

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE
PRODUÇÃO

Luciana Sant'Ana Marques

Análise da Viabilidade de Geração
Conjunta Eólica/Solar em Microgrid
conectado à Rede

Belo Horizonte

2015

Luciana Sant'Ana Marques

Análise da Viabilidade de Geração Conjunta Eólica/Solar em Microgrid conectado à Rede

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Minas Gerais, para a obtenção de Título de Mestre em Engenharia de Produção, na Linha de Pesquisa Modelagem Estocástica e Simulação.

Professor: Leonardo Pereira Santiago

Belo Horizonte

2015

Sant'Ana Marques, Luciana.

Análise da Viabilidade de Geração Conjunta Eólica/Solar em Microgrid conectado à Rede

117 páginas

Dissertação (Mestrado) - Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais. Departamento de Engenharia de Produção.

1. Economia da Energia
2. Geração Conjunta Eólica/Solar
3. Microgrid
4. Regressão Linear
5. Regressão Quantílica
6. Dimensionamento de Sistemas de Geração Híbridos

I. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. Departamento de Engenharia de Produção.

Aos meus pais, às minhas irmãs e ao meu chéri.

Arrasamos a selva, as selvas verdadeiras,
e implantamos selvas anônimas de cimento.
Enfrentamos o sedentarismo com esteiras, a insônia
com remédios, a solidão com eletrônicos.
E pensamos ser felizes ao deixar o humano.

José Pepe Mujica, Assembleia Geral da ONU (24/09/2013)

Agradecimentos

Gostaria de agradecer ao Professor Leonardo Santiago pela orientação ao longo desses dois anos e além. Posso considerá-lo como meu “iniciador científico”.

À Pris, por ter acreditado e investido em mim e no meu sonho, independente das minhas preferências. Foram anos de muito aprendizado e crescimento.

Aos meus pais, Vander e Conceição, pelo apoio incondicional, pelo amparo nos momentos de dificuldade e pelo exemplo.

Às minhas irmãs, Fernanda, Mariana e Luísa, pela amizade independente das diferenças.

Ao Jp, pelo amor maior do que *VY Canis Majoris*.

Aos meus amigos, pela alegria e bom humor constantes.

Aos colegas do LADEC, pelos conhecimentos compartilhados e pelos cafés.

A todos os professores, colegas e amigos que contribuíram com sugestões valiosas para possibilitar a conclusão deste trabalho.

Finalmente, agradeço à CAPES pelo apoio financeiro ao desenvolvimento desta pesquisa.

Resumo

O esgotamento dos recursos fósseis, os problemas ambientais, a dificuldade/custo de acompanhar a demanda e a busca por sistemas mais confiáveis colocam em cheque o modelo de sistema elétrico dominante. Neste contexto, as gerações eólica e solar surgem como soluções limpas e inesgotáveis. Além do grande potencial de geração, elas podem ser descentralizadas, enquadrando-se no conceito de Geração Distribuída. Apesar destes benefícios, a energia gerada a partir do vento e do sol é intermitente, pouco previsível, não despachável e, em alguns casos, os momentos de maior geração de energia não coincidem com os picos de carga. Sendo assim, para integração otimizada destas fontes nos sistemas é necessário considerar seus aspectos e incertezas, além das características do mercado. Ressalta-se que a literatura atual foca ou na previsão das variáveis que impactam o potencial eólico e solar – prioritariamente para fins operacionais – ou no dimensionamento do sistema isolado de geração conjunta. Faltam estudos que acrescentem ao processo de tomada de decisões de investimento em sistemas alternativos on-grid mais informações sobre o potencial de geração destas fontes e sobre as políticas do mercado. Sendo assim, este trabalho visa avaliar alternativas para viabilizar a geração conjunta de energia elétrica em microgrid, a partir das fontes solar e eólica, no cenário brasileiro. Para tal, é proposta uma metodologia em três fases: na primeira, os dados de velocidade do vento e radiação solar são coletados, validados e previstos usando modelos de regressão linear e quantílica. Com base nas curvas previstas e nos parâmetros técnico financeiros de geração, três modelos de otimização para design do sistema híbrido são propostos e ilustrados via um estudo de caso, na cidade de Petrolina. Os três modelos representam os seguintes cenários (i) ausência de políticas de incentivo, (ii) advento do net-metering e (iii) simulação da tarifa branca com net-metering. Na última fase, o sistema é analisado com indicadores de confiabilidade, custo e eficiência. Além disso, avalia-se o impacto na viabilidade do sistema de subsídios de capital, de reajustes na tarifa e da incerteza de geração. Os resultados são confrontados com métodos comumente utilizados e indicam que a regressão quantílica gera menores erros preditivos no tratamento dos dados. Além disso, a política net-metering se mostrou interessante no dimensionamento “equilibrado” do sistema, mas não é capaz de viabilizar a geração fotovoltaica por não agir nos fatores que definem a paridade com o Grid (custo de geração *versus* tarifa). Para isso, subsídios de capital são necessários. A política de tarifa branca tem um impacto negativo na viabilidade do sistema, diminuindo a competitividade das tecnologias, que devem aumentar a geração fora do pico para compensar nos horários de pico. Finalmente, as perspectivas de aumento da tarifa para 2015 posicionam as gerações alternativas como opção ao modelo vigente, cada vez mais caro.

Palavras-chave: economia da energia, geração conjunta eólica/solar, microgrid, regressão linear, regressão quantílica, dimensionamento de sistemas de geração híbridos.

Abstract

The fossil fuels depletion, the environmental concerns, the difficulty to match supply with demand, and the pursuit of more reliable systems are some of the driving forces that question the current electricity business model. In this context, the wind and solar power generation appear as clean and inexhaustible alternative sources of energy with distinct features such as strong generation potential and the possibility of being generated through decentralized sources, as distributed energy resources (DER). Despite these distinct advantages, these two sources of power generation are intermittent, hard to predict, and not dispatchable. As a consequence of such drawbacks, the energy generated through wind and solar sources may not match the real time electricity demand. Therefore, to optimize the integration of these sources in electrical systems, the key uncertainties and the market characteristics have to be taken into account. The current literature focuses mainly on wind and solar forecasting - usually for operational decisions - or on designing hybrid stand-alone systems. To the best of our knowledge, there is almost no paper that investigates these sources power potential combined with the market policies to shed light on the investment decision process. This work aims to evaluate alternatives to promote on-grid hybrid wind/PV systems as microgrids. We propose a three steps methodology as follows. First, wind speed and solar radiation databases are collected, validated and forecasted using linear and quantile regression models. Then, using the forecasted curves, three optimization models for hybrid systems design are suggested and illustrated with a case study in the city of Petrolina. The models capture three scenarios: (i) no incentive policies, (ii) net-metering and (iii) net-metering together with time of use electricity tariff. Finally, the designed systems are assessed through reliability and cost/efficiency metrics. Once the three step approach is concluded, we investigate the impact of capital subsidies, tariff adjustments and generation uncertainty in the system feasibility and metrics. The results are contrasted with commonly used methods and indicate that quantile regression generates less forecasting errors when fitting the data. In addition, net-metering policy is interesting for a “balanced” design of the system, but it does not enable grid parity, which therefore fails to make PV panels feasible. We conclude that capital subsidies are necessary. Furthermore, the Brazilian’s time of use tariff has a negative impact in the system and reduces the technologies attractiveness because they have to generate more power during the off-peak hours to compensate the peak hours. Finally yet importantly, the tariff adjustments perspectives for 2015 and beyond place the alternative generations as option to the prevailing model, which has been increasingly expensive in the past years.

Keywords: energy economics, hybrid PV/wind systems, microgrid, linear regression, quantile regression, hybrid PV/wind system design.

Lista de Figuras

2.1	Porcentagem de países que implantaram as políticas de incentivo à geração renovável, por grupo de renda	14
3.1	Instituições do Setor Elétrico	25
3.2	Infraestrutura do Sistema Elétrico	26
3.3	Participação das Fontes de Energia na Geração de Eletricidade no Brasil	26
3.4	Rede Básica de Transmissão Brasileira	27
3.5	Dinâmica do Mercado Brasileiro	29
3.6	Tipos de Leilões de Energia Elétrica do Brasil	33
3.7	Acionamento das Bandeiras Tarifárias em Junho/2014	37
3.8	Modalidade Tarifária Branca	38
3.9	Histórico do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) em todos os sub-sistemas no patamar de carga médio	40
3.10	Operação em Sistemas Hidrotérmicos	41
3.11	Função Custo de Operação do Sistema Hidrotérmico	41
3.12	Compensação de crédito de energia ativa	47
4.1	Metodologia e Fases do Trabalho	50
4.2	Sistema híbrido conectado à rede	52
5.1	Estações do Sistema	70
5.2	Ajuste das distribuições dos dados de velocidade do vento a 25 e 50 m usando curvas de Weibull - histograma das séries e curva teórica da distribuição	73

5.3	Impacto das variáveis mês, hora, dia e dia do ano na distribuição dos dados de velocidade do vento a 25 m	75
5.4	Impacto das variáveis mês, hora, dia e dia do ano na distribuição dos dados de velocidade do vento a 50 m	76
5.5	Gráfico de resíduos <i>versus</i> \hat{y}_i , histograma dos resíduos com curva teórica da normal padrão ($\mu = 0$ e $\sigma = 1$) e quantis teóricos da normal padrão <i>versus</i> quantis amostrais dos resíduos, todos para velocidade do vento a 25 m	79
5.6	Gráfico de resíduos <i>versus</i> \hat{y}_i , histograma dos resíduos com curva teórica da normal padrão ($\mu = 0$ e $\sigma = 1$) e quantis teóricos da normal padrão <i>versus</i> quantis amostrais dos resíduos, todos para velocidade do vento a 50 m	80
5.7	Curvas por mês de médias horárias de radiação solar no local em análise .	81
5.8	Impacto das variáveis mês, hora, dia e estação na distribuição dos dados de radiação global	83
5.9	Histograma da série de radiação solar	84
5.10	Curva de capacidade e de potência gerada da turbina escolhida para a análise	85
5.11	Bairro escolhido para análise	86
5.12	Curva da demanda a ser atendida	88
5.13	Impacto do subsídio de capital - α entre 0 e 100%, na energia gerada pelo sistema dimensionado usando os três modelos - base, net-metering e tarifa branca, e as duas séries de velocidade do vento (a 25 e 50 m), com a curva de energia “desperdiçada” (WE)	93
5.14	Impacto dos subsídios de capital - α entre 0 e 100%, no custo unitário de geração de cada tecnologia (turbinas eólicas a 25 e 50 m e painéis solares), com reta do valor da tarifa convencional, em R\$/kWh	94

5.15	Impacto do reajuste da tarifa - δ entre 0 e 100%, na energia gerada pelo sistema dimensionado usando os três modelos - base, net-metering e tarifa branca, e as duas séries de velocidade do vento (a 25 e 50 m), com a curva de energia “desperdiçada” (WE)	96
5.16	Impacto de reajustes - δ entre 0 e 100%, nos valores da tarifa convencional, os comparando aos custos unitários de geração de cada tecnologia (turbinas eólicas a 25 e 50 m e painéis solares), em R\$/kWh	97
5.17	Impacto da incerteza - τ igual a 25%, 50% e 75%, no custo unitário de geração de cada tecnologia (turbinas eólicas a 25 e 50 m e painéis solares), com reta do valor da tarifa convencional, em R\$/kWh	100

Lista de Tabelas

3.1	Patamares de Carga	40
5.1	Resumo das séries agregadas de velocidade do vento (a 25 e 50 m) e de radiação solar	72
5.2	Estimativas das curvas de Weibull ajustadas para séries de velocidade do vento, com intervalo de confiança a 95% entre parênteses e erro padrão	73
5.3	Resultados da aplicação do método de seleção de variáveis <i>forward</i> usando estatísticas F e R^2 para decisão do melhor ajuste do modelo de regressão linear para variáveis velocidade do vento a 25 e 50 m	74
5.4	Erros RMSE e MAE da curva de Weibull, modelo de regressão linear (RL) e modelo de regressão quantílica (RQ) ajustados para velocidade do vento a 25 m (m/s)	78
5.5	Erros RMSE e MAE da curva de Weibull, modelo de regressão linear (RL) e modelo de regressão quantílica (RQ) ajustados para velocidade do vento a 50 m(m/s)	78
5.6	Resultados da aplicação do método de seleção de variáveis <i>forward</i> e estatísticas AIC e $R(p)$ para ajuste do modelo de regressão quantílica da variável radiação solar	82
5.7	Erros RMSE e MAE do dia típico mensal e do modelo de regressão quantílica (RQ), ajustados para radiação solar (W/m^2)	84
5.8	Resultados do dimensionamento ótimo usando o modelo base - sistemas híbridos, com somente turbinas eólicas e com somente painéis fotovoltaicos	88

5.9	Resultados do dimensionamento ótimo usando o modelo net-metering - sistemas híbridos, só turbinas eólicas e só painéis fotovoltaicos	89
5.10	Resultados do dimensionamento ótimo usando o modelo tarifa branca - sistemas híbridos, só turbinas eólicas e só painéis fotovoltaicos	91
5.11	Resultados do dimensionamento ótimo para cenários pessimista ($\tau = 25\%$), mais provável ($\tau = 50\%$) e otimista ($\tau = 75\%$) - usando modelos base (Base), net-metering (NT) e tarifa branca (TB), e velocidade do vento a 25 m	98
5.12	Resultados do dimensionamento ótimo para cenários pessimista ($\tau = 25\%$), mais provável ($\tau = 50\%$) e otimista ($\tau = 75\%$) - usando modelos base (Base), net-metering (NT) e tarifa branca (TB), e velocidade do vento a 50 m	99

Lista de Abreviações

ACL Ambiente de Contratação Livre

ACR Ambiente de Contratação Regulado

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

BNDES Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CCEAL Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Livre

CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCEI Contrato de Compra de Energia Incentivada

CELPE Companhia Energética de Pernambuco

CMO Custo Marginal de Operação

DIT Demais Instalações de Transmissão

ELCC Capacidade Efetiva de Transporte de Carga

EPE Empresa de Pesquisa Energética

GCPS Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos

GD Geração Distribuída

INPE Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

LCOE Custo Médio da Energia

LCOEg Custo Médio da Energia considerando Grid

LLP Probabilidade de Perda de Carga

MAE Erro Absoluto Médio

ONS Operador Nacional do Sistema

PCH Pequena Central Hidrelétrica

PLD Preço de Liquidação das Diferenças

PPH Pesquisa de Posse e Hábitos de Consumo de Energia

PROINFA Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

RE-SEB Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

RMSE Erro Raiz do Quadrado Médio

SIN Sistema Interligado Nacional

SONDA Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais

TE Tarifa de Energia

TUSD Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

WE Desperdício de Energia

Lista de Símbolos

A^{max} Área máxima disponível para instalação dos painéis

A^s Área do painel

A^w Área do rotor

C Investimento de capital necessário para implantar o sistema

C^s Custo de compra e instalação de um painel

C^w Custo de compra e instalação de uma turbina

$Cp(W)$ Capacidade da turbina em função da velocidade do vento

E Tarifa da energia por kWh

G Custo total de compra de eletricidade do Grid

I Conjunto de períodos de faturamento

IG Radiação global

J Conjunto de horas de cada período de faturamento

L Ciclo de vida do sistema

N^{max} Quantidade máxima de turbinas

N^s Quantidade de painéis fotovoltaicos

N^w Quantidade de turbinas eólicas

O Custo de manutenção total do sistema

O^s Custo de manutenção de um painel por kWh

O^w Custo de manutenção de uma turbina por kWh

P^d Carga demandada

P^g Carga não atendida pela geração (requisitada ao Grid)

P^s Potência gerada pelo painel

P^w Potência gerada pela turbina eólica

S "Estoque" de energia ao final de um período

T Conjunto de horas de um ano

W Velocidade do vento

Δt Intervalo de tempo

Π Custo total do empreendimento

$\Psi_{(it)(jt)}$ Interação entre mês i e dia j no instante t

$\Theta_{(it)(kt)}$ Interação entre mês i e hora k no instante t

α Porcentagem de subsídio do custo de capital do sistema

β Vetor dos parâmetros do modelo de regressão linear

$\beta(\tau)$ Vetor dos parâmetros do modelo de regressão quantílica

δ Porcentagem de aumento da tarifa de energia

ϵ_i Vetor dos erros do modelo de regressão (gaussiano)

η^s Eficiência do painel

\hat{y}_i Vetor da variável estimada pelo modelo de regressão de i observações

λ_{jt} Dia j no instante t

μ Intercepto do modelo de regressão linear

$\mu(\tau)$ Intercepto do modelo de regressão quantílica

ω_{kt} Hora k no instante t

ϕ_{it} Mês i no instante t

ρ Densidade do ar

τ Quantil da regressão quantílica

c Fator de escala da curva de Weibull

k Fator de forma da curva de Weibull

r Taxa de desconto anual

x_i^\top Matriz transposta de variáveis explicativas do modelo de regressão com i observações

y_i Vetor da variável resposta do modelo de regressão com i observações

Sumário

1	Introdução	1
2	Geração Distribuída	7
2.1	Contextualização	7
2.2	Conceito e Classificações	9
2.3	Microgrid	11
2.4	Políticas de Incentivo	12
2.5	Modelagem de Sistemas de Geração Distribuída	15
2.5.1	Potencial de Geração	15
2.5.2	Dimensionamento de Sistemas Híbridos	18
3	Mercado Elétrico Brasileiro	22
3.1	Histórico do Sistema Elétrico Brasileiro	22
3.2	Infraestrutura do Sistema	24
3.2.1	Geração	25
3.2.2	Transmissão	26
3.2.3	Distribuição	27
3.3	Mercado de Energia Elétrica	28
3.3.1	Agentes do Mercado	29
3.3.2	Consumidores Cativos	31
3.3.3	Submercados de energia	32
3.3.4	Leilões	33
3.3.5	Tarifas	34

3.3.6	Contratos Bilaterais	39
3.3.7	Preço de Liquidação das Diferenças	39
3.4	Operação do Sistema	40
3.5	Status da Geração Distribuída	42
3.5.1	Contextualização	42
3.5.2	PROINFA	44
3.5.3	Geração Incentivada	45
3.5.4	Sistema de Compensação	46
3.5.5	Discussão	47
4	Metodologia	49
4.1	Pré-processamento	51
4.1.1	Modelos de Previsão	52
4.1.2	Conversão dos Dados em Potência	56
4.2	Dimensionamento	57
4.2.1	Modelo Base	58
4.2.2	Modelo Net-Metering	61
4.2.3	Modelo Tarifa Branca	62
4.3	Avaliação dos Resultados	64
4.3.1	Indicadores	64
4.3.2	Impacto de Subsídios de Capital	65
4.3.3	Impacto da Variação da Tarifa	66
4.3.4	Impacto da Incerteza da Geração	67
5	Resultados	69
5.1	Pré-processamento	69
5.1.1	Seleção das Séries de Dados	69
5.1.2	Análise dos Dados Históricos	72
5.1.3	Conversão em Séries de Potência	85
5.2	Dimensionamento	86

5.2.1	Parâmetros Financeiros	86
5.2.2	Modelo Base	88
5.2.3	Modelo Net-Metering	89
5.2.4	Modelo Tarifa Branca	91
5.3	Avaliação dos Resultados	92
5.3.1	Impacto de Subsídios de Capital	92
5.3.2	Impacto da Variação da Tarifa	95
5.3.3	Impacto da Incerteza da Geração	98
6	Discussão Final	101
	Referências Bibliográficas	105

Capítulo 1

Introdução

A origem dos sistemas elétricos foi a Geração Distribuída (GD), com a construção por Thomas A. Edison, em 1882, da primeira planta de geração de eletricidade de Nova York, que gerava 110 volts de corrente contínua para 59 clientes do bairro (Dias et al., 2006). Apesar disso, os sistemas elétricos evoluíram para o modelo de geração centralizada, em grande escala, longe dos pontos de carga e baseado em recursos fósseis (Pepermans et al., 2005). O resultado é uma matriz energética mundial que produz 77,9% da eletricidade a partir de combustíveis fósseis e nucleares, prioritariamente em grandes centrais de geração (REN21, 2014).

Este modelo começa a ser questionado com o esgotamento dos recursos fósseis que o alimentam, problema amplificado pelo desenvolvimento econômico-social das nações, que aumenta o consumo de energia mundial e, conseqüentemente, acelera a extinção das reservas. Além disso, o uso constante destas fontes não-renováveis aqueceu desequilibradamente a atmosfera e trouxe graves conseqüências ao meio ambiente. Outro ponto de questionamento é a dificuldade/custo de acompanhar o crescimento desta demanda. Finalmente, há a busca por sistemas altamente confiáveis, que não fiquem à mercê das dificuldades de expansão tanto das centrais geradoras quanto da infraestrutura de transmissão (Carley, 2009; Dias et al., 2006; IEA, 2002). A extinção das reservas combinada com as preocupações ambientais faz surgir a necessidade de fontes de energia renováveis e limpas, que consigam acompanhar o crescimento da demanda energética (Zhou et al., 2010). O aumento dos custos para este acompanhamento combinado com o aumento da

procura por sistemas mais confiáveis faz surgir a necessidade de políticas de mercado e modelos de negócio focados na geração descentralizada.

Vento e radiação solar são fontes de energia abundantes e inesgotáveis. Archer and Jacobson (2005) estimaram que aproximadamente 1.700 TW de energia eólica estão disponíveis globalmente, sendo entre 72-170 TW dela *onshore* ou perto da costa, em locais competitivos para geração. No caso da energia solar, Jacobson and Delucchi (2011) apontam que 6.500 TW estão disponíveis em todo o globo, reduzindo-se para 340 TW de potencial de geração por painéis fotovoltaicos em localidades promissoras. Valores esses que ultrapassam a carga demandada atualmente.

Além do grande potencial de geração, a energia eólica e a energia fotovoltaica podem ser descentralizadas, contrariamente ao padrão de matriz energética dominante atualmente. Quando localizadas mais perto dos consumidores, elas fornecem energia para a rede de distribuição local, ou mesmo diretamente para a carga, enquadrando-se no conceito de GD (Ackermann et al., 2001). Isso significa dispor de diversos benefícios para o sistema de geração como redução das perdas de transmissão de energia, diferimento dos investimentos em infraestrutura da rede, capacidade reserva ou corte de pico de carga, fornecimento de suporte técnico e serviços auxiliares à rede, aumento da confiabilidade e da qualidade da geração, redução das emissões de poluentes e redução da dependência nos combustíveis fósseis (IEA, 2002; Pepermans et al., 2005; Hatziargyriou et al., 2007; Manfren et al., 2011).

Mesmo abundantes, limpas e inesgotáveis, as fontes de energia renovável vento e radiação solar são regidas por fenômenos naturais, ou seja, são incontroláveis e possuem uma variabilidade inerente. Sendo assim, a energia gerada a partir delas é intermitente, pouco previsível, não despachável e, em alguns casos, os momentos de maior geração de energia não coincidem com os picos de carga (p. ex., os picos de consumo energético são noturnos, após às 18 horas, período em que se gera pouca ou nenhuma energia solar). Estes problemas podem ser parcialmente superados pela integração dessas duas fontes de energia em combinações apropriadas, pois sistemas com diferentes fontes têm a eficiência e a confiabilidade do suprimento aumentadas enquanto a quantidade necessária de “estoque

de energia” é reduzida (p. ex. em reservatórios de água ou em baterias) (Alderfer et al., 2000; Manfren et al., 2011; Zhou et al., 2010).

Encontrar as “combinações apropriadas” implica o dimensionamento do sistema híbrido eólico/fotovoltaico, tarefa esta desafiada pela natureza incerta destas fontes. Consequentemente, para a tomada de decisão de investimento, é necessário a modelagem e a previsão do potencial de geração de energia eólica/fotovoltaica e uso dos resultados em modelos de dimensionamento. Estudos deste tipo são importantes para galgar projetos, justificar os investimentos e fomentar políticas de incentivo.

Na literatura, os modelos desenvolvidos para prever a geração eólica e solar no curto prazo utilizam técnicas estatísticas e probabilísticas mais acuradas e possibilitam uma análise da volatilidade das variáveis. No contexto operacional, este conhecimento é necessário para apoiar o tomador de decisão e programar ações contingenciais. Boas previsões, neste caso, permitem otimizar a geração renovável e o despacho de geradores backup para garantir a confiabilidade do sistema. É o caso de Brown et al. (1984), Møller et al. (2008), Pinson (2012) e Pinson et al. (2013) para as plantas eólicas, Guarnieri et al. (2007) e Martín et al. (2010) para os sistemas fotovoltaicos e solar térmicos. Contrariamente, no longo prazo, é constatado o predomínio da modelagem das fontes de incerteza usando técnicas simplificadas como curva de Weibull (p. ex. Giraud and Salameh (2001)) e dia típico (p. ex. Kellogg et al. (1998), Geem (2012), Askarzadeh (2013) e Omu et al. (2013)). Poucas análises se aventuram no domínio de técnicas estatísticas mais avançadas (p. ex. Ekren and Ekren (2010), Ceconi et al. (2010), Naing and Srinivasan (2010) e Gontijo (2013)) e em análises da volatilidade dos resultados. Como exemplo, tem-se Giraud and Salameh (2001), que utiliza métodos probabilísticos simplificados, mas analisa o impacto da volatilidade da radiação solar nos parâmetros do sistema dimensionado e Callaway (2010) que, além de utilizar modelos autorregressivos, também analisa o impacto da variabilidade da velocidade do vento nos resultados. Conclui-se que, dado o nível de incerteza no horizonte de longo prazo, os estudos julgam não haver ganho significativo com previsões mais acuradas ao se dimensionar um sistema.

Um outro ponto que impacta as decisões de investimento em sistemas de geração

distribuída é a política do mercado elétrico praticada no local da instalação. Caso o cenário seja de incentivo às fontes renováveis e à expansão da GD, os custos e retornos dos sistemas que as utilizam serão impactados. Na literatura, os modelos de dimensionamento técnicos e/ou econômicos supracitados não consideram as políticas de mercado. Alguns estudos utilizando Opções Reais avaliam as melhores estratégias de investimento em sistemas descentralizados em mercados com o *real-time pricing* e com a possibilidade de vender a sobra de energia novamente para a rede. Como exemplos tem-se Fleten et al. (2007) para o caso de geradores descentralizados a fontes renováveis e Siddiqui and Marnay (2008) para GD à gás natural.

O cenário brasileiro é um exemplo de matriz elétrica pouco diversificada onde a geração eólica é pouco expressiva e a solar, inexpressiva. No país, a predominância de hidrelétricas causa uma dependência do fornecimento de energia nas chuvas. Na ocorrência de cenários de afluências distantes do previsto, resultantes, por exemplo, de verões mais secos ou chuvas tardias, o custo da energia é afetado bruscamente pela necessidade de termelétricas e a confiabilidade do sistema é reduzida (Benedito and Zilles, 2011). Como exemplo, em fevereiro de 2014, o preço *spot* da energia elétrica brasileira, reflexo do custo real da geração no país, chegou à R\$ 822,83/MWh, valor teto estipulado pelo agente regulador do mercado. A explicação para o ocorrido foi a falta das chuvas previstas para o início do ano (CCEE, 2014a). Isso mostra a necessidade da diversificação da matriz elétrica brasileira e o potencial de expansão das fontes eólica e solar.

Os problemas de segurança no abastecimento de 2001 salientaram a fragilidade da matriz essencialmente hidráulica o que levou ao lançamento de programas de incentivo às fontes renováveis e às usinas de menor porte, enquadradas como GD. O primeiro foi o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) em 2002, seguido por uma série de políticas fomentando a geração incentivada e, mais recentemente, pelos leilões específicos de fontes renováveis. Desde então, houve um aumento da participação de usinas de menor porte movidas a fontes renováveis, principalmente as plantas eólicas, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e as térmicas à biomassa. Em termos de capacidade instalada, as plantas eólicas representam hoje 2,4% da potência total

brasileira, as PCHs representam 3,8% e as térmicas à biomassa 9,0% (ANEEL, 2014a).

Para a micro e minigeração distribuída, a regulação é incipiente¹ e os riscos de instalação ficam à cargo do consumidor-gerador, que neste nível não possui capital suficiente para este tipo de investimento. O resultado é uma participação inexpressiva da geração distribuída de muito pequeno porte, representada principalmente pela energia fotovoltaica: o Brasil possui 112 usinas fotovoltaicas (totalizando 2,1 MW de potência instalada) e 11 usinas eólicas (0,03 MW) que se enquadram no sistema de compensação (ANEEL, 2014a).

Apesar destas iniciativas para aumentar a geração a partir de fontes renováveis, principalmente a descentralizada, a estratégia do país ainda será o aumento da capacidade das grandes centrais hidrelétricas. Até 2022, o Brasil prevê investimentos da ordem de R\$ 200 bilhões para aumentar a oferta de energia elétrica ao patamar de 183 GW. Contudo, o perfil da matriz não variará substancialmente e as hidrelétricas continuarão sendo a maior parte da capacidade instalada (65%) (EPE, 2013b). A interligação desses novos parques geradores hídricos ao sistema custará cerca de R\$ 60 bilhões para aumento das redes de transmissão. Esta prioridade dada às usinas hidrelétricas acarreta em problemas de confiabilidade da geração, em picos de preço durante determinados períodos e em altos custos econômicos-ambientais para acompanhar o crescimento da demanda por energia (com construção das usinas e aumento das linhas de transmissão) (Benedito and Zilles, 2011).

Considerando a necessidade de mudança do paradigma da matriz elétrica brasileira e que poucos trabalhos da literatura modelam as variáveis meteorológicas e analisam o impacto das políticas de incentivo no dimensionamento de sistemas híbridos, esta pesquisa visa, como objetivo principal, avaliar alternativas para viabilizar a geração conjunta de energia elétrica em microgrid, a partir de fontes alternativas (solar e eólica), no cenário brasileiro. Dessa forma, são objetivos específicos da pesquisa:

1. Elaboração de um modelo de cálculo do potencial de geração de energia a partir das fontes solar e eólica;

¹Em 2012, foi estabelecido o sistema de compensação de energia elétrica, o *net metering* brasileiro, foi estabelecido em 2012 beneficiando autoprodutores de até 1 MW (ANEEL, 2012).

2. Elaboração de modelos de dimensionamento de sistemas híbridos conectados à rede considerando as políticas de mercado;
3. Análise do sistema de geração conjunta dos pontos de vista técnico, econômico e financeiro em diferentes cenários, criados ao variar tarifas, políticas de incentivo e potencial de geração.

Visa-se acrescentar na tomada de decisões de investimento mais informações a respeito do potencial de geração eólico e fotovoltaico em microgrid conectado à rede. Acredita-se que a análise da volatilidade dos resultados no longo prazo é uma fonte de informações importante na tomada de decisão de investimento e na elaboração de planos contingenciais para lidar com os riscos proporcionados pela variabilidade das fontes (p. ex. adicionar geração backup ou armazenamento ao sistema). Sendo assim, pretende-se fazer uma análise técnico-econômica deste tipo de sistema. Técnica porque as incertezas relacionadas ao vento e ao sol impactam diretamente a confiabilidade do sistema. Econômica porque a geração de energia prevista e o cenário político do mercado elétrico impactam diretamente o retorno deste tipo de investimento. A análise de ambos os aspectos fornece informações importantes na tomada de decisões de investimentos e no planejamento de políticas de incentivo à geração distribuída, avaliando-se, assim, alternativas para viabilizar este tipo de sistema.

Com o intuito de atingir os objetivos supracitados, o capítulo 2 apresenta o estado da arte da geração distribuída, o capítulo 3 discute o mercado elétrico brasileiro, cenário utilizado para esta análise, o capítulo 4 apresenta a metodologia proposta, o capítulo 5 apresenta os resultados para a cidade de Petrolina, e o capítulo 6 apresenta as discussões finais e os trabalhos futuros.

Capítulo 2

Geração Distribuída

2.1 Contextualização

Segundo Ackermann et al. (2001), Geração Distribuída (GD) é uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou ainda ao consumidor. Apesar de ser um assunto da atualidade, o conceito de GD não é novo. Em 1882, Thomas A. Edison construiu a primeira planta de geração de eletricidade em Nova York - a Manhattan Pearl Street Station - que fornecia 110 volts de corrente contínua para lâmpadas incandescentes de 59 clientes do bairro, caracterizando-se como uma geração distribuída (Dias et al., 2006). Este tipo de sistema era a regra da época e constituía-se de plantas de geração localizadas perto dos consumidores. Por fornecerem corrente contínua, a tensão da rede de alimentação era limitada e, conseqüentemente, a distância entre gerador e consumidor. O balanceamento da oferta e da demanda era feito em parte usando armazenamento local, como baterias, conectado diretamente na rede (Pepermans et al., 2005).

Com o advento da corrente alternada e o desenvolvimento dos transformadores, foi possível fornecer maiores níveis de tensão e distribuir eletricidade a consumidores mais distantes. Os ganhos com a economia de escala levaram ao aumento da potência das centrais de geração. Para transporte da energia ao consumidor, sistemas de transmissão e distribuição massivos foram construídos. Com isso, o sistema elétrico evoluiu para o modelo de geração centralizada, em grande escala, longe dos pontos de carga e baseado em recursos fósseis (Pepermans et al., 2005).

Este modelo começa a ser questionado com o esgotamento dos recursos fósseis que o alimentam, com os problemas ambientais causados por eles, com a dificuldade/custo de acompanhar o crescimento da demanda e com o aumento da procura por sistemas altamente confiáveis (Carley, 2009; Dias et al., 2006; IEA, 2002). Neste contexto, ressurge o interesse pela geração distribuída que possui vantagens econômico-ambientais compatíveis com o cenário atual de liberalização do mercado elétrico e de preocupação crescente com o meio ambiente. Dentre elas pode-se citar:

Capacidade reserva ou corte de pico: muitas tecnologias de GD são flexíveis nos aspectos relacionados à operação, tamanho e expansão. Sendo assim, elas podem ser usadas para proteção às flutuações de preço de energia, principalmente nos momentos de pico (Pepermans et al., 2005). Além disso, o consumidor-gerador pode vender o excesso de energia gerada para a rede. Isso leva os consumidores a participarem diretamente do controle da demanda, em especial nos horários de pico (Manfren et al., 2011).

Aumento da confiabilidade e da qualidade de geração: é possível aumentar a confiabilidade e a qualidade do suprimento de energia posicionando algumas tecnologias de GD próximas ao consumo (Hatziargyriou et al., 2007). Para muitos setores industriais (p. ex. químico, petróleo, papel, metal e telecomunicações) estes dois aspectos são de suma importância (Pepermans et al., 2005).

Diferimento dos investimentos e redução de perdas: geração distribuída pode contribuir no diferimento dos investimentos na expansão das redes de transmissão e distribuição (Manfren et al., 2011; Hatziargyriou et al., 2007). Além disso, quando posicionada próxima à carga, ela pode contribuir na redução das perdas de rede (Pepermans et al., 2005).

