análise de contingência para a detecção de futuras condições sobre as quais o sistema possa se tornar vulnerável. Esta informação permite se preparar a ação corretiva necessária para obter o sistema de potência de forma segura.

A aplicação relacionada com a curva de carga diária ou semanal (horário ou intervalo menor) do sistema é fornecer informações periódicas, ou seja, a mais recente projeção de demanda, com a última projeção de tempo, sendo que a característica de seu comportamento aleatório deve ser considerada. Estas informações são necessárias para operar o sistema de forma econômica e confiável.

Lima (1996) descreve que a PDCTP tem um papel importante na formulação da operação econômica, confiável, segura e estratégica de um sistema de potência, cujo principal objetivo é fornecer uma previsão de carga para a programação básica da geração, para a análise de segurança do sistema de potência em qualquer instante e para manter o operador continuamente informado.

## **1.2 MOTIVAÇÃO**

Pelo aqui suposto, um problema relevante e complexo do planejamento da operação diz respeito à projeção de demanda. Somado a isto, em 2012, com a publicação da Resolução Normativa 482, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis, e fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade, adquirindo créditos de energia junto à concessionária. Trata-se da micro e minigeração distribuída de energia elétrica.

Sendo assim, os modelos tradicionais de projeção de demanda de energia elétrica não contemplam o consumidor como gerador, e necessitam ser reavaliados, motivando o presente trabalho.

## **1.3 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA**

Na Projeção tradicional de Demanda de Energia Elétrica a Curtíssimo Prazo, as variáveis climáticas são as variáveis explicativas da evolução da demanda. Um aspecto relevante relacionado ao consumo de energia elétrica é o conforto térmico, que expressa satisfação com o ambiente térmico que envolve uma pessoa. As mudanças de temperatura ambiente, velocidade do vento, umidade relativa, nível de



precipitação, radiação solar, entre outras, afetam o metabolismo do corpo humano mudando a sensação de conforto de um indivíduo, de acordo com Parkpoom, Harrison e Bialek (2004 apud Oliveira et al, 2010a)<sup>2</sup>. Nessa situação, o uso de condicionadores de ar torna-se necessário, sendo este um dos maiores responsáveis pelo consumo de energia elétrica do Brasil, segundo Baltar (2006 apud Oliveira et al, 2010a)<sup>3</sup>.

Sendo assim, o presente trabalho apresenta um modelo para PDCTP que utiliza variáveis climáticas e analisa suas causas e efeitos. Inclui, ainda, um novo fator, a inserção da geração fotovoltaica por prosumidores, nome que vem sendo utilizado ao consumidor que também é produtor de energia elétrica, ou seja, o consumidor pode gerar energia fotovoltaica em sua residência para consumi-la, armazená-la em baterias ou mesmo para injetá-la à rede da distribuidora.

Com estes novos aspectos referentes ao comportamento do consumidor, a metodologia tradicional de PDCTP necessita ser reavaliada para incluir esses aspectos. Neste sentido, encontra-se o presente trabalho.

#### **1.4 OBJETIVO**

Apresentar um modelo para projeção de demanda de energia elétrica no horizonte de curtíssimo prazo, considerando a inserção de micro e minigeração fotovoltaica, juntamente com os tradicionais aspectos climáticos.

#### **1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO**

O trabalho é estruturado em sete capítulos, incluindo este capítulo introdutório.

O Capítulo 2 apresenta considerações sobre a micro e minigeração (MMG) de energia elétrica no Brasil, descrevendo a regulamentação e conceituando a geração de energia através do efeito fotovoltaico

O Capítulo 3 apresenta uma revisão sobre as metodologias de projeção de demanda a curtíssimo prazo, visando situar o leitor em relação ao aqui proposto.

---

<sup>2</sup> PARKPOOM, S.; HARRISON, G. P.; BIALEK, J. W. “Climate change impact on electricity demand”, in Proc. 39<sup>th</sup> University Power Engineering Conference – UPEC2004, vol.2, Bristol, UK, 2004 apud Oliveira et al 2010a.

<sup>3</sup> BALTAR, M. G. “Redução da demanda de energia elétrica utilizando parâmetros construtivos visando o conforto térmico”, Dissertação de Mestrado, PUCRS, 2006 apud Oliveira et al 2010a.

O Capítulo 4 apresenta o modelo proposto neste trabalho. As etapas a serem desenvolvidas antes da elaboração das projeções, bem como a definição e descrição das variáveis de interesse, os detalhes e a problemática enfrentada no desenvolvimento de cada etapa, também são apresentados

No Capítulo 5 são mostrados os resultados obtidos com o modelo desenvolvido e discussões acerca dos mesmos.

O Capítulo 6 finaliza o trabalho, apresentando as conclusões obtidas com as investigações conduzidas ao longo do estudo.

## **2. MICRO E MINIGERAÇÃO NO BRASIL**

A micro e minigeração fazem referência à geração distribuída (GD) em pequena escala, termo utilizado para remeter aos aproveitamentos energéticos realizados junto ou próximo do uso final, conforme o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE, 2013). No sentido amplo do termo, a GD independe da potência, tecnologia e fonte energética.

Lautenschleger (2013) apresenta uma explanação acerca dos conceitos de micro e minigeração, a regulamentação de micro e minigeração no Brasil e aspectos pertinentes sobre a geração fotovoltaica.

### **2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS**

Quando se refere à caracterização da mini e microgeração distribuída há variações em nível global. A *ESB Networks* (2013) define a microgeração como a geração de até 11 kW trifásica e 5,5 kW monofásica que pode operar em paralelo com o seu sistema de distribuição. Não há restrição, no entanto, quanto ao tipo de fonte energética, apenas indicação de algumas possibilidades como eólica e fotovoltaica. Já, a ANEEL (2012a) define microgeração distribuída como a central geradora de energia elétrica conectada na rede de distribuição por meio de instalação de unidade consumidora capaz de produzir até 100 kW a partir de fontes de energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. A definição de minigeração distribuída é similar à de microgeração, sendo a única diferença a potência de geração que passa a ser superior que 100 kW e inferior ou igual a 1kW. Neste trabalho, consideram-se apenas as definições referentes à geração de energia elétrica, segundo a ANEEL.

Algumas vantagens associadas com a mini e microgeração são: melhora nos níveis de tensão, estabilidade da rede e menos perdas no transporte (INEE, 2013). Além disso, há descongestionamento dos sistemas de transmissão e distribuição com a conseqüente redução de investimentos e promoção da diversidade de fontes energéticas, o que contribui para a segurança do fornecimento (MICROGENERATION, 2013).

Uma forma de aumentar a segurança do fornecimento e de minimizar as dificuldades na implantação de GD é a ligação em uma mini ou microrede. Esse sistema é formado por um grupo de cargas interconectadas e recursos distribuídos

de energia que se comportam como uma única entidade controlável com relação ao sistema elétrico podendo operar ligado a este ou de forma isolada e autônoma mantendo os padrões de qualidade (CGEE, 2012). A interligação de várias mini e microredes operando de forma conjunta e coordenada caracteriza uma planta virtual de geração (PVG), entidades controladas por um centro de despacho atuando como uma planta de geração convencional.

Algumas formas de incentivar a implantação de micro e minigeração são as tarifas horárias e o sistema de compensação de energia elétrica. As tarifas horárias são tarifas diferenciadas pagas pela energia dependendo do posto tarifário em que ocorre o consumo. Preços mais elevados estão associados a picos de demanda e à necessidade de colocar em funcionamento plantas de menor eficiência. A conjugação de tarifas horárias com o sistema de compensação pode tornar um investimento vantajoso. No sistema de compensação a medição é líquida (produção menos consumo) e o excedente de produção é convertido em créditos de energia que podem ser consumidos ao longo de um determinado período ou mesmo vendidos (DOE, 2013).

Outro mecanismo são as tarifas-prêmio (do inglês *feed-in tariff*), que remuneram um valor superior à tarifa convencional pela energia injetada na rede considerando os custos superiores de produção. É um mecanismo típico para acelerar investimentos em energias renováveis e os contratos são de longa duração, 20 anos, sendo que as tarifas reduzem a cada ano, de acordo com a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE, 2012).

## **2.2 REGULAMENTAÇÃO DE MICRO E MINIGERAÇÃO NO BRASIL**

O marco inicial de micro e minigeração no Brasil foi a publicação da Resolução Normativa (REN) 482 pela Agência Nacional de Energia Elétrica, em 17 de abril de 2012. Além de definir micro e minigeração distribuída, a REN 482 descreve o sistema de compensação de energia e o seu funcionamento. A compensação considera a diferença entre a energia ativa injetada e consumida em cada posto tarifário e transforma esse montante em um crédito para o consumidor, que pode ser utilizado para abater o consumo no próprio mês em unidades consumidoras distintas previamente cadastradas, caso os montantes de energia ativa injetada não tenham sido compensados na própria unidade consumidora, ou

em até 36 meses. A REN 482 também define as condições gerais de acesso ao sistema de distribuição e estabelece um limite para a potência instalada de acordo com o grupo consumidor (ANEEL, 2012a).

O Módulo 3 do Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) é outro documento fundamental, em especial a Seção 3.7 que descreve os procedimentos e etapas que devem ser cumpridas no processo de solicitação do acesso além de estabelecer níveis de tensão e requisitos mínimos de proteção de acordo com a potência instalada.

A REN 77 trata de incentivos na forma de reduções das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, respectivamente TUST e TUSD. De forma complementar, a REN 414, REN 547 e REN 502 não se limitam a regulamentar micro e minigeração, mas afetam de forma significativa a sua implantação. O Quadro 1, adaptado de Lautenschleger (2013), é uma compilação dos principais documentos que impactam a adesão de micro e minigeração distribuída, com destaque para alguns pontos marcantes que devem influenciar a projeção de demanda com inserção destas novas fontes de operação.

**Quadro 1 - Principais documentos para micro e minigeração**

<b>Documento</b>	<b>Objetivos</b>	<b>Aspectos relevantes para projeção de mercado</b>
REN 482 (ANEEL, 2012a)	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.	Permite a compensação, mas não a venda do excedente de energia. Impõe limite para a potência instalada; Valor mínimo de cobrança estipulado; Custos de adequação da medição são de responsabilidade do interessado.
Módulo 3 PRODIST – Acesso ao Sistema de Distribuição (ANEEL, 2013b)	Estabelece as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, ao sistema de distribuição, não abrangendo as Demais Instalações de Transmissão – DIT, e define os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se aos novos acessantes bem como aos existentes.	Estipula requisitos mínimos e equipamento de acordo com a potência instalada da micro e minigeração distribuída.

**Quadro 1 - Continuação**

<b>Documento</b>	<b>Objetivos</b>	<b>Aspectos relevantes para projeção de mercado</b>
REN 414 (ANEEL, 2010)	Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada.	Modalidade tarifária horária branca estabelece diferentes valores de tarifa para postos tarifários. Definição do horário de ponta é de responsabilidade da distribuidora.
REN 547 (ANEEL, 2013a)	Estabelece os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias.	Estabelece a aplicação de bandeiras tarifárias e data de início para sua vigência.
REN 502 (ANEEL, 2012b)	Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B (baixa tensão).	Nenhuma condição significativa.
REN 77 (ANEEL, 2004)	Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidroelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW.	Estabelece descontos de pelo menos 50% na TUST e TUSD além de tempo de vigência das reduções.

Fonte: Adaptado de Lautenschleger, 2013

Observa-se que a questão crucial para implantação de micro e minigeração é a competitividade que estes empreendimentos apresentam frente à tarifa praticada pela distribuidora. Neste trabalho a influência do custo de implantação desse tipo de geração não é considerada, a análise concentra-se nos fatores climáticos.

### **2.3 ENERGIA SOLAR E PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE**

A energia provinda do sol é, em última análise, a fonte primária das energias renováveis. Os aproveitamentos de biomassa não seriam possíveis sem o processo de fotossíntese e também a eólica que depende de massas de ar com diferentes temperaturas aquecidas de forma heterogênea (ABINEE, 2012). O uso direto da radiação solar ocorre basicamente por aquecimento de água e produção de eletricidade. Para fins deste trabalho, não são detalhados aspectos do uso para aquecimento de água.

A conversão em eletricidade da energia solar pode ocorrer, segundo ABINEE (2012), por concentração da energia luminosa, que ocorre através de refletores de forma a aquecer um fluido de trabalho que movimenta as turbinas de um gerador

(sistemas CSP – *Concentrated Solar Power*) e por efeito fotovoltaico, no qual células de um material semicondutor produzem corrente elétrica quando expostas à luz.

Neste trabalho, é detalhado e avaliado o impacto do efeito fotovoltaico.

Segundo o Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (IDEAL, 2013), a geração através do efeito fotovoltaico pode ser utilizada em sistemas conectados à rede, isolados, híbridos, usinas solares ou em aplicações em bens de consumo. É uma tecnologia limpa, renovável e modular que teve no passado uso, principalmente, em regiões remotas para carregamento de baterias em sistemas isolados sem acesso à rede de distribuição, mas que atualmente é largamente utilizada em sistemas residenciais de geração conectados à rede (CGEE, 2012). Na Europa, 21% da capacidade instalada, em 2012, foi no setor residencial, com destaque para países como Dinamarca, Países Baixos, República Tcheca, Bélgica e Reino Unido, onde o total cumulativo residencial até 2012 representou mais da metade da capacidade instalada segundo a *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA, 2013).

A implantação de sistemas fotovoltaicos apresenta, além das vantagens citadas na Seção 2.1, uma capacidade adicional de atuar em sinergia com o sistema de distribuição melhorando a confiabilidade, a regulação de tensão e indicadores de qualidade. Esses benefícios podem ser observados, por exemplo, durante picos gerados por um elevado uso de condicionadores de ar. Além disso, os sistemas não exigem área física dedicada, podendo ser instalados até mesmo em telhados residenciais (IDEAL, 2013).

Os componentes de um sistema fotovoltaico são os painéis solares, o sistema de fixação, o sistema inversor de transformação de corrente contínua para corrente alternada, disjuntores, cabos elétricos e conectores, aterramento e proteções contra sobretensões e descargas atmosféricas e caixas de conexão. Quando em aplicações isoladas, pode-se usar controlador de carga e sistema de armazenamento (DEL GRANDE, 2013).

## **2.4 EFEITO DA MICRO E MINIGERAÇÃO NA PROJEÇÃO DA DEMANDA**

Como visto anteriormente, a REN 482 também descreve o sistema de compensação de energia e o seu funcionamento, sendo que o excedente de energia injetada no sistema seja revertida em crédito para o consumidor, que pode ser

utilizado para abater o consumo no próprio mês, por exemplo. Deste modo, geração fotovoltaica tem efeito no volume de compra de energia elétrica da distribuidora, visto que os consumidores, ao produzirem uma parcela do que consomem, não precisam ser atendidos pela distribuidora.

Assim sendo, há uma nova parcela de mercado que contribui para a redução da projeção de demanda de uma distribuidora. Esta parcela é considerada no modelo proposto no presente trabalho.



### **3. MODELOS PARA PROJEÇÃO DE DEMANDA A CURTÍSSIMO PRAZO**

#### **3.1 CONSIDERAÇÕES**

Nas últimas décadas foram desenvolvidos vários métodos de previsão. Uma variedade de métodos, modelos de regressão, Redes Neurais, Lógica Fuzzy, sistemas especialistas e algoritmos de aprendizagem estatísticos, são usados normalmente para previsões de curto-prazo (DE GOOIJER; HYNDMAN, 2006). O desenvolvimento, melhorias, e investigação de ferramentas apropriadas têm levado o desenvolvimento de técnicas de previsão mais precisas.