Suporte de rede: geração distribuída pode contribuir com o fornecimento de serviços auxiliares necessários para a operação ininterrupta e estável da rede (Pepermans et al., 2005).

Redução da dependência em combustíveis fósseis: algumas tecnologias de GD usam combustíveis mais baratos (p. ex. gases de aterros sanitários e biomassa), ou mesmo fontes de energia gratuitas (p. ex. vento e radiação solar) (Pepermans et al., 2005). Isso reduz a dependência nos combustíveis fósseis, que possuem um preço regulado pelo mercado e susceptível a grandes variações (Manfren et al., 2011).

Redução das emissões de carbono: muitas tecnologias de GD usam fontes renováveis de energia (p. ex. vento, radiação solar, biomassa) que emitem pouco ou nenhum gás carbono (Hatziaergyriou et al., 2007). Além disso, as tecnologias de cogeração, que produzem calor e eletricidade ao mesmo tempo, são mais eficientes e contribuem para a redução das emissões (Pepermans et al., 2005).

2.2 Conceito e Classificações

Muitos termos surgiram para descrever a energia gerada fora das grandes centrais elétricas e até o momento não existe um consenso universal a respeito da definição exata de Geração Distribuída. Neste trabalho será considerada a proposta de Ackermann et al. (2001) apresentada no início da seção 2.1, por se adequar ao caso brasileiro. Ela condiz também com o relatório do IEA (2002) que define GD como uma planta de geração a serviço do consumidor ou do sistema de distribuição, conectada à rede nos níveis de tensão da distribuição. As tecnologias utilizadas normalmente incluem motores, pequenas (e micro) turbinas, células de combustível e sistemas fotovoltaicos. A geração eólica é excluída desta definição, por se constituir principalmente de parques eólicos. Sendo assim, a instituição define geração dispersa como geração distribuída mais parques eólicas. Esta distinção não é relevante para este trabalho, caso apenas turbinas eólicas de pequeno porte serão estudadas.

Ackermann et al. (2001) também classifica a GD segundo a potência nominal, definindo as categorias micro para geração entre 1 W e 5 kW, pequena entre 5 kW e 5 MW, média entre 5 MW e 50 MW e grande entre 50 MW e 300 MW. Assim como o conceito de GD, sua categorização segundo a potência nominal varia com os autores que a estudam e

com a legislação específica de cada país. Neste trabalho, será usada a classificação oficial brasileira, determinada pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 e pela Resolução Normativa nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), de 17 de abril de 2012, a serem discutidos na seção 3.5.

Em termos de aplicação, Carley (2009) classifica a geração distribuída em seis categorias diferentes que refletem as vantagens supracitadas:

1. Geração para rebaixamento de carga: plantas utilizadas para manterem a carga constante. Geralmente são a gás natural, diesel e petróleo, de forma a despacharem eletricidade quando necessário. Podem pertencer a distribuidoras ou a grandes indústrias e empreendimentos comerciais que desejam se proteger das variações de preço da energia;
2. Energia reserva: plantas usadas nos momentos de falta de energia ou falhas no sistema. Elas são similares à primeira categoria, podendo ser usadas tanto por distribuidoras quanto por grandes consumidores. Contudo, somente indústrias, comércio e serviços nos quais o custo da falta de energia é muito alto (incluindo o risco às vidas humanas) empregam esta geração. Tecnologias a diesel são as mais usadas neste caso;
3. Cogeração: tecnologias que geram eletricidade e aproveitam a energia térmica resultante do processo para outras aplicações como arrefecimento e aquecimento. O reaproveitamento da energia térmica aumenta a eficiência da matéria-prima para 80% ou mais. Plantas de cogeração são normalmente usadas por organizações comerciais e institucionais, por indústrias químicas, de metal e de papel, e por empresas geradoras de eletricidade;
4. Microgeração: plantas de pequeno porte que utilizam principalmente fontes renováveis de energia sendo elas células de combustível, radiação solar, vento e água. São apropriadas para atender a demanda de uma residência. Essas unidades possuem grandes benefícios ambientais, mas altos custos de capital;

5. Geração para sistemas isolados: sistemas que objetivam energizar residências, comunidades ou outras instalações fora do alcance da distribuidora. Podem usar uma gama de tecnologias de geração distribuída como turbinas a biomassa ou a gás natural, pequenas hidrelétricas, turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos;
6. Geração convencional localizada: plantas com o mesmo propósito das centrais geradoras convencionais (aumento da capacidade do sistema), mas menores e mais próximas do consumo que elas. Normalmente queimam combustíveis fósseis mais eficientes, como o gás natural, ou utilizam fontes renováveis.

O objetivo deste trabalho é estudar a quarta aplicação de geração distribuída dentro do contexto de microgrids. O conceito de microgrid é apresentado na seção a seguir.

2.3 Microgrid

Apesar das muitas vantagens da Geração Distribuída apresentadas e seu potencial para resolução dos problemas econômicos e ambientais causados pelo modelo centralizado, a inserção em grande escala deste tipo de geração na rede representa um novo desafio. Isso porque o controle e a operação da rede de forma segura e eficiente são dificultados pela presença de mais unidades de geração, principalmente as que utilizam fontes renováveis imprevisíveis (p. ex. painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas). Este problema pode ser parcialmente resolvido por microgrids, uma opção para agregar, gerenciar e introduzir unidades de geração distribuída na rede. A “micro rede” coordena as unidades de forma descentralizada, reduzindo o nível de controle necessário pelo operador de rede sem perder os benefícios da GD (Hatziargyriou et al., 2007; Asmus, 2010).

Microgrid é um sistema de geração de energia integrado composto por unidades de geração distribuída e múltiplas cargas operando como uma rede única e autônoma, em paralelo com a rede de distribuição ou “ilhada”. Para isso, este sistema emprega estratégias de controle local e pode ser híbrido, com diversos tipos de geração, ou focado em uma única tecnologia (Hatziargyriou et al., 2007; Siddiqui and Marnay, 2008). Apesar de muitos defensores da geração distribuída preconizarem a capacidade de ilhamento como

um benefício tanto para atendimento da demanda quanto para suporte de rede durante interrupções e falhas de fornecimento, os protocolos de rede atuais obrigam as unidades de GD a se desligarem nessas situações (Asmus, 2010).

Hatziargyriou et al. (2007) cita diversas pesquisas e projetos na Europa, Estados Unidos, Japão e Canadá, em andamento ou já finalizados, objetivando entender o funcionamento de um microgrid e desenvolver técnicas de operação e controle do mesmo. Tais projetos são importantes para possibilitar a integração desse tipo de sistema nas redes de eletricidade, aproveitando ao máximo seus benefícios (incluindo o ilhamento). Este trabalho irá focar na análise dos benefícios técnico-econômicos de se implantar um microgrid de geração híbrida no Brasil.

2.4 Políticas de Incentivo

Os formuladores de políticas energéticas se voltaram para as energias renováveis para atingirem diversos objetivos. O principal é, geralmente, a manutenção e expansão do fornecimento de energia. Outros objetivos sociais, políticos e econômicos incluem a redução de impactos na saúde e no meio ambiente, o aumento do acesso à energia e da confiabilidade dos sistemas elétricos. Um terceiro grupo de objetivos, secundários, incluem o aumento de postos de trabalho, mais oportunidades educacionais, desenvolvimento de zonas rurais, redução da pobreza e igualdade de gêneros (REN21, 2014). As estratégias por eles desenvolvidas incentivam a instalação de geração a partir de fontes renováveis e, conseqüentemente, de plantas e sistemas de geração distribuída movidos a fontes renováveis. Nesta linha, tecnologias de GD que utilizam combustíveis fósseis não usufruem das políticas formuladas, mas isso é irrelevante no contexto deste trabalho, pois este visa analisar as gerações eólica e fotovoltaica.

As políticas mais usadas, segundo REN21 (2014), e que se adequam ao contexto de geração distribuída são expostas a seguir. A figura 2.1 ilustra o panorama de implantação destas políticas em diversos países do mundo.

Feed-in: política que garante o pagamento da energia gerada e injetada na rede pela

geração renovável ao longo de um período pré-fixado. Além disso, garante o acesso do gerador à rede. A forma básica desta política é a tarifa *feed-in*, na qual um preço mínimo (tarifa) por kWh (ou MWh) gerado pela fonte renovável é estabelecido em contratos com as distribuidoras. Esta tarifa pode ser calculada segundo o custo médio da geração a fim de garantir o retorno sobre o investimento, ou via leilões, ou considerando seu valor intangível (benefícios à sociedade, ao meio ambiente e à distribuidora). Outro tipo de política *feed-in* é o prêmio tarifário, no qual os produtores de eletricidade a partir de fontes renováveis vendem a energia gerada no mercado *spot* e um valor extra é adicionado a fim de compensar os maiores custos e mitigar os riscos financeiros deste tipo de geração.

Sistema de quotas (RPS): obrigação imposta pelo governo às distribuidoras ou consumidores de distribuir/comprar uma quantidade mínima de energia renovável. Esta quantidade pode ser uma parcela da capacidade instalada ou da energia gerada/vendida no mercado. O governo pode estabelecer, ou não, penalidades para o descumprimento da regra. Esta política é muitas vezes conhecida como portfólio de energia renovável (do inglês Renewable Portfolio Standard - RPS).

Net metering: acordo regulado no qual consumidores cativos com seus próprios sistemas de geração pagam à distribuidora apenas a energia líquida (consumida menos injetada). Em alguns casos, o consumidor-gerador pode usar os créditos do excesso de energia gerada em um período para abater o consumo extra em outro, sendo necessário um medidor bi-direcional de energia. Quando tarifas distintas para compra e venda de energia da/para rede são empregadas, a política é chamada *net billing*.

Certificados de energia renovável (REC): certificado comprovando que a energia gerada provém de fonte renovável (tipicamente 1 MWh). Nos sistemas que utilizam esta política, os certificados podem ser acumulados para atingir as obrigações de geração renovável ou podem ser negociados entre consumidores e geradores. Este modelo também permite a compra voluntária de energia “verde”.

Concorrências públicas (leilões): mecanismo de aquisição no qual autoridades pú-

blicas abrem concorrência para compra de uma quantidade de energia renovável, buscando o menor preço. Os agentes geradores interessados oferecem o menor preço que estão dispostos a aceitar. Contudo estes são, normalmente, maiores que os padrões do mercado, pois a energia renovável possui custos maiores.

Financiamento público: investimentos realizados por entidades governamentais visando aumentar a competitividade da geração renovável e o interesse de empresas e consumidores pela energia por ela gerada. Inclui subsidiar os custos iniciais dos ativos relacionados à geração renovável (como painéis solares e turbinas) e ampliar o crédito tanto para investidores de grande porte quanto para consumidores-geradores.

Incentivos fiscais: medidas fiscais para apoiar o investimento, a produção e o consumo de energia renovável. No primeiro caso, os investimentos em energia renovável podem ser total ou parcialmente deduzidos das obrigações fiscais do gerador, seja ele um produtor de energia, uma indústria, um consumidor-gerador, etc. No segundo caso, o proprietário de uma planta de energia renovável recebe incentivos fiscais de acordo com a quantidade de eletricidade gerada. No terceiro caso, os incentivos são econômicos e visam aumentar o consumo da energia renovável ao reduzir impostos, taxas e contribuições relacionadas ao preço desta energia.

	Feed-in	Sistema de quotas	Net metering	REC	Leilões	Financiamento público	Incentivos fiscais	Número total de países
Países de alta renda	62,8%	37,2%	39,5%	46,5%	48,8%	81,4%	69,8%	43
Países de renda média alta	48,8%	14,6%	31,7%	7,3%	43,9%	65,9%	65,9%	41
Países de renda média baixa	53,3%	20,0%	43,3%	10,0%	43,3%	46,7%	76,7%	30
Países de baixa renda	20,8%	4,2%	0,0%	0,0%	12,5%	50,0%	79,2%	24
Todos os países	49,3%	21,0%	31,2%	18,8%	39,9%	63,8%	71,7%	138

Figura 2.1: Porcentagem de países que implantaram as políticas de incentivo à geração renovável, por grupo de renda

Fonte: REN21 (2014)

2.5 Modelagem de Sistemas de Geração Distribuída

2.5.1 Potencial de Geração

Algumas das fontes de energia renováveis, como as associadas ao vento e ao sol, são regidas por fenômenos naturais, ou seja, são incontrolláveis, incertas e possuem uma variabilidade inerente. Sendo assim, a energia gerada a partir delas é intermitente, pouco previsível e não despachável (Zhou et al., 2010). A natureza incerta destas fontes representa um desafio no dimensionamento e na operação dos sistemas que as utilizam. Consequentemente, para a tomada de decisão, é necessário a modelagem e a previsão do potencial de geração de energia destas fontes em diversas escalas temporais e espaciais (Pinson et al., 2013).

No longo prazo, a modelagem do potencial de geração de energia eólica e solar é base para o dimensionamento de usinas eólicas, usinas solares e sistemas de geração distribuída. Por conseguinte, os resultados apoiam a tomada de decisão de investimento. No curto e curtíssimo prazo, os modelos de previsão do potencial eólico e solar apoiam a tomada de decisão operacional de sistemas já estabelecidos.

No caso eólico, a fim de reduzir as incertezas relacionadas à essa fonte, modelos estatísticos, probabilísticos e simulações são amplamente utilizados para previsão de sua velocidade e cálculo do potencial eólico. A relação entre a velocidade do vento e a potência eólica não é linear, mas é estática e definida por leis físicas conhecidas (Pinson et al., 2013). Sendo assim, é comumente feito na literatura modelar o primeiro, ao invés do segundo, utilizando modelos de séries temporais, ou não paramétricos, ou regressões lineares, ou mesmo curvas de probabilidade, e converter a série prevista em potência elétrica a partir de curvas de capacidade típicas – ou dependentes da turbina analisada.

O maior complicador das decisões de investimentos está relacionado à confiabilidade da geração, impactada por esta variabilidade do vento (Callaway, 2010). Com o objetivo de apoiar os investidores, os primeiros estudos de previsão de longo prazo ajustavam as curvas de velocidade do vento à distribuição de probabilidade de Weibull, um método simples no qual apenas dados locais são necessários (Conradsen et al., 1984). Atualmente, métodos menos estáticos e mais adaptados ao perfil de vento do local em análise são uti-

lizados. Callaway (2010) utiliza modelos auto regressivos de médias móveis considerando temperatura como variável preditora exógena. O autor escolhe esta variável explicativa a fim de captar as variações de demanda na previsão, pois a temperatura e a carga elétrica são fortemente correlacionadas. A partir das previsões, o estudo calcula a Capacidade Efetiva de Transporte de Carga (ELCC) para analisar o impacto de um projeto eólico na operação do sistema elétrico. Gontijo (2013) prevê o potencial eólico a partir de regressões lineares das séries de velocidade de vento, em intervalos horários, e considera o impacto da densidade do ar na geração.

Os agentes de geração eólica tomam decisões operacionais relacionadas, por exemplo, à estratégia de geração nos mercados de eletricidade. Já os agentes distribuidores precisam definir, por exemplo, a geração backup necessária para compensar a variabilidade e a imprevisibilidade das plantas eólicas. Para ambos, prever o funcionamento da geração eólica e, principalmente, conhecer a volatilidade e as condições da dinâmica do vento são fundamentais na tomada de decisões no curto prazo (Pinson et al., 2013). Com esse intuito, Brown et al. (1984) utiliza modelos auto regressivos para modelar a velocidade do vento e prever o potencial eólico. Pinson (2012) compara modelos auto regressivos simples com modelos auto regressivos condicionais paramétricos avançados. Møller et al. (2008) propõe um algoritmo de regressão quantílica que se adapta com a chegada de novos dados de geração. O objetivo é prever diretamente a energia gerada, no curto prazo (18 a 36 horas).

No caso da energia solar, os dados de entrada utilizados para estimar o potencial energético disponível são relativos à radiação solar incidente na superfície. A modelagem desses dados é feita via modelos físicos ou estatísticos. Os primeiros utilizam os dados atmosféricos na resolução da equação de transferência radiativa. Alguns métodos para resolver a equação empregam harmônicos esféricos, ordenadas discretas, técnica de Monte Carlo e diferenças finitas (Lenoble, 1985). No geral, esses modelos são aplicáveis em qualquer localidade, mas estão condicionados à confiabilidade das informações de entrada. Além disso, eles não captam variações devido às condições locais, sendo mais generalistas ou passíveis de modificações caso à caso (Pereira et al., 2006; Ceconi et al., 2010). Os mo-

delos estatísticos utilizam métodos empíricos, baseados em dados de satélite ou medições da superfície. Estes são mais precisos, mas ficam restritos à região em análise (Pereira et al., 2006; Ceconi et al., 2010).

Alguns trabalhos fazem o mapeamento da radiação solar incidente em grandes extensões a fim de fornecer informações em escala macro para estudiosos e potenciais investidores. O Atlas Brasileiro de Energia Solar apresenta estimativas da radiação média anual e sazonal para as cinco regiões do país, com um estudo da variabilidade dos valores e mapas da radiação disponível. Ele utiliza um modelo de transferência radiativa alimentado por bases de dados climatológicos e por dez anos de imagens de satélite geostacionário (Pereira et al., 2006). Para investidores, este tipo de trabalho é uma fonte inicial de potenciais localidades para uma planta geradora de energia solar.

Para avaliar o potencial energético disponível em uma localidade e realizar o dimensionamento do sistema, o método mais utilizado é o dia típico que consiste em calcular médias horárias (anuais, mensais ou sazonais) a partir do histórico de medidas de radiação solar. Poucos trabalhos propõem métodos mais acurados para esta finalidade. Ceconi et al. (2010) utiliza séries de radiação solar global de oito estações brasileiras e ajusta modelos estatísticos a fim de prever a radiação difusa ao longo de um ano. Naing and Srinivasan (2010) compara os resultados de modelos de transferência radiativa com modelos de redes neurais para dados de Singapura.

Previsões de curto prazo da geração de energia solar podem ser usadas no planejamento da operação de sistemas fotovoltaicos, solar térmicos e híbridos com o intuito de otimizar o aproveitamento deste recurso e também para gerenciar o despacho em linhas de transmissão (Guarnieri et al., 2007). Nestes casos, modelos que geram resultados com poucos erros de previsão são muito importantes. Guarnieri et al. (2007) utiliza redes neurais artificiais com 36 variáveis preditoras (radiação solar incidente, ângulos zenitais, massa de ar, entre outras) e compara os resultados com o modelo Eta (modelo de previsão de tempo de mesoescala internacional) para um horizonte de tempo de até uma semana. Martín et al. (2010) compara os resultados de modelos auto regressivos, redes neurais e lógica difusa, com horizonte de previsão de até 3 dias, ajustados à mesma série de radiação

global.

Como observado, os modelos desenvolvidos para prever a geração eólica e solar no curto prazo utilizam técnicas mais acuradas e possibilitam uma análise da volatilidade das variáveis. No contexto operacional, este conhecimento é necessário para apoiar o tomador de decisões e programar ações contingenciais. Boas previsões, neste caso, permitem otimizar a geração renovável e o despacho de geradores backup para garantir a confiabilidade do sistema. Contrariamente, no longo prazo, é constatado o predomínio da modelagem das fontes de incerteza usando técnicas simplificadas como curva de Weibull e dia típico. Poucas análises se aventuram no domínio de técnicas estatísticas mais avançadas e em análises da volatilidade dos resultados. Dado o nível de incerteza no horizonte de longo prazo, os estudos julgam não haver ganho significativo com previsões mais acuradas ao se dimensionar um sistema. Este trabalho visa acrescentar na tomada de decisões de investimento mais informações a respeito do potencial de geração eólico e solar a nível de microgrid. Acredita-se que a análise da volatilidade dos resultados no longo prazo é uma fonte de informações importante na tomada de decisão de investimento e na elaboração de planos contingenciais para lidar com os riscos proporcionados pela variabilidade das fontes (p. ex. adicionar geração backup ou armazenamento ao sistema).

2.5.2 Dimensionamento de Sistemas Híbridos

Os sistemas híbridos, formados por diferentes tecnologias de geração distribuída, são normalmente mais confiáveis (Giraud and Salameh, 2001). Além disso, incorrem menores custos do que sistemas focados em uma única fonte de energia, pois estes podem ser sobredimensionados a fim de reduzir o impacto da variabilidade (Zhou et al., 2010). Sendo assim, diversos estudos fazem o dimensionamento ótimo de sistemas de geração conjunta com objetivos técnicos, econômicos e até mesmo ambientais.

Com foco na eletrificação de áreas isoladas, onde o custo de levar uma linha de transmissão pode ser bastante alto, Kellogg et al. (1998) desenvolve um modelo iterativo simples de design de um sistema fotovoltaico-eólico com armazenamento de energia em baterias. O objetivo é minimizar o custo anual do sistema sujeito à restrição de atendimento da

demanda. É utilizado um dia típico de potência eólica e solar, calculado a partir de dados de velocidade do vento e radiação solar (coletados *on-site*), e uma curva de demanda típica de uma residência da região. O estudo também faz uma análise de em quais distâncias da rede é mais interessante a instalação do sistema isolado ao invés da ligação direta à rede. Utilizando os mesmos dados, Geem (2012) propõe um modelo de otimização linear inteira com objetivo econômico e Askarzadeh (2013) determina o número de turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos e baterias utilizando um novo algoritmo heurístico, também com objetivo econômico.

Ainda considerando sistemas isolados, Yang et al. (2007) propõe um modelo de otimização técnico-econômico iterativo que busca a configuração do sistema com menor Custo Médio da Energia (LCOE) e com o patamar requerido de Probabilidade de Perda de Carga (LLP). O estudo faz uma análise do impacto das configurações do sistema (número de painéis, de turbinas e de baterias) nos indicadores otimizados. Informações meteorológicas são consideradas, mas são tratadas como determinísticas.

Também considerando sistemas híbridos isolados com painéis, turbinas eólicas e baterias, Ekren and Ekren (2010) vai além ao ajustar distribuições de probabilidade para os dados de entrada do modelo de dimensionamento. A radiação solar de cada hora do dia em cada mês do ano é parametrizada via funções Beta, Normal, Exponencial, entre outras, segundo o histórico de dados. O mesmo ocorre para a velocidade do vento e para a demanda do local em análise. A performance do design resultante é analisada via LLP e cálculo da autonomia do sistema. O autor, contudo, não analisa a variabilidade dos indicadores em função dos intervalos dos dados de entrada.

No contexto dos sistemas híbridos conectados à rede, Giraud and Salameh (2001) calcula a performance de longo prazo de um sistema residencial. Para tal, as séries de dados de velocidade do vento são ajustadas à curva de Weibull e as séries de radiação solar, às curvas Beta, Weibull e Log-normal. Além disso, o estudo desenvolve um modelo de otimização técnico-econômico que adiciona painéis e baterias neste sistema a fim de satisfazer os requisitos de LLP ao menor custo possível e sem intervenção da rede. O objetivo é mostrar como a volatilidade das fontes renováveis influencia os parâmetros

do dimensionamento e que, ao utilizar valores médios, a confiabilidade exigida não é garantida.

Omu et al. (2013), também com o intuito de determinar a melhor forma de integrar à rede tecnologias de geração distribuída, faz o design do sistema de forma a atender à demanda de eletricidade do local em análise, considerando decisões a respeito da tecnologia mais adequada, do dimensionamento, do local e da estrutura de distribuição. O estudo analisa diversas tecnologias de GD (p. ex. aquecedor a gás natural, PV, turbina eólica, e outros) e as modela usando programação linear inteira mista. É assumido que todos os dados de entrada são determinísticos, desconsiderando-se a incerteza dos mesmos.

Finalmente, alguns trabalhos utilizam métodos de Opções Reais para identificar estratégias ótimas de investimento em geração distribuída conectada à rede. Siddiqui and Marnay (2008) avalia o valor de opções de investimento em uma unidade movida a gás natural considerando a incerteza do preço do gás e, em um segundo cenário, do preço da eletricidade. Fleten et al. (2007) avalia a opção de investimento em geradores que utilizam fontes renováveis de diferentes capacidades. O investidor pode vender energia para a rede e o valor presente do empreendimento depende do preço da eletricidade, modelado como um processo estocástico. O autor faz uma análise do impacto da volatilidade do preço na decisão de investimento em GD, mas não analisa o impacto da incerteza dos dados climáticos e da demanda, nem de diferentes políticas de incentivo.

Na literatura, poucos modelos de dimensionamento de sistemas híbridos com fontes renováveis de energia consideram a variabilidade dos dados de entrada e analisam seu impacto nos resultados, principalmente dos inputs meteorológicos. Nesta revisão, apenas Giraud and Salameh (2001) avalia como a volatilidade da radiação solar influencia os parâmetros do design do sistema. Sua conclusão é que, ao usar valores médios, os requisitos de confiabilidade não são atendidos em todos os meses. Além disso, as políticas do mercado elétrico não são avaliadas nos modelos de dimensionamento econômicos, exceto nas modelagens utilizando Opções Reais, que consideram o *real-time pricing* e a possibilidade de vender a sobra de energia novamente para a rede. Este trabalho visa, além de acrescentar a variabilidade das fontes renováveis na tomada de decisão (como apresentado

na seção anterior), analisar o impacto das políticas de incentivo no dimensionamento de sistemas híbridos conectados à rede. Sendo assim, o objetivo é fazer uma análise técnico-econômica deste tipo de sistema. Técnica porque as incertezas relacionadas ao vento e ao sol impactam diretamente a confiabilidade do sistema. Econômica porque a geração de energia prevista e o cenário político do mercado elétrico impactam diretamente o retorno deste tipo de investimento. A análise de ambos os aspectos fornece informações importantes na tomada de decisões de investimentos e no planejamento de políticas de incentivo à Geração Distribuída.

Capítulo 3

Mercado Elétrico Brasileiro

3.1 Histórico do Sistema Elétrico Brasileiro

A partir da década de 1990 o setor elétrico brasileiro passou por duas grandes mudanças. Até 1995, as empresas do setor eram Estatais e verticalizadas, responsáveis pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Não havia competição no mercado: as empresas públicas exerciam monopólio, todos os consumidores eram cativos e as tarifas eram reguladas em todos os segmentos. Com o planejamento centralizado, feito pelo extinto Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), era possível obter vultosas economias de escala. O foco era a geração centralizada em grandes hidrelétricas combinada com interconexão das redes de transmissão (CCEE, 2014l; Costa and Pierobon, 2008).

Os desequilíbrios macroeconômicos, gerados pela crise na economia brasileira a partir do final da década de 1970, acabaram afetando a sustentação econômico-financeira destas empresas. Mesmo com as pressões inflacionárias vigentes, consequências da crise, o governo evitava reajustes tarifários. Esse controle de preços afetou a capacidade de investimento das empresas do setor elétrico (Costa and Pierobon, 2008; DIEESE, 2007; Pires, 1999).

A primeira grande transformação do setor começou com a desregulamentação da tarifa, com a Lei da Reforma Tarifária, em 1993. Tal lei passa às concessionárias o direito de propor os níveis tarifários, encerrando o regime de remuneração garantida e de equalização

tarifária entre essas instituições (Brasil, 1993). Em seguida, em 1995, é homologada a Lei das Concessões visando à desverticalização do setor elétrico e à quebra do monopólio das Estatais (Brasil, 1995a,b). Estas leis foram pano de fundo para o processo de privatização das empresas e de liberalização do mercado de energia elétrica no país.

Entre 1996 e 1998 ocorre o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), em paralelo ao processo de privatizações das empresas de energia elétrica. A principal conclusão do projeto foi a necessidade de desverticalização das atividades, no qual a geração passa a ser uma atividade competitiva e a transmissão e distribuição, como monopólios naturais, devem ser reguladas (MME, 2001). A implantação do projeto foi feita progressivamente. Os primeiros passos foram a criação: da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com a função de regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica nesse novo modelo; do Operador Nacional do Sistema (ONS), com a função de operar a geração e a transmissão nos sistemas interligados brasileiros; e do Mecanismo Atacadista de Energia, ambiente de comercialização de energia e definição de tarifas. Nesse modelo aparecem a figura dos consumidores livres e dos produtores independentes.

Dentre as consequências imediatas da reestruturação está a elevação das tarifas, principalmente para os consumidores residenciais. Além disso, as empresas do setor passam a direcionar seus investimentos para regiões com maior lucratividade, onde se encontram as populações com maior renda. Outro problema é o atraso dos estudos de potencial hidrelétrico das bacias hidrográficas brasileiras, normalmente feitos pela Eletrobras. A consequência é um aumento da demanda não compensado pela oferta, culminando na crise de abastecimento de energia elétrica em 2001 (Costa and Pierobon, 2008).

Apesar das oportunidades de investimento no setor devido ao déficit de energia, como o modelo regulatório era incipiente, havia uma desconfiança por parte dos investidores e empreendedores. Nesse contexto acontece a segunda grande mudança no setor elétrico e a partir de 2004 entra em vigor um novo modelo. O governo passa a considerar eletricidade um serviço de utilidade pública, aumentando a regulação do setor (Costa and Pierobon, 2008).

No modelo setorial vigente são estabelecidos dois ambientes de negociação: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No primeiro se encontram os agentes de distribuição e geração de energia. A negociação é feita via leilões, com o objetivo de atingir a modicidade tarifária. Os agentes de distribuição perdem o direito de serem geradores, atuando somente como compradores nos leilões (CCEE, 2014d). No segundo se encontram os geradores, distribuidores, comercializadores, exportadores e importadores, além dos consumidores livres e especiais. Estes possuem liberdade para negociar e estabelecer contratos de compra e venda de eletricidade (CCEE, 2014c). Há ainda o mercado das diferenças, de curto prazo, no qual são ajustados os volumes contratados e os volumes medidos, e as diferenças são liquidadas via PLD (CCEE, 2014e).

Todo o mercado é operado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), órgão que substituiu o Mecanismo Atacadista de Energia (CCEE, 2014f). Pensando na segurança do fornecimento, as distribuidoras são obrigadas a contratar a totalidade da demanda do mercado cativo, assim como os consumidores livres são obrigados a contratar toda sua demanda (CCEE, 2014l). Pensando no planejamento do setor elétrico a longo prazo é criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (CCEE, 2014l). A figura 3.1 ilustra a estrutura do setor atual, com as novas instituições e as existentes, algumas com suas funções modificadas.

3.2 Infraestrutura do Sistema

Fazem parte do sistema elétrico brasileiro o setor de geração de energia elétrica, o de transmissão, responsável pelo transporte da energia gerada aos centros de consumo e o de distribuição, responsável por atender à demanda dos consumidores. A figura 3.2 apresenta a configuração do sistema elétrico brasileiro.

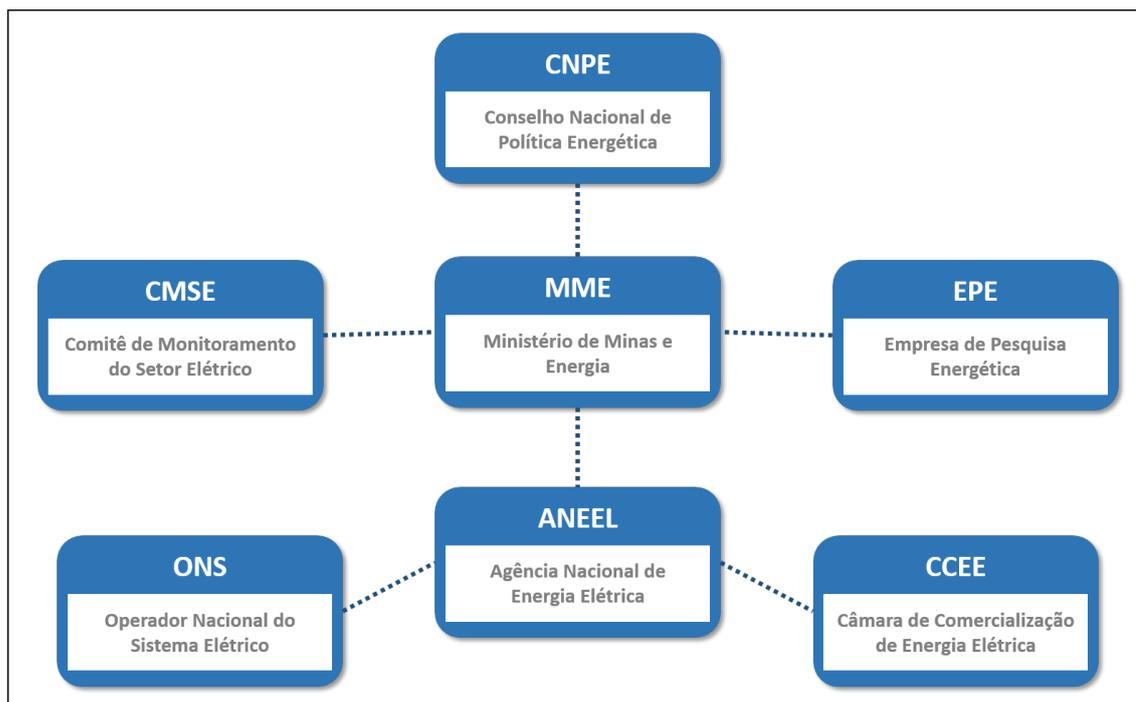


Figura 3.1: Instituições do Setor Elétrico
Fonte: CCEE (2014b)

3.2.1 Geração

O Brasil possui 3.252 empreendimentos de geração operando, totalizando 129 GW de potência instalada, com previsão para instalação de mais 36 GW nos próximos anos (ANEEL, 2014a). A maior parte da energia gerada vem de hidrelétricas, subdivididas em grandes usinas, usinas a fio d'água e centrais geradoras. Em segundo lugar se encontram as usinas térmicas, que utilizam fontes fósseis (petróleo, gás natural e carvão mineral) e renováveis (biomassa de bagaço de cana, licor negro, madeira, biogás e casca de arroz). A energia nuclear, proveniente das usinas de Angra dos Reis, ocupa o terceiro lugar, na frente das usinas eólicas. O país também conta com 112 usinas fotovoltaicas, com participação inexpressiva na matriz. O gráfico da figura 3.3 apresenta a participação de cada uma das fontes de energia na matriz brasileira. A fonte hidráulica inclui as importações de energia.

Segundo EPE (2013a), foram ofertados 529,8 TWh de energia em 2012. De acordo com o gráfico, 84,5% dessa energia foi gerada a partir de fontes renováveis. Este valor é muito significativo se comparado com a média mundial de participação das fontes renováveis na geração de energia elétrica, de 20,3% em 2011 (IEA, 2013). Contudo, houve uma queda da porcentagem, que era de 88,9% em 2011, devido às condições hidrológicas desfavoráveis

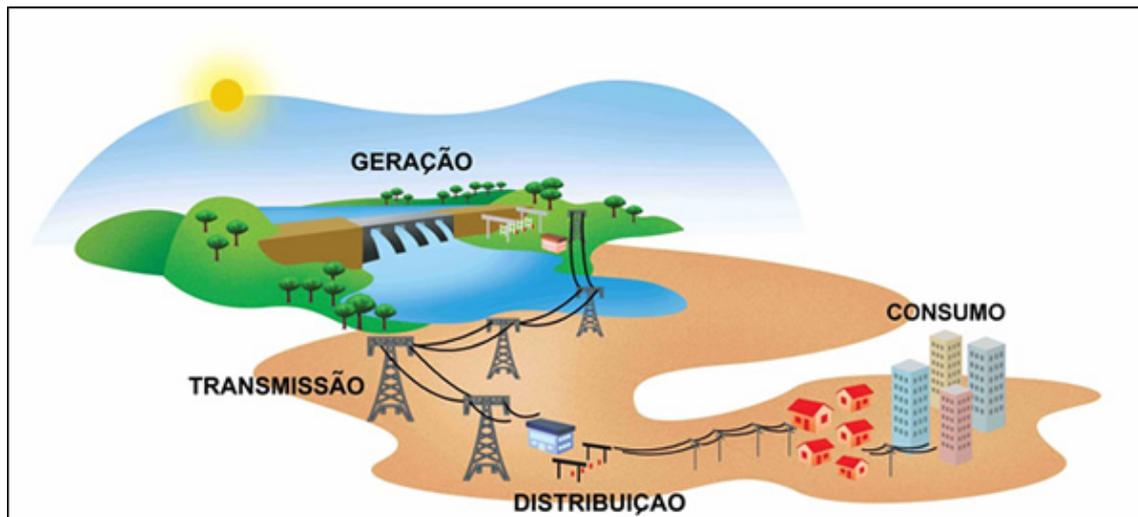


Figura 3.2: Infraestrutura do Sistema Elétrico
 Fonte: ABRADDEE (2014b)

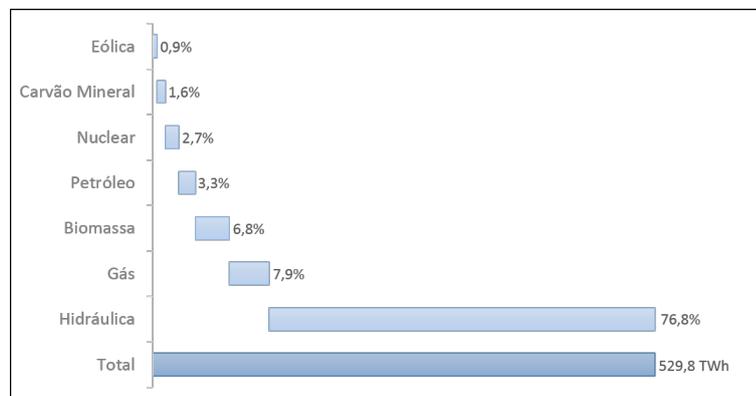


Figura 3.3: Participação das Fontes de Energia na Geração de Eletricidade no Brasil
 Fonte: EPE (2013a)

que culminaram no aumento da geração térmica (EPE, 2013a).

3.2.2 Transmissão

O sistema elétrico brasileiro é composto pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), uma rede de transmissão com mais de 100 mil quilômetros de extensão conectando todas as regiões brasileiras, e por sistemas isolados. O sistema interligado permite o intercâmbio de energia entre geradores e consumidores de todo o país e é controlado pelo ONS, responsável por otimizar o uso do sistema (ANEEL, 2013; Eletrobras, 2014a). Além disso, o SIN faz a integração entre os diversos elementos que o constituem, incluindo os países vizinhos, a fim de garantir a confiabilidade e estabilidade da rede (EPE, 2014).

Os sistemas isolados, presentes principalmente na região Norte, geram a energia a ser consumida em determinadas localidades, não conectadas ao SIN por razões técnicas ou econômicas (Brasil, 2010). Segundo ONS (2014) apenas 1,7% da energia demandada no país encontra-se nos sistemas isolados, fora do SIN.

A grande extensão territorial do Brasil e a predominância de usinas hidrelétricas impactaram o desenvolvimento da Rede Básica de Transmissão do SIN, que possui tensões entre 230 kV e 750 kV dependendo das distâncias entre a geração e os centros consumidores (EPE, 2014). Algumas transmissoras possuem linhas abaixo de 230 kV, chamadas Demais Instalações de Transmissão (DIT) (ABRADEE, 2014b). A figura 3.4 apresenta a configuração da Rede Básica.

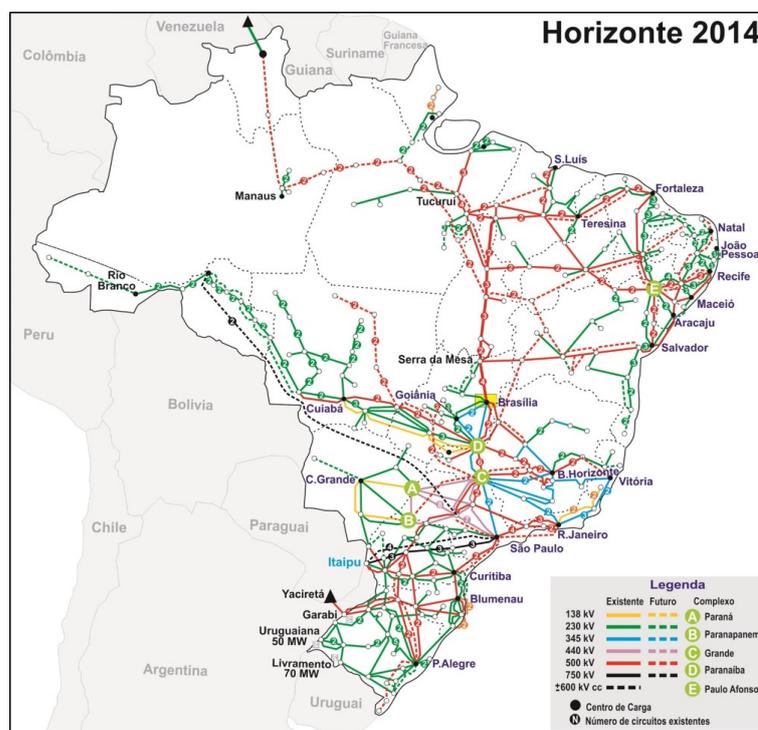


Figura 3.4: Rede Básica de Transmissão Brasileira
Fonte: ONS (2014)

3.2.3 Distribuição

O sistema de distribuição de energia é responsável por conectar a rede de transmissão, ou até mesmo geradores de energia elétrica de pequeno e médio porte, ao consumidor final. Para atingir esse objetivo, as concessionárias de energia possuem redes de distribuição

que se confundem com a topologia das cidades que atendem. Tais redes são compostas por linhas de alta, média e baixa tensão. As primeiras possuem tensão entre 69 kV e 138 kV e são também conhecidas como linhas de subtransmissão. As linhas de média tensão, também chamadas de rede primária, possuem tensão entre 2,3 kV e 44 kV e se localizam nas ruas e avenidas de grandes cidades, sendo responsáveis pelo transporte de maiores níveis de carga dentro do município. Além disso, comércios e indústrias de médio porte, como supermercados, se conectam diretamente a esta rede. As linhas de baixa tensão, também chamadas de rede secundária, possuem tensão entre 110 V e 440 V e chegam diretamente nas residências e pequenos comércios (ABRADEE, 2014b).

Segundo ABRADEE (2014b), o Brasil possui 72 milhões de Unidades Consumidoras (UCs) conectadas ao sistema de distribuição, cada uma correspondendo a um ponto de entrega de energia, com medição individualizada, o que determina um consumidor. Desse total, 85% são residenciais.

3.3 Mercado de Energia Elétrica

Com a reforma do setor elétrico em 2004, as transações comerciais passaram a ser realizadas em dois ambientes: o ACR e o ACL. No primeiro se encontram todos os consumidores cativos que são atendidos pelas concessionárias distribuidoras de energia. Estas compram energia dos agentes geradores por meio de leilões realizados pela CCEE sob delegação da ANEEL (CCEE, 2014d). As distribuidoras repassam aos consumidores, via tarifa, o custo de compra de energia dos geradores e de manutenção do sistema de distribuição (ANEEL, 2013). No segundo ambiente de contratação, os agentes possuem liberdade para negociar e estabelecer contratos de compra e venda de eletricidade, registrados na CCEE (CCEE, 2014c). O ajuste dos volumes contratados e medidos por cada agente, em ambos os ambientes, é realizado no mercado de curto prazo - mercado *spot* - e as diferenças são liquidadas via PLD (CCEE, 2014e).

A figura 3.5 ilustra a dinâmica de funcionamento do mercado de energia elétrica brasileiro. Os agentes e as relações nele estabelecidas serão explicitados a seguir.

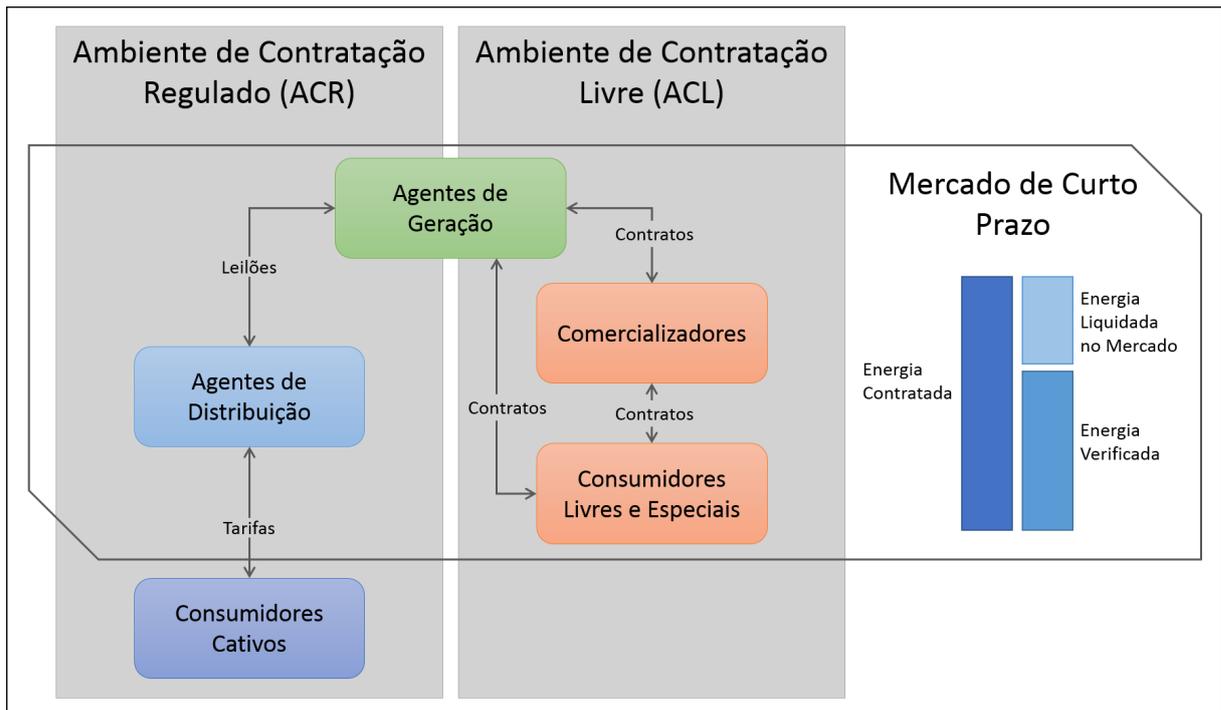


Figura 3.5: Dinâmica do Mercado Brasileiro
Fonte: Silva and Costa (2011), adaptado

3.3.1 Agentes do Mercado

Os agentes do mercado brasileiro de energia elétrica participam da CCEE e são divididos em três categorias: geração, distribuição e comercialização. Os integrantes de cada uma serão detalhados a seguir.

Agentes de Geração:

Todos os agentes de geração possuem o direito de vender energia tanto no ACR quanto no ACL. Eles se subdividem em três categorias de acordo com o destino da energia gerada, e podem se enquadrar em mais de uma categoria dependendo dos empreendimentos que possuem (CCEE, 2014j):

1. Concessionários de Serviço Público de Geração: Titulares de concessão de ativos cuja energia gerada é destinada primordialmente ao serviço público;
2. Produtor Independente de Energia Elétrica: Agente individual, ou integrante de consórcio, autorizado a produzir energia para comercialização, realizada por sua conta e risco;

3. Autoprodutor: Pode gerar energia para seu próprio consumo, sendo autorizado pela ANEEL a vender o excedente produzido, em alguns casos.

Um exemplo de empresa que se encaixa em mais de uma categoria é Furnas Centrais Elétricas S/A. Ela possui a concessão de várias hidrelétricas do país, como a usina Furnas em Minas Gerais e a usina Corumbá I em Goiás, se enquadrando na primeira categoria. Ao mesmo tempo, ela possui empreendimentos de produção independente, como a usina Simpício, na divisa dos estados de Minas Gerais e Rio de Janeiro (ANEEL, 2014a).

Agentes de Distribuição:

Correspondem às empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica que atendem os consumidores finais. Segundo a legislação atual, devem participar obrigatoriamente no ACR, como compradoras de energia elétrica nos leilões, a fim de garantir a modicidade tarifária. Estes agentes são fortemente regulados pela ANEEL (CCEE, 2014j), estando obrigados a contratar 100% da demanda de seus consumidores (Costa and Pierobon, 2008). Atuam no país 64 distribuidoras, das quais 73% possuem capital privado e 27% são públicas, nas esferas municipal, estadual ou federal (ABRADEE, 2014a).

Agentes de Comercialização:

Composto por agentes que negociam a compra e venda de energia principalmente no ACL, mas também no ACR (CCEE, 2014j):

1. Comercializador: Agente autorizado a comprar energia via contratos bilaterais e vendê-la a consumidores livres e especiais, geradores ou mesmo outros comercializadores, no ACL. Pode atuar no ACR vendendo energia em leilões de ajuste;
2. Consumidor Livre: Consumidores com demanda mínima de 3 MW possuem o direito de escolher seus fornecedores de energia, celebrando contratos bilaterais com geradores e comercializadores após livre negociação;
3. Consumidor Especial: Consumidores com demanda entre 500 kW e 3 MW também possuem o direito de escolher seus fornecedores, desde que a energia contratada pro-

venha de fontes incentivadas especiais (solar, eólica, biomassa ou Pequenas Centrais Hidrelétricas);

4. Importador: Agente autorizado a importar energia elétrica para fins de abastecimento do mercado brasileiro;
5. Exportador: Agente autorizado a exportar energia elétrica para fins de abastecimento dos países limítrofes;

3.3.2 Consumidores Cativos

Os consumidores do sistema elétrico brasileiro com demanda menor do que 500 MW não possuem a liberdade de negociar preços no ACL, devendo pagar a tarifa de energia da distribuidora responsável por sua região. Eles são chamados consumidores cativos e separados em dois grupos de acordo com o nível de tensão ao qual estão conectados. Vale ressaltar que alguns consumidores livres e especiais optam pelo fornecimento de energia pelas distribuidoras, sendo assim considerados consumidores cativos do grupo A.

Grupo A:

Composto de unidades consumidoras atendidas por linhas de média e alta tensão, de valor igual ou maior do que 2,3 kV, ou por sistemas subterrâneos de transmissão (ANEEL, 2010). A ANEEL divide o grupo em seis subgrupos de acordo com a tensão de fornecimento:

1. Subgrupo A1: tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
2. Subgrupo A2: tensão de fornecimento entre 88 kV e 138 kV;
3. Subgrupo A3: tensão de fornecimento igual a 69 kV;
4. Subgrupo A3a: tensão de fornecimento entre 30 kV e 44 kV;
5. Subgrupo A4: tensão de fornecimento entre 2,3 kV e 25 kV;
6. Subgrupo AS: tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

Grupo B:

Composto de unidades consumidoras atendidas por linhas de baixa tensão, de valor menor que 2,3 kV (ANEEL, 2010). A ANEEL divide o grupo em quatro subgrupos:

1. Subgrupo B1: residencial;
2. Subgrupo B2: rural;
3. Subgrupo B3: demais classes;
4. Subgrupo B4: iluminação pública.

3.3.3 Submercados de energia

Além da separação dos consumidores em grupos de acordo com a tensão de fornecimento ou com a potência demandada, existe no Brasil uma divisão territorial do SIN que diferencia os preços e alguns componentes das tarifas aplicadas em cada subdivisão (ANACE, 2014). A segmentação define quatro submercados independentes, a saber: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste. As fronteiras entre eles foram definidas devido às restrições de transmissão existentes no sistema. Segundo ANEEL (2015) fazem parte de cada submercado:

1. Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO): Região Sudeste e Centro-Oeste, Acre e Rondônia;
2. Sul (S): Região Sul;
3. Nordeste (NE): Região Nordeste, exceto o Maranhão;
4. Norte (N): Pará, Tocantins e Maranhão

Vale ressaltar que os estados Amazonas, Amapá e Roraima não estão conectados ao SIN, não participando de nenhum submercado.

3.3.4 Leilões

Leilão é um processo licitatório realizado pelo poder público - representado pela ANEEL, operacionalizado pela CCEE visando promover uma concorrência entre os agentes geradores de energia elétrica (Brasil, 2004b). O objetivo é realizar a concessão de novas usinas ou contratar a energia gerada por usinas em funcionamento para atender à demanda futura dos consumidores cativos das distribuidoras (ABRADEE, 2014c).

Trata-se de um mecanismo de extrema importância para a sustentabilidade do setor elétrico, pois possibilita equilibrar a oferta e a demanda de eletricidade da maior parte dos consumidores brasileiros, aumentando a confiabilidade do sistema (Costa and Pierobon, 2008). Além disso, a concorrência garante a modicidade tarifária sem comprometer o retorno sobre os investimentos dos geradores (MME, 2014).

Os leilões definem o preço dos contratos de compra e venda de energia elétrica entre agentes geradores e distribuidores, impactando o valor das tarifas pagas pelos consumidores cativos e a participação das fontes de energia elétrica na matriz brasileira. A qualidade ambiental da matriz elétrica dependerá das fontes contratadas: se mais usinas hidrelétricas, eólicas, fotovoltaicas e de biomassa, ou mais usinas nucleares e térmicas a combustíveis fósseis (ABRADEE, 2014c).

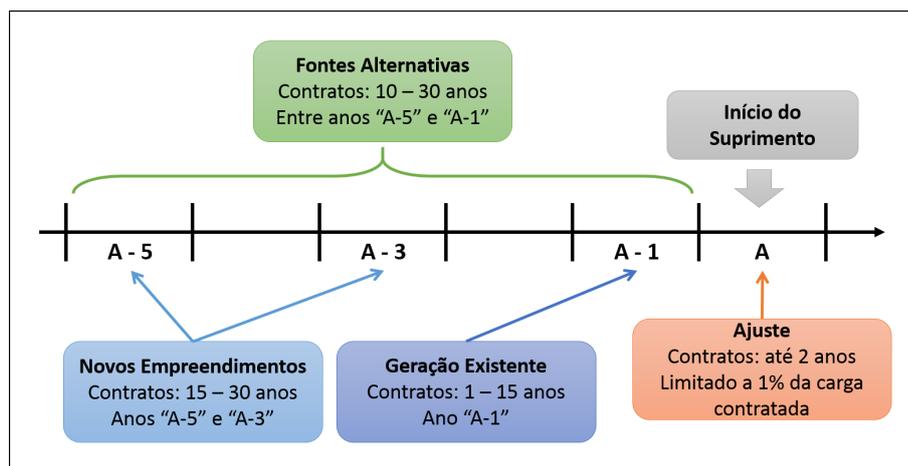


Figura 3.6: Tipos de Leilões de Energia Elétrica do Brasil
Fonte: MME (2014)

Os leilões são classificados segundo o tipo de energia neles oferecida, que pode ser nova ou existente. Esta separação existe devido à diferença de custos de capital, pois os

investimentos a serem realizados no primeiro caso ainda serão amortizados (ABRADEE, 2014c). Os leilões de energia nova são aqueles realizados para a contratação de energia proveniente de usinas em projeto ou em construção, que entrarão em operação em 3 anos (leilão A-3) ou 5 anos (leilão A-5). Estes visam atender o crescimento do mercado das concessionárias e mitigar a incerteza na previsão da demanda. Os leilões de energia existente destinam-se a atender às necessidades de mercado das distribuidoras no ano seguinte à data da contratação (leilão A-1) utilizando energia proveniente de usinas em operação (MME, 2014). Há ainda os leilões de ajuste que têm por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das distribuidoras (leilão A-0 ou A) (CCEE, 2014d).

Além da distinção entre energia nova e existente, existe uma terceira categoria chamada leilões especiais, realizados esporadicamente segundo a necessidade e/ou estratégia do país. Entram nesta categoria: os leilões de projetos estruturantes, onde projetos de caráter estratégico são leiloados (p. ex. usina hidrelétrica de Belo Monte em 2009); os leilões de fontes alternativas, para incentivar a diversificação da matriz de energia do país; e os leilões de energia reserva, com o objetivo de aumentar a confiabilidade do SIN (MME, 2014). A figura 3.6 resume os tipos de leilões existentes no Brasil.

3.3.5 Tarifas

Os consumidores cativos pagam pela energia elétrica consumida por meio de tarifas que devem garantir tanto o fornecimento confiável e seguro quanto receitas suficientes para as distribuidoras cobrirem custos operacionais e remunerarem investimentos.

Composição da Tarifa

Com o fim do regime de remuneração garantida das distribuidoras e de equalização tarifária em 1993, a definição das tarifas é delegada à ANEEL que o faz de acordo com as disposições legais e com os contratos de concessão assinados com as distribuidoras. O novo modelo introduziu o conceito de equilíbrio econômico-financeiro dos agentes de distribuição e de tarifa por preço.

A tarifa de energia elétrica se baseia em dois componentes: demanda de potência e consumo de energia. A demanda de potência, medida em quilowatt, computa a maior potência média solicitada pelo consumidor durante o período de faturamento, de normalmente 30 dias. O consumo de energia, medido em quilowatt-hora ou megawatt-hora, computa o valor acumulado no tempo da potência elétrica disponibilizada ao consumidor durante o período de faturamento, também de 30 dias. Este pode ser calculado pela integral da curva de demanda do consumidor. Para demanda de potência, as tarifas são fixadas em R\$/kW e para o consumo de energia em R\$/MWh. Nem todos os consumidores pagam tarifa específica pela demanda de potência: no grupo B este valor é incorporado ao custo do fornecimento de energia (ANEEL, 2005).

Entram no cálculo das tarifas duas parcelas de custos da distribuidora. A parcela “A” refere-se aos custos não gerenciáveis, sendo eles a compra de energia, a transmissão e os encargos setoriais. A parcela “B” corresponde aos custos gerenciáveis, entrando nela os custos operacionais, a cota de depreciação e a remuneração dos investimentos (DIEESE, 2007).

O valor final a ser cobrado do consumidor é igual à tarifa determinada segundo os custos supracitados mais os tributos exigidos por lei. Segundo ANEEL (2013), do valor pago pelo consumidor pela eletricidade, 37,9% refere-se à compra de energia, 3,3% à transmissão, 4,9% aos encargos, 29,5% à parcela B (custos de distribuição) e 24,4% aos tributos (valores em média).

Reajustes Tarifários

O modelo tarifário atual prevê três possibilidades de correção das tarifas a fim de cumprir os contratos de concessão estabelecidos com as distribuidoras. O primeiro é o Reajuste Tarifário Anual, realizado a cada aniversário da data de assinatura do contrato. As variações dos custos da parcela A são repassadas para as tarifas e os custos gerenciáveis das distribuidoras (parcela B) são atualizados pelo Índice Geral de Preços do Mercado, definido pela Fundação Getúlio Vargas (ANEEL, 2013).

O segundo mecanismo de correção é a Revisão Tarifária Periódica, realizada em média

a cada quatro anos. O objetivo é redefinir a parcela B dos custos da distribuidora, preservando, assim, seu equilíbrio econômico-financeiro. Além disso, os ganhos de eficiência são transferidos aos consumidores. Em anos de revisão periódica, o reajuste anual não ocorre (DIEESE, 2007).

O último mecanismo de correção é a Revisão Tarifária Extraordinária, realizada a qualquer momento na ocorrência de desequilíbrio econômico-financeiro da concessão. Um exemplo de revisão extraordinária foi o repasse aos consumidores do barateamento dos custos não-gerenciáveis das distribuidoras após a renovação das concessões de transmissão e de geração de energia, em 2013 (ANEEL, 2013).

Bandeiras Tarifárias

Por ser gerada prioritariamente por hidrelétricas, a energia elétrica no Brasil possui um custo dependente do regime de chuvas. Em períodos secos, nos quais os reservatórios de água ficam baixos, usinas termelétricas são ligadas a fim de pouparem água. O acionamento dessas usinas aumenta o custo da geração pago pelas distribuidoras. Este custo é repassado aos consumidores no ano seguinte, via Reajuste Tarifário Anual.

A fim de tornar mais transparente o repasse desse custo aos consumidores e permitir que estes gerenciem melhor seu consumo segundo o valor vigente da energia, a ANEEL criou o sistema de Bandeiras Tarifárias. Todo mês a agência publicará a bandeira tarifária em função das condições de geração de eletricidade. A bandeira verde significa condições favoráveis de geração de energia. Nesses casos, o ONS determina não ser necessário acionar termelétricas para complementar a geração durante o período e a tarifa não sofre nenhum acréscimo. A bandeira amarela representa condições menos favoráveis: o ONS prevê despachos de geração fora da ordem de mérito a fim de manter a confiabilidade do sistema, o que aumenta o custo da geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 kWh. A última bandeira, a vermelha, sinaliza condições mais custosas de geração. Os reservatórios das hidrelétricas estão baixos e mais geração de termelétricas é prevista pelo ONS. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 kWh (ANEEL, 2015).

O sistema entra em vigor a partir de 2015, mas 2013 e 2014 são anos testes. Sendo

assim, a ANEEL têm divulgado mensalmente a bandeira tarifária vigente no mês para cada subsistema do SIN. Além disso, as distribuidoras inserem na conta de energia a simulação do valor que o consumidor pagaria com a bandeira (ANEEL, 2015). A figura 3.7 ilustra o acionamento das bandeiras para o mês de junho de 2014.

BANDEIRAS TARIFÁRIAS JUNHO 2014	
Subsistema Norte:	
Subsistema Nordeste:	
Subsistema Sudeste/Centro-Oeste:	
Subsistema Sul:	

Figura 3.7: Acionamento das Bandeiras Tarifárias em Junho/2014

Fonte: ANEEL (2015)

Modalidades Tarifárias

A ANEEL dispõe de diferentes modalidades tarifárias e o consumidor pode escolher aquela que mais se adequar ao seu perfil de consumo, dentre as disponíveis para ele. Segundo ANEEL (2005), os consumidores atendidos em alta tensão, pertencentes ao grupo “A”, possuem as modalidades convencional, azul e verde, apresentadas a seguir:

Modalidade Tarifária Convencional: valor único para a demanda de potência e para o consumo de energia, independente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. Somente consumidores atendidos por tensão de fornecimento menor do que 69 kV e contrato de demanda inferior a 300 kW podem aderir à essa modalidade;

Modalidade Tarifária Azul: a tarifa de consumo de energia elétrica varia segundo a hora do dia e o período do ano. São estabelecidos quatro níveis, a saber: um valor para o horário de ponta em período úmido; um valor para o horário fora de ponta em período úmido; um valor para o horário de ponta em período seco; e um valor para o horário fora de ponta em período seco. A tarifa de demanda de potência também varia com a hora do dia. Nesse caso são estabelecidos dois níveis somente, um para o horário de ponta e um para o fora de ponta. Esta tarifa é aplicada

obrigatoriamente aos consumidores com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV;

Modalidade Tarifária Verde: a tarifa de consumo é estabelecida em quatro níveis de acordo com o horário (ponta e fora de ponta) e com o período do ano (úmido e seco) igualmente à modalidade anterior. Contudo, a tarifa de demanda de potência tem valor único. Esta tarifa é aplicada obrigatoriamente aos consumidores com tensão de fornecimento menor do que 69 kV e contrato de demanda superior a 300 kW.

Em 2014, os consumidores do grupo “B” passaram a ter outra modalidade tarifária disponível, além da tarifa convencional. A tarifa branca sinaliza a variação do valor da energia ao longo do horário do dia e segundo o dia da semana aos consumidores residenciais, comerciais, industriais e de áreas rurais. Os consumidores que optarem por essa modalidade pagarão uma tarifa mais baixa que a convencional ao longo da maior parte do dia e aos finais de semana e feriados. Nos horários de ponta, de segunda à sexta-feira, este preço será mais elevado. Um valor intermediário será cobrado entre os horários fora de ponta e de ponta (ANEEL, 2014e). A figura 3.8 ilustra esta modalidade.

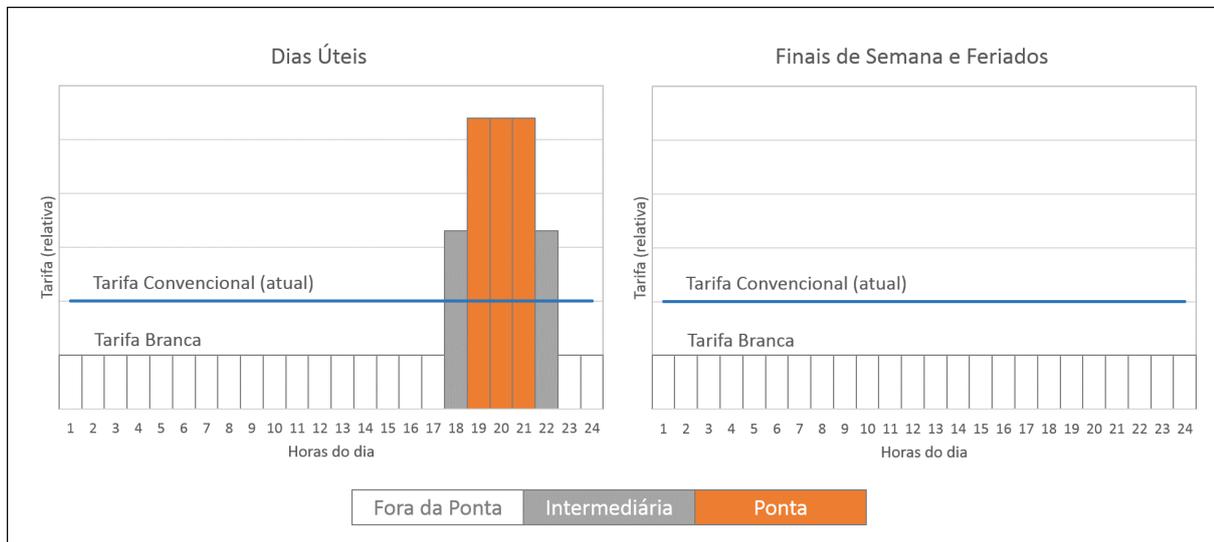


Figura 3.8: Modalidade Tarifária Branca
 Fonte: ANEEL (2014e)

A tarifa branca é opcional, mas não pode ser escolhida pelos consumidores de baixa renda nem é válida para a iluminação pública. Para sua aplicação, o consumidor deve

solicitar a troca de seu medidor por outro com capacidade de mensurar e registrar o consumo de energia em diferentes momentos (ANEEL, 2013).

3.3.6 Contratos Bilaterais

Como apresentado na figura 3.5, os agentes participantes do ACL podem negociar a compra e a venda de energia, estabelecendo preços, volumes e prazos de suprimento. Os resultados das negociações neste ambiente são pactuados por meio de contratos bilaterais entre as partes, que devem ser registrados na CCEE (CCEE, 2014c).

Os contratos bilaterais contêm informações dos montantes contratados em MWh que podem ser diferentes para um mesmo período. Este tipo de contrato pode ser de curto ou longo prazo e sua terminologia foi alterada para Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL). Os consumidores especiais não podem estabelecer este tipo de contrato, pois não possuem liberdade para negociar energia com todos os geradores. No mercado livre, eles podem comprar energia de empreendimentos chamados fontes incentivadas (geração a partir de fontes renováveis com potência instalada menor do que 30 MW) e os contratos pactuados entram na categoria Contrato de Compra de Energia Incentivada (CCEI) (CCEE, 2014c).

3.3.7 Preço de Liquidação das Diferenças

Todos os contratos de compra e venda de energia celebrados tanto no mercado livre (ACL) quanto no mercado regulado (ACR) são estabelecidos antes do consumo e se baseiam em previsões da quantidade de energia demandada por cada agente durante um período de tempo. Sendo assim, os montantes efetivamente produzidos/consumidos por cada agente não necessariamente coincidem com o que foi contratado. As diferenças são apuradas e contabilizadas pela CCEE para serem liquidadas financeiramente no Mercado de Curto Prazo usando o PLD (CCEE, 2014e).

O PLD é determinado semanalmente pela CCEE para cada patamar de carga (leve, média e pesada) e para cada submercado (SE/CO, S, NE e N). Ele se baseia no Custo Marginal de Operação (CMO), calculado pelo ONS, sendo limitado por um preço máximo

e mínimo vigentes para cada período de apuração. Os patamares de carga são determinados segundo o horário do dia e estão definidos na tabela 3.1. A figura 3.9 mostra a evolução do PLD desde seu estabelecimento em 2001.

Tabela 3.1: Patamares de Carga

Patamar	Horário Normal		Horário de Verão	
	Segunda-feira a Sábado	Domingo e Feriado	Segunda-feira a Sábado	Domingo e Feriado
Leve	00:00 - 06:59	00:00 - 16:59 22:00 - 23:59	00:00 - 06:59	00:00 - 17:59 23:00 - 23: 5
Média	07:00 - 17:59 21:00 - 23:59	17:00 - 21:59	07:00 - 18:59 22:00 - 23:59	18:00 - 22:59
Pesada	18:00 - 20:59	-	19:00 - 21:59	-

Fonte: CCEE (2014h).