#### **3.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

Aproximações estatísticas usualmente requerem um modelo matemático que represente a carga elétrica como uma função de diferentes fatores, por exemplo, tempo, condições meteorológicas, e classes de consumidores. As duas categorias importantes de tal modelo matemático são: modelos aditivos e modelos multiplicativos. Eles diferem se a previsão de carga é um somatório (aditivo) de vários componentes ou o produto (multiplicativo) de vários fatores. Por exemplo, Chen, Canizares, e Singh (2001) apresentam um modelo aditivo que prediz a carga como uma função de quatro componentes, (i) a parte normal da carga (é um conjunto de cargas normalizadas para cada tipo de dia que foi identificado em um ano), (ii) a parte sensível da carga em relação as condições meteorológicas, (iii) uma componente especial que cria uma divergência do padrão de carga habitual e (iv) o termo aleatório (ruído).

Uma variedade de técnicas estatísticas e de inteligência computacional tem sido desenvolvida para previsão de carga de curto e curtíssimo prazo. A seguir, são apresentados os métodos de previsão mais usados.

**Métodos de Regressão** - Engle, Mustafa, e Rice (1992) apresentaram vários modelos de regressão para a previsão de um dia à frente do pico de carga. Seus modelos incorporam influências determinísticas: feriados; influências estocásticas: média da carga; influência exógena: condições meteorológicas. Outras referências como Hyde, Hodnett (1997); Ruzic, Vuckovic, Nikolic (1998); Charytoniuk, Chen, Olinda (1998) e Haida, Muto (1994) descrevem outras aplicações dos modelos de regressão para previsão de carga.

Segundo Murto (1998), o método de regressão é insensível às perturbações ocasionais nas medições, porém a correlação de série, que é típica quando modelos de regressão são usados em séries temporais, pode causar problema.

**Séries Temporais** - Esses métodos têm sido aplicados por décadas nas áreas de economia, processamento digital de sinais, como também na previsão da carga elétrica (MORETTIN; TOLOI, 2006; BOX; JENKINS; REINSEL, 1994). Em particular, ARMA, ARIMA, ARMAX, e ARIMAX são métodos clássicos mais usados em séries temporais.

Em Aslanargun *et al.* (2007) é realizada uma comparação entre os modelos ARIMA, Rede Neural e modelos híbridos usando a série temporal de turistas que chegam na Turquia. Seus resultados mostram que o modelo ARIMA apresenta bom desempenho, mas os modelos com componentes não lineares apresentam melhor desempenho em relação ao ARIMA.

Chow e Leung (1996) apresentam uma rede neural não linear autoregressiva integrada (NARI) para a previsão de curto prazo (1 dia à frente) do consumo de energia de Hong Kong.

Fan e McDonald (1994) e Cho, Hwang, e Chen (1995) descrevem a implementação dos modelos ARIMAX (autoregressivo integrado de média móvel com entradas exógenas) para previsão de carga. Yang, Huang, e Huang (1996) usaram programação evolucionária para identificar os parâmetros do modelo ARMAX (autoregressivo de média móvel com entradas exógenas) para previsão de uma semana à frente de dados horários de carga. Yang e Huang (1998) propuseram um modelo Fuzzy autoregressivo de média móvel com variáveis exógenas de entrada (FARMAX) para previsão de um ano à frente de dados horários de carga.

**Redes Neurais** - o uso de Redes Neurais artificiais (RNA) tem sido amplamente estudado na aplicação de previsão de carga desde 1990. Bakirtzis, *et al.* (1996) desenvolveram uma RNA baseada em um modelo de previsão de carga de curto-prazo para centro de controle de energia da *Greek Public Power Corporation*. As variáveis de entrada incluíam dados históricos de carga horária, temperatura, e o dia da semana. O modelo pôde prever perfis de carga de até sete dias à frente.

Papalexopoulos, Hao, e Peng (1994) também desenvolveram e implementaram uma RNA *feedforward* multicamadas para previsão de curto prazo do sistema de carga. No modelo três tipos de variáveis são usadas como entradas para a RNA: relação das estações do ano, condições climáticas, e dados históricos de carga.

Em Ghiassi, Saidane, e Zimbra (2005a) apresentam um modelo de Rede Neural dinâmico, nomeado de DAN2 (*Dynamic Artificial Neural Network Model*). Ghiassi *et al.* (2005b) utilizaram essa metodologia para prever a carga elétrica em médio-prazo. A DAN2 foi usada para modelar e prever cargas, mensalmente, trimestralmente e anualmente usando dados da *Taiwan Power Company*. Os resultados apresentados pelos autores apresentaram bom desempenho.

Xiao *et al.* (2009) apresentaram uma técnica baseada em redes neurais *backpropagation* com conjuntos aproximativos para previsão de demanda de energia elétrica no curto prazo. De acordo com os autores, a previsão de demanda tem como objetivo o melhor uso da energia elétrica e a atenuação do conflito entre fornecimento e consumo, como também, é crucial para o planejamento operacional de sistemas elétricos de potência. Estes autores adicionaram uma camada de pré-processamento com conjuntos aproximativos à estrutura das redes neurais para filtrar os ruídos e dados com interdependência fraca, a fim de melhorar seu desempenho, ou seja, a influência causada pelo ruído e por dados redundantes é eliminada. Os autores concluem atestando a superioridade da sua abordagem frente às redes neurais com treinamento *backpropagation*.

**Lógica Fuzzy** – Campos, Jesus e Mendes (2007) desenvolveram um modelo NeuroFuzzy para previsão de curto prazo do consumo de energia da cidade de Nova York. O modelo obtido apresentou desempenho satisfatório para previsões de até 48 passos (240 minutos) à frente. Os autores desse trabalho compararam os resultados obtidos com os resultados encontrados em Pandian *et al.* (2006), e concluem que a previsão usando o modelo NeuroFuzzy é mais eficiente.

Mamlook, Badran e Abdulhadi (2009) utilizaram lógica *fuzzy* para elaborar o controle de um sistema elétrico de potência que fosse mais eficiente do que o controle convencional, baseado em técnicas de modelagem estatística, para previsão de demanda de energia elétrica no curto prazo. Segundo os autores,

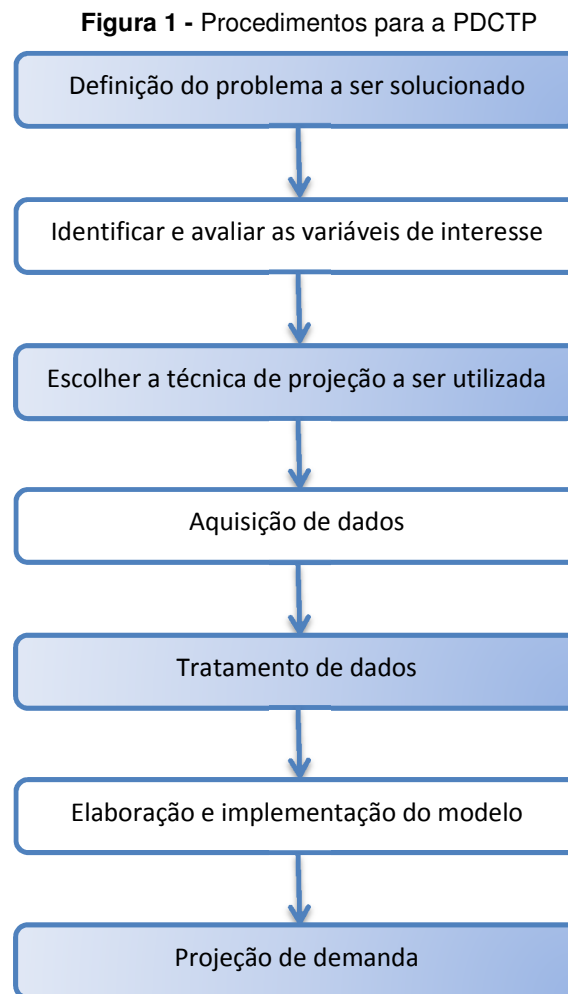
previsão de demanda é um elemento importante para operação econômica e eficiente, assim como para o controle efetivo de sistemas elétricos de potência, e uma previsão precisa é necessária para se evitar alto custo de geração e de reserva girante. Como resultado do trabalho de Mamlook Badran e Abdulhadi (2009), o sistema convencional utilizado para previsão de demanda foi substituído por um modelo baseado em lógica *fuzzy* que utiliza dados meteorológicos para aprimorar os sistemas de potência. O MAPE apresentado pelo modelo convencional ficou entre 2% e 7,6%, e o MAPE do seu modelo baseado em lógica *fuzzy* ficou entre 1,2% e 3,2%.

Na revisão bibliográfica realizada não foi encontrada a consideração de prosumidores com o uso de micro e minigeração fotovoltaica, o que é feito no presente projeto de diplomação.

#### 4. MODELO PROPOSTO

Este capítulo apresenta o modelo proposto, considerando a geração fotovoltaica de prosumidores e as variáveis climáticas tradicionais.

Para a adequada elaboração de uma PDCTP, alguns procedimentos devem ser realizados, como ilustrados na Figura 1.



Fonte: O Autor

Cada procedimento é detalhado no que segue. Sendo o primeiro a **definição do problema a ser solucionado**, apresentado anteriormente no Capítulo 1, seção 1.3.

##### 4.1 IDENTIFICAÇÃO E AVALIAÇÃO DAS VARIÁVEIS DE INTERESSE

O segundo procedimento é a identificação e avaliação das variáveis de interesse para o problema proposto.

Na elaboração de uma projeção de demanda de energia elétrica, devem-se considerar os diversos fatores que podem influenciar esta projeção. O reconhecimento destes fatores é um passo inicial e crucial para que o desenvolvimento do modelo seja representativo do problema sob análise.

A partir do momento em que o responsável pela previsão da curva de carga elabora as análises das curvas de sua empresa, por exemplo, em conjunto com estes fatores, poderá obter um banco de dados que será útil em uma previsão.

Portanto, para que se modele a demanda do sistema, deve-se avaliar o impacto que cada fator causa no padrão de consumo de eletricidade. Estes fatores podem ser classificados como: econômicos, temporais, climáticos e aleatórios. Lima (1996) descreve estes fatores, como segue:

**Fatores econômicos:** o ambiente econômico em que a concessionária de energia elétrica opera tem efeito sobre a demanda de consumo de eletricidade. Fatores como: serviço na área de concessão, níveis de atividade industrial, mudanças no setor agrícola, a natureza e o nível de penetração/saturação do aumento da população, desenvolvimentos na regulação de tendências econômicas têm impactos significativos sobre a evolução da tendência da demanda. Além disso, programas de governo também influenciam a demanda: como o plano real, por exemplo, no caso brasileiro.

Tipicamente estes fatores econômicos agem com uma constante de tempo consideravelmente maior que uma semana. Deste modo, são fatores imprescindíveis para projeções de demanda de energia elétrica a médio e longo prazo. Assim sendo, esses fatores não são contemplados neste trabalho.

**Fatores Temporais:** efeitos sazonais, ciclos semanais ou diários e feriados são os três principais fatores temporais, que influenciam os padrões da demanda. Mudanças sazonais determinam o pico de carga de verão ou inverno. Algumas mudanças no padrão da demanda ocorrem gradativamente como resposta a variações sazonais como: o número de horas de luz natural e as mudanças na temperatura. Por outro lado, existem eventos sazonais que trazem de forma abrupta modificações estruturais importantes nos padrões de carga, como, por exemplo, férias escolares, período de Natal e Ano-Novo, dentre outros eventos.

A existência de feriados tem, em geral, o efeito de diminuição significativa dos valores de cargas para níveis bem abaixo do padrão. Nota-se, contudo, que o perfil de carga para cada feriado pode ser distinto.

**Fatores climáticos:** Condições meteorológicas são responsáveis por variações significativas nos padrões da carga. Grande parte das concessionárias possuem grandes componentes de carga sensíveis ao tempo, devido a condicionadores de ar, irrigação agrícola, dentre outros.

A temperatura exerce um papel de destaque em muitos sistemas devido a seus efeitos sobre a carga. Se em um dado dia a temperatura está fora do padrão normal para aquele período, isto pode ocasionar uma variação na carga que resulta em uma reprogramação no plano da operação inicialmente estabelecido. Uma sequência de dias quentes pode resultar no surgimento de um novo pico de carga do sistema.

A umidade é outro fator que pode afetar a carga do sistema de maneira semelhante à temperatura. A pressão atmosférica, a velocidade do vento, a radiação e a precipitação são outros fatores que também impactam sobre a demanda de energia elétrica.

**Fatores aleatórios:** Esta categoria agrupa todos os fatores que causam impactos na carga do sistema, mas que não podem ser explicados em termos dos fatores listados anteriormente.

Devido ao fato de que a carga do sistema é composta de inúmeras demandas individuais, o sistema é continuamente sujeito a distúrbios aleatórios. Estes distúrbios são pequenos, embora em grande quantidade, em relação a distúrbios provenientes de grandes indústrias, siderúrgicas, cujo funcionamento pode ocasionar grandes variações no uso da eletricidade. Como o horário de operação dos equipamentos de grande consumo são desconhecidos pelo operador do sistema, estes consistem em grandes distúrbios aleatórios.

Como mencionado anteriormente, a micro e minigeração de energia fotovoltaica é um dos fatores a serem avaliados e entra na composição do modelo proposto como um fator climático devido sua relação com a intensidade de radiação. Ou seja, quanto maior a incidência de radiação solar, maior a energia gerada e

injetada no sistema, podendo ocasionar uma alteração significativa na curva de carga da concessionária.

Deste modo, o presente projeto utiliza a temperatura ambiente, umidade relativa do ar, velocidade do vento, radiação solar e micro e minigeração fotovoltaica como variáveis de interesse.

## 4.2 ESCOLHA DA TÉCNICA DE PROJEÇÃO

Para este projeto, adotou-se a técnica de regressão múltipla, que envolve três ou mais variáveis ou estimadores. Isto significa que uma única variável depende de duas ou mais variáveis independentes (explicativas). A finalidade da utilização de variáveis independentes adicionais é melhorar a capacidade de predição em comparação com a regressão linear simples. Isto é, reduzir o coeficiente do intercepto o qual, em regressão, significa a parte da variável dependente que é explicada por outras variáveis que não foram consideradas no modelo (OLIVEIRA et al, 2010b).

Os modelos de regressão assumem que a carga elétrica é dividida em uma componente normalizada e uma componente dependente de algumas variáveis explicativas (MURTO, P. 1998). O modelo pode ser escrito como sendo:

$$y(t) = b(t) + \sum_{i=1}^n a_i x_i(t) + \varepsilon(t) \quad (1)$$

Onde:

$b(t)$  – carga normalizada;

$\varepsilon(t)$  – componente de ruído branco;

$x_i(t)$  – variáveis explicativas independentes;

$a_i(t)$  – coeficientes angulares da  $i$ -ésima variável.

## 4.3 AQUISIÇÃO DE DADOS

Para obter uma projeção de demanda com resultados significativos, necessita-se de uma grande quantidade e precisão de dados. Somente a partir de um conjunto de dados consolidado é possível projetar a demanda em função das variáveis de interesse.



O Quadro 2 apresenta os dados da demanda ativa, temperatura instantânea, umidade relativa do ar, velocidade do vento e radiação incidente em um intervalo de 1 hora durante o ano de 2011.