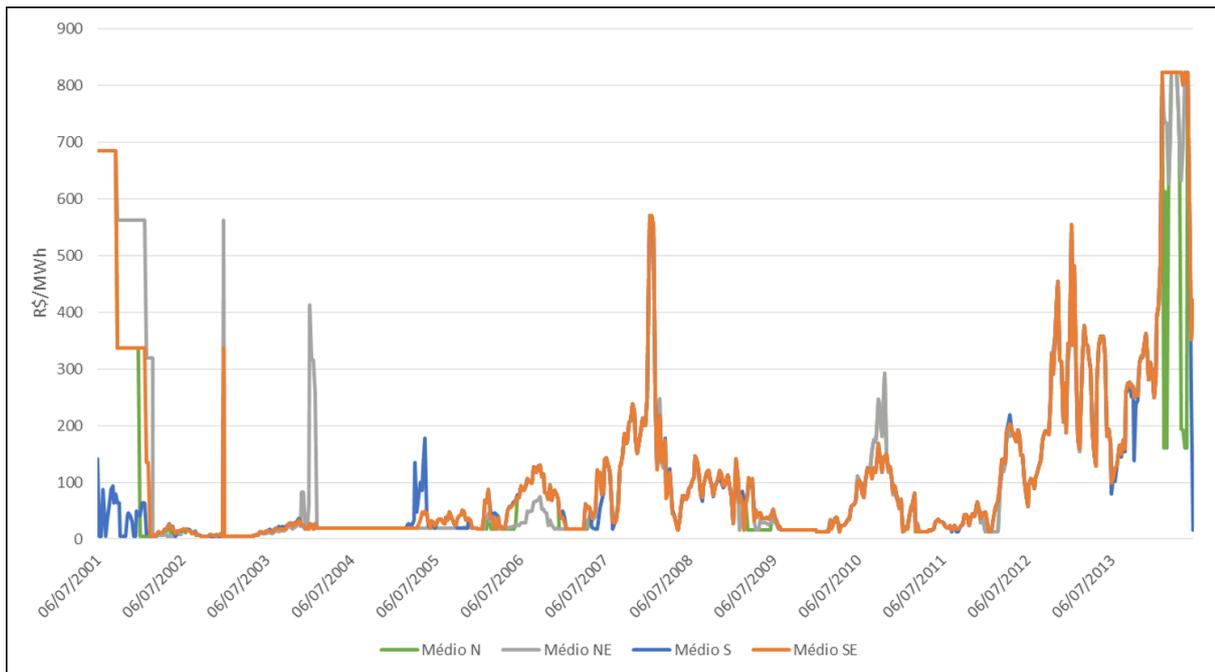


Figura 3.9: Histórico do PLD em todos os subsistemas no patamar de carga médio
Fonte: CCEE (2014i)

3.4 Operação do Sistema

O foco da operação em sistemas hidrotérmicos é o gerenciamento do *trade-off* entre o uso dos reservatórios hoje e a falta de água no futuro. As usinas hidrelétricas não possuem um

custo direto, mas sim um custo de oportunidade relacionado aos cenários de chuva futuros e conseqüente necessidade de uso dos reservatórios. A figura 3.10 ilustra esta questão.

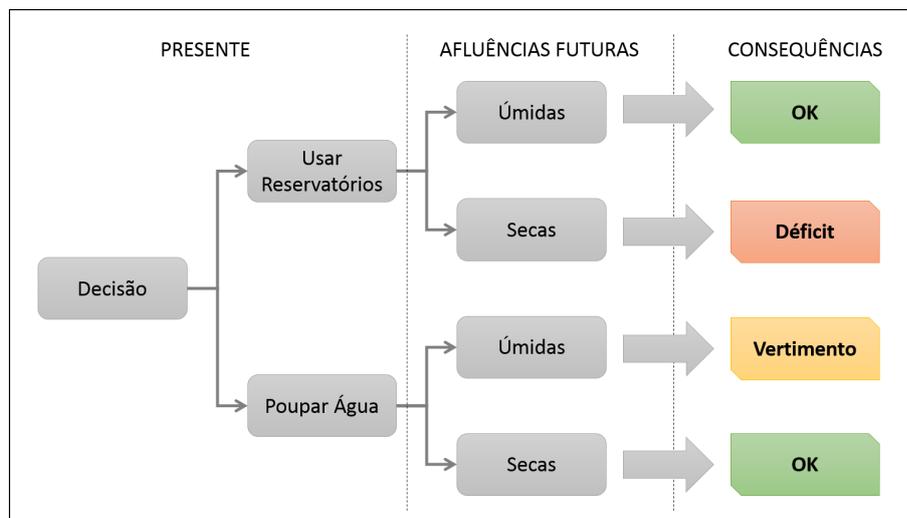


Figura 3.10: Operação em Sistemas Hidrotérmicos
Fonte: Barroso (2010); Silva and Costa (2011)

O objetivo do operador desse tipo de sistema, no caso brasileiro, do ONS, é determinar a quantidade gerada por cada tipo de fonte (hidráulica e térmica) que minimize o custo total de produção, obtido pela soma das funções de custo imediato (FCI) e de custo futuro (FCF) - vide figura 3.11. O problema se complexifica com o aumento do horizonte de tempo de planejamento da operação e da quantidade de bacias com regimes hidrológicos diferentes (Barroso, 2010). No Brasil foram criados dois modelos computacionais para planejar a operação de forma otimizada, considerando as diversas variáveis (principalmente meteorológicas) importantes: o NEWAVE e o DECOMP.

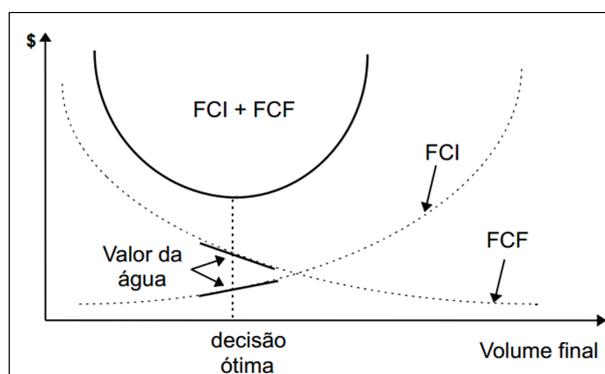


Figura 3.11: Função Custo de Operação do Sistema Hidrotérmico
Fonte: Barroso (2010), p. 14

O NEWAVE é responsável pelo planejamento de médio prazo (até 5 anos) com dis-

cretização mensal. Seu objetivo é definir a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada mês do horizonte de forma a minimizar o custo de operação em todo o período de planejamento. Ele gera as funções de custo futuro usadas pelos modelos de curto prazo (CCEE, 2014g).

O DECOMP é responsável pelo planejamento de curto prazo (até 12 meses) com discretização semanal para o primeiro mês. Seu objetivo é definir o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas individualmente a fim de minimizar o custo de operação em todo o período de planejamento. Ele considera um conjunto de informações disponíveis, a saber: carga dos sistemas, vazões das bacias, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas e funções de custo futuro do NEWAVE. Seus principais resultados são os despachos por usina hidrelétrica e térmica e os custos marginais de operação ao longo do horizonte e por patamar de carga. Estes últimos são usados para cálculo do PLD (CCEE, 2014g).

3.5 Status da Geração Distribuída

3.5.1 Contextualização

No Brasil, geração distribuída foi definida oficialmente pelo Decreto 5.163 em 2004, nele sendo considerada como a produção de energia elétrica por empreendimentos conectados diretamente ao sistema elétrico de distribuição, excetuando-se hidrelétricas com capacidade instalada superior a 30 MW e termelétricas (incluindo cogeração) com baixa eficiência energética (menor que 75%)¹ (Brasil, 2004b).

Os empreendimentos de geração distribuída se enquadram nas categorias produtor independente de energia elétrica e autoprodutor. Enquanto produtores independentes, eles podem vender energia tanto no ACR quanto no ACL. No primeiro caso, eles participam dos leilões de energia a fim de estabelecerem contratos com os agentes de distribuição. O montante de energia elétrica contratada a partir dos empreendimentos de GD não pode exceder os 10% da carga da distribuidora (Brasil, 2004b). No ambiente livre, tais

¹A restrição de eficiência não se aplica a termelétricas que utilizam biomassa e resíduos.

empreendimentos possuem o direito de fixar contratos com os comercializadores e consumidores livres e especiais, segundo as regras apresentadas nas seções anteriores. Enquanto autoprodutores, a sua geração é destinada prioritariamente ao próprio consumo, mas a ANEEL os autoriza a vender o excedente, em alguns casos.

Um levantamento da ANEEL de 2007 indicava 409 empreendimentos de geração distribuída conectados aos sistemas de distribuição do grupo tarifário A com potência instalada de 13 GW. Deste total, 1 estava na tensão de 230 kV (com 0,4 GW), 121 nas tensões de 88 e 138 kV (totalizando 10,3 GW) e 287 nas tensões entre 2,3 e 69 kV (totalizando 2,3 GW) (ANEEL, 2008). Desde então, com uma série de políticas de incentivo relacionadas à tarifação, aos leilões e ao crédito, somente no grupo tarifário de tensão entre 88 e 138 kV, este número subiu para 351, com potência instalada de 18,7 GW (ANEEL, 2014b).

Recentemente a ANEEL definiu os conceitos de microgeração distribuída e minigeração distribuída para os casos de autoprodutores de muito pequeno porte. A Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, classificou como microgeração distribuída as centrais geradoras com potência instalada menor ou igual a 100 kW que utilizem fontes hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada e estejam conectadas na rede de distribuição por meio das instalações de unidades consumidoras. Para as centrais um pouco maiores, com potência instalada entre 100 kW e 1 MW, o termo é minigeração distribuída (ANEEL, 2012). A resolução é um marco regulatório por estabelecer as condições gerais para acesso desta geração aos sistemas de distribuição e, seguindo as tendências mundiais, incentivá-las por meio do sistema de compensação de energia elétrica, o *net metering* brasileiro.

No âmbito do grupo tarifário B, que inclui os consumidores de baixa tensão, aptos a instalarem micro e minigeração distribuída, o Brasil possui 112 usinas fotovoltaicas (totalizando 2,1 MW de potência instalada) e 11 usinas eólicas (0,03 MW) (ANEEL, 2014a).

As próximas seções apresentam as políticas de incentivo brasileiras que possibilitaram o crescimento da geração distribuída no país e faz uma discussão das lacunas ainda presentes para a descentralização mais expressiva da matriz elétrica.

3.5.2 PROINFA

O PROINFA foi criado pela Lei 10.438 de 2002 consolidando diversas ações realizadas ao longo dos anos 1990 para promoção das fontes de energia alternativa (Dutra and Szklo, 2008). Os problemas de segurança no abastecimento de 2001 salientaram a fragilidade da matriz essencialmente hidráulica e o programa surgiu com o objetivo principal de diversificá-la. Além disso, o fomento da energia alternativa representava uma oportunidade de criação de empregos e capacitação de mão de obra, e de redução das emissões de gases de efeito estufa (Eletrobras, 2014b).

Na sua primeira fase, o objetivo era contratar 3.300 MW de potência, dividida igualmente entre usinas eólicas, térmicas à biomassa e PCHs. Para tal, a Eletrobras realizou duas chamadas públicas para contratação de empreendimentos de produtores independentes, garantindo contratos de longo prazo (20 anos) com um valor de compra que viabilizava econômica e financeiramente um projeto padrão destas fontes (política *feed-in*). Os projetos candidatos deveriam ter um índice mínimo de nacionalização dos equipamentos de 60%, a fim de garantir o objetivo de geração de empregos (Brasil, 2004a).

Na primeira chamada, realizada em maio de 2004, 1.100 MW de potência eólica, 1.100 MW de PCHs e 327 MW de plantas à biomassa foram contratadas. Como a meta relacionada à biomassa não foi atendida, a segunda chamada foi realizada em outubro de 2004 e resultou na contratação de 358 MW de potência de térmicas à biomassa e mais 91 MW de PCHs e 322 MW de eólicas a fim de atingir o objetivo total (Dutra and Szklo, 2008). Os projetos contratados contaram com o apoio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) que em 2005 forneceu uma linha de crédito específica para às empresas de geração com contratos de compra e venda de energia com a Eletrobras (BNDES, 2005).

Atualmente, estão em operação 132 empreendimentos com capacidade instalada de 2.889 MW. O valor é menor que o contratado originalmente porque 12 empreendimentos rescindiram o contrato e 2 PCHs não têm previsão de quando começar (EPE, 2013b). Para pagamento do preço mais alto desta energia, a ANEEL define quotas de custeio do PROINFA, calculadas pelo rateio dos custos entre todas as classes de consumidores

atendidas pelo SIN, proporcionalmente ao consumo (Brasil, 2004a).

A segunda fase do programa, mais audaciosa, visa aumentar o patamar da participação das três fontes de energia supracitadas para 10% do consumo anual de eletricidade no país em até 20 anos após implantação do programa. Como a meta de 3.300 MW da primeira fase ainda não foi atingida, a segunda ainda não foi iniciada (Brasil, 2002).

Mesmo não sendo um programa voltado à geração distribuída, as chamadas públicas do PROINFA se aplicavam à GD e foram contratados empreendimentos eólicos, PCHs e à biomassa conectados diretamente na rede de distribuição (p. ex. nas tensões de 88 ou 138 kV tem-se a usina eólica de Campo Belo de 10,5 MW, a PCH de Lagoa Grande de 24,3 MW e a térmica à biomassa Cerradinho de Catanduva de 28,6 MW) (ANEEL, 2014b; CCEE, 2014k).

3.5.3 Geração Incentivada

Em 2006, a Resolução Normativa nº 247 da ANEEL definiu o conceito de agente gerador incentivado como o titular de geração a partir de fontes primárias incentivadas com potência instalada máxima de 30 MW. Mais especificadamente, a definição inclui as PCHs (produtoras independentes ou autoprodutoras) com potência instalada entre 1 MW e 30 MW, os empreendimentos menores do que 1 MW e as plantas com fonte primária biomassa, energia eólica ou solar conectadas aos sistemas de transmissão ou distribuição e com potência menor ou igual a 30 MW (ANEEL, 2006). A mesma resolução definiu o conceito de consumidor especial, abordado na seção 3.3.1, e estabeleceu as regras de comercialização de energia entre os agentes geradores incentivados e os consumidores especiais.

Estas regras criaram um mercado exclusivo para esse tipo de geração e foram importantes para seu incentivo. Além disso, mesmo não abordando diretamente a geração distribuída, assim como no caso do PROINFA, as definições dos agentes de geração beneficiados se mesclam às definições de geradores distribuídos. Sendo assim, uma parte da geração incentivada pode ser classificada como geração distribuída, nos termos do Decreto 5.163 (a outra parte não é GD por estar conectada ao sistema de transmissão) e a

iniciativa impacta diretamente a expansão da Geração Distribuída no Brasil.

Outra iniciativa para benefício da geração incentivada foi a proposta da redução das tarifas de uso do sistema de distribuição e de transmissão, que oferece descontos na ordem de 50%. Para a geração solar, os descontos sobem para 80% como tentativa de aumentar sua competitividade (ANEEL, 2004).

3.5.4 Sistema de Compensação

O sistema de compensação de energia elétrica, o *net metering* brasileiro, é definido como “sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade de onde os créditos foram gerados” (ANEEL, 2012, Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012). A validade dos créditos gerados pela unidade consumidora é de 36 meses.

O cálculo do consumo resultante da unidade consumidora deve ser feito por posto tarifário quando houver diferença de tarifa ao longo do período de faturamento. Caso não seja possível abater toda a energia ativa injetada no mesmo posto tarifário dentro do mesmo ciclo de faturamento, o excesso deve ser usado para abatimento em outros postos, observando a relação entre os valores das tarifas de energia (ANEEL, 2014c).

Funciona assim: quando não existem postos tarifários diferentes, a energia gerada em qualquer horário pode ser utilizada para compensar a energia consumida em qualquer horário e o consumidor-gerador paga pelo excesso consumido no período de faturamento, ou guarda os créditos gerados para um próximo período. Quando existem postos tarifários diferentes, a energia gerada em um posto tarifário é utilizada para compensar a energia consumida no mesmo posto. Caso não haja falta de energia neste mesmo posto, o excesso pode ser compensado pela energia consumida em outro posto, contabilizando as diferenças tarifárias existentes. A figura 3.12 ilustra a dinâmica de funcionamento da política.

Mesmo com a existência do sistema de compensação, os consumidores do grupo B com

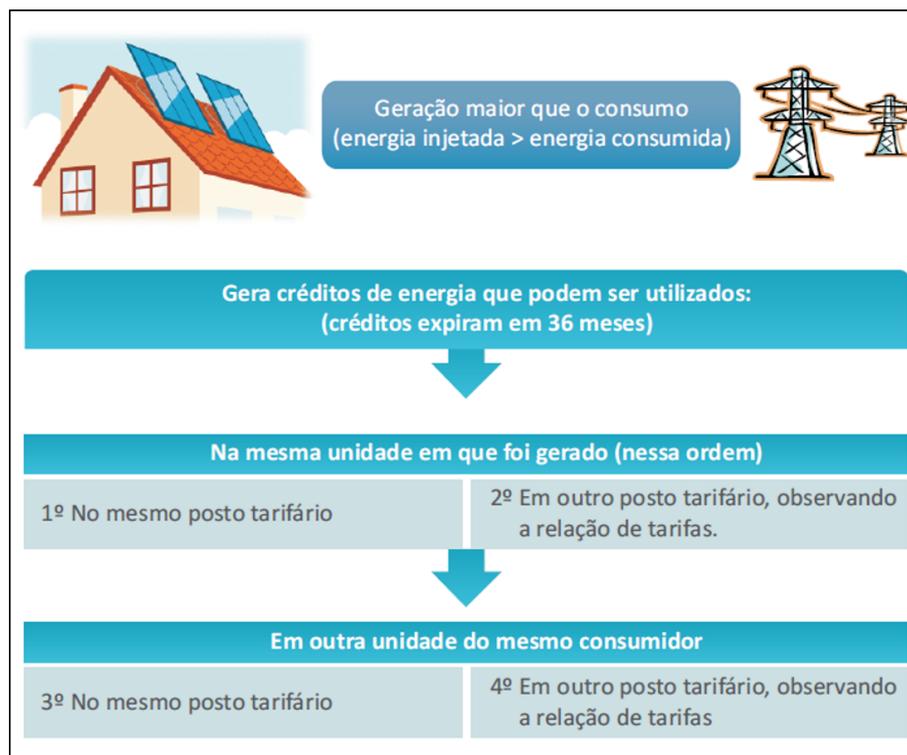


Figura 3.12: Compensação de crédito de energia ativa
Fonte: ANEEL (2014c), p. 19

micro ou minigeração distribuída precisam pagar o custo de disponibilidade da rede às distribuidoras. Os consumidores com maior carga (grupo A) que também aderirem a este sistema, precisam arcar com o custo da demanda contratada quando a geração for igual ou maior que o consumo da rede (ANEEL, 2012).

3.5.5 Discussão

As formas de incentivo supracitadas, juntamente com os leilões específicos de fontes alternativas, visavam o aumento da participação de outras fontes de energia renovável na matriz elétrica brasileira. Bons resultados foram atingidos no que tange a geração convencional localizada, uma das aplicações de geração distribuída discutidas na seção 2.2, representada pelas plantas eólicas, térmicas à biomassa e PCHs, foco principal do PROINFA, das resoluções ligadas à geração incentivada e dos leilões específicos. No primeiro caso, por exemplo, em seis anos a geração eólica aumentou 203%, passando de 237 GWh em 2006 para 5.050 GWh em 2012 e alcançando 0,9% da matriz elétrica do país (EPE, 2013a). Em termos de capacidade instalada, as plantas eólicas representam hoje 2,4% da potên-

cia total brasileira, as PCHs representam 3,8% e as térmicas à biomassa 9,0% (ANEEL, 2014a).

Contudo, para a micro e minigeração distribuída, a regulação é incipiente e os riscos de instalação ficam à cargo do consumidor-gerador, que neste nível não possui capital suficiente para este tipo de investimento. O resultado é uma participação inexpressiva da geração distribuída de muito pequeno porte, representada principalmente pela energia fotovoltaica. Além disso, o custo por kWh da geração de pequeno porte ainda é alto, e em várias regiões brasileiras não atinge a paridade com a rede. Sendo assim, faltam políticas de investimento na indústria de geração e o desenvolvimento de modelos de negócio mais interessantes para o consumidor-gerador que deseje instalar micro e minigeração distribuída.

Capítulo 4

Metodologia

O objetivo principal deste trabalho é avaliar alternativas para viabilizar a geração conjunta eólica/fotovoltaica de energia elétrica em microgrid, no cenário brasileiro. Para o atingir será utilizada uma metodologia que permite analisar os fatores políticos, econômicos e técnicos que permeiam a implantação deste tipo de sistema. A figura 4.1 mostra as fases e etapas implementadas.

A primeira fase, chamada pré-processamento, visa tratar as incertezas relacionadas às fontes de energia velocidade do vento e radiação solar. Estas variáveis impactam a geração eólica e fotovoltaica e o desconhecimento do comportamento futuro delas pode levar ao sobredimensionamento (ou subdimensionamento) do sistema. Por conseguinte, é importante prevê-las de forma confiável e analisar os limites máximos e mínimos para apoio na tomada de decisão. Outrossim, a análise da distribuição dos dados permite verificar a viabilidade da geração no local e a complementariedade das duas fontes. O resultado desta fase são as séries de dados de velocidade do vento e radiação solar previstas, com intervalos de previsão, e convertidas em potência eólica e fotovoltaica.

A segunda fase, chamada dimensionamento, visa otimizar o sistema de geração conjunta sujeito às restrições políticas, econômicas e técnicas. Nela as séries previstas, as informações das tecnologias, do local onde o sistema será implantado, do consumo de energia típico, do mercado e, principalmente, das políticas de incentivo são utilizadas para definição dos parâmetros e restrições dos modelos de dimensionamento. Três modelos de otimização linear inteira mista são propostos a fim de avaliar a viabilidade da

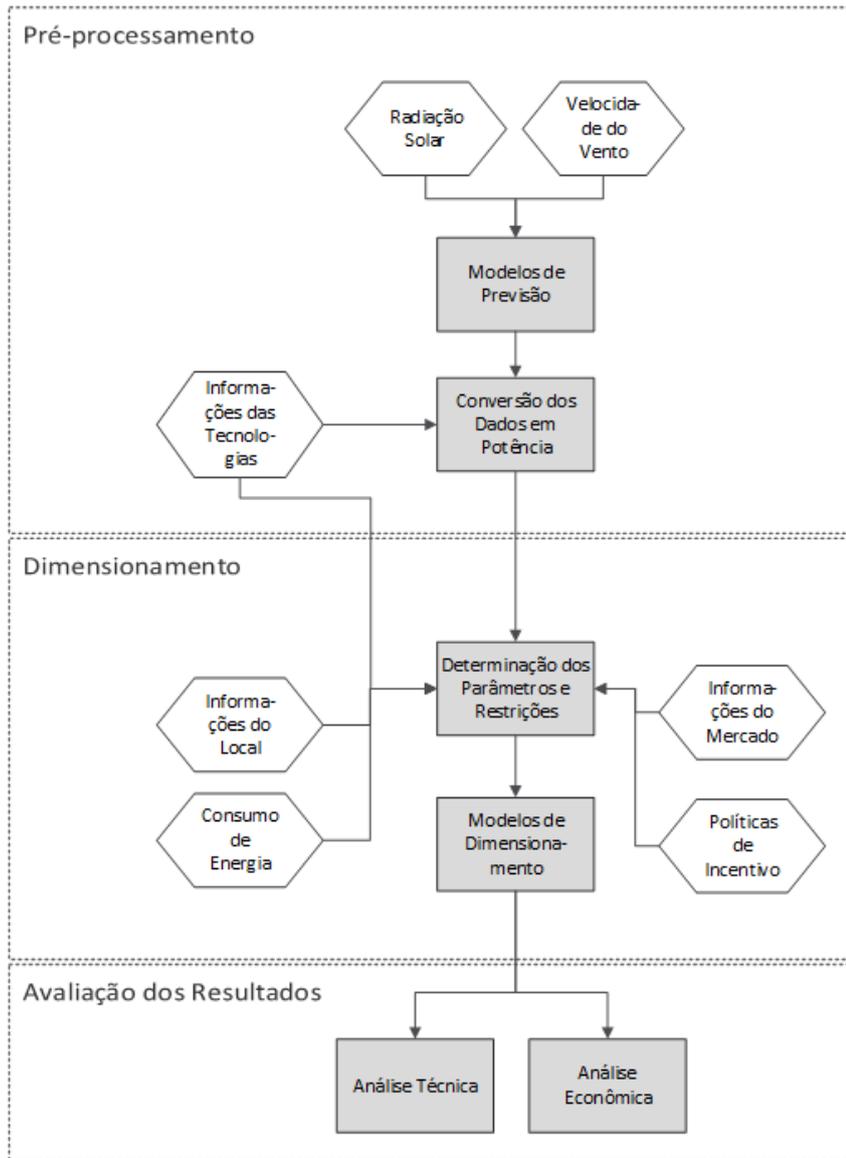


Figura 4.1: Metodologia e Fases do Trabalho

geração quando não há políticas de incentivo (modelo base), quando o sistema pode compensar a energia gerada em um momento em outros (modelo net-metering) e quando as tarifas variam ao longo do dia (modelo tarifa branca). Além disso, alguns parâmetros como tarifa e subsídio de capital podem variar a fim de possibilitar a análise. Vale ressaltar que o objetivo dessa fase não é obter o dimensionamento exato de um sistema de geração conjunta, mas sim embasar a análise do impacto do cenário político na viabilidade desse tipo de sistema. Sendo assim, muitas questões técnicas específicas de sistemas de geração foram relevadas ao se definir as restrições dos modelos.

A última fase, chamada avaliação dos resultados, analisa técnica e economicamente os

resultados da fase anterior. Para isto, indicadores de confiabilidade e custo são propostos. Ademais, são realizadas análises de sensibilidade dos modelos às variações dos parâmetros e dos níveis de geração (intervalos de previsão) perfazendo, assim, os objetivos deste trabalho.

Na literatura, outros trabalhos propõem metodologias para o dimensionamento ótimo de sistemas de microgeração conectados à rede. Manfren et al. (2011), por exemplo, utiliza um processo contendo cinco fases principais para analisar sistemas de geração distribuída urbanos em termos de geração de energia, performance econômica e performance ambiental. As fases visam: i) identificar potenciais localidades de instalação do sistema; ii) definir os parâmetros econômicos, ambientais e relacionados à geração, além das restrições dos sistema; iii) fazer a simulação e a otimização das possíveis configurações do sistema; iv) avaliar os resultados do ponto de vista econômico, ambiental e de potencial de geração; e v) avaliar o impacto do sistema e calcular as externalidades. Os autores citam diversas ferramentas computacionais que podem ser usadas em cada uma das cinco fases a fim de dimensionar sistemas de geração distribuída no contexto das cidades.

A principal contribuição deste trabalho está centrada em uma análise mais sistêmica da geração conjunta eólica/solar em que são considerados diversos fatores que impactam a viabilidade do sistema de geração distribuída conectado à rede. Destaca-se que, ao contrário do nosso estudo, as metodologias supracitadas focam especificamente no dimensionamento ótimo do sistema.

O sistema de geração distribuída urbano em análise é apresentado na figura 4.2 e os métodos estatísticos e matemáticos propostos para cada fase a fim de considerar as características meteorológicas do local escolhido e o mercado elétrico brasileiro, são apresentados nas próximas seções.

4.1 Pré-processamento

Nesta fase, modelos de previsão são utilizados a fim de considerar as incertezas das fontes de energia renovável e será feita a modelagem estatística da velocidade do vento e da radiação solar seguida pela conversão destes valores em potência eólica e fotovoltaica.

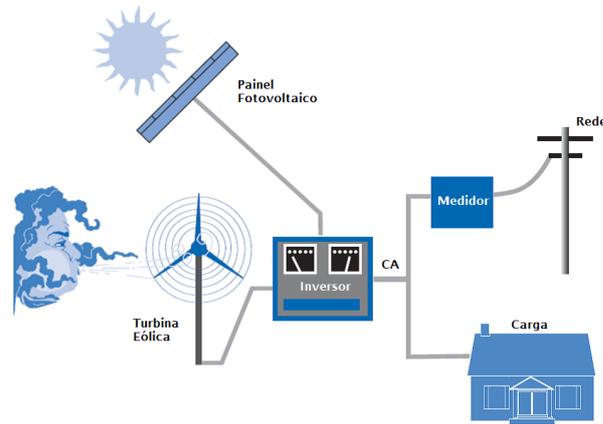


Figura 4.2: Sistema híbrido conectado à rede
 Fonte: Zeng (2013), adaptado

Optou-se por dois métodos de regressão (linear múltipla e quantílica) que serão testados e avaliados quanto à adequabilidade aos dados.

4.1.1 Modelos de Previsão

As variáveis velocidade do vento e radiação solar impactam a geração eólica e fotovoltaica e o desconhecimento do comportamento futuro delas pode levar ao sobredimensionamento (ou subdimensionamento) do sistema. Sendo assim, é importante investigar o comportamento histórico destas variáveis para, assim, poder prever de forma mais confiável sua tendência central, seus limites máximos e mínimos e apoiar a tomada de decisão, o que pode ser feito usando técnicas de regressão.

A análise de regressão linear é uma técnica estatística que investiga e modela as variáveis considerando a relação delas com outros fatores (Montgomery et al., 2006). Ela permite estabelecer a conexão entre a variável de interesse e variáveis explicativas, analisar o comportamento daquela na média e também em casos extremos, assim como determinar os erros de previsão do modelo. O resultado desta regressão é uma curva média da variável resposta condicionada aos valores das variáveis explicativas.

A equação do modelo de regressão linear múltipla é descrita em (4.1), sendo y_i a variável resposta do modelo (velocidade do vento e radiação solar em cada período de tempo), μ a média da variável resposta (intercepto), x_i^T a matriz transposta das variáveis explicativas, β a matriz de parâmetros. Estes representam os pesos de cada variável

explicativa na composição do valor previsto. Considerou-se os erros do modelo, ϵ_i , como gaussianos a fim de possibilitar a estimação dos parâmetros. Esta suposição é semelhante a adotada por outros trabalhos na literatura (e.g., Montgomery et al. (2006), Gontijo (2013) e Martín et al. (2010)).

$$y_i = \mu + x_i^\top \beta + \epsilon_i \quad (4.1)$$

A técnica mais utilizada para estimar os parâmetros é a de mínimos quadrados e consiste em encontrar os valores dos β s que minimizem a soma dos erros quadrados dada pela equação (4.2). Esta é diferenciável em relação aos β s e possui solução fechada.

$$SQE(\mu, \beta) = \sum_i [y_i - (\mu + x_i^\top \beta)]^2 \quad (4.2)$$

Modelos de média condicional, quando bem ajustados e em situações ideais, são capazes de fornecer uma descrição significativa e parcimoniosa da relação entre a variável resposta e as covariáveis. Além disso, seus estimadores possuem propriedades estatísticas atrativas, são fáceis de calcular e de interpretar. Contudo, as suposições necessárias para ajustá-los nem sempre são atendidas no mundo real como a normalidade dos erros e a homoscedasticidade da distribuição da variável resposta. Os testes de hipóteses sobre os parâmetros estimados podem se basear em p-valores enviesados caso a suposição da normalidade dos erros seja violada. A estimação dos intervalos e erros de predição pode ser feita incorretamente caso a suposição de homoscedasticidade seja violada. Ademais, nos casos em que a distribuição dos dados possui uma cauda longa, a média resultante da regressão é afetada pela presença dos outliers e o modelo falha na identificação da tendência central da variável resposta (Hao and Naiman, 2007). Esta possível assimetria dos dados, principalmente os da série de radiação solar (grande quantidade de zeros devido aos períodos noturnos), motivou a utilização da regressão quantílica.

Koenker and Bassett Jr (1978) desenvolveram a regressão quantílica com o objetivo de introduzir um estimador mais robusto do que os mínimos quadrados para determinar os parâmetros. A técnica se baseia no conceito dos quantis amostrais formados ao se ordenar

as observações. Ao invés de modelar a média condicional da variável resposta em função das variáveis explicativas, a regressão quantílica modela o quantil condicional: o τ -ésimo quantil da distribuição, $0 < \tau < 1$, é a curva que deixa $\tau * 100\%$ das observações abaixo de si, e $(1 - \tau) * 100\%$ acima. A medida de tendência central é a mediana ($\tau = 0.5$).

A equação do modelo, descrita em (4.3), é bastante similar à da regressão linear, com a diferença que, neste caso, é possível ajustar curvas da variável resposta em função das variáveis explicativas para diferentes quantis. Sendo assim, os parâmetros $\mu(\tau)$ e $\beta(\tau)$ podem variar segundo o quantil em análise, captando a heteroscedasticidade da distribuição, se houver.

$$y_i = \mu(\tau) + x_i^\top \beta(\tau) + \epsilon_i(\tau) \quad (4.3)$$

Para estimar os parâmetros, Koenker and Bassett Jr (1978) minimiza a soma das distâncias absolutas entre os valores estimados e os reais da variável resposta, ponderadas por τ . A equação (4.4) descreve o processo e, como não tem solução fechada (possui derivadas direcionais no ponto de mínimo), não é possível resolvê-la analiticamente, mas pode-se empregar técnicas de programação linear.

$$\min \sum_i \Theta_\tau(y_i - (\mu + x_i^\top \beta)) \quad (4.4)$$

onde $\Theta_\tau(u) = u(\tau - I(u < 0))$

Além de permitir visualizar melhor a distribuição da variável resposta e o impacto das variáveis explicativas, já que é possível ajustar as retas de regressão em diversos níveis de τ , o método é mais robusto do que o modelo de média condicional (Koenker, 2005). Isto porque a regressão quantílica não é afetada pelos outliers de y_i : se modificarmos valores da variável resposta sem alterar o sinal do resíduo, a linha ajustada continuará a mesma. Além disso, o modelo de regressão quantílica não depende de suposições sobre a distribuição dos dados (Hao and Naiman, 2007).

Considerando as especificidades dos dois métodos, modelos de regressão linear e quan-

tílica foram ajustados para as variáveis velocidade do vento e radiação solar. Os resultados e discussões a respeito do mais adequado e com melhor ajuste para cada variável serão apresentados com mais detalhes na seção 5.1.2.

Erros Preditivos

A análise dos erros preditivos é importante na escolha do modelo visto que os resultados serão utilizados no dimensionamento do sistema. Para avaliar a relevância das metodologias de regressão, os erros dos modelos ajustados serão comparados com os de modelos-base usados na literatura (distribuição de Weibull para séries de velocidade do vento e dia típico mensal para radiação solar). Vale ressaltar que o uso do método de erros não exclui a necessidade de avaliar a adequação do ajuste e o atendimento das hipóteses necessárias para cada modelo, ambos discutidos anteriormente.

Dois métodos foram aplicados: Erro Raiz do Quadrado Médio (RMSE), calculado pela equação (4.5), e Erro Absoluto Médio (MAE), calculado pela equação (4.6). Nas equações, \hat{y}_i é a variável resposta estimada pelos modelos de regressão e y_i é a variável resposta proveniente dos dados históricos. O RMSE é uma medida da magnitude média dos erros do modelo, possuindo a vantagem de ser medido na mesma unidade dos dados em análise. O MAE é análogo ao RMSE em magnitude e unidade, mas apresenta valores menores de erro. Foram selecionadas séries de vento e radiação solar em outros anos, entre 2007 e 2012, para validação.

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^T (\hat{y}_t - y_t)^2}{T}} \quad (4.5)$$

$$MAE = \frac{\sum_{t=1}^T |\hat{y}_t - y_t|}{T} \quad (4.6)$$

4.1.2 Conversão dos Dados em Potência

Velocidade do Vento

A conversão da série de velocidade do vento prevista em potência eólica depende da turbina escolhida para o projeto, pois o quanto da potência contida no vento será transformado em geração de energia elétrica depende de aspectos técnicos do equipamento. Assim como Burton et al. (2011), considerou-se a potência eólica gerada pela turbina como descrito na equação (4.7), sendo P^w a potência eólica gerada, ρ a densidade do ar no local em análise, A^w a área do rotor da turbina escolhida, W a velocidade do vento calculada pela regressão e $Cp(W)$ a capacidade da turbina em função da velocidade do vento em cada período.

$$P_t^w = \frac{1}{2} \times \rho \times A^w \times W_t^3 \times Cp(W_t) \quad (4.7)$$

A capacidade da turbina descreve qual fração da potência do vento será convertida em trabalho mecânico e seu valor máximo teórico é 0.593 (limite de Betz). Este fator varia com a velocidade do vento, representando a máxima eficiência que a turbina em análise pode atingir naquela velocidade. Melhorias na capacidade têm sido obtidas com estudos do design das turbinas e com novas estratégias de operação (p. ex. operação a velocidade variável). Contudo, incrementos efetivos na potência são obtidos com o aumento da área do rotor (Burton et al., 2011). Esta análise é importante na escolha da turbina, mas o estudo do design e das estratégias de operação não são objetos deste trabalho.

Radiação Solar

A conversão da série de radiação global no plano inclinado em potência fotovoltaica depende do módulo escolhido para o projeto, pois o quanto da potência contida nos raios solares será transformado em geração de energia elétrica depende de aspectos técnicos do equipamento. Ekren and Ekren (2010) usa a equação (4.8) para descrever a dinâmica de conversão, sendo P^s a potência fotovoltaica gerada em cada período, η^s a eficiência do painel escolhido, IG a radiação global (calculada pela regressão) e A^s a área do painel.

Em seu artigo, os autores definem níveis de eficiência do painel em função da temperatura da superfície do mesmo (quando são altas, há uma redução na eficiência do painel).

$$P_t^s = \eta^s \times IG_t \times A^s \quad (4.8)$$

Outros modelos são descritos na literatura para converter a radiação solar incidente no painel em potência fotovoltaica. Por exemplo, Mattei et al. (2006) faz um estudo da influência da temperatura do ambiente e das células fotovoltaicas na eficiência dos painéis. Contudo, o objetivo deste trabalho é analisar a viabilidade do mesmo no contexto político-econômico brasileiro. Por isso, será utilizada a equação simplificada apresentada acima, com eficiência constante ao longo do tempo. Caso necessário, outras dinâmicas de conversão de energia solar podem ser utilizadas.

4.2 Dimensionamento

A fase de dimensionamento consiste em otimizar o sistema de geração híbrido dos pontos de vista técnico, econômico e político. O problema é tratado usando três modelos de otimização linear inteira mista com o objetivo de minimizar custos. O primeiro, nomeado modelo base, visa representar o cenário sem políticas de incentivo, o segundo, nomeado modelo net-metering, visa representar o cenário com o sistema de compensação brasileiro (apresentado na seção 3.5.4) e o terceiro, nomeado modelo tarifa branca, visa representar o cenário com esta modalidade tarifária (apresentada na seção 3.3.5). Escolheu-se representar matematicamente estes cenários por condizerem a políticas de incentivo em curso de implementação no contexto brasileiro. Sendo assim, será possível analisar o impacto delas na viabilidade dos sistemas de geração distribuída. Além disso, todos os modelos permitem a adição de parâmetros para subsídio de capital e para variação das tarifas de energia, possibilitando uma análise dos resultados caso novas políticas de incentivo surgissem ou caso aumentos significativos de tarifa ocorressem.

4.2.1 Modelo Base

O objetivo do modelo base de dimensionamento ótimo do sistema híbrido é minimizar o custo total anual de compra, instalação e manutenção dos painéis solares e das turbinas eólicas segundo a equação (4.9), sendo Π o custo total anual do sistema, C o investimento necessário, O o custo de manutenção do sistema e G o custo de compra de energia elétrica da rede. A função objetivo está sujeita às restrições de demanda, de disponibilidade do local e de carga máxima do Grid e o modelo completo é apresentado a seguir:

$$\min \Pi = C + O + G \quad (4.9)$$

s.a.

$$N^s \cdot P_{i,j}^s \cdot \Delta t + N^w \cdot P_{i,j}^w \cdot \Delta t + P_{i,j}^g \cdot \Delta t + S_{i,j-1} - S_{i,j} = P_{i,j}^d \cdot \Delta t \quad \forall i \in I, \quad \forall j \in J^* \quad (4.10)$$

$$N^s \cdot P_{i,1}^s \cdot \Delta t + N^w \cdot P_{i,1}^w \cdot \Delta t + P_{i,1}^g \cdot \Delta t - S_{i,1} = P_{i,1}^d \cdot \Delta t \quad \forall i \in I \quad (4.11)$$

$$P_{i,j}^g \cdot \Delta t \leq P_{i,j}^d \cdot \Delta t \quad \forall i \in I, \quad \forall j \in J \quad (4.12)$$

$$N^s \in \mathbb{Z}, \quad N^s \geq 0, \quad N^s \leq \frac{A^{max}}{A^s} \quad (4.13)$$

$$N^w \in \mathbb{Z}, \quad N^w \geq 0, \quad N^w \leq N^{max} \quad (4.14)$$

$$P_{i,j}^g \in \mathbb{R}, \quad P_{i,j}^g \geq 0 \quad \forall i \in I, \quad \forall j \in J \quad (4.15)$$

$$S_{i,j} \in \mathbb{R}, \quad S_{i,j} \geq 0 \quad \forall i \in I, \quad \forall j \in J \quad (4.16)$$

O modelo base é tratado por períodos de faturamento, noção utilizada pelas concessionárias brasileiras para cobrar o consumo de energia em aproximadamente um mês. O modelo possui um conjunto de $I=12$ períodos de faturamento e outro de $J=730$ horas em cada período de faturamento. É sabido que os meses do ano não possuem todos a mesma quantidade de horas, mas optou-se por usar a média de horas por mês.

O investimento necessário depende da quantidade de turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos do sistema e do custo unitário de compra e instalação deles. Além disso, esse custo ocorre no início do ciclo de vida do sistema e é feito apenas uma vez. Para esta análise, optou-se por converter esse valor em custo de capital anual, assim como é feito

em Geem (2012) e Askarzadeh (2013). O custo de capital anual do sistema é descrito pela equação (4.17), sendo r a taxa de desconto anual, L o tempo de vida do sistema, N^s a quantidade de painéis fotovoltaicos, C^s o custo de compra e instalação de um painel, N^w a quantidade de turbinas eólicas e C^w o custo de compra e instalação de uma turbina.

$$C = \frac{r(1+r)^L}{(1+r)^L - 1} [N^s \times C^s + N^w \times C^w] \quad (4.17)$$

O custo total de manutenção do sistema é dado pela equação (4.18). Ele depende do custo de manutenção por kWh de cada tipo de tecnologia (O^s e O^w), da potência gerada pelo sistema ao longo do ano, calculada pelas equações (4.7) e (4.8), do número de turbinas e painéis instalados e do intervalo de tempo (Δt). Optou-se por tratar o custo de manutenção por kWh seguindo Kellogg et al. (1998) e Geem (2012).

$$O = O^s \times \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} (N^s \cdot P_{i,j}^s \cdot \Delta t) + O^w \times \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} (N^w \cdot P_{i,j}^w \cdot \Delta t) \quad (4.18)$$

Como discutido precedentemente, a energia eólica e fotovoltaica são intermitentes e, muitas vezes, os momentos de maior geração não coincidem com os picos de carga. Posto isso, sistemas que utilizam essas fontes devem contar com baterias ou geração backup. No caso de sistemas grid-tie, como o deste trabalho, a rede pode funcionar como “reserva” de energia para os momentos onde não há geração. Por isso, considera-se o custo de compra de energia elétrica da rede (G). Esse fator é importante na análise de viabilidade do sistema frente ao custo da energia elétrica, uma vez que existe uma concorrência entre investir nas fontes renováveis ou continuar comprando da rede ao custo da tarifa. A equação desse custo é descrita por (4.19), sendo P^g a potência requisitada à rede e E a tarifa da energia por kWh.

$$G = \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} E \cdot P_{i,j}^g \cdot \Delta t \quad (4.19)$$

A resolução da função objetivo descrita pelas equações (4.9) e (4.17)-(4.19) está sujeita à restrição de demanda. O sistema dimensionado deve atender à carga requisitada ao longo do horizonte de análise do empreendimento. Mesmo sendo necessário suprir esta demanda

em todos os momentos do horizonte, deve-se considerar que a energia gerada ao longo de um período de faturamento pode ser consumida em qualquer momento do mesmo, visto que a concessionária cobra pela diferença entre o consumo e a geração totais do período. Para tratar tal particularidade, foi utilizada a restrição de estoque dos problemas de planejamento agregado da produção¹. A equação (4.10) descreve essa dinâmica, no qual a energia gerada pelos painéis e turbinas (dois primeiros termos à esquerda da equação) mais a energia comprada do Grid (terceiro termo à esquerda) mais a energia em “estoque” do período anterior (quarto termo) menos a que será deixada em estoque no período em análise (último termo à esquerda) deve ser suficiente para suprir a demanda do período (termo à direita da equação). As variáveis ainda não apresentadas neste texto são S , que é a energia elétrica gerada pelo sistema e deixada em “estoque” no período (i, j) para atendimento da demanda em outro momento, P^d que é a potência demandada no período de tempo e J^* que é o conjunto de horas do período de faturamento sem a primeira ($j = 2 \dots 730$). Vale ressaltar que, na prática, este excesso gerado não fica em estoque (não é possível estocar energia elétrica): ocorre apenas uma compensação dos valores de um momento em outro.

Uma vez que a geração excedente de um período de faturamento não pode ser compensada em períodos posteriores, a cada início é necessário “zerar os estoques de energia”. Isto é feito pela restrição (4.11) que, a cada início de período ($j = 1$), não permite usufruir do excesso de energia elétrica do final do período anterior (ausência de $S_{i, j-1}$).

Além das restrições de demanda, o sistema não pode comprar energia elétrica do Grid além da carga demandada em cada período do horizonte de tempo. A importância desta restrição está em impedir que o modelo compre energia elétrica para deixar em “estoque” de um instante para outros posteriores. Quando as tarifas são diferentes ao longo do tempo, o modelo tem mais tendência em fazê-lo: ele compra energia elétrica em momentos mais baratos para suprir a demanda em momentos mais caros.

O sistema a ser dimensionado está sujeito à limitação da quantidade máxima de painéis solares e turbinas eólicas a serem instalados. A primeira restrição, descrita pela equação

¹Para mais informações sobre aplicações da programação linear em problemas de planejamento agregado da produção ver Vollmann et al. (2005).

(4.13), depende da área disponível (tetos das casas) para instalação dos painéis (A^{max}) e da área de um painel. A segunda, descrita pela equação (4.14), depende dos locais permitidos para colocação das turbinas na cidade, que determinarão a quantidade máxima de turbinas (N^{max}). O número de painéis e turbinas deve ser positivo e inteiro.

Por fim, as equações (4.15) e (4.16) indicam que as variáveis potência demandada ao Grid (P^g) e estoque de energia elétrica (S) podem assumir valores reais e devem ser positivas.

4.2.2 Modelo Net-Metering

O modelo net-metering de dimensionamento ótimo do sistema híbrido é bastante similar ao modelo base. Ele possui o mesmo objetivo (minimizar custo total) e está sujeito aos mesmo tipos de restrições (demanda, disponibilidade do local e carga máxima do Grid). O modelo completo é apresentado a seguir:

$$\min \Pi = C + O + G \quad (4.20)$$

s.a.

$$N^s \cdot P_t^s \cdot \Delta t + N^w \cdot P_t^w \cdot \Delta t + P_t^g \cdot \Delta t + S_{t-1} - S_t = P_t^d \cdot \Delta t \quad \forall t \in T^* \quad (4.21)$$

$$N^s \cdot P_1^s \cdot \Delta t + N^w \cdot P_1^w \cdot \Delta t + P_1^g \cdot \Delta t - S_1 = P_1^d \cdot \Delta t \quad (4.22)$$

$$P_t^g \cdot \Delta t \leq P_t^d \cdot \Delta t \quad \forall t \in T \quad (4.23)$$

$$N^s \in \mathbb{Z}, N^s \geq 0, N^s \leq \frac{A^{max}}{A^s} \quad (4.24)$$

$$N^w \in \mathbb{Z}, N^w \geq 0, N^w \leq N^{max} \quad (4.25)$$

$$P_t^g \in \mathbb{R}, P_t^g \geq 0 \quad \forall t \in T \quad (4.26)$$

$$S_t \in \mathbb{R}, S_t \geq 0 \quad \forall t \in T \quad (4.27)$$

A RN 482 estabeleceu o sistema de compensação de energia no qual uma unidade consumidora com microgeração pode guardar os créditos gerados em um período de faturamento para compensar a energia elétrica consumida em outros períodos (ANEEL,

2012). Para representar essa possibilidade, o modelo perde a indexação (i,j) e passa a ser analisado continuamente em t , sendo $T=1 \dots 8760$ o conjunto de horas de um ano. Ao invés de “zerar o estoque de energia elétrica” a cada início de período de faturamento, o modelo net-metering usa apenas uma restrição de demanda inicial (equação (4.22)), pois não existem créditos de energia no tempo $t = 0$. Isso também justifica o uso do conjunto T^* pela restrição (4.21) representando o horizonte de tempo sem a hora inicial.

O modelo respeita a validade de 36 meses para os créditos, estabelecida pela Resolução Normativa, visto que a análise é feita em 12 meses. Contudo, não é feita uma avaliação do sistema ao longo de todo o ciclo de vida do empreendimento considerando tal validade.

A resolução também define ser obrigatório o pagamento do custo de disponibilidade da rede às distribuidoras nos períodos em que a microgeração consegue suprir toda a demanda (ANEEL, 2012). Contudo, este custo será desconsiderado visto que a dinâmica do modelo é horária, ou seja, a energia comprada do Grid em um instante é tarifada, independente da que será gerada a mais ao longo dos períodos de faturamento.

As equações dos custos da função objetivo (4.20) são as mesmas apresentadas para o modelo base mudando apenas a indexação (i,j) pelo índice t .

4.2.3 Modelo Tarifa Branca

O modelo tarifa branca de dimensionamento ótimo do sistema híbrido é um desdobramento do modelo net-metering considerando a possibilidade da tarifa assumir diferentes valores ao longo do tempo. Seu objetivo é avaliar o impacto de políticas de resposta à demanda (que penalizam o consumo em horários de pico e motivam o deslocamento da curva de carga) na viabilidade do sistema de geração conjunta. O modelo completo é apresentado a seguir:

$$\min \Pi = C + O + G \quad (4.28)$$

s.a.

$$N^s.P_t^s.\Delta t + N^w.P_t^w.\Delta t + P_t^g.\Delta t + \frac{E_{t-1}}{E_t}S_{t-1} - S_t = P_t^d.\Delta t \quad \forall t \in T^* \quad (4.29)$$

$$N^s.P_1^s.\Delta t + N^w.P_1^w.\Delta t + P_1^g.\Delta t - S_1 = P_1^d.\Delta t \quad (4.30)$$

$$P_t^g.\Delta t \leq P_t^d.\Delta t \quad \forall t \in T \quad (4.31)$$

$$N^s \in \mathbb{Z}, N^s \geq 0, N^s \leq \frac{A^{max}}{A^s} \quad (4.32)$$

$$N^w \in \mathbb{Z}, N^w \geq 0, N^w \leq N^{max} \quad (4.33)$$

$$P_t^g \in \mathbb{R}, P_t^g \geq 0 \quad \forall t \in T \quad (4.34)$$

$$S_t \in \mathbb{R}, S_t \geq 0 \quad \forall t \in T \quad (4.35)$$

Em razão desta modalidade possuir três postos tarifários (ponta, intermediário e tarifa branca), as unidades consumidoras com microgeração optantes por ela estão sujeitas à alínea da RN 482 que trata da compensação em diferentes postos tarifários. A mesma se dá utilizando a relação entre os valores das tarifas de energia (ANEEL, 2012). Para representar esta relação no modelo, a restrição de demanda (4.29) atualiza os créditos anteriores de energia (S_{t-1}) pela razão entre as tarifas $\frac{E_{t-1}}{E_t}$. Por exemplo, se a tarifa em $t = 1$ é R\$ 1,00/kWh e passa a ser R\$ 2,00/KWh em $t = 2$, perde-se metade dos créditos de energia neste tempo, pois a tarifa foi duplicada. Vale ressaltar que a Resolução Normativa determina uma ordem de desconto dos créditos nos postos tarifários (primeiro no mesmo posto e no mesmo período de faturamento, segundo em postos diferentes no mesmo período e terceiro em períodos posteriores), mas isso não é considerado no modelo.

As equações dos custos da função objetivo (4.20) são as mesmas apresentadas para o modelo net-metering acrescentando-se somente a indexação t à tarifa E na função do custo de compra do Grid (4.19).

4.3 Avaliação dos Resultados

No geral, a otimização determinística pode fornecer soluções boas em determinados intervalos, mas sua performance tende a decair com o aumento da complexidade do problema e dos níveis de incerteza das variáveis de entrada. Sendo assim, é necessário verificar a robustez das soluções ante as incertezas dos inputs, o que pode ser feito usando análises de sensibilidade. Manfren et al. (2011) sugere identificar intervalos de soluções de acordo com a dinâmica das variáveis e analisá-las a fim de calcular indicadores úteis nos campos econômico (como o valor presente líquido e o custo da energia), ambiental (como as emissões de CO_2 e NO_x) e de energia gerada (como a eficiência energética e a quantidade de energia economizada).

Neste trabalho, as análises de sensibilidade serão usadas não para testar a robustez das soluções, mas sim para analisar a viabilidade do sistema frente a diferentes cenários técnicos, políticos e econômicos. O objetivo aqui não é obter o melhor dimensionamento, mas avaliar o comportamento das soluções nos diferentes cenários. Por conseguinte, optou-se por fazer análises de sensibilidade das soluções à variação do subsídio de capital, à variação da tarifa e à incerteza da geração e quatro indicadores foram escolhidos para avaliar os resultados. Os indicadores e as metodologias de análise serão apresentados a seguir.

4.3.1 Indicadores

Os indicadores escolhidos para avaliar os resultados da etapa anterior e auxiliar na tomada de decisão são a LLP, que analisa a confiabilidade do sistema e é calculada via equação (4.36), o LCOE, calculado via equação (4.37), o Custo Médio da Energia considerando Grid (LCOEg), que calcula o custo unitário da energia considerando a comprada pelo Grid via equação (4.38), e o Desperdício de Energia (WE), calculado via equação (4.39). Os intervalos de valores deles também serão analisados a fim de avaliar o impacto da variabilidade dos inputs nas possíveis configurações do sistema.

O indicador LLP é usado na literatura para analisar os momentos em que o sistema não conta com fornecimento de energia. Neste trabalho, contudo, ele será usado para

determinar quanto da energia demandada não consegue ser suprida pelo sistema de geração híbrido dimensionado, sendo necessário recorrer à rede de distribuição. Esta é uma adaptação da fórmula apresentada em Ekren and Ekren (2010) para sistemas isolados.

$$LLP = \frac{\sum_k P_k^g \cdot \Delta t}{\sum_k P_k^d \cdot \Delta t} \quad (4.36)$$

$$LCOE = \frac{C + O}{\sum_k (N^s \cdot P_k^s \cdot \Delta t + N^w \cdot P_k^w \cdot \Delta t)} \quad (4.37)$$

$$LCOEg = \frac{C + O + G}{\sum_k (N^s \cdot P_k^s \cdot \Delta t + N^w \cdot P_k^w \cdot \Delta t + P_k^g \cdot \Delta t)} \quad (4.38)$$

$$WE = \sum_k S_k \quad (4.39)$$

Nas equações (4.36)-(4.38), k pode variar no conjunto (I, J) , caso esteja sendo calculado para soluções do modelo base, ou no conjunto T para soluções dos modelos net-metering e tarifa branca. O desperdício de energia é calculado pela soma dos excessos (“estoque”) ao final de cada período de faturamento ($k \in (I, Jmax)$) para o modelo base, e pela sobra ao final do ano de análise ($k = Tmax$) para os outros dois modelos.

4.3.2 Impacto de Subsídios de Capital

Subsídios de capital reduzem os custos iniciais das tecnologias de geração eólica e fotovoltaica e entram na categoria de políticas de financiamento público (vide seção 2.4). Eles implicam um alto custo direto do poder público, mas são eficientes para aumentar a competitividade e a inserção dos sistemas que utilizam tais tecnologias.

Para analisar a efetividade desta política, os modelos de otimização acima descritos serão executados múltiplas vezes variando-se um fator α correspondente à porcentagem de subsídio de capital. Este fator entra subtraindo um e multiplicando a equação de custo de capital (4.17), que passa a ser:

$$C = (1 - \alpha) \frac{r(1+r)^L}{(1+r)^L - 1} [N^s \times C^s + N^w \times C^w] \quad (4.40)$$

O benefício desta análise está em apresentar alternativas para viabilizar a geração distribuída no contexto brasileiro, considerando que as tecnologias de pequeno porte possuem alto custo de capital e pouca inserção neste mercado.

4.3.3 Impacto da Variação da Tarifa

As tarifas de energia elétrica pagas pelos consumidores brasileiros possuem três mecanismos de reajuste, apresentados na seção 3.3.5, que atualizam os valores segundo a variação do custo das distribuidoras e da geração de energia elétrica. Visto que as empresas de distribuição possuem metas de eficiência e produtividade, seus custos, no geral, não representam a maior parte do reajuste. Contudo, a parcela da tarifa relativa à geração reflete o custo da matriz hidrotérmica, que é baixo (por kWh), mas pode crescer significativamente com a falta das chuvas (como discutido na seção 3.4). Com isso, a tarifa pode aumentar caso os cenários de afluência sejam diferentes dos previstos, com agravamentos se a matriz não for diversificada e se houver aumento da demanda.

Em 2015, por exemplo, entraram em ação as bandeiras tarifárias, aumentando o valor da tarifa nos meses de condição desfavorável de geração de energia. Desde o início do ano a bandeira vigente é a vermelha, acrescentando R\$ 3,00 a cada 100 kWh de energia consumida (ANEEL, 2015).

Percebe-se que há uma tendência de alteração do regime de chuvas o que impacta a formação das tarifas. Por conseguinte, é interessante analisar o impacto do aumento das mesmas na viabilidade do sistema em questão neste trabalho. Isso será feito acrescentando-se um fator δ multiplicando a tarifa na equação do custo de compra de energia da rede (4.19), que passa a ser:

$$G = \sum_k (1 + \delta) E \cdot P_k^g \cdot \Delta t \quad (4.41)$$

O benefício desta análise está em apresentar a viabilidade do sistema frente às perspec-

tivas futuras de aumento das tarifas. Este fator poderá justificar investimentos no setor de microgeração e apoiar a elaboração de políticas públicas que visem à diversificação da matriz.

4.3.4 Impacto da Incerteza da Geração

Os modelos de dimensionamento propostos consideram a estocasticidade das fontes eólica e solar ao usar a tendência central (média ou mediana), a cada instante de tempo, das regressões de velocidade do vento e radiação solar propostas na seção 4.1.1. Estas séries são inputs das equações (4.7) e (4.8) para calcular a energia gerada pelas turbinas e painéis que serão usados no sistema. Isso impacta diretamente na escolha da quantidade de turbinas e painéis para atendimento da demanda de energia ao longo do horizonte de tempo - equação (4.10) e (4.11), e conseqüentemente, no custo do sistema, que varia com o número de turbinas, de painéis e com a quantidade de energia comprada da rede - equações (4.17) a (4.19).

Outros trabalhos também consideram a estocasticidade no modelo de dimensionamento, mas geralmente da carga demandada pelo sistema de GD. Em Manfren et al. (2011), os resultados da previsão (ou simulação) da carga são inputs para a primeira fase da otimização por ele proposta, que visa dimensionar o sistema conforme objetivos econômico ambientais. Mesmo sendo um fator de incerteza relevante no dimensionamento, a carga demandada é passível de gerenciamento (p. ex. via programas de resposta à demanda). Ao contrário, a geração de energia do sistema depende de fatores climáticos incontroláveis. Sendo assim, acreditamos que a análise de sensibilidade das configurações do sistema às variações da velocidade do vento e da radiação solar é mais relevante para análise da viabilidade do sistema do que a análise considerando as variações da carga.

Por conseguinte, optou-se por fazer análises dos cenários limites de geração, que mesmo sendo mais improváveis, causam mais impactos técnico-econômicos. Ao utilizar o intervalo de previsão das regressões no cálculo da potência gerada pelas tecnologias e, por meio disso, no dimensionamento do sistema híbrido, os resultados permitem avaliar como seria o sistema em situações otimistas, com muitos ventos e alta intensidade de radiação, mais

prováveis, com a tendência central das séries, e pessimistas, com poucos ventos e radiação. Por exemplo, ao ajustar a regressão quantílica da velocidade do vento e da radiação solar a 75% ($\tau = 75\%$), converter os resultados em potência e usar as séries resultantes para dimensionamento do sistema, é possível analisar os indicadores caso as condições climáticas da região fossem melhores do que a tendência central apresentada pelos dados ($\tau = 50\%$). Com isso, poder-se-ia avaliar a possibilidade de investimento no sistema em outras localidades, com melhores ventos e mais intensidade de radiação.

Essa análise auxilia na tomada de decisão de investimento, na análise de viabilidade em diferentes condições climáticas e na elaboração de planos de contingências para lidar com os riscos proporcionados pela variabilidade das fontes. O detalhamento delas será apresentado na seção 5.3.

Capítulo 5

Resultados

O objetivo principal deste trabalho é avaliar alternativas para viabilizar a geração conjunta eólica/fotovoltaica de energia elétrica em microgrid, no cenário brasileiro. Para o atingir, a metodologia proposta foi aplicada para dimensionamento de um microgrid de geração de energia conjunta em um bairro de Petrolina, no Nordeste do Brasil. As séries de dados de velocidade do vento e radiação solar usadas provêm de um projeto brasileiro denominado Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA). Elas foram analisadas e os métodos de regressão discutidos foram aplicados para previsão dos valores. Estes foram convertidos em potência eólica e fotovoltaica, de acordo com as especificidades das tecnologias escolhidas, e foram input para os modelos de dimensionamento propostos. Finalmente, os resultados foram avaliados usando os indicadores e o impacto de subsídios de capital, da variação da tarifa e da incerteza da geração foram analisados. Todas as etapas do estudo de caso feito são apresentadas a seguir.

5.1 Pré-processamento

5.1.1 Seleção das Séries de Dados

Os dados a serem utilizados nessa análise serão provenientes do SONDA, um projeto do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) que objetiva levantar e melhorar a base de dados dos recursos de energia solar e eólica no Brasil (SONDA, 2013). O projeto

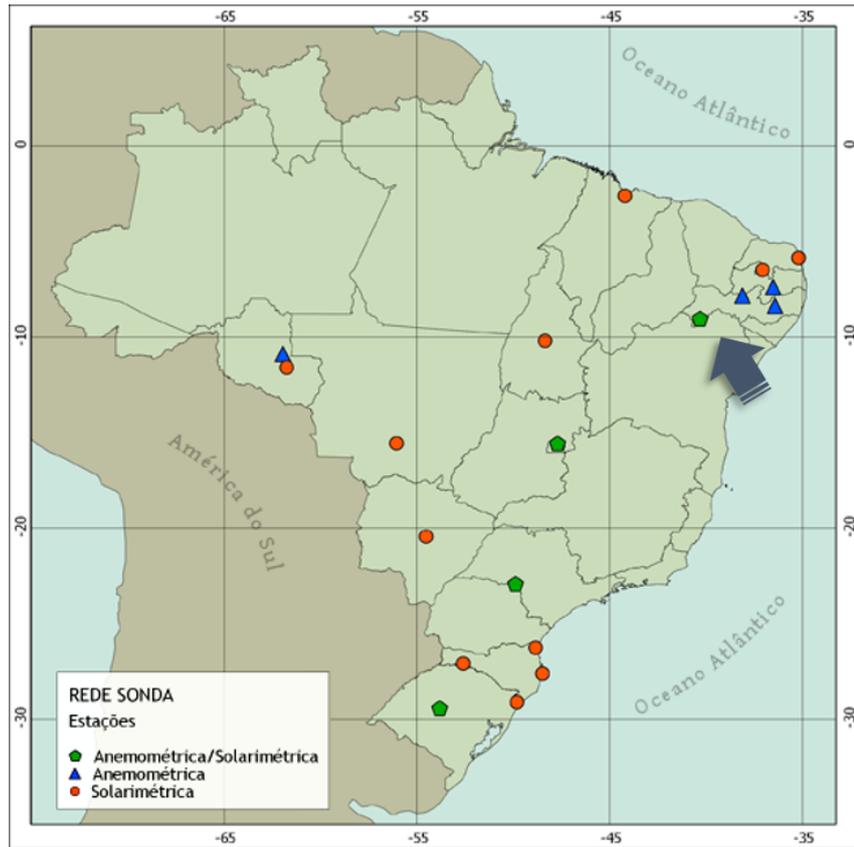


Figura 5.1: Estações do Sistema
Fonte: SONDA (2013)

conta com 13 estações próprias e 5 estações parceiras, das quais 11 são solarimétricas, 4 anemométricas e 4 anemométricas/solarimétricas. Essas últimas são as que interessam neste trabalho já que contêm informações de velocidade e direção do vento (a 25 e 50 m), assim como de radiação solar e outras componentes meteorológicas.

Além de fornecer as medições (com periodicidade de 10 min para as variáveis anemométricas e de 1 min para as variáveis solarimétricas e meteorológicas), o projeto possui um algoritmo de validação dos dados, indicando aqueles que não passaram nas etapas dos testes¹. Isso é importante para determinação de quais valores participarão das séries temporais. Observando-se os gráficos da validação dos dados e a quantidade de valores inexistentes/perdidos, as estações de Petrolina (PE) e São Martinho da Serra (RS) são as melhores candidatas para a análise, seguidas das estações de Ourinhos (SP) e Brasília (DF). A figura 5.1 mostra a localidade de todas as estações e, em particular, a do local escolhido para análise.

¹Para mais informações sobre as etapas de validação dos dados ver SONDA (2013).

Foi escolhida a cidade de Petrolina, no estado do Pernambuco, pela disponibilidade de dados e pela localização. Por pertencer à mesorregião do São Francisco, a cidade possui um clima semiárido favorável à geração fotovoltaica e ventos significativos ao longo do ano. As séries de radiação solar e velocidade de vento do ano de 2010 são as mais completas e foram selecionadas para análise. A eólica possui 52.560 valores e a solar 525.600, que foram primeiramente validados e em seguida agregados em médias horárias, resultando em séries de tamanho 8.760.

O processo de validação considerou os resultados do algoritmo do projeto e exclui das séries de velocidade do vento os valores “fisicamente impossíveis” - aqueles menores do que 0, pois não há velocidades negativas, e aqueles maiores que 25 m/s, pois no local em análise os ventos não ultrapassam este valor, a 25 ou a 50 m de altura. Excluiu-se também as situações extremamente raras, nas quais a variação dos valores em um período de 3 horas consecutivas é maior ou igual a 10%. Com isso, são excluídos 47 valores da série a 25 m de altura e 45 da série a 50 m, o que corresponde a menos de 0,09% do total de valores de cada série.

No caso da série de radiação solar, todos os valores passaram nos testes de validação dos “fisicamente impossíveis” - aqueles menores do que -4 W/m^2 , mínimo medido pelo piranômetro, e maiores do que o máximo de radiação que a Terra pode receber, segundo a constante solar. Contudo, a série possui 5.651 valores perdidos, cerca de 1,1% da série total. Os valores negativos desta série podem ser justificados por um fenômeno conhecido na literatura como “nighttime offset” no qual o piranômetro registra radiações negativas devido ao seu método de medição baseado nos gradientes de temperatura (Haefelin et al., 2001). Como estes valores variam de 0 a $-3,22 \text{ W/m}^2$ (menos de 1,5% do valor médio da série), eles foram mantidos a fim de não alterar a distribuição dos dados.

Outros anos foram identificados para validação do modelo estatístico. O resumo das séries agregadas em 8.760 médias horárias é apresentado na tabela 5.1. Vale ressaltar que a base agregada de radiação solar não possui 93 valores devido aos 5.651 dados perdidos.

Tabela 5.1: Resumo das séries agregadas de velocidade do vento (a 25 e 50 m) e de radiação solar

	Velocidade do Vento a 25 m (m/s)	Velocidade do Vento a 50 m (m/s)	Radiação Solar (W/m^2)
Mínimo	0,08	0,03	-3,22
Mediana	3,60	4,90	12,32
Média	3,70	4,88	222,90
Máximo	8,55	10,52	1.043,00

5.1.2 Análise dos Dados Históricos

Com base em uma análise exploratória das séries de dados, modelos de regressão linear múltipla e de regressão quantílica foram ajustados e seus resultados foram testados. O objetivo é buscar aquele que forneça o melhor ajuste e possua menores erros preditivos.

Os ajustes foram feitos usando o software livre RStudio, versão 0.98.1091, interface para os pacotes do projeto de computação estatística R (versão 3.1.2). Em alguns casos de regressão quantílica foi necessário utilizar o solver CPLEX 12.5 e codificar com a linguagem AMPL (ambos da IBM[®] ILOG[®]), versão de estudante. Mais detalhes sobre os pacotes utilizados, os modelos ajustados e os resultados serão apresentados a seguir.

Velocidade do Vento

Na literatura, a modelagem dos dados de velocidade do vento em projetos de dimensionamento de usinas eólicas é comumente feita usando a curva de Weibull (p. ex. Giraud and Salameh (2001)). Por conseguinte, como ponto de partida do estudo das séries, foram ajustadas distribuições de Weibull aos dados. Para tal, foi utilizado o pacote do R *fitdistrplus* que faz o ajuste de distribuições univariadas a dados usando métodos estatísticos conhecidos². No caso da Weibull, cuja função de densidade de probabilidade é dada pela equação (5.1), o objetivo é encontrar os fatores de forma (k) e de escala (c).

$$f(W) = \frac{k}{c} \left(\frac{W}{c} \right) \exp \left[- \left(\frac{W}{c} \right)^k \right] \quad (5.1)$$

²Para mais informações sobre as distribuições e métodos de ajuste disponíveis no pacote *fitdistrplus* ver Delignette-Muller et al. (2014).