**Quadro 2 - Dados históricos**

Data	Hora	Demanda [MW]	Temperatura [°C]	Umidade [%]	Vel. Vento (m/s)	Radiação [J/m <sup>2</sup> ]
01/01/2011	0	28,250	22,2	80	2,8	0
01/01/2011	1	27,676	21,7	84	3,7	0
01/01/2011	2	25,976	21,4	85	2,2	0
01/01/2011	3	24,656	21,2	87	2,1	0
01/01/2011	4	22,752	21,1	89	2,2	0
01/01/2011	5	22,364	21,0	89	2,4	0
01/01/2011	6	19,832	20,8	90	1,1	0
...	...	...	...	...	...	...
03/05/2011	11	31,096	12,5	90	0,9	90420
03/05/2011	12	31,814	12,9	88	1,4	307000
03/05/2011	13	27,932	14,0	84	1,2	772400
03/05/2011	14	29,342	15,3	82	1,2	968200
03/05/2011	15	30,584	16,6	77	1,4	1859000
03/05/2011	16	30,748	18,3	68	1,1	2158000
03/05/2011	17	31,008	17,9	69	1,2	1368000
...	...	...	...	...	...	...
02/11/2011	19	33,502	22,5	48	3,1	2243000
02/11/2011	20	38,134	21,2	52	3,5	1633000
02/11/2011	21	37,932	19,4	59	4,8	800400
02/11/2011	22	34,198	17,9	66	4,3	85200
02/11/2011	23	28,160	17,1	71	2,4	0

Fonte: CEESP, 2015

O conjunto de dados pode não ser considerado o mais adequado para trabalhar com micro e minigeração de energia, visto que os dados são de 2011 e a micro e minigeração foi regulamentada em 2012. Porém, há uma grande dificuldade na obtenção de dados junto às concessionárias de energia elétrica, sendo que para projeções de curtíssimo prazo, as variáveis são mais específicas e precisam de maior precisão em relação a outros horizontes de estudo, e, sendo assim, o presente trabalho trabalha com dados reais e confiáveis.

Com este conjunto de dados é possível avaliar qual o impacto das variáveis climáticas na PDCTP e como a micro e minigeração fotovoltaica afeta esta projeção.

Ao observar o banco de dados utilizado, verifica-se que existem três perfis de demanda distintos, dias úteis, sábados e domingos e feriados, os quais estão destacados no Quadro 2 em amarelo e branco, verde e branco, e vermelho e branco, respectivamente. Além disso, os dados foram discriminados nos 12 meses

do ano, buscando a robustez do modelo. Sendo assim, os dados foram divididos nestes grupos para então serem tratados.

As informações de demanda de energia e dados climáticos utilizados no desenvolvimento deste trabalho foram obtidas junto ao CEESP (2015) e são provenientes de uma concessionária de energia elétrica, localizada no Rio Grande do Sul e referem-se a uma região, predominantemente residencial, de classe média alta e localizada na cidade de Canoas.

#### 4.4 TRATAMENTO DE DADOS

Segundo Alves (2008 apud Oliveira et al, 2010a)<sup>4</sup>, variações de temperatura e climatológicas afetam diretamente o metabolismo do corpo humano, pois o corpo humano é um organismo que efetua constantes trocas de calor com o meio que se encontra. Caso haja algum desequilíbrio nessas trocas provenientes da liberação de energia acarretará alterações orgânicas no corpo humano que precisam ser corrigidas, com condicionadores de ar, por exemplo.

Apesar de outros fatores, como o ambiente em que o corpo se encontra, são a temperatura, a radiação solar, a umidade relativa do ar e a velocidade do vento os principais responsáveis pelas alterações neste equilíbrio.

O Índice de Desconforto (ID) é uma expressão proposta no trabalho de Tohm (1959), que combina em um único valor numérico os efeitos da temperatura, umidade e o movimento do ar sobre a sensação de calor ou frio sentida pelo corpo humano. No entanto, anos mais tarde D'archivio (2007) propôs a Equação (2) que permite utilizar diretamente os valores de temperatura e umidade. Assim, o ID é expresso como sendo:

$$ID = T_A - 0,55 \times \left(1 - \frac{U_R}{100}\right) \times (T_A - 14) \quad (2)$$

Onde:

ID - índice de desconforto térmico [°C];

$T_A$  - temperatura ambiente do ar [°C];

$U_R$  - umidade relativa do ar [%].

---

<sup>4</sup> ALVES, M. J. **Estudo da Influência das Variações de Temperatura e Umidade no Comportamento da Demanda de Energia Elétrica e Formação do Custo Marginal de Operação no Brasil**. Dissertação de Mestrado, USP, 2008 apud Oliveira et al, 2010a.

Em seu trabalho, Tohm (1959) propôs uma escala de categorias para os índices de desconforto térmico. Essa escala é apresentada no Quadro 3.

Para valores inferiores a 20, inicia-se uma sensação de desconforto inverso, ou seja, quando o corpo humano passa a sentir frio.

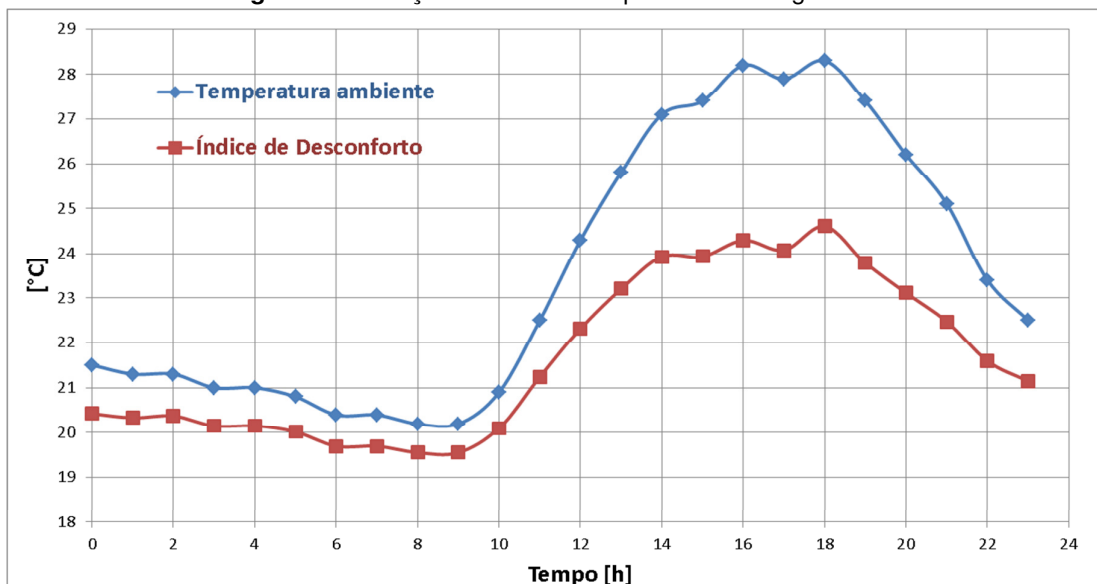
**Quadro 3** - Categorias dos índices de desconforto térmico

ID < 21	Confortável
$21 \leq ID < 24$	10% da população sente desconforto
$24 \leq ID < 26$	50% da população sente desconforto
$ID \geq 26$	100% da população está desconfortada
$ID > 26,7$	Desconforto muito forte e perigoso

Fonte: Tohm, 1959

A Figura 2 apresenta a variação da temperatura ambiente e do ID ao longo de um dia útil completo. Nota-se que a variação do ID é similar à variação da temperatura e, sendo assim, pode-se estudar a variação de carga elétrica em relação ao ID, visto que este parâmetro considera a temperatura ambiente e a umidade relativa do ar.

**Figura 2** – Variação do ID e da temperatura ao longo de um dia útil



Fonte: O Autor

Ao relacionar a temperatura ambiente com a velocidade do vento, pode-se chegar à sensação térmica que o corpo está sentindo. Segundo Oliveira *et al*, 2010b a Equação (3) da sensação térmica (ST) foi elaborada a partir da expressão

apresentada no trabalho de Kermanshahi, Yokoyama e Takahashi (1996), para atender o critério de dimensionalidade da  $ST$ , geralmente expressa em  $^{\circ}\text{C}$ . Sendo assim, a Equação (3) expressa a sensação térmica.

$$ST = 33 + \frac{(10 \times \sqrt{V_V} + 10,45 - V_V) \times (T_A - 33)}{22} \quad (3)$$

Onde:

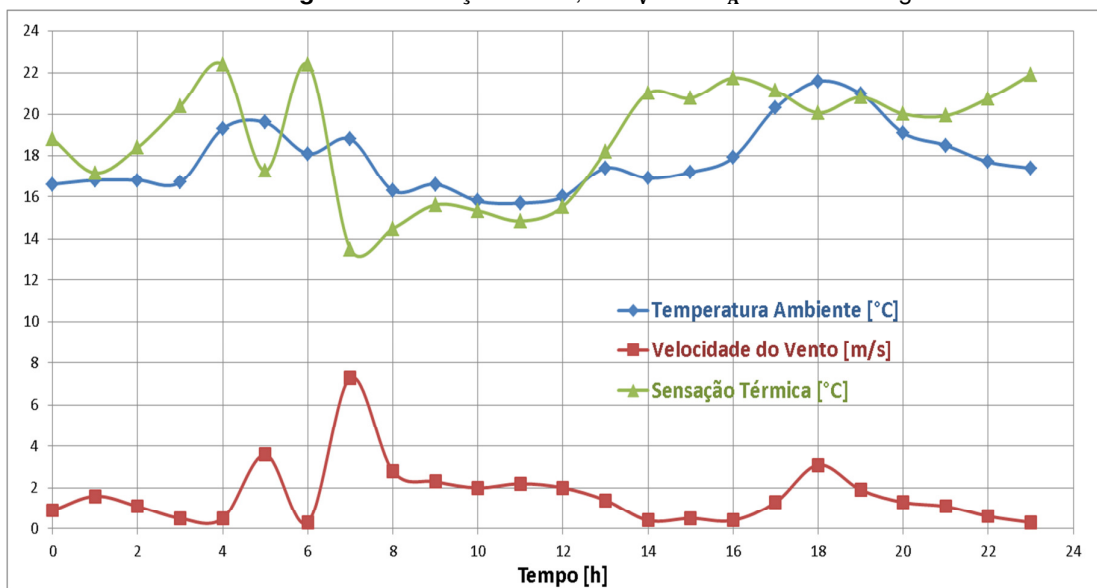
$ST$  - sensação térmica  $^{\circ}\text{C}$ ;

$T_A$  - temperatura ambiente do ar  $^{\circ}\text{C}$ ;

$V_V$  - velocidade do vento  $[\text{m/s}]$ .

A Figura 3 ilustra a relação entre a temperatura ambiente, velocidade do vento e sensação térmica durante as 24 horas de um domingo.

**Figura 3** – Variação da  $ST$ , da  $V_V$  e da  $T_A$  em um domingo



Fonte: O Autor

Ao analisar a Figura 3, observa-se que quando a velocidade do vento atinge um valor superior a, aproximadamente, 3 m/s, a sensação térmica fica abaixo da temperatura ambiente. Deste fato, conclui-se que a  $ST$  e a velocidade do vento possuem uma relação inversa, ou seja, quanto maior a velocidade do vento, menor a sensação térmica.

A intenção de obter o ID e a ST é para facilitar a análise das variáveis climáticas quanto a sua influência na demanda de energia elétrica, sendo que com estes dois fatores resume-se a influência de três variáveis climáticas

O fator de micro e minigeração fotovoltaica está conectado à radiação solar incidente no exato instante. Para a modelagem desta variável, utiliza-se das Equações (4), (5) e (6).

A Equação (4) corresponde a obtenção da energia gerada pelo sistema em MWh através da radiação solar incidente.

$$E = \frac{Rad \times \text{Área} \times \eta}{3600} \quad (4)$$

Onde:

E – energia gerada pelo sistema [MWh];

Rad - radiação solar incidente [J/m<sup>2</sup>];

Área - área útil do painel solar [m<sup>2</sup>];

η - rendimento do módulo solar.

Os dados de radiação solar incidente são retirados de um dia característico de cada mês de estudo, sendo um valor para cada hora do dia.

Através de uma relação obtida entre potência instalada por unidade consumidora e energia gerada pelo sistema, obtém-se a Equação (5).

$$P = \frac{E \times 0,003}{0,25} \quad (5)$$

Onde:

P – Potência instalada por unidade consumidora [MWp];

E – Energia gerada pelo sistema [MWh].

Com o valor da potência instalada para uma unidade consumidora, chega-se à Equação (6), que apresenta a potência total, destinada a micro e minigeração fotovoltaica.

$$P_{MMG} = P \times T_{resid} \times TA \times T_{X10} \quad (6)$$

Onde;;

$P_{MMG}$  – potência total instalada destinada à micro e minigeração fotovoltaica

$P$  – potência instalada para uma unidade consumidora [MWp];

$T_{resid}$  – percentual da demanda referente à classe residencial;

$TA$  – taxa de adesão à geração fotovoltaica;

$T_{X10}$  – percentual da classe residencial com renda maior do que 10 salários mínimos por mês.

Para a elaboração das Equações (4), (5) e (6) utilizou-se de conceitos encontrados em Baumgarten (2014) e Lautenschleger (2013).

#### 4.5 IMPLEMENTAÇÃO DO MODELO

Com base nos procedimentos descritos para elaboração do modelo proposto e na seção 4.2, a técnica de projeção escolhida foi a de regressão múltipla. Assim, elaborou-se uma equação para cada hora de cada mês do ano, discriminados em dias úteis, sábados e domingos e feriados.

Estas equações geradas para a demanda ( $D$ ), em MW, para cada hora do dia têm a sua expressão descrita na Equação (7), que relaciona o Índice de Desconforto ( $ID$ ), a Sensação Térmica ( $ST$ ) e a Potência destinada à micro e minigeração fotovoltaica ( $P_{MMG}$ ).

$$D = A + (b \times ID) + (c \times ST) - P_{MMG} \quad (7)$$

Onde:

$D$  – Demanda [MW];

$ID$  – Índice de Desconforto [°C];

$ST$  – Sensação Térmica [°C];

$P_{MMG}$  – Potência destinada à micro e minigeração fotovoltaica [MW].

Observa-se aqui, que a contribuição do  $ID$  e da  $ST$  pode ser tanto positiva quanto negativa, dependendo dos coeficientes  $b$  e  $c$ , respectivamente. No entanto, a contribuição da  $P_{MMG}$  é sempre negativa, ou seja, no sentido de diminuir o valor da demanda de energia sob o ponto de vista da distribuidora. Como mencionado anteriormente, isto se deve ao fato de que, ao produzirem uma parcela da energia

que consomem, os consumidores não precisam ser atendidos através da distribuidora.

O erro calculado nas projeções é dado pela Equação (8).

$$Erro[\%] = \left( \frac{V_{REAL} - V_{PROJ}}{V_{REAL}} \right) \times 100 \quad (8)$$

Onde:

$V_{REAL}$  – Valor de demanda real;

$V_{PROJ}$  – Valor de demanda projetado.

## 5. PROJEÇÃO DE DEMANDA

Para análise do efeito da MMG na projeção de demanda, foram construídos três cenários. Os cenários são caracterizados de acordo com o Quadro 4, que mostra a taxa de adesão e a porcentagem de consumidores da região de estudo com renda superior a 10 salários mínimos.

**Quadro 4:** Parâmetros dos Cenários

Cenário	Taxa de Adesão	Consumidores c/ renda superior a 10 salários mínimos
Atual	0,15%	50%
Esperado	1,5%	50%
Otimista	10%	70%

Fonte: O Autor

Neste trabalho, as projeções realizadas são para três perfis de demanda distintos, dias úteis, sábado, e domingo e feriado. Como mencionado na seção 4.3, as projeções foram discriminadas em cada mês do ano, com o objetivo de tornar o estudo abrangente.