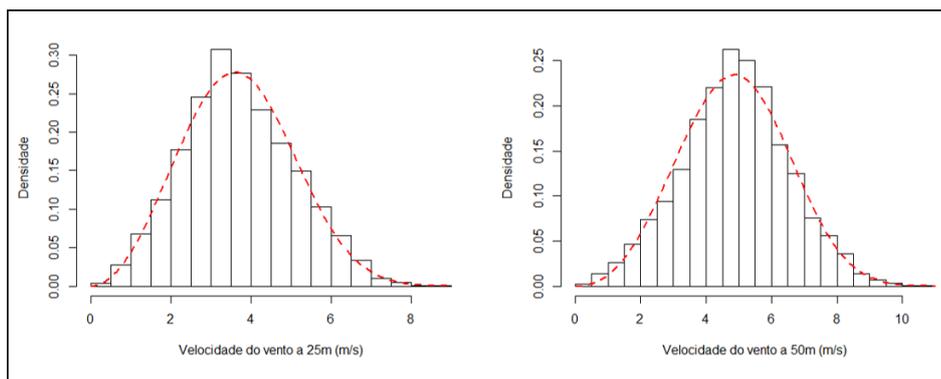


Figura 5.2: Ajuste das distribuições dos dados de velocidade do vento a 25 e 50 m usando curvas de Weibull - histograma das séries e curva teórica da distribuição

O pacote supracitado usa o método de máxima verossimilhança para calculá-los e estima os intervalos de confiança de ambos com o método de simulação *bootstrap* (Delignette-Muller et al., 2014). Isso porque os fatores de forma e escala são correlacionados (coeficiente de correlação é igual a 0,314). Os resultados do ajuste às séries de velocidade do vento a 25 m e a 50 m, com os intervalos de confiança a 95% entre parênteses e uma coluna de erro padrão, são apresentados na tabela 5.2. A figura 5.2 apresenta o histograma dos dados e a distribuição de Weibull teórica usando os fatores ajustados.

Tabela 5.2: Estimativas das curvas de Weibull ajustadas para séries de velocidade do vento, com intervalo de confiança a 95% entre parênteses e erro padrão

Dados	Parâmetro	Estimativa	Erro Padrão
Velocidade do Vento a 25m	Forma (k)	2,932 (2,885; 2,981)	0,024
	Escala (c)	4,147 (4,117; 4,178)	0,016
Velocidade do Vento 50m	Forma (k)	3,285 (3,235; 3,338)	0,027
	Escala (c)	5,437 (5,399; 5,472)	0,019

A fim de buscar um modelo alternativo às curvas de Weibull, com menores erros preditivos e que permita uma análise do impacto da incerteza da geração no dimensionamento do sistema a partir do cálculo de limites máximos e mínimos das distribuições de dados, modelos de regressão linear múltipla e de regressão quantílica foram ajustados.

A análise exploratória das séries de velocidade do vento a 25 e 50 m ao longo do ano de 2010 consistiu na avaliação dos gráficos das figuras 5.3 e 5.4, que mostram o impacto das variáveis candidatas na distribuição das variáveis resposta. Pela análise dos *boxplots* percebe-se que, em ambas as séries (25 e 50 m), as variáveis hora e mês impactam mais

significativamente a velocidade do vento. Dia do mês e a interação entre dia do mês e mês (representada pelo gráfico dia do ano) também impactam a variável resposta, em menor grau.

A fim de identificar o modelo mais parcimonioso e partindo dessa análise, utilizou-se a metodologia de seleção de variáveis *forward*, na qual as variáveis explicativas são adicionadas ao modelo, uma por vez, e permanecem caso as estatísticas de ajuste forem melhores do que a do modelo anterior (Montgomery et al., 2006). Para ajustar os modelos e encontrar os parâmetros foi utilizada a função *lm* do R. As iterações feitas e os respectivos valores das estatísticas de comparação usadas (F e R^2) de cada modelo são apresentadas na tabela 5.3.

Tabela 5.3: Resultados da aplicação do método de seleção de variáveis *forward* usando estatísticas F e R^2 para decisão do melhor ajuste do modelo de regressão linear para variáveis velocidade do vento a 25 e 50 m

Modelo		25 m		50 m	
		F	R^2	F	R^2
1	Mês	206,74	0,21	239,53	0,23
2	+ Hora	133,79	0,34	97,34	0,27
3	+ Mês:Hora	19,99	0,40	15,39	0,34
4	+ Dia	19,72	0,43	15,40	0,37
5	+ Mês:Dia	24,02	0,65	21,62	0,63
6	+ Hora:Dia	24,02	0,65	21,62	0,63

Segundo a tabela 5.3, o quinto modelo, para ambas as séries de dados, possui o melhor R^2 e, mesmo a estatística F tendo aumentado com a inserção da interação entre as variáveis mês e dia, considerou-se que ele é o melhor modelo pela melhoria no valor de R^2 . A equação (5.2) representa este modelo, no qual ω_{kt} refere-se à hora, ϕ_{it} ao mês, λ_{jt} ao dia, $\Psi_{(it)(jt)}$ à interação mês-dia e $\Theta_{(it)(kt)}$ à interação mês-hora. As duas últimas captam o impacto do dia e da hora em meses diferentes.

$$W_t = \mu + \sum_{i=1}^{12} \phi_{it} + \sum_{j=1}^{31} \lambda_{jt} + \sum_{k=0}^{23} \omega_{kt} + \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{31} \Psi_{(it)(jt)} + \sum_{i=1}^{12} \sum_{k=0}^{23} \Theta_{(it)(kt)} + \epsilon_t \quad (5.2)$$

Vale ressaltar que as melhores variáveis explicativas encontradas são as mesmas tanto para a velocidade do vento a 25 m quanto para aquela a 50 m, mas os valores dos parâ-

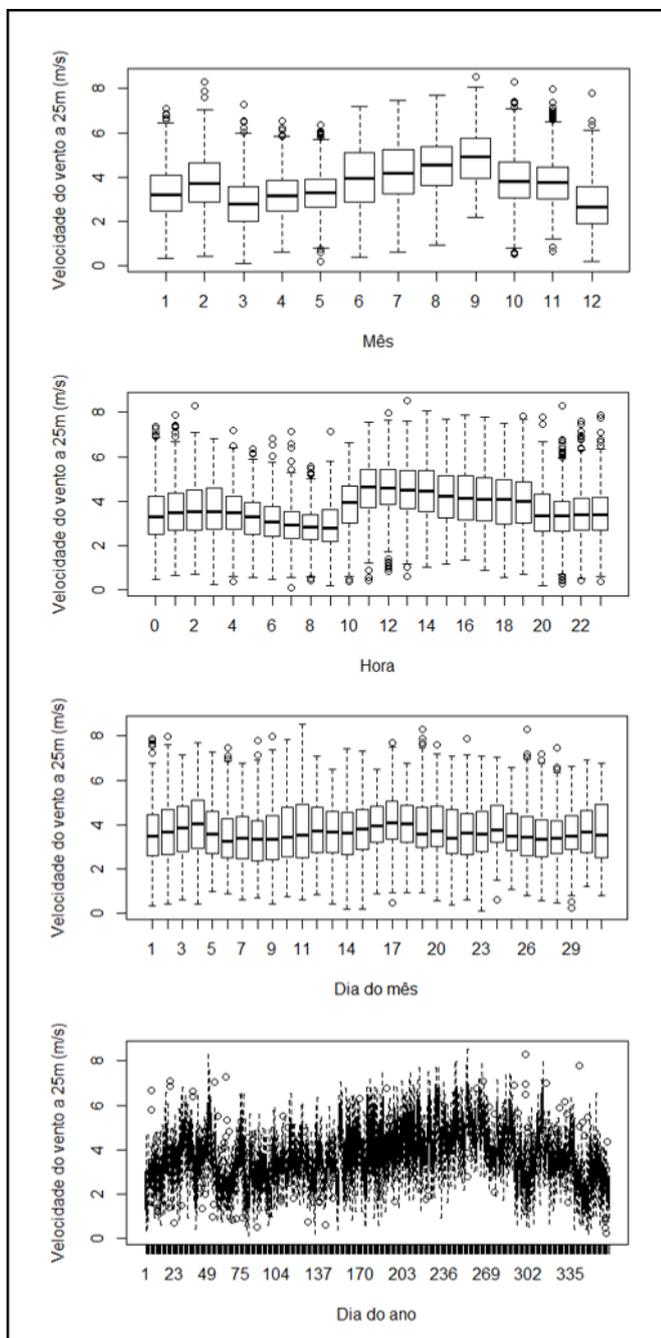


Figura 5.3: Impacto das variáveis mês, hora, dia e dia do ano na distribuição dos dados de velocidade do vento a 25 m

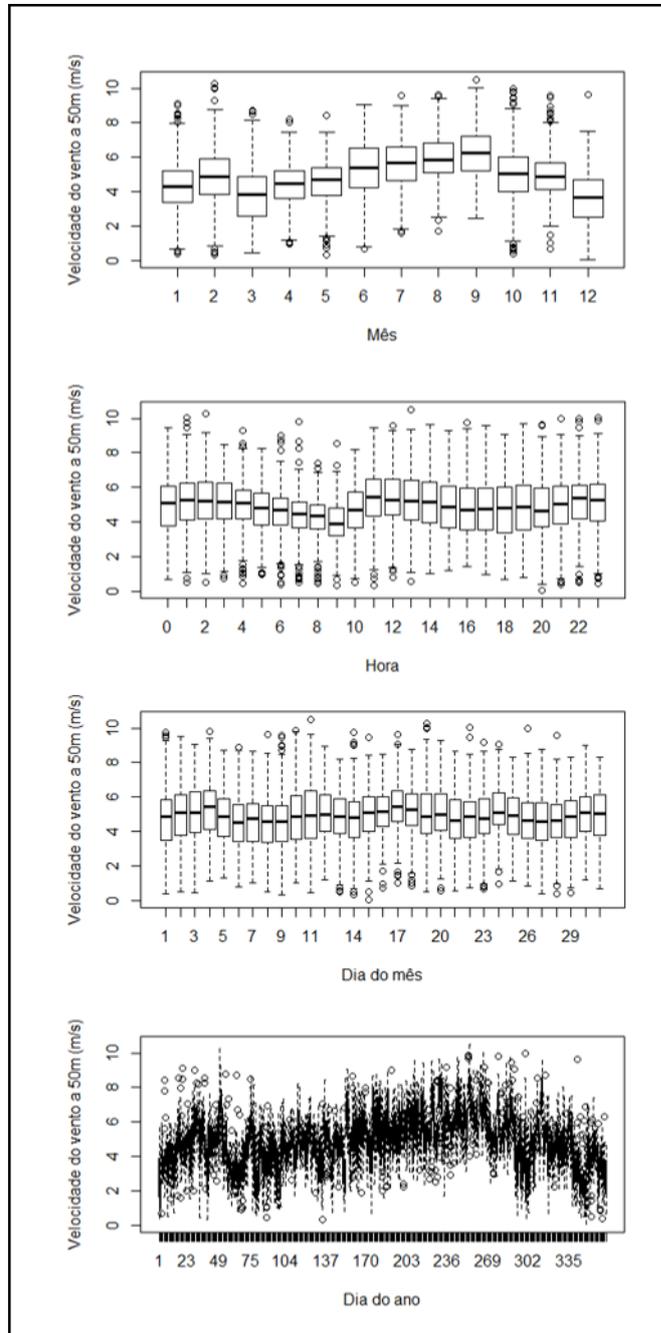


Figura 5.4: Impacto das variáveis mês, hora, dia e dia do ano na distribuição dos dados de velocidade do vento a 50 m

metros são diferentes, pois ventos a 50 m são mais intensos. Na prática isso mostra que a variação do regime de ventos nesta localidade é a mesma em diferentes alturas (vide figuras 5.3 e 5.4), alterando-se apenas a intensidade: quanto mais alto mais ventos. Este efeito pode ser explicado pela redução do impacto da superfície (p. ex. obstáculos e rugosidade) na velocidade dos ventos com o aumento da altura (Burton et al., 2011).

No caso da regressão quantílica, a equação do modelo é apresentada em (5.3), que possui as mesmas variáveis explicativas dos modelos anteriores. Contudo, como discutido na seção 4.1.1, é possível ajustar curvas de regressão para diferentes quantis (justificando a presença de τ na equação). Para ajustar o modelo e encontrar os parâmetros, a equação foi alterada para um problema de minimização, como o descrito pela equação (4.4), e codificada usando a linguagem AMPL. Foi utilizado o solver CPLEX, versão de estudante. Vale ressaltar que o R possui um pacote para regressão quantílica (*quantreg* com a função *rq*)³, mas o mesmo não resolve problemas com matriz singular de variáveis explicativas, caso destes modelos para velocidade do vento. Por isso, os mesmos foram resolvidos diretamente usando o solver.

$$\begin{aligned}
 W_t = \mu(\tau) &+ \sum_{i=1}^{12} \phi_{it}(\tau) + \sum_{j=1}^{31} \lambda_{jt}(\tau) + \sum_{k=0}^{23} \omega_{kt}(\tau) + \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{31} \Psi_{(it)(jt)}(\tau) \\
 &+ \sum_{i=1}^{12} \sum_{k=0}^{23} \Theta_{(it)(kt)}(\tau) + \epsilon_t(\tau)
 \end{aligned} \tag{5.3}$$

Para analisar a qualidade dos modelos de regressão e validar o melhor modelo de previsão para as variáveis, algumas metodologias de análise dos erros preditivos, avaliação do ajuste dos modelos e verificação do atendimento às hipóteses necessárias foram aplicadas.

Para os erros preditivos, calculados via equações (4.5) e (4.6), a média da variável resposta, resultado da regressão linear, a mediana da variável resposta, resultado da regressão quantílica com $\tau = 0,5$ e a curva de Weibull ajustada para as séries serão comparadas. O objetivo é buscar a melhor modelagem da tendência central das séries. Foram selecionadas as séries de vento a 25 m e a 50 m dos anos de 2007, 2008 e 2009 para validação.

³Para mais informações sobre os métodos de ajuste disponíveis no pacote *quantreg* ver Koenker et al. (2015).

Os resultados são mostrados nas tabelas 5.4 e 5.5. Os modelos de regressão obtiveram erros RMSE e MAE menores em todos os anos de validação, incluindo o ano de previsão (2010), comparativamente ao ajuste das séries à curva de Weibull. Mesmo sendo comumente utilizada em projetos de dimensionamento de usinas eólicas, a modelagem dos dados de velocidade de vento por meio da distribuição de Weibull apresentou erros de até 1,3 m/s a mais do que os modelos propostos neste trabalho. Erros dessa grandeza podem representar uma sobrestimação (ou subestimação) de potência gerada de até 1,053 kW, no caso da turbina escolhida para o trabalho - vide seção 5.1.3. É um erro significativo, pois constitui 20% da potência nominal desta turbina. Isso ocorre porque a potência é função do cubo da velocidade do vento - vide equação (4.7). Sendo assim, os modelos de regressão se mostram mais interessantes do que a curva de Weibull.

Tabela 5.4: Erros RMSE e MAE da curva de Weibull, modelo de regressão linear (RL) e modelo de regressão quantílica (RQ) ajustados para velocidade do vento a 25 m (m/s)

Ano	RMSE			MAE		
	Weibull	RL	RQ	Weibull	RL	RQ
2007	2,00	1,45	1,47	1,60	1,14	1,15
2008	2,01	1,34	1,37	1,61	1,05	1,08
2009	1,93	1,40	1,43	1,54	1,11	1,14
2010	1,94	0,81	0,83	1,55	0,62	0,60

Tabela 5.5: Erros RMSE e MAE da curva de Weibull, modelo de regressão linear (RL) e modelo de regressão quantílica (RQ) ajustados para velocidade do vento a 50 m(m/s)

Ano	RMSE			MAE		
	Weibull	RL	RQ	Weibull	RL	RQ
2007	2,30	1,77	1,80	1,84	1,39	1,41
2008	2,36	1,68	1,71	1,90	1,33	1,35
2009	2,31	1,78	1,81	1,86	1,41	1,43
2010	2,30	0,99	1,02	1,83	0,76	0,74

No geral, o RMSE é menor para os modelos de regressão linear e o MAE é menor para aqueles de regressão quantílica. Isso porque o primeiro é uma medida de erro médio, por conseguinte melhor para a tendência central calculada via média, e o segundo é uma medida de erro absoluto, manifestamente melhor para a tendência central calculada via mediana. Portanto, a avaliação dos erros fornece embasamento para rejeitar a distribuição de Weibull, mas não se mostra suficiente para decidir entre os dois tipos de regressão.

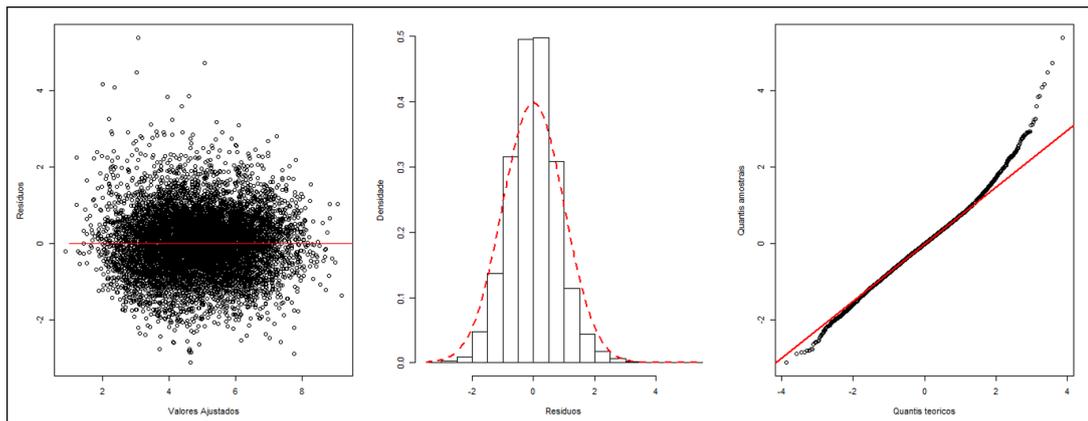


Figura 5.5: Gráfico de resíduos *versus* \hat{y}_i , histograma dos resíduos com curva teórica da normal padrão ($\mu = 0$ e $\sigma = 1$) e quantis teóricos da normal padrão *versus* quantis amostrais dos resíduos, todos para velocidade do vento a 25 m

Para chegar a essa decisão serão analisadas as suposições necessárias para ajuste dos modelos de regressão linear, discutidas na seção 4.1.1. Ao examinar a distribuição das variáveis resposta velocidade do vento a 25 e 50 m em função das variáveis explicativas (figuras 5.3 e 5.4) conclui-se que há indícios de homoscedasticidade, em razão do intervalo de valores possíveis da resposta para cada valor das explicativas não variar significativamente. Contudo, a análise dos resíduos plotados *versus* valores ajustados \hat{y}_i (primeiro gráfico das figuras 5.5 e 5.6) indica que a variância dos erros não é constante e há alguns pontos com maiores resíduos indicando a possível presença de outliers. Isso viola a suposição de homoscedasticidade necessária na regressão linear.

Os modelos ajustados via regressão linear devem possuir erros normais, outra suposição necessária, esta para inferência dos parâmetros. Consequentemente, os erros dos modelos foram testados quanto à normalidade. As figuras 5.5 e 5.6 apresentam o histograma dos resíduos do modelo ajustado para velocidade do vento a 25 e 50 m com a curva teórica da normal padrão ($\mu = 0$ e $\sigma = 1$) em vermelho, e o gráfico dos quantis amostrais dos resíduos *versus* os quantis teóricos da curva de Gauss. Em ambas as figuras há indícios de normalidade dos resíduos, mas é possível perceber a falha na suposição ao analisar a cauda dos histogramas (mais longa à direita em ambos) e os quantis extremos dos QQ-plots⁴ (quantis -4 ao -2 e 2 ao 4), nos quais os valores se afastam da linha vermelha indicativa da normal.

⁴Quantile-Quantile Plot.

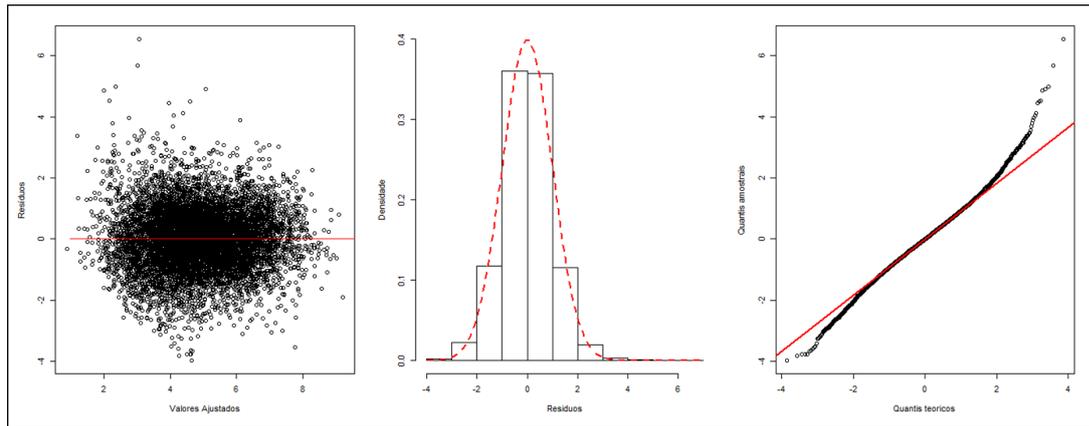


Figura 5.6: Gráfico de resíduos *versus* \hat{y}_i , histograma dos resíduos com curva teórica da normal padrão ($\mu = 0$ e $\sigma = 1$) e quantis teóricos da normal padrão *versus* quantis amostrais dos resíduos, todos para velocidade do vento a 50 m

Por fim, ao analisar os histogramas das variáveis resposta na figura 5.2 pode-se concluir que ambos são assimétricas. Mesmo possuindo média e mediana bastante próximas, principalmente no caso da velocidade do vento a 50 m (vide tabela 5.1), a série a 25 m é assimétrica à direita e aquela a 50 m é assimétrica à esquerda. Segundo Hao and Naiman (2007), quando média e mediana de uma distribuição não coincidem, a mediana mostra-se mais adequada para descrever a tendência central.

Considerando os aspectos discutidos sobre os modelos de regressão linear ajustados e o fato da regressão quantílica ser mais robusta, serão usados os resultados da mesma ao ajustar a equação (5.3) aos dados de velocidade do vento a 25 e 50 m.

Radiação Solar

Na literatura, a modelagem dos dados de radiação solar em projetos de dimensionamento de usinas fotovoltaicas é comumente feita usando o dia típico - p. ex. Kellogg et al. (1998), Geem (2012) e Askarzadeh (2013) usam um dia típico de radiação anual enquanto Omu et al. (2013) usa um dia típico para cada estação do ano. Por conseguinte, como ponto de partida do estudo das séries, foram calculadas as médias horárias mensais dos dados de radiação solar do ano de 2010, apresentadas na figura 5.7. É possível perceber que nos meses da estação seca (de abril a setembro) há uma menor incidência de radiação do que nos demais, pertencentes à estação úmida. Neste ano, outubro e novembro foram os meses com maior insolação, e junho e julho os com menor.

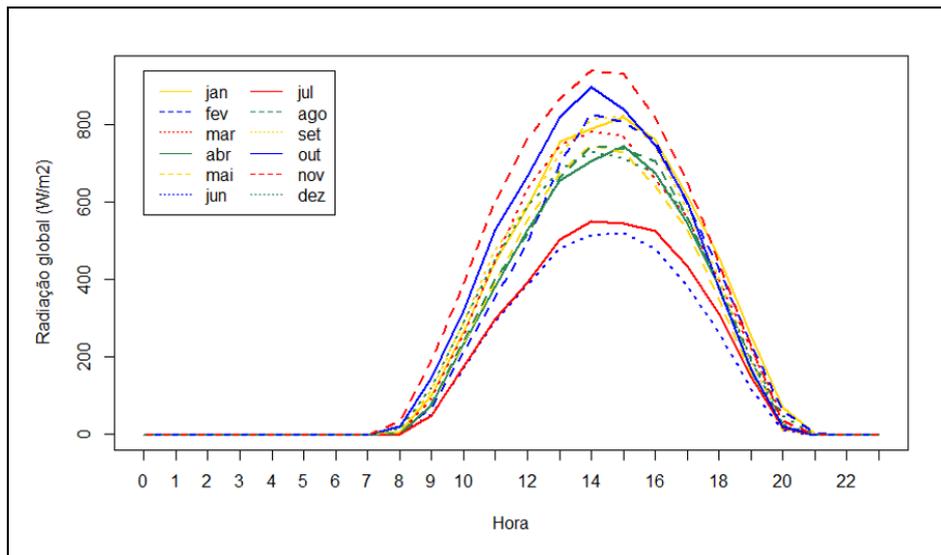


Figura 5.7: Curvas por mês de médias horárias de radiação solar no local em análise

A fim de buscar um modelo alternativo às curvas de dia típico, com menores erros preditivos e que permita uma análise do impacto da incerteza da geração no dimensionamento do sistema a partir do cálculo de limites máximos e mínimos das distribuições de dados, modelos de regressão linear e quantílica foram ajustados.

Com base em uma análise exploratória das séries de radiação solar ao longo do ano de 2010 e de ajustes progressivos de modelos de regressão usando o método de seleção de variáveis *forward*, foram identificadas as covariáveis mais importantes e definidoras de modelos parcimoniosos.

A figura 5.8 apresenta o intervalo de valores da série de radiação solar em função das quatro variáveis explicativas candidatas, a saber: hora, mês, dia do mês e estação do ano. A partir da análise dos *boxplots*, pode-se concluir que hora é a variável mais explicativa da radiação, fator de senso comum comprovado pela análise exploratória. Ademais, vê-se claramente o caráter heteroscedástico da distribuição, cuja variância dos dados não é constante (p. ex., para a variável hora, a dispersão dos valores é maior durante o dia, principalmente à tarde, entre 14 e 16 horas, do que durante a noite). Outra análise importante da série pode ser feita por meio de seu histograma, apresentado na figura 5.9. Nele observa-se a assimetria à direita da distribuição, justificada pela grande quantidade de valores próximos a zero (períodos noturnos). Sendo assim, a média é maior do que a mediana, como mostrado na tabela 5.1. Outrossim, ajustes de modelos de regressão linear

foram feitos, alguns usando a técnica de *splines*, mas todos não passaram nos testes de normalidade dos resíduos. Esses fatores foram decisivos na escolha da regressão quantílica para modelagem dos dados.

A aplicação do método *forward* para esta série de dados partiu da variável hora, pois esta é claramente a mais explicativa. Em seguida, foram adicionadas as variáveis mês, interação mês:hora, dia e estação. A ordem de inserção das variáveis no modelo foi escolhida via análise dos gráficos da figura 5.7 e 5.8. Ademais, duas estatísticas foram usadas para seleção das variáveis: o critério de Akaike (*AIC*) modificado para análises de regressão quantílica (Koenker, 2005) e $R(p)$, uma modificação da estatística R^2 dos modelos lineares (Hao and Naiman, 2007). O primeiro é uma medida de parcimônia do modelo e o segundo, de bondade do ajuste. A tabela 5.6 apresenta os resultados dos ajustes.

Tabela 5.6: Resultados da aplicação do método de seleção de variáveis *forward* e estatísticas *AIC* e $R(p)$ para ajuste do modelo de regressão quantílica da variável radiação solar

	Modelo	AIC	R(p)
1	Hora	99.599,96	0,74
2	+ Mês	99.612,83	0,74
3	+ Mês:Hora	96.115,67	0,80
4	+ Dia	96.174,62	0,80
5	+ Estação	96.180,31	0,80

Pela análise da tabela 5.6 é possível concluir que o terceiro modelo possui o menor *AIC* e o maior $R(p)$, ou seja, é o modelo mais parcimonioso e com melhor ajuste. Sua equação é apresentada em (5.4).

$$S_t = \mu(\tau) + \sum_{k=0}^{23} \omega_{kt}(\tau) + \sum_{i=1}^{12} \phi_{it}(\tau) + \sum_{k=0}^{23} \sum_{i=1}^{12} \Theta_{(it)(kt)}(\tau) + \epsilon_t(\tau) \quad (5.4)$$

Para validar o modelo de regressão quantílica escolhido, os erros preditivos do ajuste da mediana ($\tau = 0,5$) foram calculados e avaliados comparativamente aos do dia típico mensal (figura 5.7). Usou-se, novamente, o RMSE e MAE, calculados via equações (4.5) e (4.6). Foram selecionadas as séries de radiação solar dos anos de 2007, 2008, 2009, 2011 e 2012 para validação.

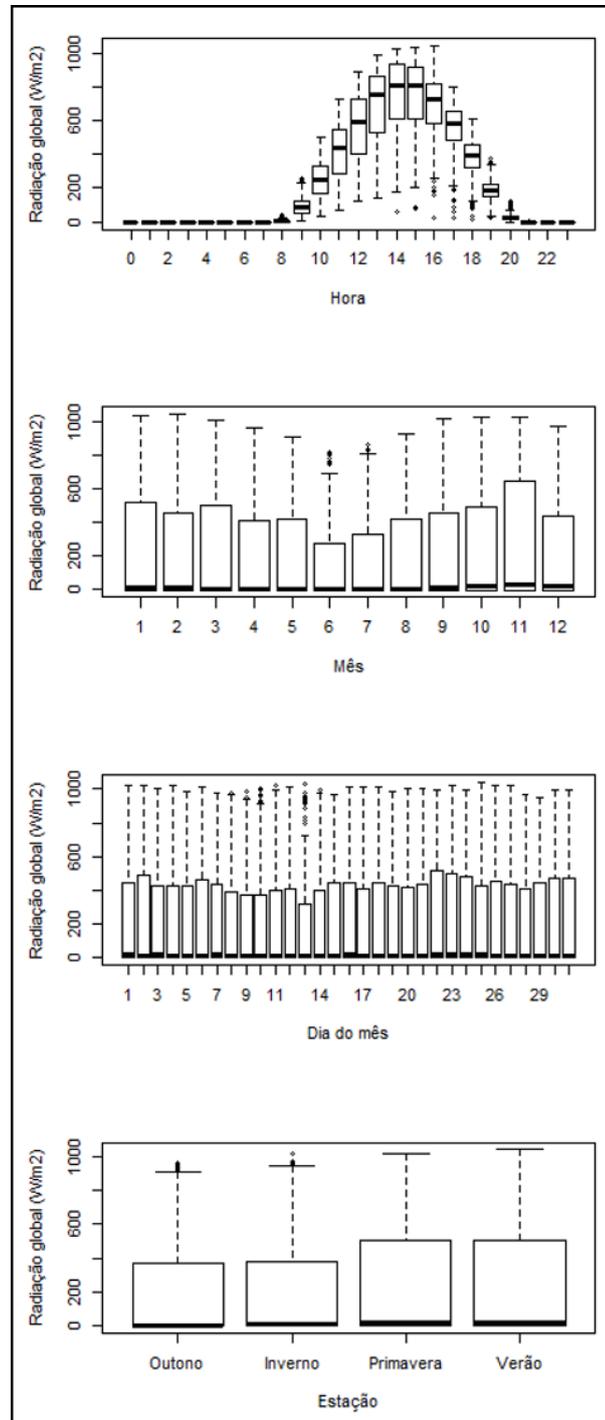


Figura 5.8: Impacto das variáveis mês, hora, dia e estação na distribuição dos dados de radiação global

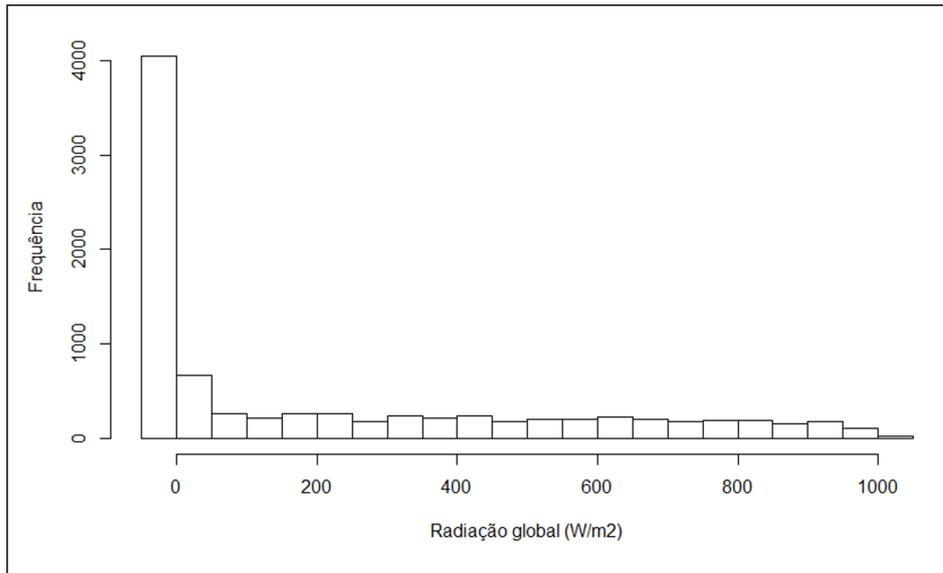


Figura 5.9: Histograma da série de radiação solar

Os resultados são mostrados na tabela 5.7. Assim como o caso da velocidade do vento, discutido na seção anterior, os erros RMSE foram menores para a metodologia de dia típico mensal, visto que a mesma se baseia na média, e os erros MAE foram, no geral, menores para a regressão quantílica, que se baseia na mediana. A ordem de grandeza dos erros RMSE do dia típico foi de até $8 W/m^2$ menor do que os do modelo de regressão solar proposto. Para o MAE, a ordem de grandeza dos erros da regressão foi de até $4 W/m^2$ menor. Em termos de potência gerada, para a eficiência e área do painel considerado no estudo de caso (vide seção 5.1.3), estas diferenças representam um erro de até 2 W, ou seja, 0,8% da potência nominal do painel, o que não é muito significativo. Contudo, considerando o objetivo de analisar cenários limites de geração, a regressão quantílica é preferível e será utilizada.