Desta forma, as projeções para cada perfil são apresentadas sempre com o mesmo formato. Inicialmente, avalia-se o modelo elaborado utilizando somente as variáveis tradicionais, ou seja, sem MMG, em comparação com a demanda real de 2011 de um dia correspondente ao perfil e mês analisados. Isto é realizado através de uma figura, onde o resultado obtido é apresentado e de onde é possível constatar aspectos característicos para as diferentes projeções.

Posteriormente, avalia-se qual o impacto que a MMG tem na projeção de demanda no curtíssimo prazo. Para isso, é gerada uma figura onde é apresentada a curva da projeção de demanda sem MMG e as curvas para cada cenário trabalhado. Através desta figura, é possível constatar as mudanças que ocorrem na curva de demanda da distribuidora e algumas características de cada perfil trabalhado.

O impacto da micro e minigeração fotovoltaica em cada mês é o mesmo, em magnitude, para os três perfis de demanda projetados. Para o mês de março, por exemplo, a MMG tem a mesma influência na projeção dos dias úteis, sábados e domingos e feriados. Isto deve-se ao fato do dia característico de incidência de radiação solar de cada mês ser utilizado para os três perfis projetados. Sendo assim, os Quadros 5, 6, 7 e 8 apresentam a  $P_{MMG}$  para cada cenário nos meses de Março,

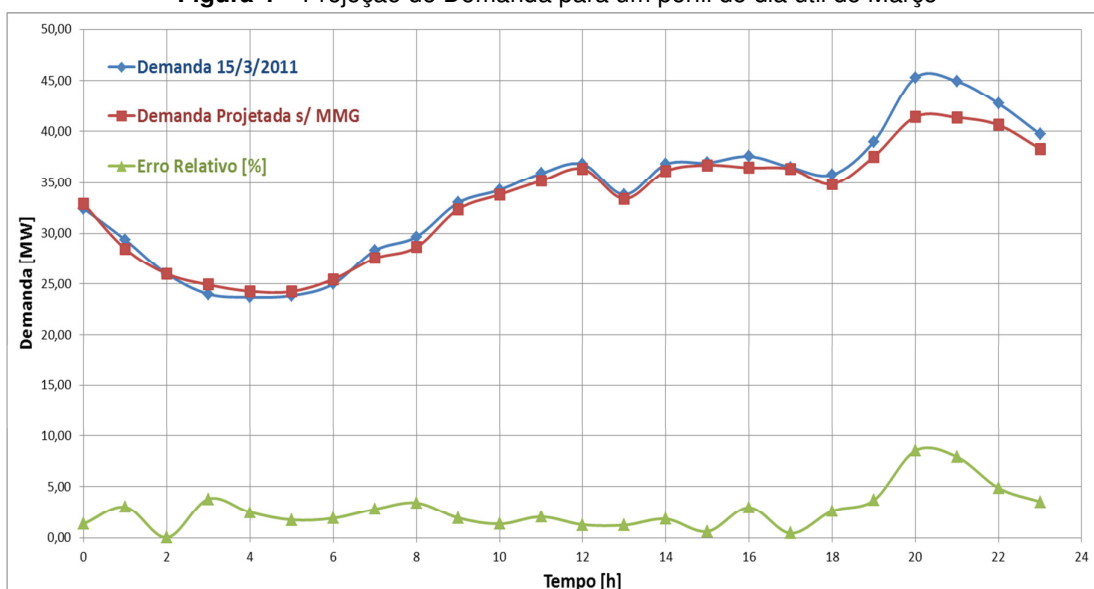


Junho, Setembro e Dezembro, respectivamente, que são os meses analisados neste trabalho.

- **Dia útil – Março**

O erro médio desta projeção foi de 2,7%. O erro máximo encontrado foi de 8,5% e ocorreu na projeção para às 20h, como apresentado na Figura 4. O erro médio obtido foi satisfatório, no entanto a discrepância para o erro máximo encontrado pode ser explicado pelo fato do dia 15/3/2011 ter tido um pico de carga maior do que o esperado para às 20h.

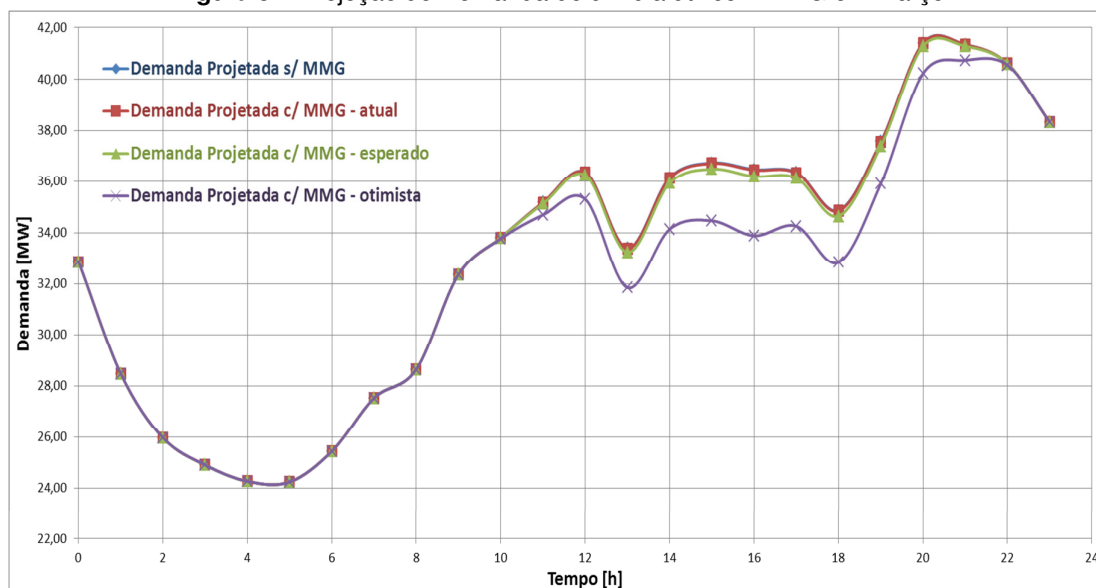
**Figura 4 – Projeção de Demanda para um perfil de dia útil de Março**



Fonte: O Autor

Avaliando o impacto da MMG na Figura 5, nota-se que ela só afeta a curva de demanda em um intervalo de tempo, que é onde há incidência de radiação solar. Além disso, observa-se que a demanda projetada sem MMG e a projeção com MMG atual praticamente se sobrepõem, visto que a taxa de adesão é um fator importantíssimo e neste cenário ela apresenta um valor pequeno em relação aos outros cenários. Esta sobreposição da projeção sem MMG e projeção com MMG atual ocorre para todas as projeções.

**Figura 5 – Projeção de Demanda de um dia útil com MMG em Março**



Fonte: O Autor

Analisando, ainda, a Figura 5 e o cenário otimista, observa-se que o maior impacto da MMG é no horário das 16h e corresponde a um decréscimo de aproximadamente 2,6MW na curva de demanda. Nota-se, também, que o pico de carga que ocorre aproximadamente às 20h é eliminado com a MMG, sendo esta responsável por um decréscimo de 1,17MW na curva da demanda, neste horário.

O Quadro 5 apresenta os valores da  $P_{MMG}$  para o mês de Março no período onde há incidência de radiação solar no dia característico escolhido.

**Quadro 5:**  $P_{MMG}$  para o mês de Março

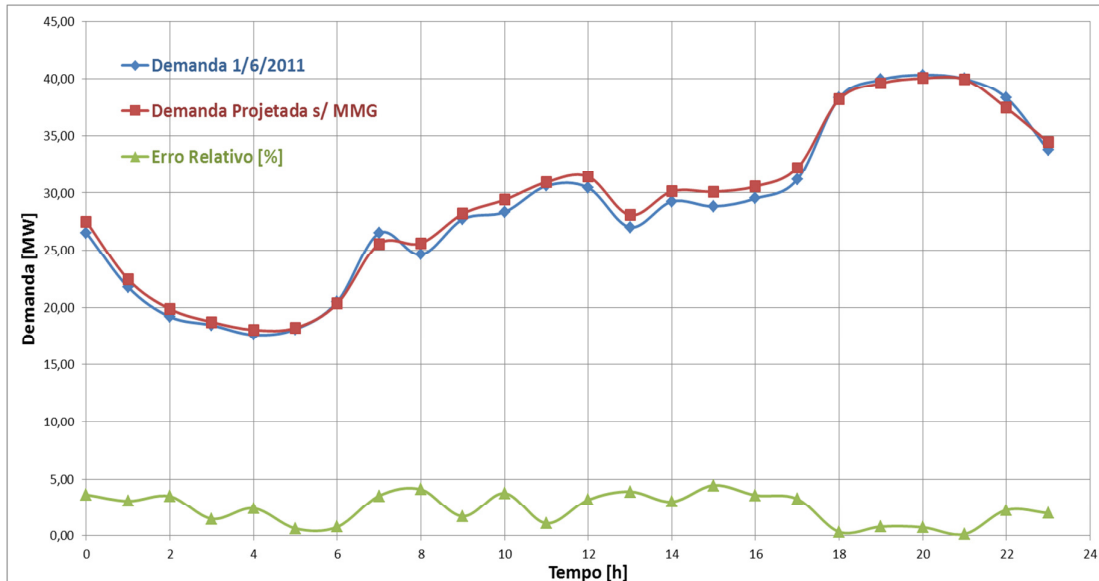
Hora	Potência MMG [MW]		
	Cenário atual	Cenário esperado	Cenário otimista
10	0,00042	0,00422	0,03941
11	0,00519	0,05192	0,48458
12	0,01129	0,11290	1,05370
13	0,01665	0,16646	1,55366
14	0,02143	0,21434	2,00054
15	0,02420	0,24199	2,25859
16	0,02768	0,27677	2,58317
17	0,02246	0,22464	2,09664
18	0,02161	0,21614	2,01734
19	0,01777	0,17770	1,65850
20	0,01261	0,12614	1,17734
21	0,00653	0,06532	0,60964
22	0,00068	0,00684	0,06386

Fonte: O Autor

- **Dia útil – Junho**

O erro médio desta projeção foi de 2,4%. O erro máximo encontrado foi de 4,5% e ocorreu na projeção para às 15h, como apresentado na Figura 6. Tanto o erro médio quanto o erro máximo encontrado são considerados satisfatórios segundo critérios de projeção.

**Figura 6 –** Projeção de Demanda para um perfil de dia útil de Junho

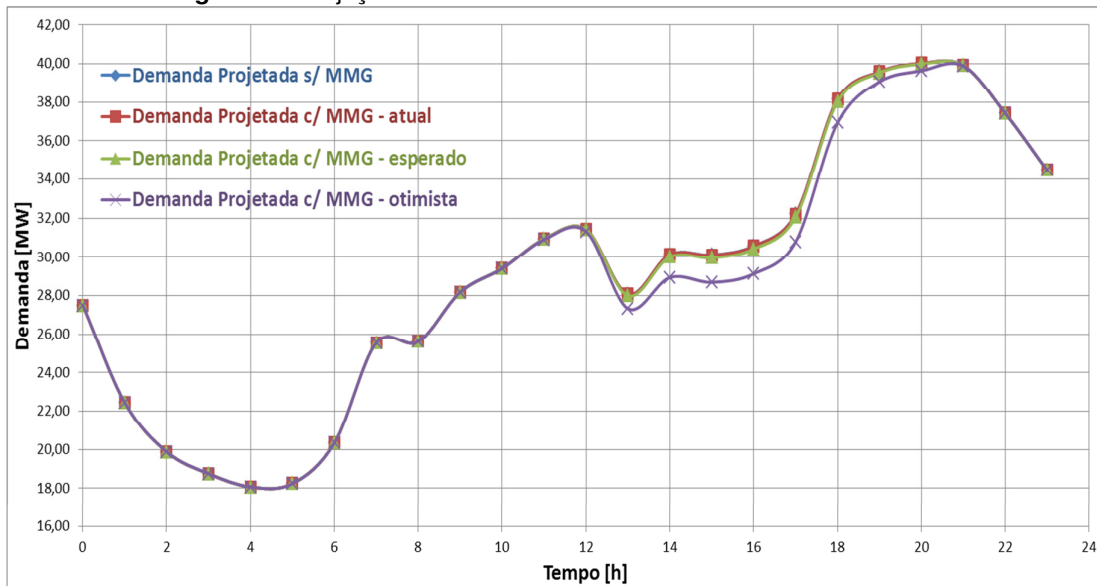


Fonte: O Autor

Avaliando o impacto da MMG na Figura 7, nota-se que ela afeta a curva de demanda em um intervalo de tempo menor do que para o mês de Março. Isto se deve ao fato de Junho ter um período menor de incidência de radiação solar durante o dia.

Analisando o cenário otimista, também na Figura 7, observa-se que o maior impacto da MMG é no horário das 16h e corresponde a um decréscimo de 1,4MW na curva de demanda.

**Figura 7 – Projeção de Demanda de um dia útil com MMG em Junho**



Fonte: O Autor

O Quadro 6 apresenta os valores da  $P_{MMG}$  para o mês de Junho no período onde há incidência de radiação solar no dia característico escolhido.

**Quadro 6:**  $P_{MMG}$  para o mês de Junho

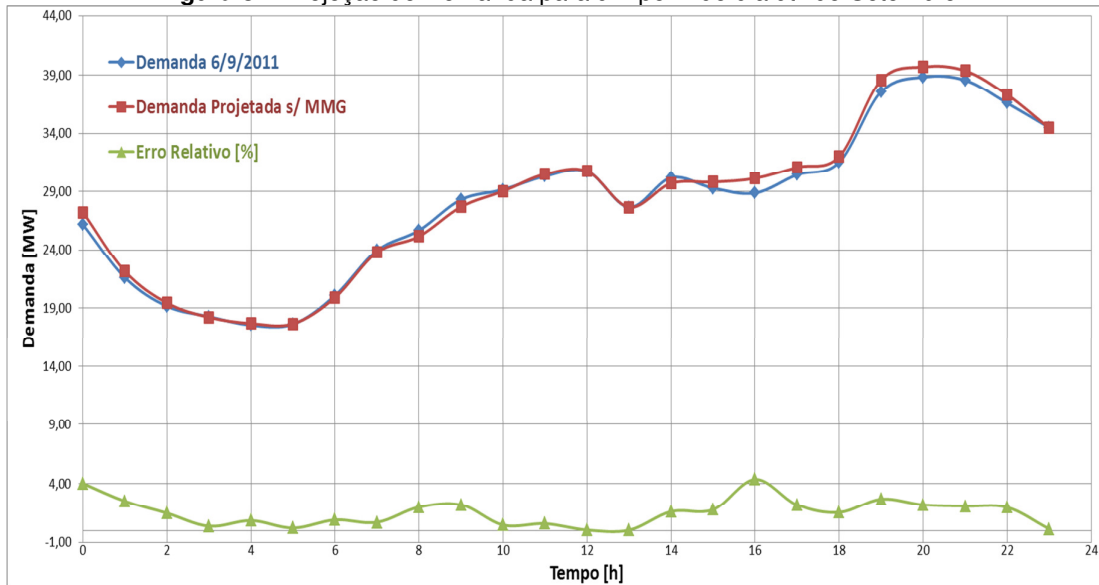
Hora	Potência MMG [MW]		
	Cenário atual	Cenário esperado	Cenário otimista
11	0,00034	0,00343	0,03197
12	0,00120	0,01195	0,11155
13	0,00796	0,07963	0,74323
14	0,01286	0,12859	1,20019
15	0,01529	0,15286	1,42666
16	0,01553	0,15530	1,44950
17	0,01521	0,15214	1,41994
18	0,01312	0,13118	1,22438
19	0,00557	0,05566	0,51952
20	0,00415	0,04148	0,38714
21	0,00030	0,00302	0,02822

Fonte: O Autor

- **Dia útil – Setembro**

O erro médio desta projeção foi de 1,5%. O erro máximo encontrado foi de 4,3% e ocorreu na projeção para às 16h, como apresentado na Figura 8. Nota-se, através do erro médio calculado, que a projeção para o mês de Setembro ficou semelhante à demanda do dia utilizado na comparação.

**Figura 8 – Projeção de Demanda para um perfil de dia útil de Setembro**

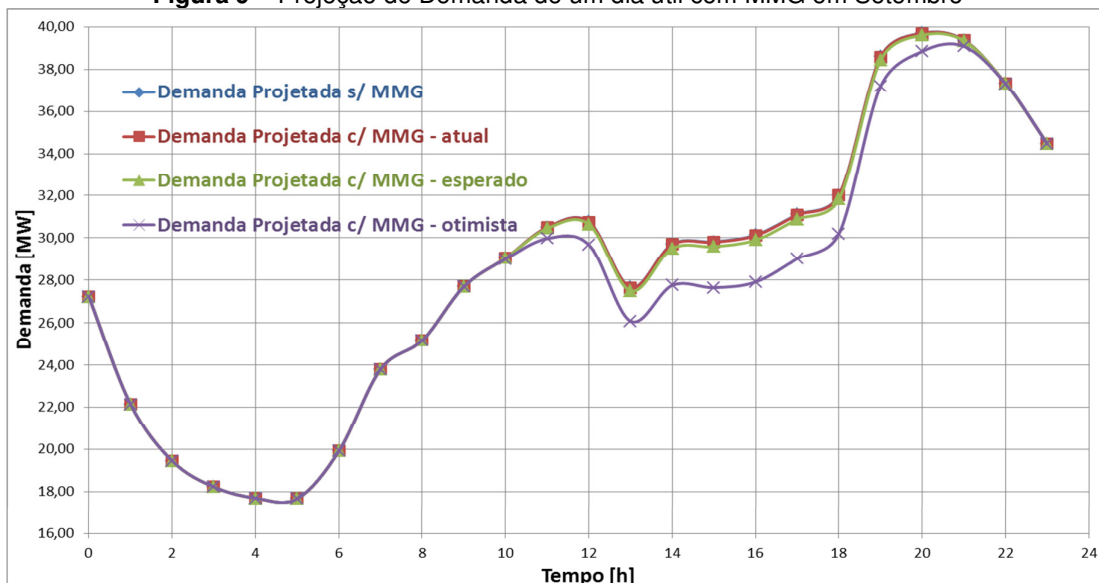


Fonte: O Autor

Avaliando o impacto da MMG na Figura 9, nota-se que ela afeta a curva de demanda no intervalo de tempo das 10h às 22h, período semelhante ao constatado no mês de Março.

Analisando o cenário otimista na Figura 9, observa-se que o maior impacto da MMG é no horário das 16h e corresponde a um decréscimo de 2,2MW na curva de demanda. Nota-se, também, que o pico de carga que ocorre aproximadamente às 20h tem um decréscimo de 0,8MW.

**Figura 9 – Projeção de Demanda de um dia útil com MMG em Setembro**



Fonte: O Autor

O Quadro 7 apresenta os valores da  $P_{MMG}$  para o mês de Setembro no período onde há incidência de radiação solar no dia característico escolhido.

**Quadro 7:**  $P_{MMG}$  para o mês de Setembro

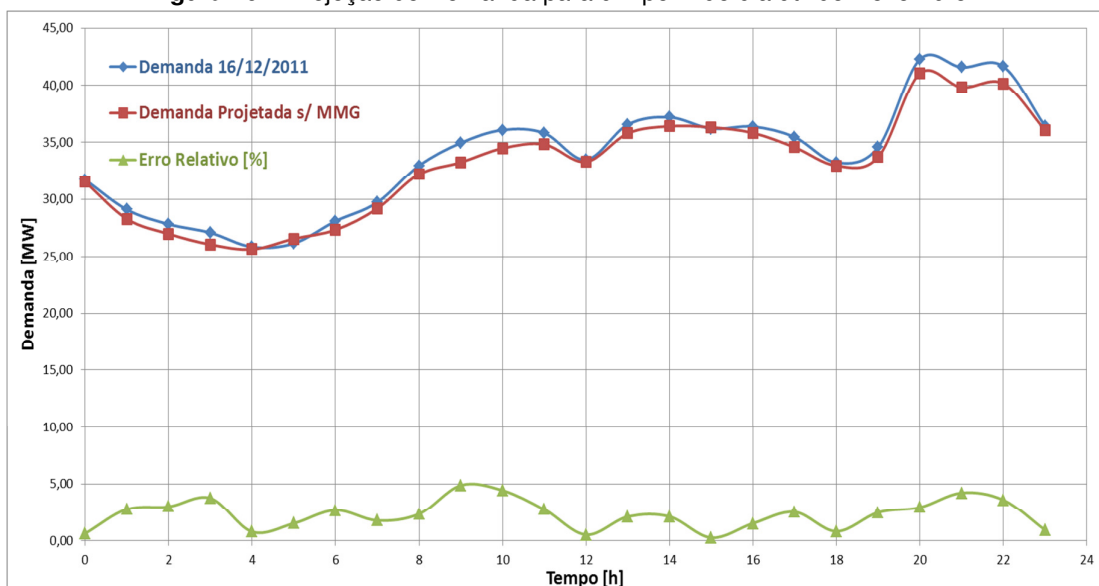
Hora	Potência MMG [MW]		
	Cenário atual	Cenário esperado	Cenário otimista
10	0,00051	0,00508	0,04740
11	0,00572	0,05723	0,53411
12	0,01172	0,11722	1,09402
13	0,01688	0,16884	1,57584
14	0,02094	0,20945	1,95485
15	0,02331	0,23306	2,17526
16	0,02385	0,23854	2,22634
17	0,02259	0,22586	2,10806
18	0,01957	0,19570	1,82650
19	0,01488	0,14882	1,38902
20	0,00912	0,09115	0,85075
21	0,00311	0,03114	0,29064
22	0,00008	0,00079	0,00734

Fonte: O Autor

- **Dia útil – Dezembro**

O erro médio desta projeção foi de 2,3%. O erro máximo encontrado foi de 4,8% e ocorreu na projeção para às 9h, como apresentado na Figura 10. Novamente, o resultado encontrado foi satisfatório, com erros mais elevados entre 7h e 11h e entre 20h e 22h.

**Figura 10 –** Projeção de Demanda para um perfil de dia útil de Dezembro

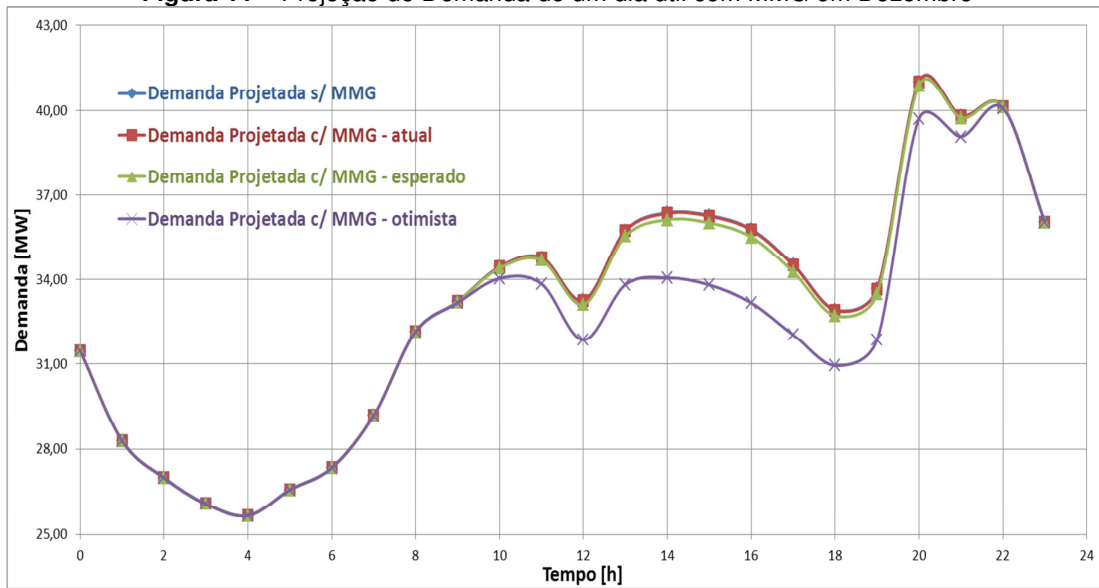


Fonte: O Autor

Avaliando o impacto da MMG na Figura 11, nota-se que ela afeta a curva da demanda entre às 9 e 22h. Além disso, constata-se na Figura 11 que no mês de Dezembro a influência da MMG durante a tarde, principalmente, é significativa. Isto se deve ao fato do mês de Dezembro ter como característica uma forte incidência de radiação solar.

Analisando o cenário otimista, também na Figura 11, observa-se que o maior impacto da MMG é no horário das 16h e corresponde a um decréscimo de 2,6MW na curva de demanda. Nota-se, também, que há um decréscimo de 1,3MW no pico de carga que ocorre aproximadamente às 20h.

**Figura 11** – Projeção de Demanda de um dia útil com MMG em Dezembro



Fonte: O Autor

O Quadro 8 apresenta os valores da  $P_{MMG}$  para o mês de Dezembro no período onde há incidência de radiação solar no dia característico escolhido.

**Quadro 8:**  $P_{MMG}$  para o mês de Dezembro

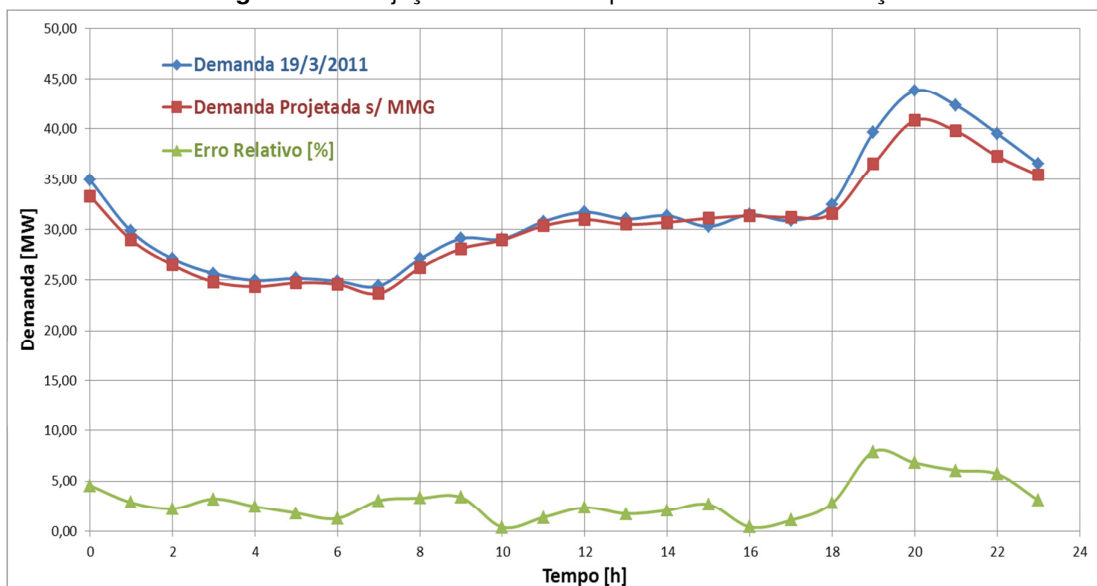
Hora	Potência MMG [MW]		
	Cenário atual	Cenário esperado	Cenário otimista
9	0,00044	0,00438	0,04092
10	0,00438	0,04384	0,40918
11	0,01011	0,10109	0,94349
12	0,01511	0,15113	1,41053
13	0,02076	0,20765	1,93805
14	0,02480	0,24804	2,31504
15	0,02650	0,26503	2,47363
16	0,02809	0,28094	2,62214
17	0,02673	0,26726	2,49446
18	0,02125	0,21254	1,98374
19	0,01947	0,19469	1,81709
20	0,01416	0,14162	1,32182
21	0,00800	0,07999	0,74659
22	0,00071	0,00707	0,06599

Fonte: O Autor

- **Sábado – Março**

O erro médio desta projeção foi de 3,0%. O erro máximo encontrado foi de 7,9% e ocorreu na projeção para às 19h, como é observado na Figura 12. O erro médio encontrado durante o dia foi satisfatório, porém há um erro médio de 5,4% entre às 18h e 23h. Nota-se através da Figura 12 que a curva de demanda para um sábado do mês de Março é praticamente constante no intervalo das 11h e 17h.

**Figura 12 –** Projeção de Demanda para um sábado de Março

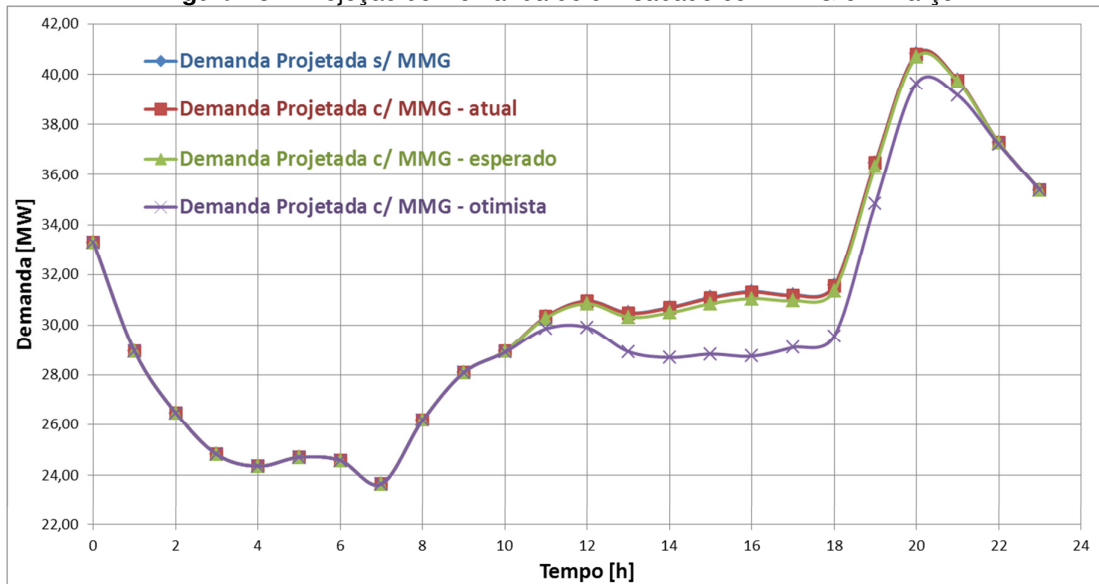


Fonte: O Autor



Avaliando o impacto da MMG na Figura 13, nota-se que ela afeta a curva da demanda entre às 10h e 22h. Além disso, constata-se na Figura 13 que entre às 13h e 19h, a MMG é responsável por um decréscimo médio de 2MW na curva de demanda para o cenário otimista. Analisando, ainda, o cenário otimista, observa-se que há um decréscimo de 1,17MW no pico de carga que ocorre às 20h, porém isto não o elimina.