Tabela 5.7: Erros RMSE e MAE do dia típico mensal e do modelo de regressão quantílica (RQ), ajustados para radiação solar (W/m^2)

Ano	RMSE		MAE	
	Dia Típico	RQ	Dia Típico	RQ
2007	116,81	122,51	59,45	59,32
2008	97,78	103,73	50,46	50,37
2009	102,82	110,75	53,40	54,31
2010	92,46	97,07	47,75	45,54
2011	100,09	106,79	52,30	53,17
2012	96,23	96,19	51,04	47,08

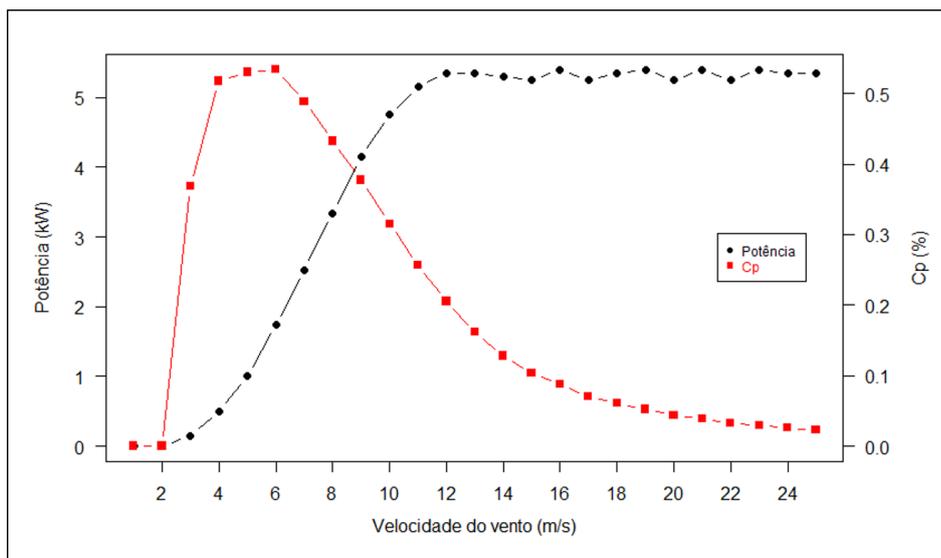


Figura 5.10: Curva de capacidade e de potência gerada da turbina escolhida para a análise
 Fonte: Huaying (2012), adaptado

5.1.3 Conversão em Séries de Potência

Tecnologias Selecionadas

Foi escolhida uma turbina da Huaying Wind Power, de 5 kW de potência nominal, chamada HY5-AD5.6. A área do rotor é de $24,63 \text{ m}^2$, a velocidade de cut-in é de 3,0 m/s, a velocidade nominal, de 11 m/s, e a de cut-out, de 25 m/s (Huaying, 2012). A figura 5.10 apresenta a curva de capacidade e de potência gerada da turbina em função da velocidade do vento.

O painel escolhido foi da Kyocera de 245 W de potência nominal, chamado KD245GH-4FB. Sua eficiência em condições de teste padrões⁵ é de 14,8%. Sua área é de $1,64538 \text{ m}^2$ (Kyocera, 2014).

Cálculo da Potência

Usando as informações da curva de capacidade cedida pelo fornecedor da turbina - figura 5.10, os resultados da regressão quantílica, com $\tau = 0,5$, para a velocidade do vento a 25 e 50 m e a equação de conversão (4.7), as curvas de potência usadas no dimensionamento ótimo do sistema foram calculadas. No caso dos painéis, usando a eficiência calculada

⁵Standard test conditions (STC) = radiação de 1.000 W/m^2 , massa do ar AM 1,5 e temperatura da célula de 25°C .



Figura 5.11: Bairro escolhido para análise

peelo fornecedor, os resultados da regressão quantílica, com $\tau = 0,5$, para radiação solar e a equação de conversão (4.8), a curva de potência usada foi calculada.

5.2 Dimensionamento

5.2.1 Parâmetros Financeiros

Foi escolhido o bairro Loteamento Recife, em Petrolina, para ajuste do modelo de otimização. A figura 5.11 apresenta uma imagem de satélite da localidade. Estimou-se que o bairro possui aproximadamente 800 casas, com um tamanho médio de telhado de $60 m^2$. Sendo assim, a área disponível para colocação de painéis solares é de $48.000 m^2$. Considerando-se a área do painel igual a $1,65 m^2$, a quantidade máxima de painéis a serem colocados é 29.172. Além disso, estimou-se que a área verde próxima ao bairro possui $400.000 m^2$. Considerando-se que uma turbina de pequeno porte precisa de um espaço de um acre (HomePower, 2014), a quantidade máxima de turbinas a serem instaladas é 98.

Os custos de capital do sistema abrangem o preço das tecnologias, dos equipamentos necessários para instalação e conexão à rede e a mão de obra. O preço da turbina escolhida é US\$ 5.130,00 e inclui os equipamentos necessários (inversor e controlador) (AllSmallWindTurbines, 2015; Huaying, 2012). O custo de instalação e conexão à rede

inclui a construção da torre e é igual a 25% do preço da turbina (Geem, 2012). Foi assumido que esta porcentagem refere-se a turbinas a 25 m de altura. Para turbinas instaladas a 50 m, assumiu-se que o custo dobra (50% do preço). No caso fotovoltaico, o preço do painel é R\$ 1.075,00, do inversor grid-tie é R\$ 609,00 e do suporte para painéis R\$ 200,00 (em média) (MinhaCasaSolar, 2015). A instalação custa 50% do valor do painel (Geem, 2012).

O custo de manutenção dos equipamentos em análise foi considerado por kWh gerado, abordagem utilizada em Geem (2012), Askarzadeh (2013) e Ekren and Ekren (2010). Os valores utilizados foram retirados do estudo de Geem (2012), sendo eles US\$ 0,005/kWh no caso dos painéis e US\$ 0,02/kWh no caso das turbinas.

O tempo de vida considerado para o empreendimento foi de 25 anos, a taxa livre de risco foi a Selic de 11,65% (Bacen, 2015) e a cotação do dólar de R\$ 2,613 (Uol, 2015). Considerou-se a tarifa da Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), concessionária responsável pela distribuição de energia elétrica no local em análise. O valor para o subgrupo B1, classe residencial, sem benefícios tarifários, foi de R\$ 0,48203/kWh no ciclo de 2014. Este é formado pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) de R\$ 172,37/MWh e pela Tarifa de Energia (TE) de R\$ 178,21/MWh. Além disso, há a aplicação do PIS/COFINS e do ICMS, de 25% para o estado de Pernambuco (ANEEL, 2014d).

No caso da demanda, foi utilizada a Pesquisa de Posse e Hábitos de Consumo de Energia (PPH), realizada pela Eletrobras no período de 2004 a 2006 (Eletrobras, 2005). A pesquisa do grupo residencial foi realizada por região do país. Foi considerada a curva da região Nordeste, onde o estado de Pernambuco se localiza. Os dados são apresentados na figura 5.12. Acredita-se que os baixos valores da curva de consumo possam ser justificados pela situação social da região, pois esta possui estados posicionados entre os mais pobres do país.

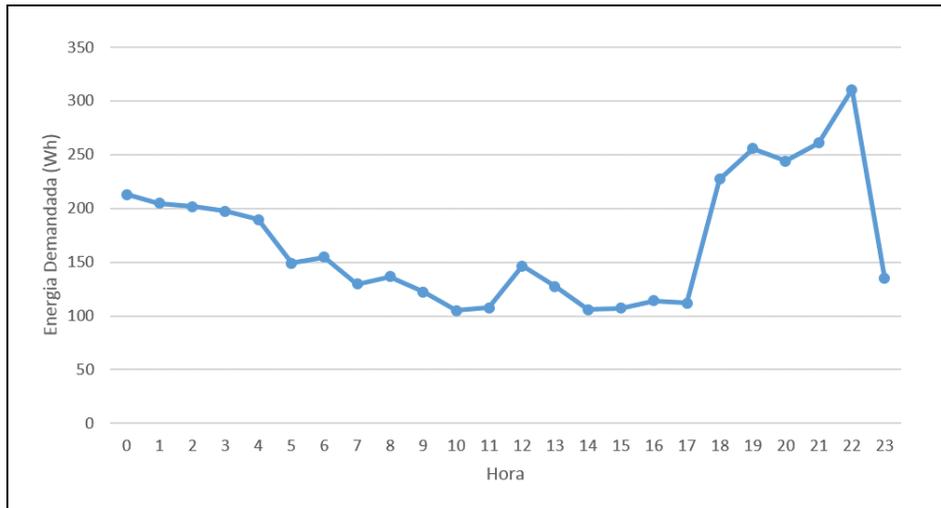


Figura 5.12: Curva da demanda a ser atendida
 Fonte: Eletrobras (2005)

5.2.2 Modelo Base

Utilizando as informações apresentadas na seção anterior e as séries de potência previstas, o dimensionamento ótimo do sistema a partir do modelo base (seção 4.2.1) foi realizado para os dois casos de altura da torre eólica e para três tipos de sistemas de geração: conjunta eólica/fotovoltaica, somente turbinas eólicas e somente painéis solares. Os resultados foram avaliados usando os indicadores discutidos na seção 4.3.1 e são apresentados na tabela 5.8.

Tabela 5.8: Resultados do dimensionamento ótimo usando o modelo base - sistemas híbridos, com somente turbinas eólicas e com somente painéis fotovoltaicos

Velocidade do Vento a 25 m							
Sistema	Nº de Painéis	Nº de Turbinas	LCOE (R\$/kWh)	LCOEg (R\$/kWh)	LLP (%)	WE (MWh)	P^g_{total} (MWh)
Híbrido	0,00	0,00	0,00	0,48	100,00	0,00	1.184,52
Eólico	0,00	0,00	0,00	0,48	100,00	0,00	1.184,52
Solar	0,00	0,00	0,00	0,48	100,00	0,00	1.184,52
Velocidade do Vento a 50 m							
Sistema	Nº de Painéis	Nº de Turbinas	LCOE (R\$/kWh)	LCOEg (R\$/kWh)	LLP (%)	WE (MWh)	P^g_{total} (MWh)
Híbrido	0,00	84,00	0,31	0,37	35,62	39,53	421,92
Eólico	0,00	84,00	0,31	0,37	35,62	39,53	421,92
Solar	0,00	0,00	0,00	0,48	100,00	0,00	1.184,52

Por meio da análise desses resultados é possível perceber que, para os parâmetros financeiros utilizados e séries de potência previstas, apenas as turbinas eólicas se mostram

interessantes e somente em ventos mais intensos (50 m). Tecnicamente, a turbina escolhida só atinge a potência nominal para ventos maiores ou iguais a 11 m/s (vide figura 5.10), o que não é possível na localidade a 25 m. Sendo assim, nesta altura, a turbina fica muito subutilizada e os altos custos de capital não são compensados pela geração. No caso dos painéis solares, não há paridade com o Grid, ou seja, é melhor pagar pela tarifa do que instalar os equipamentos para alimentação do bairro. Isso é mostrado pela coluna de P^g_{total} ser igual a toda a energia demandada pelo bairro durante o ano (P^d_{total} ao longo do ano pelas 800 casas do bairro é igual a 1.184,52 MWh).

Três outros pontos valem destaque: a instalação de turbinas a 50 m consegue alimentar 64,38% da energia demandada pelo bairro (LLP=35,62%), o custo de um kWh é reduzido em 23% (LCOEg) e a energia “desperdiçada” - ou entregue à distribuidora gratuitamente (WE), é significativa (> 39 MWh). Este último reflete o impacto da falta de políticas de incentivo que poderiam valorizar o excedente gerado em um período ou compensá-lo em outros períodos. Esta análise será feita no próximo item.

5.2.3 Modelo Net-Metering

O dimensionamento ótimo do sistema usando o modelo net-metering (seção 4.2.2) também foi realizado para os dois casos de altura da torre eólica e para três tipos de sistemas de geração. Os resultados avaliados usando os indicadores são apresentados na tabela 5.9.

Tabela 5.9: Resultados do dimensionamento ótimo usando o modelo net-metering - sistemas híbridos, só turbinas eólicas e só painéis fotovoltaicos

Velocidade do Vento a 25 m							
Sistema	Nº de Painéis	Nº de Turbinas	LCOE (R\$/kWh)	LCOEg (R\$/kWh)	LLP (%)	WE (MWh)	P^g_{total} (MWh)
Híbrido	0,00	0,00	0,00	0,48	100,00	0,00	1.184,52
Eólico	0,00	0,00	0,00	0,48	100,00	0,00	1.184,52
Solar	0,00	0,00	0,00	0,48	100,00	0,00	1.184,52
Velocidade do Vento a 50 m							
Sistema	Nº de Painéis	Nº de Turbinas	LCOE (R\$/kWh)	LCOEg (R\$/kWh)	LLP (%)	WE (MWh)	P^g_{total} (MWh)
Híbrido	0,00	98,00	0,31	0,35	21,00	0,00	248,70
Eólico	0,00	98,00	0,31	0,35	21,00	0,00	248,70
Solar	0,00	0,00	0,00	0,48	100,00	0,00	1.184,52

Além de usar os parâmetros financeiros e curvas de potência previstas, algumas suposições foram necessárias para aplicação deste modelo. Primeiramente, foi considerada a possibilidade de geração/compensação da energia entre todas as unidades consumidoras do bairro, sem distinção de origem/destino da energia. A RN 482, na sua primeira redação, permitia a criação de comunidades e cooperativas, mas a mesma foi alterada pela RN 517, do mesmo ano, que restringe a compensação para somente entre unidades consumidoras pertencentes ao mesmo CPF/CNPJ⁶ (ANEEL, 2012). Esta restrição foi desconsiderada porque o objetivo deste trabalho é avaliar um microgrid e o mesmo deve ser composto de várias unidades geradoras e consumidoras (vide seção 2.3). Além disso, a potência nominal da turbina (5 kW) é muito maior do que a carga máxima de uma casa em análise (< 350 W, figura 5.12). Sendo assim, não seria sensato instalar uma turbina desse porte para alimentação de uma carga dessa grandeza. Acredita-se que os resultados desta análise possam embasar a necessidade de se alterar novamente a legislação.

Outra suposição do dimensionamento ótimo foi assumir que os custos de implantação do net-metering (p. ex. troca de medidor de energia) estão incluídos nos custos de capital dos equipamentos. Não foram considerados quaisquer custos da concessionária de distribuição visto que o foco desta análise é a viabilidade do sistema para os consumidores/investidores.

Com a possibilidade de se compensar a energia gerada em qualquer período do horizonte em análise, o principal resultado é a redução da energia “desperdiçada” para zero. Neste cenário, o máximo de turbinas é alocado e o custo do kWh cai 27%, pouco a mais do que no cenário anterior. Vale ressaltar que o limite de redução é 36% e ocorreria caso o sistema dimensionado com turbinas suprisse toda a demanda, resultando em $LCOE = LCOEg$. Ademais, a confiabilidade do sistema dimensionado sobe, passando a suprir 79% da demanda total. Contudo, a política não é capaz de viabilizar os painéis solares, posto que ela não age nos fatores definitivos da paridade com o Grid (custo de geração *versus* tarifa). Sendo assim, nos cenários com as turbinas a 25 m e com somente painéis solares, o sistema supre a demanda inteiramente com a rede ($P^g_{total} = P^d_{total}$)

⁶Cadastro de Pessoas Físicas/Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica.

5.2.4 Modelo Tarifa Branca

O dimensionamento ótimo do sistema usando o modelo tarifa branca (seção 4.2.3) também foi realizado para os dois casos de altura da torre eólica e para três tipos de sistemas de geração. Os resultados avaliados usando os indicadores são apresentados na tabela 5.10.

Tabela 5.10: Resultados do dimensionamento ótimo usando o modelo tarifa branca - sistemas híbridos, só turbinas eólicas e só painéis fotovoltaicos

Velocidade do Vento a 25 m							
Sistema	Nº de Painéis	Nº de Turbinas	LCOE (R\$/kWh)	LCOEg (R\$/kWh)	LLP (%)	WE (MWh)	P^g_{total} (MWh)
Híbrido	0,00	0,00	0,00	0,51	100,00	0,00	1.184,52
Eólico	0,00	0,00	0,00	0,51	100,00	0,00	1.184,52
Solar	0,00	0,00	0,00	0,51	100,00	0,00	1.184,52
Velocidade do Vento a 50 m							
Sistema	Nº de Painéis	Nº de Turbinas	LCOE (R\$/kWh)	LCOEg (R\$/kWh)	LLP (%)	WE (MWh)	P^g_{total} (MWh)
Híbrido	0,00	98,00	0,31	0,40	27,77	0,00	328,94
Eólico	0,00	98,00	0,31	0,38	35,07	0,00	415,42
Solar	0,00	0,00	0,00	0,51	100,00	0,00	1.184,52

A tarifa branca utilizada foi igual a 50% do valor da tarifa convencional para os horários fora de ponta (R\$ 0,241015/kWh), 160% para os intermediários (R\$ 0,771248/kWh) e 270% para os de ponta (R\$ 1,301481/kWh). As porcentagens foram estimadas a partir de análise da figura 3.8. Aplicou-se a curva de tarifa dos dias úteis para todos os intervalos do horizonte, não identificando os finais de semana e feriados e aplicando neles apenas tarifas fora de ponta. Desconsiderou-se a diferenciação pela falta de informações sobre o comportamento da demanda nos finais de semana e feriados. Além disso, não foi considerado o impacto desta política de resposta à demanda na curva de carga utilizada: a mesma permaneceu inalterada durante todo o horizonte.

Assim como para o dimensionamento usando o modelo net-metering, assumiu-se que os custos de implantação da política de tarifa branca (p. ex. troca de medidor de energia) estão incluídos nos custos de capital dos equipamentos.

Com a análise da tabela 5.10 pode-se concluir que a política de tarifa branca não fornece vantagens competitivas ao sistema híbrido em análise, sendo os resultados iguais

aos do modelo anterior⁷ (98 turbinas e 0 painéis). Mesmo a política encarecendo o valor da tarifa (em média ela passa a ser R\$ 0,51/kWh devido ao consumo maior nos horários mais caros - vide figura 5.12), o aumento não é capaz de viabilizar os painéis solares.

É importante explicar porque os resultados do sistema híbrido e eólico são diferentes em termos de LCOEg e LLP. O modelo de otimização objetiva minimizar os custos anuais do sistema (geração + manutenção + compra da rede). Ambos os resultados possuem o mesmo valor de função objetivo, sinalizando a correta modelagem. Contudo, os valores das variáveis P_t^g e S_t não são idênticos, ou seja, o problema possui múltiplas soluções. Sendo assim, para o sistema híbrido a solução encontrada prioriza a confiabilidade do sistema (LLP menor), e para o sistema eólico a solução prioriza o custo unitário de geração/compra (LCOEg). Outras modelagens podem ser feitas focando-se na minimização destes indicadores, mas isso foge do escopo deste trabalho.

5.3 Avaliação dos Resultados

5.3.1 Impacto de Subsídios de Capital

Para esta análise, apresentada na seção 4.3.2, os três modelos de otimização propostos foram executados variando a porcentagem de subsídio de capital α entre 0 e 100% por intervalos de 5% e resolvidos usando a velocidade do vento a 25 e 50 m. Os resultados são mostrados na figura 5.13 e 5.14.

Pela análise dos gráficos é possível perceber que, nos casos de instalação da torre eólica a 25 m, uma redução nos custos de capital de, no mínimo, 15% é necessária para viabilizar o sistema híbrido com turbinas. Para os painéis solares, o incentivo deve ser ainda maior, mínimo de 25%. Além disso, as faixas de subsídio entre 15% e 25% beneficiam a geração de energia eólica e as faixas acima destes valores incentivam mais os painéis solares. Dois fatores justificam este resultado: os custos de manutenção dos painéis são menores e impactam mais na decisão quando as reduções no custo de capital são altas, e a baixa geração das turbinas a 25 m reduz a sua competitividade (p. ex. o LCOE do sistema

⁷Vale lembrar que este modelo permite a compensação de energia entre períodos de faturamento, ou seja, contém o net-metering.

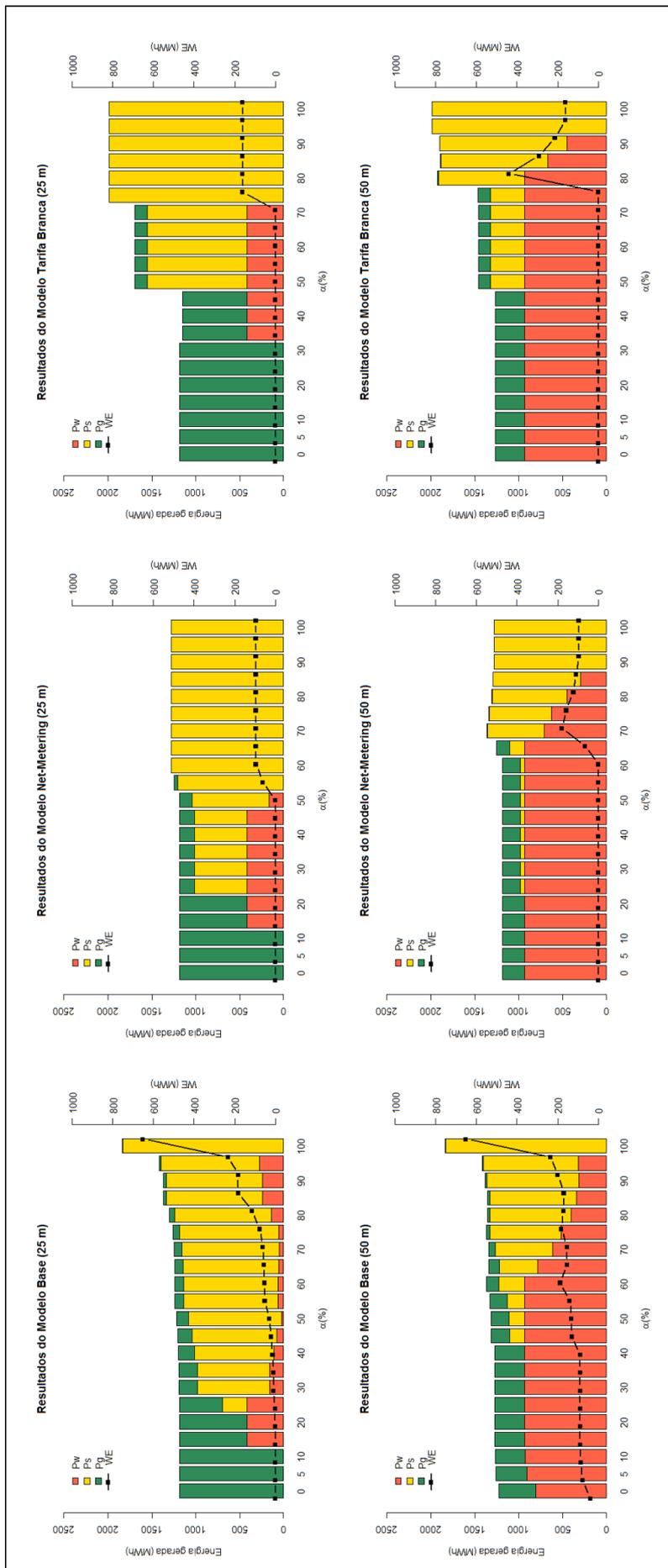


Figura 5.13: Impacto do subsídio de capital - α entre 0 e 100%, na energia gerada pelo sistema dimensionado usando os três modelos - base, net-metering e tarifa branca, e as duas séries de velocidade do vento (a 25 e 50 m), com a curva de energia “desperdiçada” (WE)

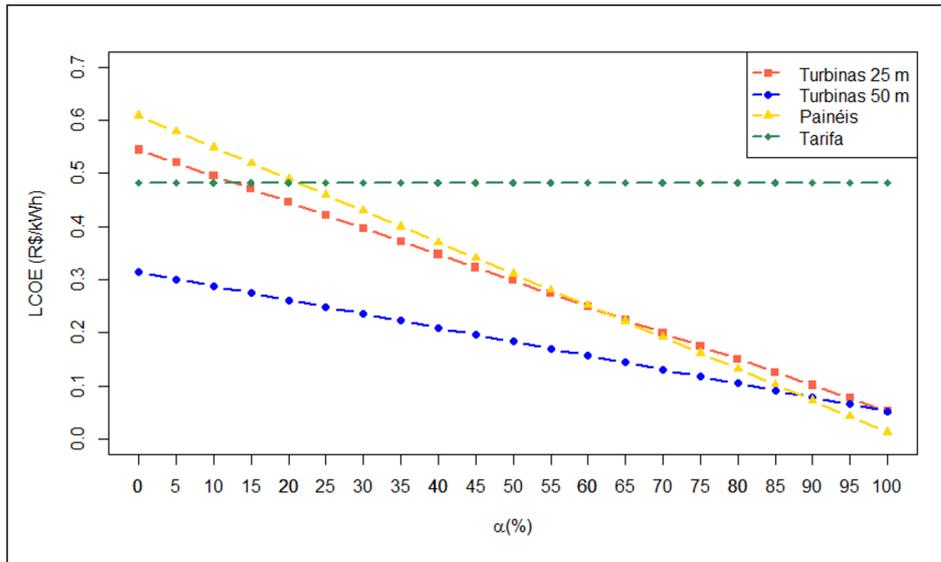


Figura 5.14: Impacto dos subsídios de capital - α entre 0 e 100%, no custo unitário de geração de cada tecnologia (turbinas eólicas a 25 e 50 m e painéis solares), com reta do valor da tarifa convencional, em R\$/kWh

dimensionado com o modelo base e subsídio de 15%, a 25 m, é de R\$ 0,4706/kWh, pouco abaixo da tarifa, enquanto que, no mesmo cenário, mas a 50 m, o valor cai para R\$ 0,2749). Aliás, a figura 5.14 ilustra bem estes fatores. O primeiro, porque as curvas de LCOE das turbinas cruzam com a curva do painel, indicando que, a partir daquele nível de subsídio, os custos de manutenção (menores para painéis) impactam mais no custo total da geração pela tecnologia do que os de capital - estes subsidiados. O segundo, porque a reta das turbinas a 50 m se posiciona abaixo da reta das a 25 m, refletindo o efeito da produtividade da turbina mais alta no custo unitário.

Quando é considerada a possibilidade de se instalar as turbinas a 50 m, o cenário para o microgrid melhora, não sendo necessários subsídios de capital para estes equipamentos (conclusões apresentadas na seção anterior). Contudo, dado o aumento da geração das turbinas com a intensificação dos ventos, os painéis solares perdem espaço no sistema. Para o modelo base, os subsídios devem ser maior do que 45% para se instalar painéis. No caso do net-metering, os painéis entram para complementar a geração quando $\alpha \geq 25\%$, pois o máximo de turbinas já foi alocado ($N^w = 98$) e a partir deste nível de subsídios a geração fotovoltaica atinge paridade com o grid (LCOE dos painéis = R\$ 0,4595/kWh, vide figura 5.14). O mesmo não ocorre no caso do modelo base devido à impossibilidade

de compensação em qualquer período de faturamento: a geração eólica supre parte da demanda e gera excessos, ficando, assim, inviável ter mais excedente de energia ao custo de geração do painel (quando α está entre 0 e 40%).

Pode-se concluir que o net-metering é importante no melhor dimensionamento do sistema (redução de “desperdício”), mas deve ser combinado com políticas de abatimento do custo de capital, principalmente quando há restrições para instalação das turbinas⁸ e para viabilizar os painéis solares. Além disso, a tarifa branca diminui a competitividade dessas fontes, pois muitas vezes estas geram em horários fora de pico (principalmente painéis) para compensar no pico (quando a tarifa está mais alta e se aplicam os multiplicadores, reduzindo a energia em “estoque”). Isto pode ser percebido em dois detalhes: no gráfico à direita no alto da figura 5.13, pela maior faixa onde o sistema é inviável (0 a 30% de subsídio); e nos dois gráficos de tarifa branca, pelos picos de geração (quando as faixas de subsídio são altas), sinalizando uma necessidade de se gerar mais em momentos nos quais a tarifa está baixa para se compensar em momentos de tarifa alta.

5.3.2 Impacto da Variação da Tarifa

Para esta análise, apresentada na seção 4.3.3, os três modelos de otimização propostos foram executados variando a porcentagem de aumento da tarifa δ entre 0 e 100% por intervalos de 5%.

Analisando os gráficos da figura 5.15 é possível perceber que o encarecimento da tarifa convencional de energia elétrica impacta positivamente o sistema em termos de aumento da competitividade das tecnologias em análise e de equilíbrio do sistema (dimensionamento sem muito WE). Isso porque a diferença de custo entre gerar usando as tecnologias e comprar da rede pode atingir até 37% para os painéis, 44% para as turbinas eólicas a 25 m e 68% para as mesmas a 50 m (figura 5.16). Este nível de diferença não justifica geração excedente ao invés de pagamento da tarifa, somente nos casos onde não há possibilidade de compensação - por isso, WE é significativo apenas no modelo base. Para

⁸Segundo AWEA (2015), pequenas turbinas eólicas são instaladas a 25 m de altura em média - aproximadamente duas vezes mais alto do que antenas de telefone, mas podem variar entre 9 e 43 m. Além disso, deve-se analisar as regulamentações do local onde serão instaladas.

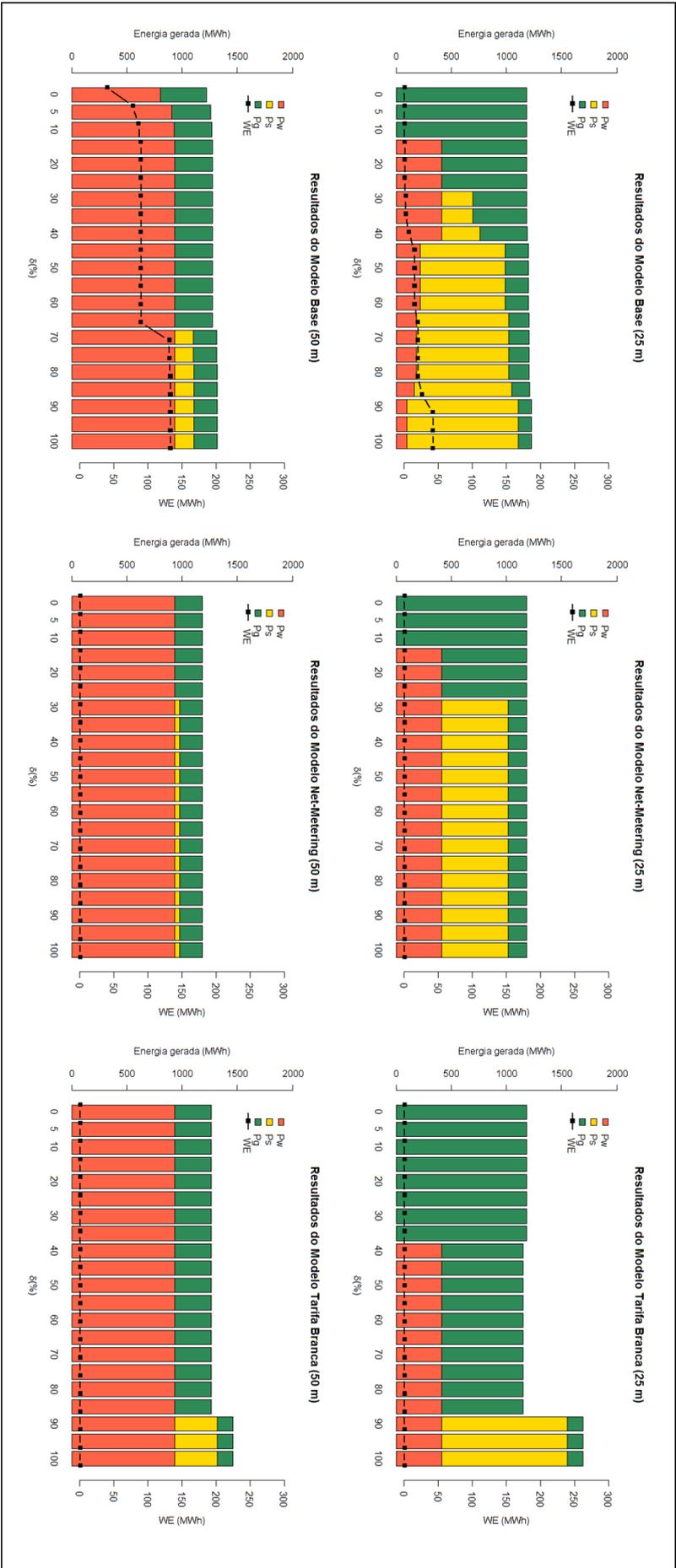


Figura 5.15: Impacto do reajuste da tarifa - δ entre 0 e 100%, na energia gerada pelo sistema dimensionado usando os três modelos - base, net-metering e tarifa branca, e as duas séries de velocidade do vento (a 25 e 50 m), com a curva de energia “desperdiçada” (WE)

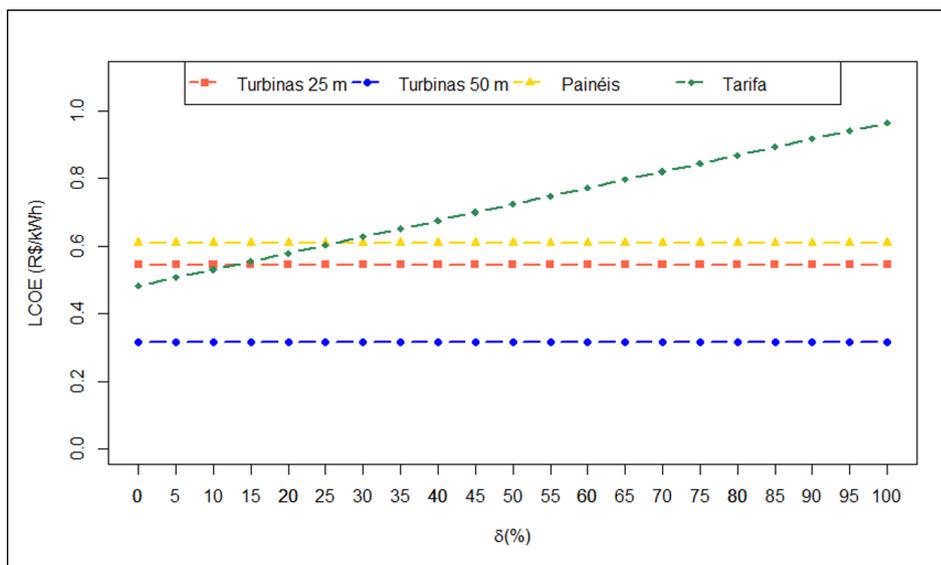


Figura 5.16: Impacto de reajustes - δ entre 0 e 100%, nos valores da tarifa convencional, os comparando aos custos unitários de geração de cada tecnologia (turbinas eólicas a 25 e 50 m e painéis solares), em R\$/kWh

fins de comparação, ao analisarmos o gráfico 5.14, percebemos que o custo de geração das tecnologias pode ser até 100% menor do que a tarifa quando o subsídio α atinge a casa dos 90%, justificando a geração de excedente para suprir mais demanda ao invés de recorrer ao Grid, inclusive quando há a política net-metering.