**Figura 13 –** Projeção de Demanda de um sábado com MMG em Março

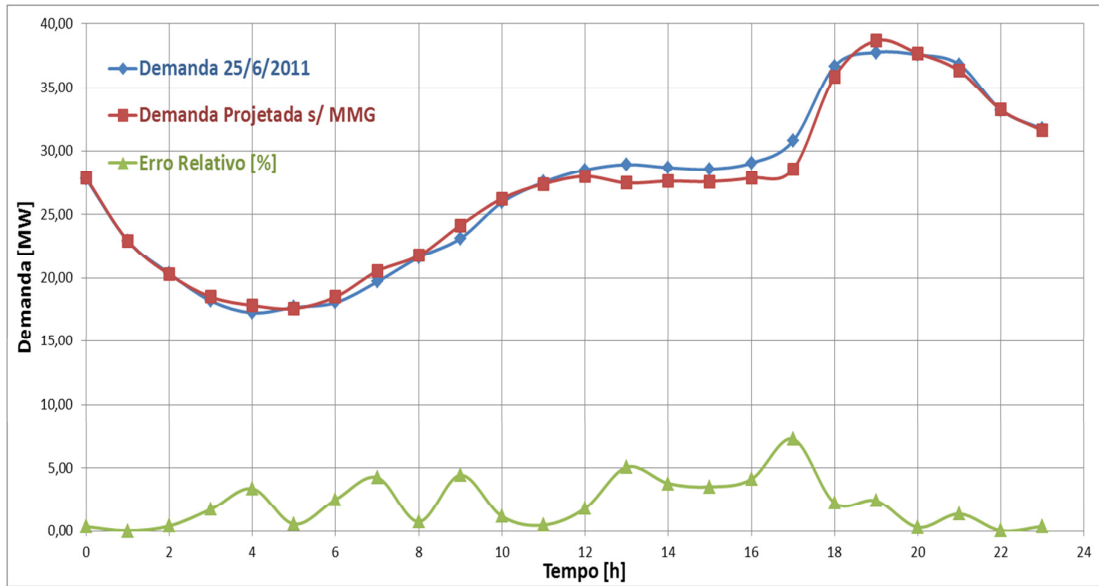


Fonte: O Autor

- **Sábado – Junho**

O erro médio desta projeção foi de 2,2%. O erro máximo encontrado foi de 7,3% e ocorreu na projeção para às 17h, como é apresentado na Figura 14. O erro médio encontrado é satisfatório, porém o erro de 7,3% pode ser considerado elevado em relação às métricas anteriores.

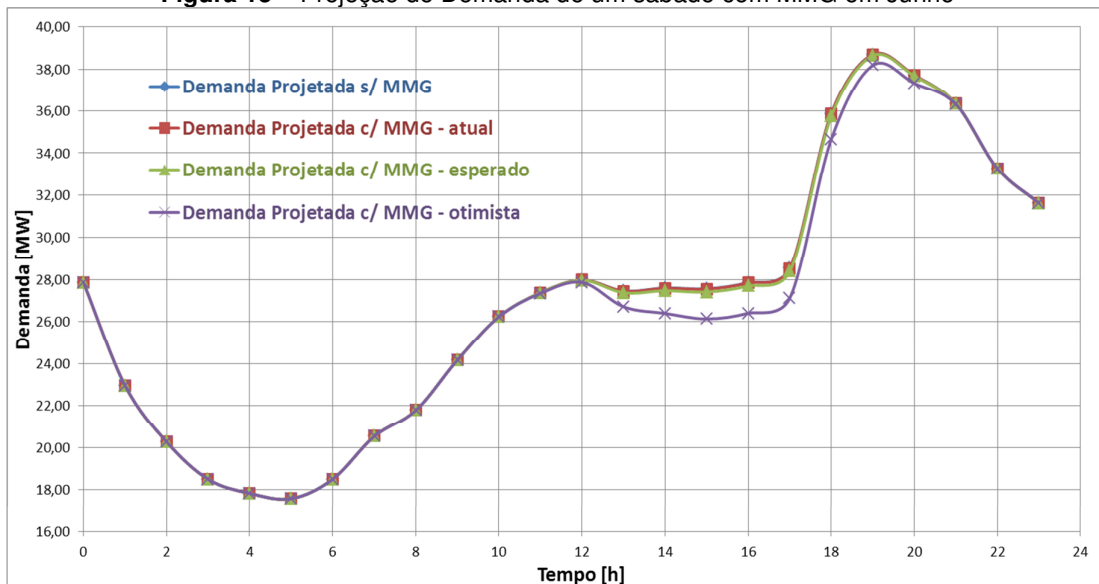
**Figura 14 – Projeção de Demanda para um sábado de Junho**



Fonte: O Autor

Analisando a Figura 15, observa-se o maior impacto da MMG no horário das 16h correspondendo a um decréscimo de 0,15MW de 1,4MW para os cenários esperado e otimista, respectivamente, na curva de demanda. Além disso, através da Figura 15 nota-se que o pico de demanda ocorre às 19h e sofre um decréscimo de 0,5MW com a inserção da micro e minigeração fotovoltaica para o cenário otimista. Avaliando, ainda, o cenário otimista, a MMG fotovoltaica é responsável por um decréscimo médio de 1,3MW entre às 14h e 18h.

**Figura 15 – Projeção de Demanda de um sábado com MMG em Junho**

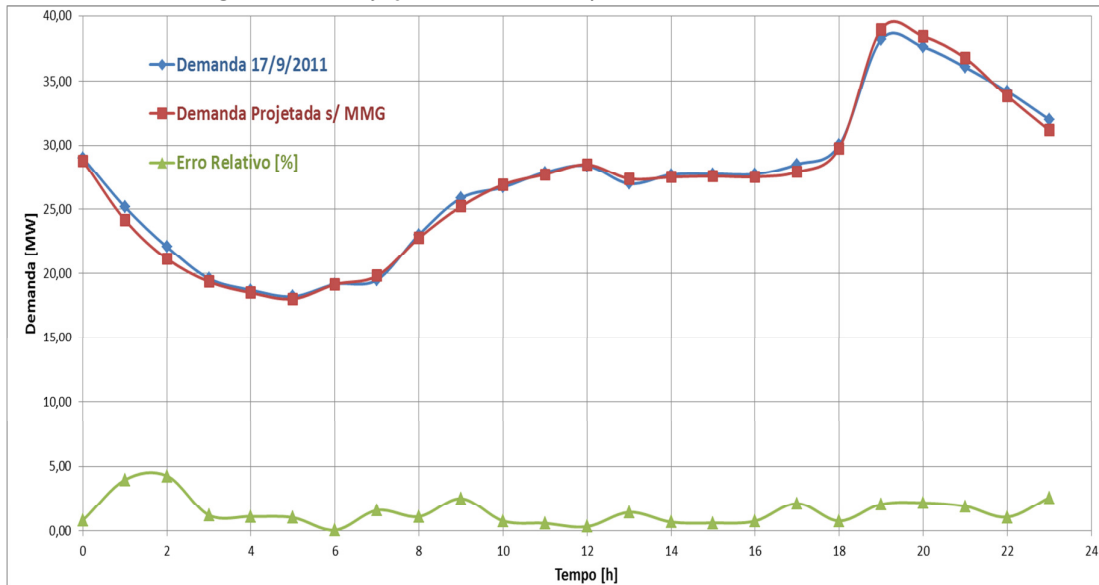


Fonte: O Autor

- **Sábado – Setembro**

O erro médio desta projeção foi de 1,5%. O erro máximo encontrado foi de 4,3% e ocorreu na projeção para às 2h, como ilustrado na Figura 16. Assim como para o perfil de dia útil do mês de Setembro, a projeção apresentou um ótimo resultado.

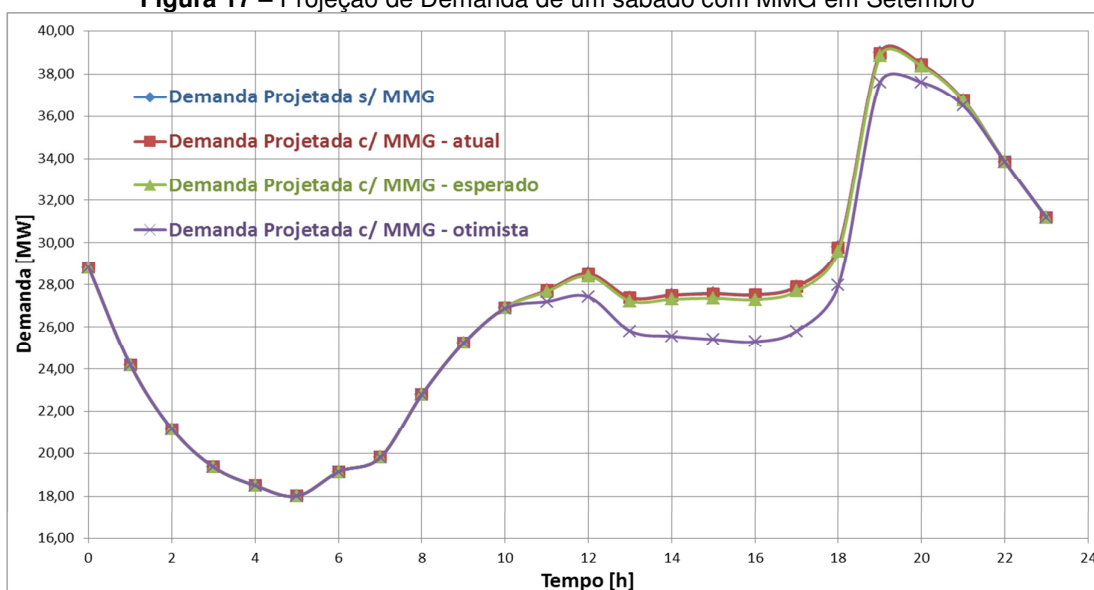
**Figura 16 – Projeção de Demanda para um sábado de Setembro**



Fonte: O Autor

Analisando a Figura 17, nota-se que o maior impacto da MMG é no horário das 16h e corresponde a um decréscimo de aproximadamente 0,24MW e 2,2MW na curva de demanda para os cenários esperado e otimista, respectivamente. Observa-se, também, que o pico de carga que ocorre às 19h tem um decréscimo de 1,4MW para o cenário otimista.

**Figura 17 – Projeção de Demanda de um sábado com MMG em Setembro**

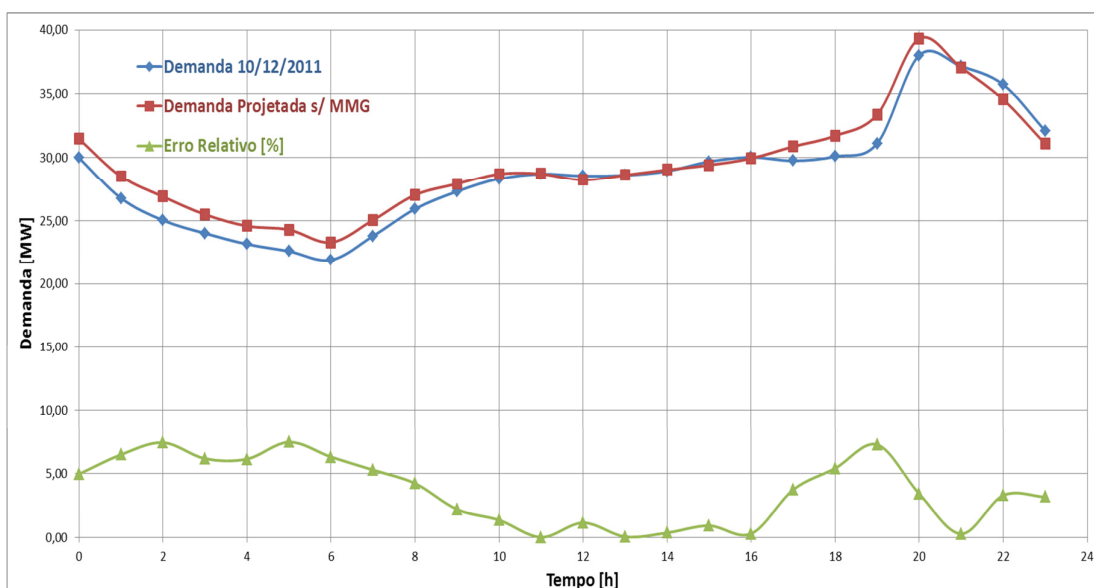


Fonte: O Autor

- **Sábado – Dezembro**

O erro médio desta projeção foi de 3,6%. O erro máximo encontrado foi de 7,4% e ocorreu na projeção para às 2h e às 5h, como ilustrado na Figura 18. Embora o erro médio encontrado seja satisfatório, a projeção apresentou erro maior que 5% em nove horas distintas em comparação com o dia 10/12/2011, o que não é desejado.

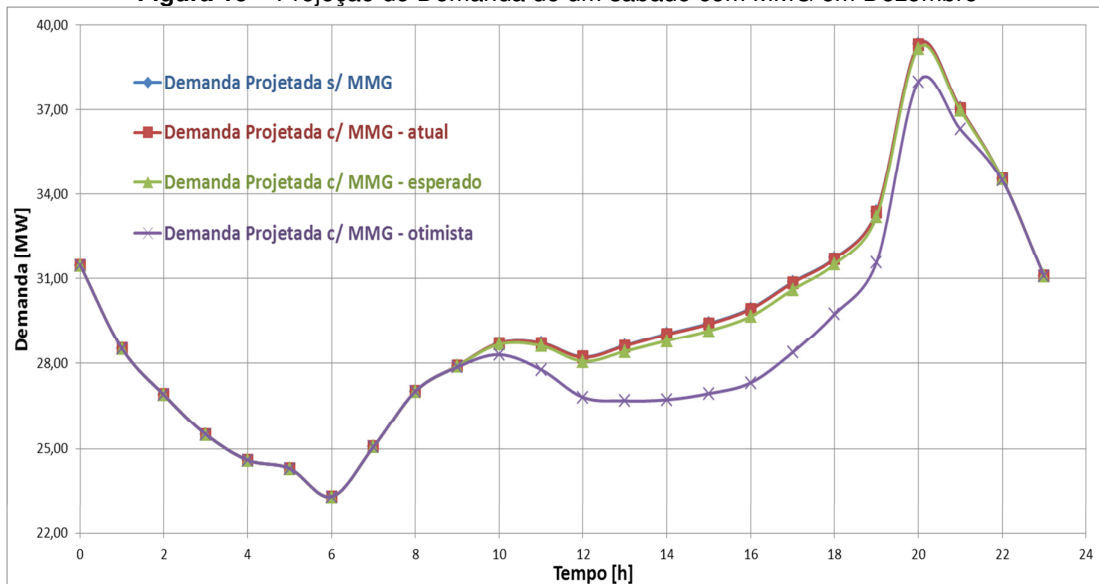
**Figura 18 – Projeção de Demanda para um sábado de Dezembro**



Fonte: O Autor

Analisando a Figura 19, nota-se que o maior impacto da MMG é no horário das 16h e corresponde a um decréscimo de 0,28 e 2,6MW na curva de demanda para os cenários esperado e otimista, respectivamente. Observa-se, assim como a projeção de dia útil do mês de Dezembro, que através da MMG fotovoltaica há um decréscimo de 1,3MW no pico de carga que ocorre às 20h para o cenário otimista.

**Figura 19 – Projeção de Demanda de um sábado com MMG em Dezembro**

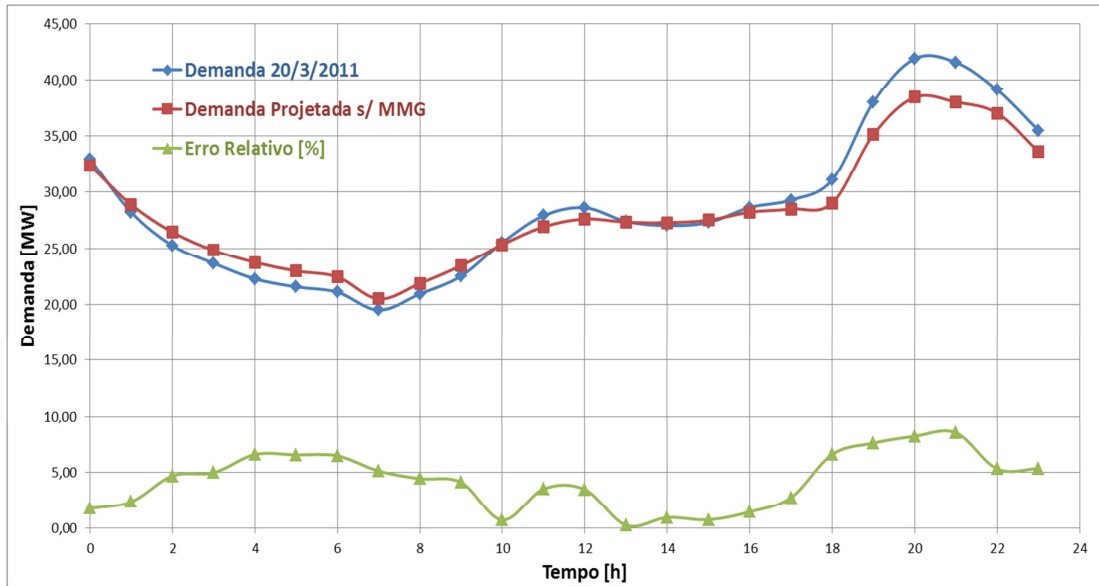


Fonte: O Autor

- **Domingo / Feriado – Março**

O erro médio desta projeção foi de 4,2%. O erro máximo encontrado foi de 8,5% e ocorreu na projeção para às 21h, como ilustrado na Figura 20. O erro médio obtido foi satisfatório, no entanto nota-se que entre as 4h e 6h e entre as 18h e 21h o erro foi maior do que 5%.

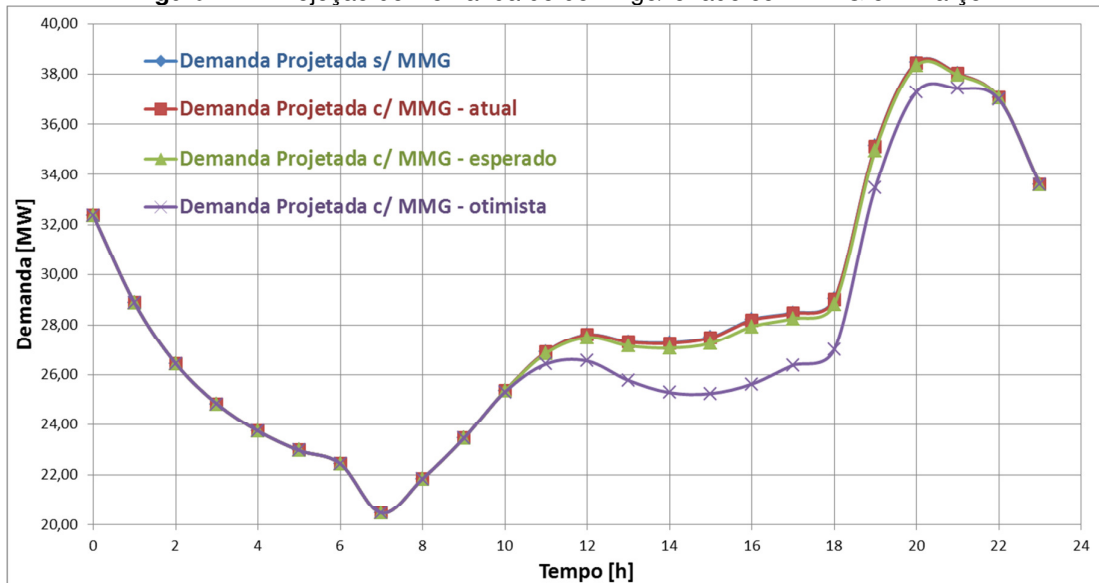
**Figura 20 – Projeção de Demanda de domingo/feriado de Março**



Fonte: O Autor

Analisando o cenário otimista na Figura 21, constata-se novamente que o maior impacto da MMG é no horário das 16h correspondente a um decréscimo de 2,6MW na curva de demanda. Além disso, o pico de demanda que ocorre às 20h é, novamente, eliminado devido à micro e minigeração. Além disso, através da Figura 21 nota-se que entre às 14h e 18h, a MMG é responsável por um decréscimo de superior a 2MW por hora na curva de demanda.

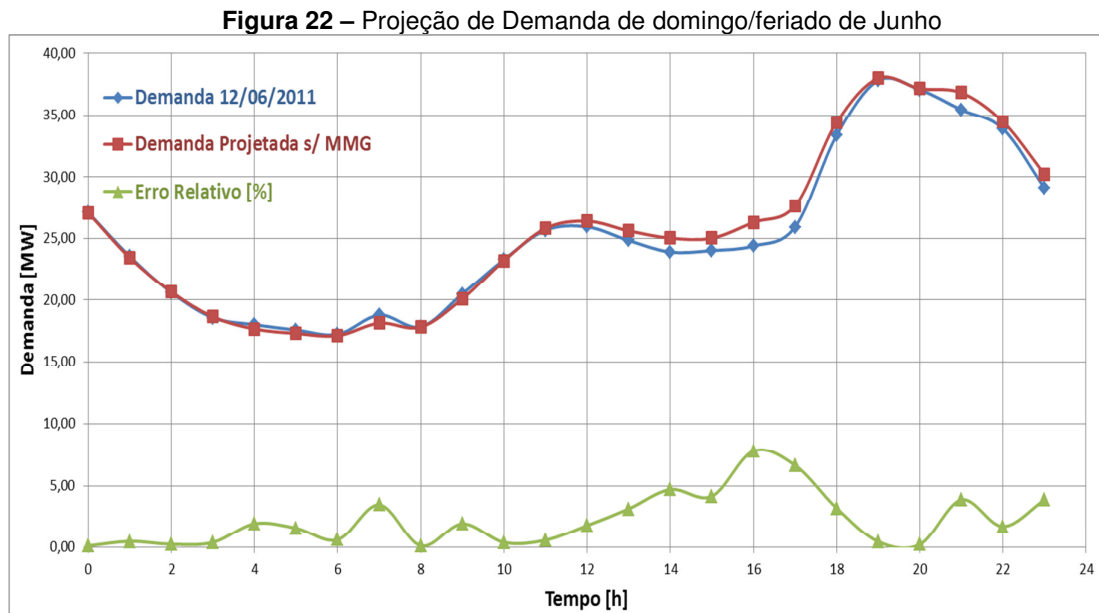
**Figura 21 – Projeção de Demanda de domingo/feriado com MMG em Março**



Fonte: O Autor

- **Domingo / Feriado – Junho**

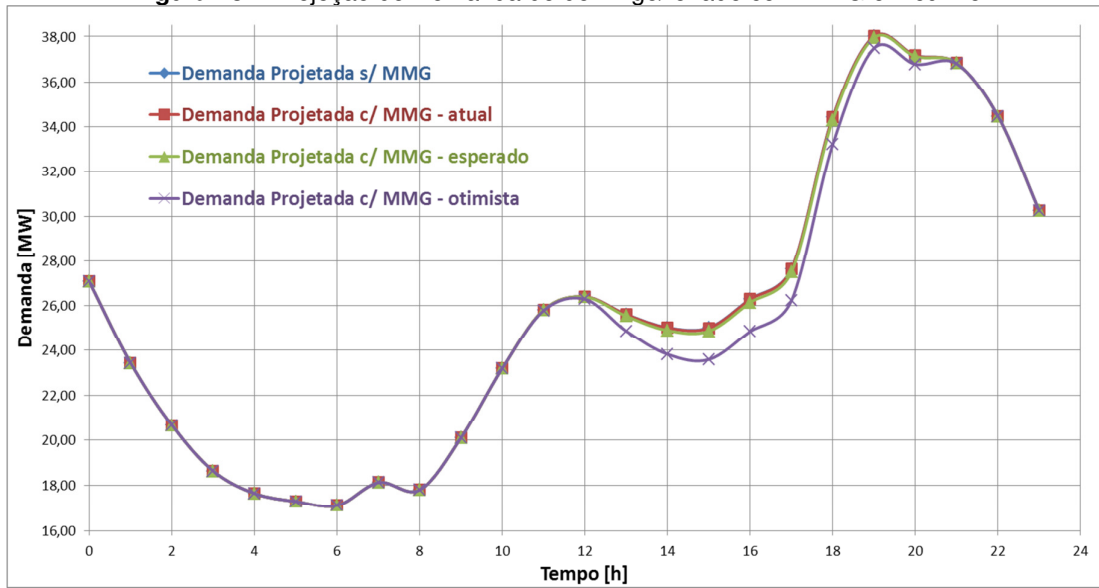
O erro médio desta projeção foi de 2,2%. O erro máximo encontrado foi de 7,8% e ocorreu na projeção para às 16h, como apresenta a Figura 22. O erro médio obtido foi satisfatório e nota-se graficamente que a demanda projetada em comparação com o dia 12/6/2011 apresenta erros maiores entre 15h e 18h e no horário das 21h.



Fonte: O Autor

Analisando a Figura 23, constata-se novamente que o maior impacto da MMG é no horário das 16h e correspondente a um decréscimo de 1,4MW para o cenário otimista, na curva de demanda. Além disso, através da Figura 23 nota-se que o pico de demanda ocorre, assim como para a projeção do sábado, às 19h e, portanto, sofre um decréscimo de 0,5MW com a inserção da micro e minigeração fotovoltaica para o cenário otimista.

**Figura 23 – Projeção de Demanda de domingo/feriado com MMG em Junho**

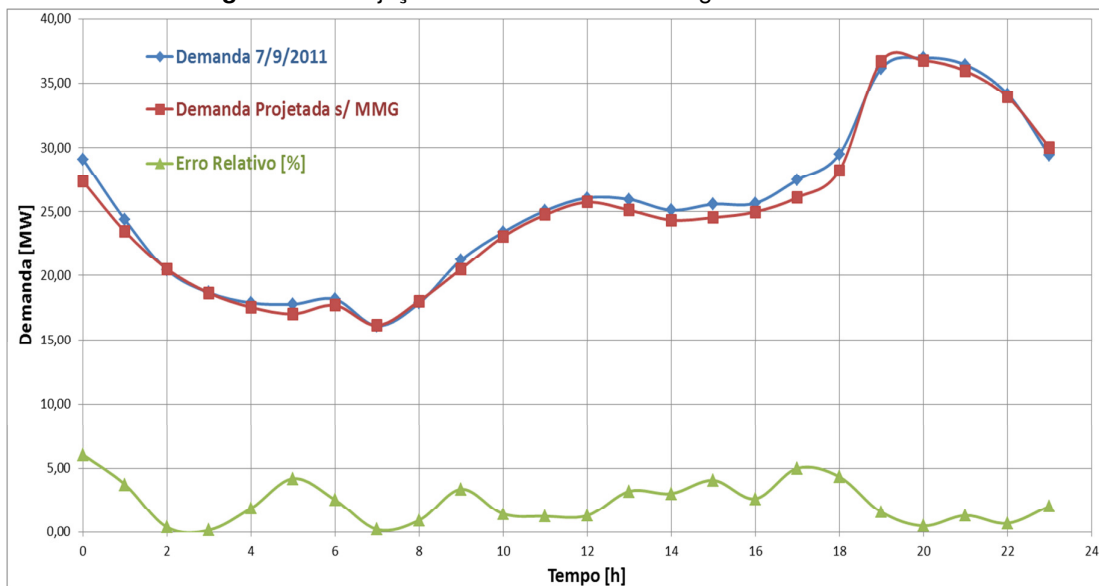


Fonte: O Autor

- **Domingo / Feriado – Setembro**

O erro médio desta projeção foi de 2,3%. O erro máximo encontrado foi de 6,0% e ocorreu na projeção para às 0h, como se constata na Figura 24. O erro médio obtido foi satisfatório e nota-se graficamente que a demanda projetada em comparação com o dia 7/9/2011 apresenta um erro médio de 3,4% entre as 12 e 18h.

**Figura 24 – Projeção de Demanda de domingo/feriado de Setembro**

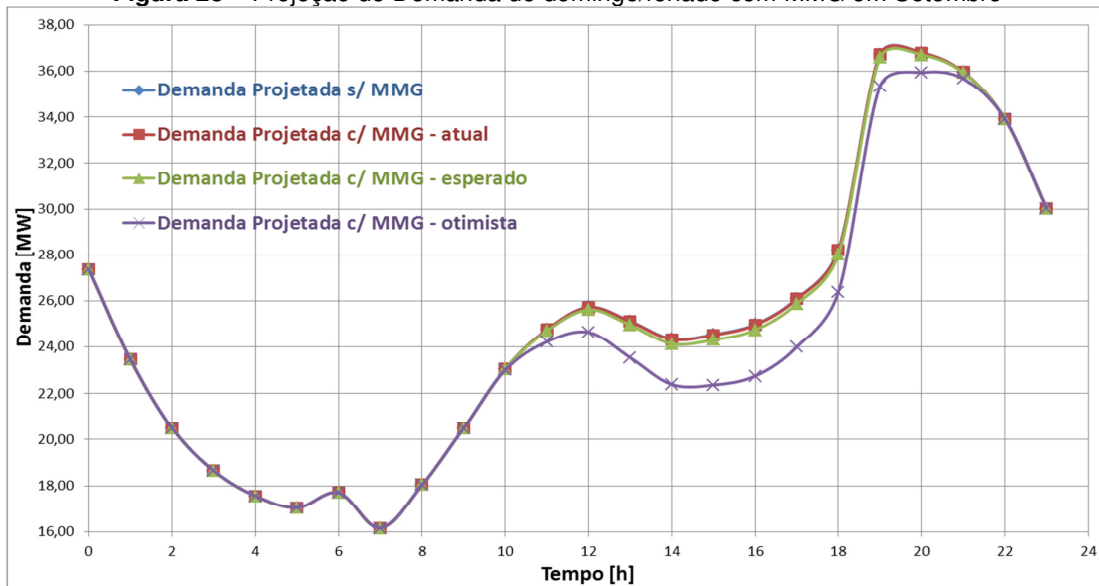


Fonte: O Autor



Assim como para as projeções de Setembro dos outros perfis diários, o maior impacto da MMG é no horário das 16h correspondente a um decréscimo de 2,2MW na curva de demanda. Além disso, através do cenário otimista mostrado da Figura 25 nota-se que o pico de demanda que ocorre entre às 19h e 20h é reduzido de modo que a demanda nestes horários fossem de aproximadamente 36MW.