Ademais, avaliando o gráfico da figura 5.16 pode-se constatar que as turbinas eólicas a 25 m atingem paridade com a rede quando os reajustes chegam a 15%, e os painéis quando os mesmos são maiores ou iguais a 30%. Este cenário de aumento não é irreal e pode acontecer ainda em 2015. A ANEEL aprovou na sexta-feira, 27 de fevereiro de 2015, a revisão extraordinária das tarifas⁹ que trarão aumentos nas contas de luz de até 39,5%, dependendo da concessionária de distribuição. Nas palavras do diretor-geral da agência, Romeu Rufino, “no ano passado e neste ano, o custo da energia elétrica tem sido realmente alto, porque o regime hidrológico não está favorável, temos despachado todas as térmicas, que têm um custo mais alto” (Craide, 2015). O reajuste aprovado para a CELPE, empresa responsável pela distribuição no local em análise, foi o menor dentre todos os aumentos acatados (2,2%). Contudo, duas outras perspectivas devem ser consideradas: as revisões ordinárias, feitas todos os anos, ainda não foram calculadas (Amato, 2015), e a entrada em vigor das bandeiras tarifárias, que também foram reajustadas. A partir de 02 de

⁹Para mais informações sobre as revisões incidentes no Brasil, o leitor deve recorrer à seção 3.3.5.

março de 2015, a bandeira amarela traz aumento de R\$ 0,025 no kWh consumido e a bandeira vermelha, de R\$ 0,055/KWh (Amato, 2015). Posto que desde o início do ano a bandeira em vigor é a vermelha, um aumento de 11,5% está incorrendo nas contas de luz dos consumidores de Pernambuco devido às condições desfavoráveis de geração. Este cenário do setor elétrico mostra que há boas perspectivas para gerações alternativas e as mesmas surgem como uma opção ao modelo vigente, este cada vez mais caro.

5.3.3 Impacto da Incerteza da Geração

Para esta análise, proposta na seção 4.3.4, as regressões quantílicas de velocidade do vento e de radiação solar foram ajustadas para $\tau = 25\%$, representando o cenário pessimista, com poucos ventos e baixa incidência de radiação, e para $\tau = 75\%$, representando o cenário otimista. Os resultados são apresentados nas tabelas 5.11 e 5.12, e na figura 5.17.

Tabela 5.11: Resultados do dimensionamento ótimo para cenários pessimista ($\tau = 25\%$), mais provável ($\tau = 50\%$) e otimista ($\tau = 75\%$) - usando modelos base (Base), net-metering (NT) e tarifa branca (TB), e velocidade do vento a 25 m

Modelo	$\tau = 25\%$						
	Nº de Painéis	Nº de Turbinas	LCOE (R\$/kWh)	LCOEg (R\$/kWh)	LLP (%)	WE (MWh)	P^g_{total} (MWh)
Base	0,00	0,00	0,00	0,48	100,00	0,00	1.184,52
NT	0,00	0,00	0,00	0,48	100,00	0,00	1.184,52
TB	0,00	0,00	0,00	0,51	100,00	0,00	1.184,52
Modelo	$\tau = 50\%$						
	Nº de Painéis	Nº de Turbinas	LCOE (R\$/kWh)	LCOEg (R\$/kWh)	LLP (%)	WE (MWh)	P^g_{total} (MWh)
Base	0,00	0,00	0,00	0,48	100,00	0,00	1.184,52
NT	0,00	0,00	0,00	0,48	100,00	0,00	1.184,52
TB	0,00	0,00	0,00	0,51	100,00	0,00	1.184,52
Modelo	$\tau = 75\%$						
	Nº de Painéis	Nº de Turbinas	LCOE (R\$/kWh)	LCOEg (R\$/kWh)	LLP (%)	WE (MWh)	P^g_{total} (MWh)
Base	0,00	98,00	0,39	0,43	48,71	0,89	576,93
NT	0,00	98,00	0,39	0,43	48,63	0,00	576,04
TB	0,00	98,00	0,39	0,51	47,28	0,00	560,02

Ao analisar o custo de geração para os diferentes cenários de intensidade de vento e incidência de radiação (figura 5.17), percebe-se que, na ocorrência de um ano com ventos menos intensos (previstos no primeiro quartil da distribuição dos dados usando a equação

Tabela 5.12: Resultados do dimensionamento ótimo para cenários pessimista ($\tau = 25\%$), mais provável ($\tau = 50\%$) e otimista ($\tau = 75\%$) - usando modelos base (Base), net-metering (NT) e tarifa branca (TB), e velocidade do vento a 50 m

Modelo	$\tau = 25\%$						
	Nº de Painéis	Nº de Turbinas	LCOE (R\$/kWh)	LCOEg (R\$/kWh)	LLP (%)	WE (MWh)	P^g_{total} (MWh)
Base	0,00	84,00	0,43	0,46	53,26	0,95	630,92
NT	0,00	98,00	0,43	0,45	45,38	0,00	537,54
TB	0,00	0,00	0,00	0,51	100,00	0,00	1.184,52
Modelo	$\tau = 50\%$						
	Nº de Painéis	Nº de Turbinas	LCOE (R\$/kWh)	LCOEg (R\$/kWh)	LLP (%)	WE (MWh)	P^g_{total} (MWh)
Base	0,00	84,00	0,31	0,37	35,62	39,53	421,92
NT	0,00	98,00	0,31	0,35	21,00	0,00	248,70
TB	0,00	98,00	0,31	0,40	27,77	0,00	328,94
Modelo	$\tau = 75\%$						
	Nº de Painéis	Nº de Turbinas	LCOE (R\$/kWh)	LCOEg (R\$/kWh)	LLP (%)	WE (MWh)	P^g_{total} (MWh)
Base	0,00	87,00	0,24	0,28	16,95	150,20	200,83
NT	0,00	78,00	0,24	0,28	14,54	4,27	172,19
TB	0,00	94,00	0,24	0,29	10,20	0,10	120,80

(5.3)), há um aumento no custo unitário. Para turbinas instaladas a 25 m, este aumento é de 48,8%, afastando-as ainda mais da paridade com a tarifa convencional aplicada atualmente. No caso das turbinas a 50 m, o aumento é de 37,2% e as mesmas continuam viáveis. Para os painéis solares, em um ano com menos incidência de radiação (prevista no primeiro quartil da distribuição dos dados usando a equação (5.4)), o aumento do custo é menor (27,3%).

Na ocorrência de um cenário positivo, com mais ventos e mais radiação solar (séries previstas no terceiro quartil pelas mesmas equações), o impacto na redução do custo é menos significativo: 28,7% menor para turbinas a 25 m, 22,3% para turbinas a 50 m e 11,7% para painéis solares. Pode-se concluir que a incerteza é negativa para turbinas e painéis solares, aumentando muito o custo no caso de um cenário pessimista e não o reduzindo significativamente no caso otimista. Para os painéis, a incerteza “positiva” ($\tau = 75\%$) não é capaz de viabilizar os equipamentos. Para as turbinas a 25 m, a variabilidade de geração pode trazer momentos em que é interessante gerar ($LCOE <$ tarifa convencional) e momentos em que não é.

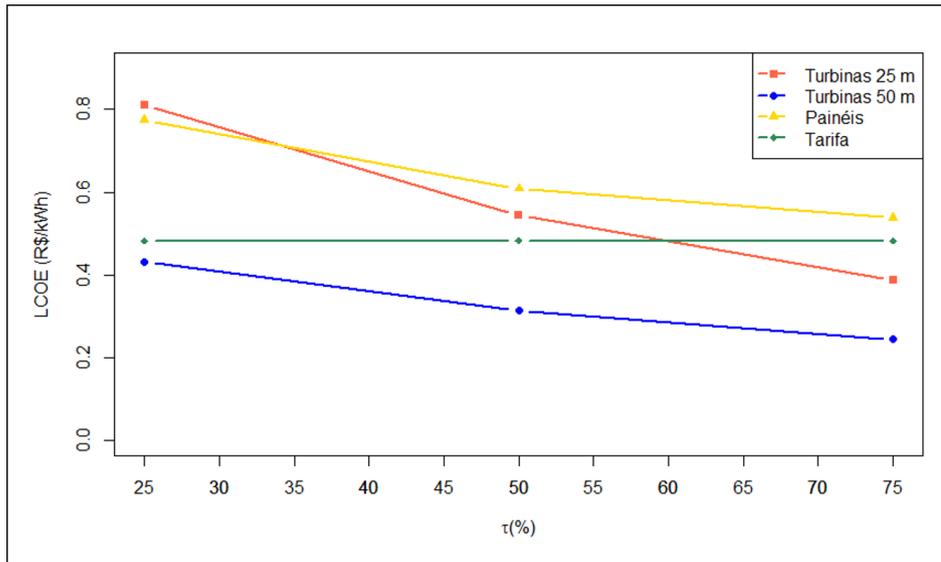


Figura 5.17: Impacto da incerteza - τ igual a 25%, 50% e 75%, no custo unitário de geração de cada tecnologia (turbinas eólicas a 25 e 50 m e painéis solares), com reta do valor da tarifa convencional, em R\$/kWh

Destaca-se, mais uma vez, a importância da intensidade dos ventos na geração eólica (potência eólica é função da velocidade ao cubo). Na tabela 5.11, quando $\tau = 25\%$, o modelo base aloca 84 turbinas a 50 m, com geração de aproximadamente 950 kWhs excedentes e atendendo quase 47% da demanda ($LLP = 53,26\%$). Para $\tau = 50\%$, as mesmas 84 turbinas geram um excedente maior do que 39,5 mil kWhs com aumento do atendimento da demanda para 64%. Quando $\tau = 75\%$, ele aloca 87 turbinas que atendem 83% da demanda e ainda geram um excedente de mais 150 mil kWhs.

Finalmente, é importante ressaltar que este risco da geração, principalmente de ser abaixo da tendência central ($\tau = 25\%$), incorre sobre o dono do sistema (investidor ou consumidor/gerador) no modelo de negócios para geração de pequeno porte praticado no Brasil.

Capítulo 6

Discussão Final

A fim de avaliar alternativas para viabilizar a geração conjunta de energia elétrica em microgrid, a partir de fontes alternativas (fotovoltaica e eólica), este trabalho propôs uma metodologia em três fases contemplando os três objetivos específicos propostos. Na primeira, são ajustados modelos de regressão linear múltipla e de regressão quantílica para previsão do comportamento das variáveis velocidade do vento e radiação solar ao longo de um ano. Na segunda fase, o quantil condicional da potência gerada a partir dessas fontes foi *input* para três modelos de dimensionamento ótimo representando os seguintes cenários (i) ausência de políticas de incentivo, (ii) advento do net-metering e (iii) simulação da tarifa branca com net-metering. Na última fase, o sistema resultante é analisado usando indicadores de confiabilidade, custo e eficiência. Além disso, avalia-se o impacto na viabilidade do sistema de subsídios de capital, de reajustes na tarifa e da incerteza de geração.

A elaboração de um modelo de cálculo do potencial de geração de energia a partir das fontes solar e eólica, primeiro objetivo específico do trabalho, foi feita por meio do ajuste de modelos de regressão para tratamento dos dados de velocidade do vento e radiação solar, seguido da conversão dos dados previstos em potência eólica e fotovoltaica. Os modelos foram testados para séries de dados de Petrolina, PE. Conclui-se que a regressão quantílica é mais adequada para o tratamento dos dados em questão, pois não utiliza suposições de homoscedasticidade da distribuição e de normalidade dos erros, além de ser mais robusta na presença de outliers. Outrossim, ela gera erros preditivos pequenos no

caso da velocidade de vento, melhores que a alternativa comumente utilizada de se calibrar o perfil do vento pela curva de Weibull. No caso do modelo para radiação solar, os erros preditivos são próximos aos do dia típico mensal, método mais praticado na literatura. Contudo, a regressão quantílica permite a análise de cenários limites de geração, sendo mais indicada para este estudo. Escolheu-se três níveis de τ diferentes para ajuste dos modelos de regressão quantílica e análise dos resultados: valores mais prováveis, no qual $\tau = 50\%$ (mediana da distribuição dos dados), valores pessimistas ($\tau = 25\%$) e valores otimistas ($\tau = 75\%$). Os resultados foram convertidos em curvas de potência eólica e fotovoltaica ao longo de um ano.

As referidas curvas adicionadas às informações técnico financeiras dos equipamentos e do local de instalação foram usadas para dimensionamento do sistema híbrido via três modelos de otimização econômico, representando os cenários políticos de interesse (ausência de políticas de incentivo, advento do net-metering e simulação da tarifa branca com net-metering). Trata-se do segundo objetivo específico do trabalho, de elaboração de modelos de dimensionamento de sistemas híbridos conectados à rede considerando as políticas de mercado.

A partir dos resultados destes modelos foi realizada a análise do sistema de geração conjunta dos pontos de vista técnico, econômico e financeiro em diferentes cenários, criados ao variar tarifas, políticas de incentivo e potencial de geração, terceiro objetivo específico do trabalho. As análises são apresentadas nos próximos parágrafos.

Concluiu-se que a geração eólica escolhida é interessante quando instalada a 50 m, reduzindo o custo do kWh gerado/comprado pelo sistema dimensionado em 23% (modelo base) e 27% (modelo net-metering). Porém, a 25 m a geração eólica não é interessante, pois os ventos não passam os 9 m/s e a turbina foi projetada para atingir a potência nominal com ventos de 11 m/s. Sendo assim, ela fica muito subutilizada e os altos custos de capital não são compensados pela geração.

Do ponto de vista de confiabilidade, os resultados mostraram que os sistemas dimensionados com turbinas a 50 m são capazes de suprir até 79% da demanda do bairro em análise. Contudo, mesmo sendo interessante do ponto de vista técnico-econômico, deve-se

avaliar a possibilidade legal de se instalar turbinas na cidade a esta altura.

A política net-metering se revelou interessante no dimensionamento “equilibrado” do sistema, reduzindo a quantidade de energia transferida gratuitamente à concessionária (WE), se comparada ao cenário sem políticas de incentivo. Contudo, ela não é capaz de viabilizar os painéis solares, pois não age nos fatores que definem a paridade com o Grid (custos de geração *versus* tarifa).

A política de tarifa branca, mesmo encarecendo o valor da tarifa, não fornece vantagens competitivas ao sistema híbrido em análise. Ao contrário, ela diminui a competitividade dos painéis solares. Isso porque os mesmos geram durante o dia, momento no qual vigora a tarifa fora de ponta, mais barata. Para compensar à noite, quando vigora a tarifa de ponta, a aplicação do multiplicador de tarifas reduz a quantidade de energia disponível para compensação. Sendo assim, os painéis devem gerar mais do que 1 kWh durante o dia para compensar 1 kWh à noite. Isso implica em maiores custos para atendimento da mesma demanda. Quanto às turbinas, o impacto das diferenças tarifárias é menor, pois os ventos sopram em todos os turnos.

Com o fracasso das duas políticas em vigor no Brasil em viabilizar os painéis solares neste estudo, pode-se concluir pela necessidade de novos programas. Uma opção seria fornecer subsídios de capital da ordem de 25% para compra dos equipamentos, reduzindo-se assim, seus custos unitários e atingindo a paridade com o Grid.

Ademais, a análise do impacto do aumento das tarifas mostrou que um reajuste de 30% viabilizaria os painéis solares. Para as turbinas eólicas posicionadas a 25 m este valor é menor, 15%. Sendo assim, as perspectivas de aumento da tarifa de energia em 2015, que podem chegar a 40% em alguns estados do país, posicionam as gerações alternativas como opção ao modelo vigente, cada vez mais caro.

Por fim, a análise da incerteza da geração indicou que o impacto negativo no custo unitário das tecnologias (LCOE) causado pelo cenário usando as previsões pessimistas ($\tau = 25\%$) é maior do que o impacto positivo usando as previsões otimistas ($\tau = 75\%$). Este risco incorre sobre o dono do sistema (investidor ou consumidor/gerador) no modelo de negócios para geração de pequeno porte praticado no Brasil.

Como trabalhos futuros da pesquisa pode-se citar alterar o modelo de tarifa branca para considerar o efeito desta política de resposta à demanda na curva de carga. Com isso, seria possível analisar a viabilidade do sistema no cenário onde a curva de demanda de energia seria alterada pela política. Além disso, outras políticas de incentivo praticadas no mundo poderiam ser avaliadas como, por exemplo, a tarifa *feed-in*, responsável pela expansão da geração fotovoltaica na Alemanha (REN21, 2014). Finalmente, novos modelos de negócio poderiam ser testados como, por exemplo, o modelo no qual a concessionária de distribuição é dona do sistema distribuído e vende a energia para o consumidor/gerador segundo contratos de risco dividido (Kulatilaka et al., 2014).

Referências Bibliográficas

- ABRADEE (2014a). Distribuidoras e origem de capital. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/distribuidoras-e-origem-de-capital>. Acesso em: 21 abr 2014.
- ABRADEE (2014b). A distribuição de energia. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>. Acesso em: 19 abr 2014.
- ABRADEE (2014c). Leilões de energia. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/leiloes-de-energia>. Acesso em: 22 abr 2014.
- Ackermann, T., Andersson, G., and Söder, L. (2001). Distributed generation: a definition. *Electric power systems research*, 57(3):195–204.
- Alderfer, B., Eldridge, M., and Starrs, T. (2000). Making connections: Case studies of interconnection barriers and their impact on distributed power projects. Technical report, National Renewable Energy Lab., Golden, CO (US)(US).
- AllSmallWindTurbines (2015). Hy5-ad5.6 huaying 5kw wind turbine small wind turbine by zhejiang huaying wind power generator co.,ltd. Disponível em: <http://www.allsmallwindturbines.com/>. Acesso em: 20 jan 2015.
- Amato, F. (2015). Contas de luz sobem, em média, 23,4 Disponível em: <http://g1.globo.com/economia/noticia/2015/02/contas-de-luz-sobem-em-media-234-no-pais-partir-de-segunda.html>. Acesso em: 02 mar 2015.

- ANACE (2014). O que são submercados? Disponível em: <http://www.anacebrasil.org.br/portal/index.php/faqs/1-energia-eletrica/29-o-que-sao-submercados>. Acesso em: 21 abr 2014.
- ANEEL (2004). Resolução normativa nº 77, de 18 de agosto de 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. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2004077.pdf>. Acesso em: 12 jul 2014.
- ANEEL (2005). Tarifas de fornecimento de energia elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno4capa.pdf>. Acesso em: 14 jun 2014.
- ANEEL (2006). Resolução normativa nº 247, de 21 de dezembro de 2006. Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kw e dá outras providências. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2006247.pdf>. Acesso em: 11 jul 2014.
- ANEEL (2008). Nota técnica nº 086, de 14 de abril de 2008. Proposição de nova metodologia de cálculo da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição para Geradores – TUSDg - conectados em sistemas de distribuição em nível de tensão igual a 138 kV ou 88 kV. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2008/026/documento/nota_tecnica_0086_srd.pdf. Acesso em: 08 jul 2014.
- ANEEL (2010). Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>. Acesso em: 21 abr 2014.
- ANEEL (2012). Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. 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. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 20 abr 2014.
- ANEEL (2013). Por dentro da conta de luz: Informação de utilidade pública. *Brasília*. 6^a edição.
- ANEEL (2014a). BIG: Banco de Informações de Geração. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 08 jul 2014.
- ANEEL (2014b). Consulta pública nº 002. Dados_CUSD_TUSDg_2014-2015. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/detalhes_consulta.cfm?IdConsultaPublica=253. Acesso em: 08 jul 2014.
- ANEEL (2014c). Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica. *Brasília*.
- ANEEL (2014d). Resolução homologatória nº 1723, de 28 de abril de 2014. Homologa as Tarifas de Energia – TEs e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSDs referentes à Companhia Energética de Pernambuco – Celpe e dá outras providências. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20141723.pdf>. Acesso em: 19 fev 2015.
- ANEEL (2014e). Tarifa branca. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=781&idPerfil=4>. Acesso em: 14 jun 2014.
- ANEEL (2015). Bandeiras tarifárias. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=758&idPerfil=2>. Acesso em: 06 fev 2015.
- Archer, C. L. and Jacobson, M. Z. (2005). Evaluation of global wind power. *Journal of Geophysical Research*, 110(D12):D12110.

- Askarzadeh, A. (2013). A discrete chaotic harmony search-based simulated annealing algorithm for optimum design of pv/wind hybrid system. *Solar Energy*, 97:93–101.
- Asmus, P. (2010). Microgrids, virtual power plants and our distributed energy future. *The Electricity Journal*, 23(10):72–82.
- AWEA (2015). Faqs for small wind systems. Disponível em: <http://www.awea.org/Issues/Content.aspx?ItemNumber=4638&navItemNumber=727%22>. Acesso em: 01 mar 2015.
- Bacen (2015). Taxa selic diária. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/?SELICDIARIOS>. Acesso em: 20 jan 2015.
- Barroso, L. (2010). Projeção de preços de eletricidade - visão geral e desafios. In *II Simpósio Nacional de Regulação, Economia e Mercados de Energia Elétrica*. Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.
- Benedito, R. and Zilles, R. (2011). O problema da inserção da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos em unidades consumidoras de baixa tensão no brasil. *Termas de Rio Hondo:[sn]*.
- BNDES (2005). Programa de apoio financeiro a investimentos em fontes alternativas de energia elétrica no âmbito do PROINFA. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/programa/resolproinfa.pdf>. Acesso em: 10 jul 2014.
- Brasil (1993). Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8631.htm. Acesso em: 08 abr 2014.
- Brasil (1995a). Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/18987cons.htm. Acesso em: 09 abr 2014.

Brasil (1995b). Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19074cons.htm. Acesso em: 08 abr 2014.

Brasil (2002). Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/110438.htm. Acesso em: 10 jul 2014.

Brasil (2004a). Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004. Regulamenta o inciso I e os §§ 1o, 2o, 3o, 4o e 5o do art. 3o da Lei no 10.438, de 26 de abril de 2002, no que dispõem sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, primeira etapa, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5025.htm. Acesso em: 10 jul 2014.

Brasil (2004b). Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm. Acesso em: 15 abr 2014.

Brasil (2010). Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010. Regulamenta a lei no 12.111, de 9 de dezembro de 2009, que dispõe sobre o serviço de energia elétrica dos sistemas isolados, as instalações de transmissão de interligações internacionais no Sistema Interligado Nacional - SIN, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Decreto/D7246.htm. Acesso em: 15 abr 2014.

Brown, B. G., Katz, R. W., and Murphy, A. H. (1984). Time series models to simulate

- and forecast wind speed and wind power. *Journal of climate and applied meteorology*, 23:1184–1195.
- Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., and Bossanyi, E. (2011). *Wind energy handbook*. John Wiley & Sons.
- Callaway, D. S. (2010). Sequential reliability forecasting for wind energy: Temperature dependence and probability distributions. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 25(2):577–585.
- Carley, S. (2009). Distributed generation: An empirical analysis of primary motivators. *Energy Policy*, 37(5):1648–1659.
- CCEE (2014a). Boletim Info PLD, nº 123. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/wcm/idc/groups/bibpublic_precos/documents/conteudoccee/ccee_178996.pdf. Acesso em: 30 mai 2014.
- CCEE (2014b). Com quem se relaciona: Instituições. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/com_quem_se_relaciona. Acesso em: 11 abr 2014.
- CCEE (2014c). Comercialização: Ambiente de Contratação Livre. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao. Acesso em: 11 abr 2014.
- CCEE (2014d). Comercialização: Ambiente de Contratação Regulada. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao. Acesso em: 11 abr 2014.
- CCEE (2014e). Comercialização: Mercado de Curto Prazo. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao. Acesso em: 11 abr 2014.
- CCEE (2014f). Leilões: O que fazemos. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes. Acesso em: 11 abr 2014.

- CCEE (2014g). Metodologia de preços. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/metodologia_de_precos. Acesso em: 18 jun 2014.
- CCEE (2014h). Preços. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos. Acesso em: 17 jun 2014.
- CCEE (2014i). Preços em formato csv. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_csv. Acesso em: 18 jun 2014.
- CCEE (2014j). Quem Participa: Como se Dividem. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-participa/como_se_dividem. Acesso em: 15 abr 2014.
- CCEE (2014k). Relatório de Geração e Garantia Física do PROINFA. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/resultados. Acesso em: 10 jul 2014.
- CCEE (2014l). Setor elétrico: Entenda o Modelo Brasileiro. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico. Acesso em: 07 abr 2014.
- Ceconi, M., Schuch, N. J., Favera, A., Luiz, W., Martins, F., and Pereira, E. (2010). Modelagem numérica da irradiação solar como método alternativo na avaliação do potencial energético disponível. *Revista Geografia Acadêmica*, 4(2):41–52.
- Conradsen, K., Nielsen, L., and Prahm, L. (1984). Review of weibull statistics for estimation of wind speed distributions. *Journal of Climate and Applied Meteorology*, 23(8):1173–1183.
- Costa, R. C. d. and Pierobon, E. C. (2008). Leilão de energia nova: Análise da sistemática e dos resultados. *BNDES Setorial*, 27(12):39–58.

- Craide, S. (2015). Aneel aprova aumento de até 39,5 distribuidoras. Disponível em: <http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2015-02/aneel-aprova-aumento-de-ate-39-para-contas-de-luz-de-58-distribuidoras>. Acesso em: 02 mar 2015.
- Delignette-Muller, M. L., Dutang, C., Pouillot, R., and Denis, J.-B. (2014). Package ‘fitdistrplus’. Disponível em: <http://cran.r-project.org/web/packages/fitdistrplus/index.html>. Acesso em: 20 fev 2015.
- Dias, M. V. X., Bortoni, E. d. C., and Haddad, J. (2006). Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. In *CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO*, volume 5. Sociedade Brasileira de Planejamento Energético Brasília.
- DIEESE (2007). As tarifas de energia elétrica no Brasil: sistemática de correção e evolução dos valores. *Nota Técnica nº58*.
- Dutra, R. M. and Szklo, A. S. (2008). Incentive policies for promoting wind power production in Brazil: Scenarios for the alternative energy sources incentive program (proinfa) under the new Brazilian electric power sector regulation. *Renewable Energy*, 33(1):65–76.
- Ekren, O. and Ekren, B. Y. (2010). Size optimization of a pv/wind hybrid energy conversion system with battery storage using simulated annealing. *Applied Energy*, 87(2):592–598.
- Eletrobras (2005). Pesquisa de posse e hábitos de consumo de energia. Disponível em: <http://www.procelinfo.com.br/Sinpha/CurvaCarga.asp>. Acesso em: 03 set 2014.
- Eletrobras (2014a). Como a energia elétrica é transmitida no Brasil. Disponível em: <http://www.eletrobras.com/elb/natrilhadaenergia/energia-eletrica/main.asp>. Acesso em: 15 abr 2014.
- Eletrobras (2014b). Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.eletrobras.com/elb/Proinfa/>. Acesso em: 10 jul 2014.

- EPE (2013a). Balanço energético nacional. *Ministério de Minas e Energia, Brasília*. Disponível em: https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2013.pdf. Acesso em: 12 abr 2014.
- EPE (2013b). Plano decenal de expansão de energia 2022. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2022.pdf>. Acesso em: 30 mai 2014.
- EPE (2014). Estudos do plano decenal de expansão do setor elétrico. Disponível em: http://epe.gov.br/Transmissao/Documents/Estudos_10/PDEE_TRANSMISSAO_SUL_MT.pdf. Acesso em: 19 abr 2014.
- Fleten, S.-E., Maribu, K. M., and Wangensteen, I. (2007). Optimal investment strategies in decentralized renewable power generation under uncertainty. *Energy*, 32(5):803–815.
- Geem, Z. W. (2012). Size optimization for a hybrid photovoltaic–wind energy system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 42(1):448–451.
- Giraud, F. and Salameh, Z. M. (2001). Steady-state performance of a grid-connected rooftop hybrid wind-photovoltaic power system with battery storage. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 16(1):1–7.
- Gontijo, T. S. (2013). Potencial de geração de energia eólica no brasil: análise de municípios na região sul e nordeste do brasil. Master’s thesis, Mestrado em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.
- Guarnieri, R. A., Pereira, E. B., Martins, F. R., and Chan, C. S. (2007). Previsões de radiação solar utilizando modelo de mesoescala: refinamento com redes neurais. In *CBENS-CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR*, volume 1. Abens- Associação Brasileira de Energia Solar Fortaleza.
- Haefelin, M., Kato, S., Smith, A. M., Rutledge, C. K., Charlock, T. P., and Mahan, J. R. (2001). Determination of the thermal offset of the eppley precision spectral pyranometer. *Applied Optics*, 40(4):472–484.
- Hao, L. and Naiman, D. Q. (2007). *Quantile regression*. Number 149. Sage.

- Hatziargyriou, N., Asano, H., Iravani, R., and Marnay, C. (2007). Microgrids. *Power and Energy Magazine, IEEE*, 5(4):78–94.
- HomePower (2014). Is wind electricity right for you? Disponível em: <http://www.homepower.com/articles/wind-power/design-installation/wind-electricity-right-you>. Acesso em: 20 jan 2015.
- Huaying, W. P. (2012). HY5-AD5.6 Wind Turbine - Product Introduction [Brochura]. China, 14 p.
- IEA (2002). Distributed generation in liberalized markets. Disponível em: <http://gasunie.eldoc.ub.rug.nl/FILES/root/2002/3125958/3125958.pdf>. Acesso em: 23 mar 2014.
- IEA (2013). World energy outlook: Renewable energy outlook. Disponível em: http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebite/2013/WE02013_Ch06_Renewables.pdf. Acesso em: 19 abr 2014.
- Jacobson, M. Z. and Delucchi, M. A. (2011). Providing all global energy with wind, water, and solar power, part i: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials. *Energy Policy*, 39(3):1154–1169.
- Kellogg, W., Nehrir, M., Venkataramanan, G., and Gerez, V. (1998). Generation unit sizing and cost analysis for stand-alone wind, photovoltaic, and hybrid wind/pv systems. *Energy conversion, ieee transactions on*, 13(1):70–75.
- Koenker, R. (2005). *Quantile regression*. Number 38. Cambridge university press.
- Koenker, R. and Bassett Jr, G. (1978). Regression quantiles. *Econometrica: journal of the Econometric Society*, pages 33–50.
- Koenker, R., Portnoy, S., Ng, P., Zeileis, A., Grosjean, P., and Ripley, B. (2015). Package ‘quantreg’. Disponível em: <http://cran.r-project.org/web/packages/quantreg/index.html>. Acesso em: 20 fev 2015.

- Kulatilaka, N., Santiago, L., and Vakili, P. (2014). Reallocating risks and returns to scale up adoption of distributed electricity resources. *Energy Policy*, 69:566–574.
- Kyocera (2014). Kyocera KD245GH-4FB [Brochura]. 2 p.
- Lenoble, J. (1985). Radiative transfer in scattering and absorbing atmospheres: standard computational procedures. *Hampton, VA, A. Deepak Publishing, 1985, 314 p.*, 1.
- Manfredi, M., Caputo, P., and Costa, G. (2011). Paradigm shift in urban energy systems through distributed generation: Methods and models. *Applied Energy*, 88(4):1032–1048.
- Martín, L., Zarzalejo, L. F., Polo, J., Navarro, A., Marchante, R., and Cony, M. (2010). Prediction of global solar irradiance based on time series analysis: Application to solar thermal power plants energy production planning. *Solar Energy*, 84(10):1772–1781.
- Mattei, M., Notton, G., Cristofari, C., Muselli, M., and Poggi, P. (2006). Calculation of the polycrystalline pv module temperature using a simple method of energy balance. *Renewable Energy*, 31(4):553–567.
- MinhaCasaSolar (2015). Loja virtual. Disponível em: <http://minhacasasolar.lojavirtualfc.com.br/>. Acesso em: 20 jan 2015.
- MME (2001). Projeto RESEB-COM: Sumário executivo das sugestões. Disponível em: http://www.editoracanalenergia.com.br/10anos/Pacote/Proj_RESEB.pdf. Acesso em: 09 abr 2014.
- MME (2014). Leilões de energia elétrica. Disponível em: http://www.mme.gov.br/programas/leiloes_de_energia/menu/inicio.html. Acesso em: 13 jun 2014.
- Møller, J. K., Nielsen, H. A., and Madsen, H. (2008). Time-adaptive quantile regression. *Computational Statistics & Data Analysis*, 52(3):1292–1303.
- Montgomery, D. C., Peck, E. A., and Vining, G. G. (2006). *Introduction to linear regression analysis*. Wiley, quarta edição edition.

- Naing, L. P. and Srinivasan, D. (2010). Estimation of solar power generating capacity. In *Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2010 IEEE 11th International Conference on*, pages 95–100. IEEE.
- Omu, A., Choudhary, R., and Boies, A. (2013). Distributed energy resource system optimisation using mixed integer linear programming. *Energy Policy*, 61:249–266.
- ONS (2014). O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional. Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx. Acesso em: 19 abr 2014.
- Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., and D’haeseleer, W. (2005). Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy policy*, 33(6):787–798.
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Abreu, S. L., and Rüther, R. (2006). *Atlas brasileiro de energia solar*. INPE.
- Pinson, P. (2012). Very-short-term probabilistic forecasting of wind power with generalized logit–normal distributions. *Journal of the Royal Statistical Society: Series C (Applied Statistics)*, 61(4):555–576.
- Pinson, P. et al. (2013). Wind energy: Forecasting challenges for its operational management. *Statistical Science*, 28(4):564–585.
- Pires, J. C. L. (1999). O processo de reformas do setor elétrico brasileiro. *Revista do BNDES*, 6:137–166.
- REN21 (2014). Renewables 2014 - Global Status Report. Technical report, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.
- Siddiqui, A. S. and Marnay, C. (2008). Distributed generation investment by a microgrid under uncertainty. *Energy*, 33(12):1729–1737.
- Silva, S. R. and Costa, W. U. (2011). Aspectos Regulatórios da Integração da GD - Aula 06. Departamento de Engenharia Elétrica (UFMG), 40 p.

- SONDA (2013). Sistema de organização nacional de dados ambientais. Disponível em: <http://sonda.ccst.inpe.br/>. Acesso em: 10 set 2013.
- Uol (2015). Uol economia cotações. Disponível em: <http://economia.uol.com.br/cotacoes/>. Acesso em: 20 jan 2015.
- Vollmann, T. E., Berry, W. L., Whybark, D. C., and Jacobs, F. R. (2005). *Manufacturing planning and control for supply chain management*. McGraw-Hill/Irwin New York.
- Yang, H., Lu, L., and Zhou, W. (2007). A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system. *Solar energy*, 81(1):76–84.
- Zeng, W. (2013). Openei. Disponível em: http://en.openei.org/wiki/Main_Page. Acesso em: 03 nov 2013.
- Zhou, W., Lou, C., Li, Z., Lu, L., and Yang, H. (2010). Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems. *Applied Energy*, 87(2):380–389.