**Figura 25** – Projeção de Demanda de domingo/feriado com MMG em Setembro

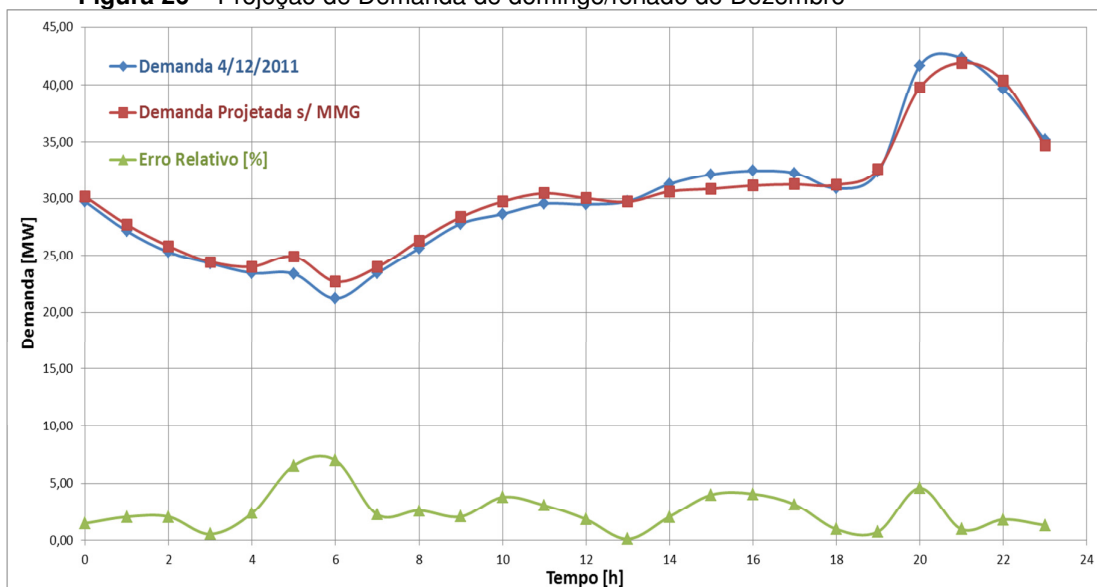


Fonte: O Autor

- **Domingo / Feriado – Dezembro**

O erro médio desta projeção foi de 2,5% e o erro máximo encontrado foi de 7% na projeção das 6h, como ilustrado na Figura 26. O erro médio encontrado foi satisfatório, porém os erros de 6,5% e 7% para as projeções das 5h e 6h, respectivamente, são mais elevados do que o esperado.

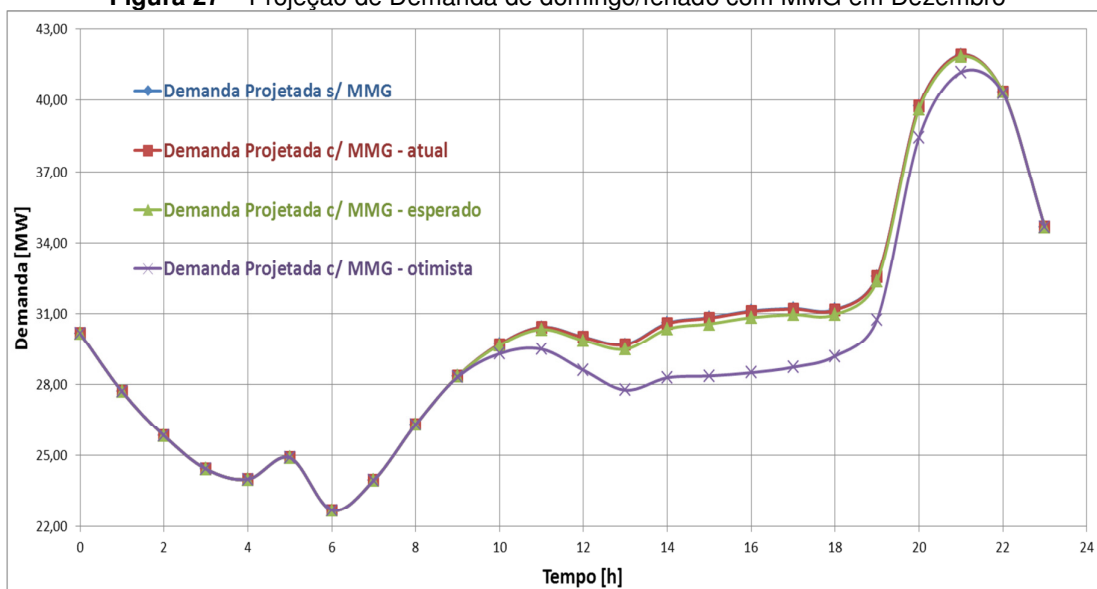
**Figura 26 – Projeção de Demanda de domingo/feriado de Dezembro**



Fonte: O Autor

Analisando o cenário otimista na Figura 27, observa-se que o impacto da MMG entre às 12h e 19h é significativo e responsável por um decréscimo médio de 2,0MW na curva de demanda durante este período. Além disso, nota-se que o pico de demanda que ocorre às 21h tem um decréscimo de 0,7MW com a inserção da micro e minigeração fotovoltaica.

**Figura 27 – Projeção de Demanda de domingo/feriado com MMG em Dezembro**



Fonte: O Autor

## 6. CONCLUSÕES

A constante busca por aumento de qualidade, melhor desempenho, otimização dos recursos juntamente com a redução de custos são os objetivos de qualquer agente que atue no setor elétrico. Neste contexto, a projeção de demanda de energia elétrica é uma ferramenta importante de auxílio à tomada de decisão.

Este trabalho teve como objetivo desenvolver uma metodologia de projeção de demanda de energia elétrica no horizonte de curtíssimo prazo e implementar um modelo que inserisse o impacto da micro e minigeração fotovoltaica. A Resolução Normativa nº482, viabilizou a micro e minigeração através de fontes renováveis e, com isso, o consumidor tem a opção de produzir e consumir sua energia, fato que não é contemplado nas projeções tradicionais de demanda.

O modelo de projeção apresentado considerou a interação de variáveis climáticas juntamente com a influência da micro e minigeração fotovoltaica e, para um melhor ajuste no modelo, realizou-se a divisão dos dias da semana em três perfis mensais. A avaliação da MMG fotovoltaica foi apresentada em três cenários que mostram a influência da micro e minigeração fotovoltaica na curva de demanda de uma distribuidora de energia elétrica. Essa avaliação pode auxiliar uma concessionária a traçar estratégias de atendimento de prosumidores.

A obtenção de dados históricos das variáveis envolvidas no modelo foi de grande dificuldade e, como já mencionado durante o trabalho, optou-se por utilizar dados confiáveis do ano de 2011, mesmo que a REN 482 tenha entrado em vigor em 2012. Para um estudo mais detalhado, o banco de dados utilizado teria que abranger um intervalo de tempo maior do que um ano e ser atual.

O método de projeção adotado mostrou-se adequado, visto que os resultados obtidos foram satisfatórios, com erros médios sempre menores que 5%.

## REFERÊNCIAS

ABINEE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. **Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira.** 2012. Disponível em:

<<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>. Acesso em: 4 set. 2015.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 482.** 2012a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 03 set. 2015.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa nº 77.** 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>>. Acesso em: 3 set. 2015.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa nº 414.** 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 3 set. 2015.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa nº 502.** 2012b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012502.pdf>>. Acesso em: 3 set. 2015.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa nº 547.** 2013a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2013547.pdf>>. Acesso em: 3 set. 2015.

\_\_\_\_\_. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST.** 2013b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 4 set. 2015

ASLANARGUN, A. *et al.* **Comparison of ARIMA, neural networks and hybrid models in time series: tourist arrival forecasting.** Journal of Statistical Computation and Simulation, Janeiro 2007.

BAKIRTZIS, A.G. *et al.* **A neural network short-term load forecasting model for the greek power system.** IEEE Transactions on Power Systems, 1996.

BAUMGARTEN, C. **Inserção de Micro e Minigeração Distribuída de Fonte Solar Fotovoltaica: Uma Abordagem através de Dinâmica de Sistemas,** Projeto de Diplomação, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2014.

BOX, G.E.P.; JENKINS, G.M.; e Reinsel, G. **Time Series Analysis: Forecasting and Control.** Englewood Cliffs: Prentice Hall, third edition, 1994.

CAMPOS, R.J.; JESUS, T.A.; MENDES, E.M.A.M. **Uma abordagem fuzzy para a previsão de curto-prazo do consumo de energia elétrica.** XXX Congresso Nacional de Matemática Aplicada - CNMAC, Brasil, Florianópolis, Setembro 2007.

CARMONA, D. *et al.* **Electric Energy Demand Forecasting with Neural Networks,** Proceedings of IEE IECOM 2002.

CEESP – Centro de Estudos em Energia e Sistemas de Potência, Universidade Federal de Santa Maria, 2015.

CGEE - CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICO. **Redes elétricas inteligentes**: contexto nacional. 2012. Disponível em: <[http://www.cgee.org.br/publicacoes/documentos\\_tecnicos.php](http://www.cgee.org.br/publicacoes/documentos_tecnicos.php)> Acesso em: 3 set. 2015.

CHARYTONIUK, W.; CHEN, M.S.; OLINDA, P. V. **Nonparametric regression based short-term load forecasting**. IEEE Transactions on Power Systems, 13:725–730, 1998.

CHEN, H.; CANIZARES, C. A.; SINGH, A. **Ann-based short-term load forecasting in electricity markets**. Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, 2:411–415, 2001.

CHO, M.Y.; HWANG, J.C.; e CHEN, C.S. **Customer short-term load forecasting by using ARIMA transfer function model**. In 1 editor, Proceedings of the International Conference on Energy Management and Power Delivery, pages 317–322, 1995.

CHOW, T.W.S.; LEUNG, C.-T. **Nonlinear autoregressive integrated neural network model for short-term load forecasting**. In 143, Vol., editor, IEE Proceedings Gener. Trasm. Distrib. No 5, 1996.

D'ARCHIVIO, S. (2007). **Interazione animale ambientale e criteri di progettazione degli edifici per l'allevamento ai fini della riduzione dello stress da caldo**. Tese de doutorado, Universidade de Boblogna, Italia.

DE GOOIJER, J. G.; HYNDMAN, R. J. **25 years of time series forecasting**. International Journal of Forecasting, 22:443-473, 2006.

DEL GRANDE, A. **Sistemas fotovoltaicos para geração de energia elétrica**. 2013. 88 p. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.

DOE - UNITED STATES OF AMERICA DEPARTMENT OF ENERGY. **Smart Grid**. 2013. Disponível em: <<http://www.smartgrid.gov/>>. Acesso em: 3 set. 2015.

ENGLE, R.F.; MUSTAFA, C.; RICE, J. **Modeling peak electricity demand**. Journal of Forecasting, 11:241–251, 1992.

ESB NETWORKS. **Connect a micro-generator**. 2013. Disponível em: <[http://www.esb.ie/esbnetworks/en/generator-connections/micro\\_gen\\_connections.jsp](http://www.esb.ie/esbnetworks/en/generator-connections/micro_gen_connections.jsp)>. Acesso em: 03 set. 2015.

EPIA - EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION. **Global market outlook for photovoltaics 2013-2017**. 2013. Disponível em: <[http://www.epia.org/fileadmin/user\\_upload/Publications/GMO\\_2013\\_Final\\_PDF.pdf](http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/GMO_2013_Final_PDF.pdf)>. Acesso em: 3 set. 2015.

FAN, J.Y.; McDONALD, J.D. **A real-time implementation of short-term load forecasting for distribution power systems.** IEEE Transactions on Power Systems, 9:988–994, 1994.

GHIASSI, M.; SAIDANE, H.; e ZIMBRA, D.K. **A dynamic artificial neural network model for forecasting time series events.** International Journal of Forecasting, 21:341–362, 2005a.

GHIASSI, M.; SAIDANE, H.; e ZIMBRA, D.K. **Medium term system load forecasting with a dynamic artificial neural network model.** Electric Power Systems Research, 76:302–316, October 2005b.

HAIDA, T.; MUTO, S. **Regression based peak load forecasting using a transformation technique.** IEEE Transactions on Power Systems, 9:1788–1794, 1994.

HYDE, O.; HODNETT, P.F. **An adaptable automated procedure for short-term electricity load forecasting.** IEEE Transactions on Power Systems, 12:84–93, 1997.

IDEAL - INSTITUTO PARA O DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS NA AMÉRICA LATINA (IDEAL). **Sistemas fotovoltaicos.** 2013. Disponível em: <<http://www.americadosol.org/>>. Acesso em: 5 set. 2015.

INEE - INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. **O que é ‘Geração Distribuída’?** 2013. Disponível em: <[http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp)>. Acesso em: 4 set. 2015.

KERMANSHAHI, B.; YOKOYAMA, R.; TAKAHASHI, K. **Intelligent Forecasting of distribution System Loads.** Electrotechnical Conference MELECOM, Vol. 2, pp. 784-787, 1996.

LAUTENSCHLEGER, A. H. **Projeção de Demanda de Energia Elétrica da Classe Residencial Considerando a Inserção de Micro e Minigeração fotovoltaica,** Projeto de Diplomação, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2013.

LIMA, W. S. **Previsão de carga no período de demanda de ponta utilizando redes neurais artificiais.** Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, 1996.

MADEIRA, V. M. **Projeção de Demanda de Energia Elétrica a Curtíssimo Prazo com Interação entre Variáveis Climáticas.** Projeto de Diplomação, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2009.

MAMLOOK, R.; BADRAN, O.; ABDULHADI, E. **A Fuzzy Inference Model for Short-Term Load Forecasting,** Energy Policy, vol. 37, pp. 1239-1248, 2009.

MICROGENERATION. **What is microgeneration?**. 2013. Disponível em: <<http://www.microgeneration.com/professional-zone/Climate-Change/What-is-microgeneration>>. Acesso em: 4 set. 2015.

MORETTIN, P. A.; TOLOI, C.M.C. **Análise de Séries Temporais**. Edgard Blücher, São Paulo, segunda edição revista e ampliada edition, 2006.

MURTO, P. **Neural network models for short-term load forecasting**, Helsinki University of Technology, Department of Engineering Physics and Mathematics, Helsinki, 1998.

OLIVEIRA, M. *et al.* **Projeção de Demanda de Energia Elétrica a Curtíssimo Prazo Considerando o Índice de Desconforto**, Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE, Belém – Pará, 2010a.

OLIVEIRA, M. *et al.* **Análise do Efeito de Variáveis Climáticas sobre a Evolução da Demanda de Energia Elétrica**, Congresso Brasileiro de Automática – CBA, Bonito – MS, 2010b.

PANDIAN, S.C. *et al.* **Fuzzy approach for short term load forecasting**. Electric Power Systems Research, 76: pp. 541–548, 2006.

PAPALEXOPOULOS, A.D.; HAO, S.; PENG, T.M. **An implementation of a neural network based load forecasting model for the ems**. IEEE Transactions on Power Systems, 9: pp. 1956–1962, 1994.

RUZIC, S.; VUCKOVIC, A.; NIKOLIC, N. **Weather sensitive method for shortterm load forecasting in electric power utility of serbia**. IEEE Transactions on Power Systems, 18: pp. 1581–1586, 1998.

THOM, E. C. **The discomfort index**. Weatherwise, 1959.

XIAO, Z. *et al.* **BP Neural Network With Rough Set For Short Term Load Forecasting**, Expert Systems with Applications, vol. 36, pp. 273-279, 2009.

YANG, H.T.; HUANG, C.M. **A new short-term load forecasting approach using self-organizing fuzzy armax models**. IEEE Transactions on Power Systems, 13: pp. 217–225, 1998.

YANG, H.T.; HUANG, C.M.; HUANG, C.L. **Identification of ARMAX model for short-term load forecasting: An evolutionary programming approach**. IEEE Transactions on Power Systems, 11: pp. 403–408, 1996.