



---

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
INSTITUTO DE PESQUISAS HIDRÁULICAS E ESCOLA DE ENGENHARIA  
CURSO DE ENGENHARIA AMBIENTAL**

---

**Evandro Enio Eifler Neto**

Estudo da Complementaridade entre as Disponibilidades de Energia Hídrica e Eólica na Região Nordeste do Brasil

Porto Alegre

Dezembro 2012

**Evandro Enio Eifler Neto**

Estudo da Complementaridade entre as Disponibilidades de Energia Hídrica e Eólica na Região Nordeste do Brasil

TRABALHO DE CONCLUSÃO APRESENTADO AO CURSO DE ENGENHARIA AMBIENTAL DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL COMO PARTE DOS REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE ENGENHEIRO AMBIENTAL.

Orientador: Alexandre Beluco

Porto Alegre

Dezembro 2012

**Evandro Enio Eifler Neto**

**Estudo da Complementaridade entre as Disponibilidades de Energia Hídrica e Eólica na Região Nordeste do Brasil**

Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Ambiental da Universidade Federal do Rio Grande do Sul defendido e aprovado em **08 de janeiro de 2012** pela Comissão avaliadora constituída pelos professores:

Banca Examinadora:

.....  
Prof. Dr. Alexandre Beluco - Orientador

.....  
Prof. Dr. André Luiz L. Silveira – Departamento de Hidromecânica e Hidrologia - IPH

.....  
Prof. Dr. Edith Beatriz C. Schettini – Departamento de Hidromecânica e Hidrologia - IPH

Conceito:.....

Dedico este trabalho a todas as pessoas que construíram comigo essa incrível jornada, que fizeram memória e do tempo, uma época repleta de experiências e aprendizado.

## **AGRADECIMENTOS**

O meu agradecimento vai para todas as pessoas que estiveram ao meu lado nessa grande jornada, nesse ciclo importante que se encerra com este trabalho, o qual foi realizado com uma dedicação de quem acredita muito no que propõe a Engenharia Ambiental. Agradeço aos meus pais, Margareth Baldi Eifler e Evandro Eifler Júnior; aos meus irmãos, Natália Baldi Eifler e Felipe Germano Baldi Eifler; aos meus amigos, aos meus amigos do peito; aos meus grandes colegas da Engenharia Ambiental, que contribuíram muito para minha formação e ajudaram a fazer desse um grande curso; aos professores da UFRGS que ajudaram a enriquecer a minha experiência acadêmica e profissional; ao Professor Alexandre Beluco, pela parceria na construção deste trabalho, mas principalmente por ter acreditado, desde o princípio, na ideia e no potencial do mesmo; ao Professor Alfonso Risso; aos que acreditaram ou não em mim, todos me deram força.

*“Hay quienes creen que el destino descansa  
en las rodillas de los dioses, pero la verdad es  
que trabaja, como un desafío candente, sobre  
las conciencias de los hombres.”*

Eduardo Galeano

## RESUMO

EIFLER NETO, E. (2012) **Estudo da Complementaridade entre as Disponibilidades de Energia Hídrica e Eólica na Região Nordeste do Brasil**. Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Ambiental, Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH), Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Porto Alegre. 89 f.

O trabalho consiste no estudo da complementaridade entre as disponibilidades de energia hídrica e eólica na região nordeste do Brasil. A pesquisa inicia com uma revisão bibliográfica sobre o tema, a fim de situar o leitor no cenário eólico mundial e nacional e no histórico de pesquisa sobre este tipo de complementaridade. O debate envolvendo a diversificação de um sistema centralizado em fontes hidrelétricas aponta para a crescente incorporação de fontes alternativas de energia na matriz elétrica nacional, considerando a demanda crescente no país e a importância de um planejamento integrado dos recursos. Nesse contexto, a região Nordeste adquire muita importância, visto que além de apresentar um alto potencial eólico, possui complementaridade entre os regimes eólicos e de vazões, o que significa a existência de velocidades de vento mais altas durante períodos em que os reservatórios de usinas hidrelétricas estiverem em seus níveis mais baixos. O presente estudo visa o levantamento da complementaridade em diversos pontos do nordeste brasileiro através da proposição de índices matemáticos adimensionais, com foco no período intra-anual, a fim de realizar um mapeamento de toda região e um estudo de caso na localidade compreendida entre os municípios de Petrolina, em Pernambuco, e Juazeiro, na Bahia, um dos pontos que apresentou alto índice de complementaridade. Este local foi analisado quanto a sua capacidade de proporcionar, através da capacidade eólica instalada, o suprimento de energia contínuo durante todo o ano, através da estabilização da oferta energética, a qual depende de uma escala adequada para o aproveitamento hidrelétrico eólico. Para tanto, foram realizadas simulações com um sistema híbrido hidrelétrico eólico hipotético, primeiramente com as disponibilidades “naturais” no local escolhido, depois com as mesmas “alteradas”, de modo a incrementar a complementaridade dos recursos energéticos, a fim de mostrar, de forma didática, os efeitos da mesma sobre o desempenho do sistema de geração.

Palavras-chave: complementaridade energética; mapas de complementaridade; potencial eólico; potencial hidrelétrico; sistema híbrido; nordeste do Brasil.

## **ABSTRACT**

### **Study of Complementarity between the Availability of Wind and Hydropower in Northeast Brazil**

The work consists of the study of complementarity between the availability of hydropower and wind power in northeastern Brazil. The research starts with a literature review on the topic in order to situate the reader in the world and national stage wind and history of research on this type of complementarity. The debate involving the diversification of a system-played focuses on hydroelectric sources points to the increasing incorporation of alternative sources of e-nergy in the national energy matrix, considering the growing demand in the country and the importance of an integrated resource planning. In this context, the Northeast gets very im-portant, as well as presenting a high wind potential, has complementarity between wind regimes and streamflow, which means the existence of higher wind speeds during periods when reservoirs hydroelectric plants are at their lowest levels. This study aims to survey the complementarity in various parts of northeastern Brazil by proposing mathematical dimensionless indices, focusing on intra-annual period in order to perform a mapping of the entire region and a case study on him calidade between municipalities of Petrolina, in Pernambuco, and Juazeiro in Bahia, one of the points that had a high rate of complementarity. This site was analyzed for its ability to provide, through the installed wind capacity, the supply of energy continued throughout the year, by stabilizing energy supply, which depends on an adequate scale for the hydroelectric wind. Therefore, self-formulations were performed with a hybrid wind hydro hypothetical, first with the avail-bilities "natural" in the chosen location, then with the same "change" so the incremental tar complementarity of energy resources, to show, in a didactic manner, the effects of the same on the performance of the generation system.

Keywords: complementary energy; maps complementarity; wind potential; hydroelectric potential; hybrid system; northeastern Brazil.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Sistema híbrido hidrelétrico eólico considerado para as simulações.....	38
Figura 2: Localização da área de estudo.....	44
Figura 3: Mapa de complementaridade temporal para a região estudada.....	48
Figura 4: Mapa de complementaridade entre amplitudes para a região estudada.....	49
Figura 5: Mapa de complementaridade entre as disponibilidades energéticas para a região estudada.....	50
Figura 6: Mapa de complementaridade total para a região estudada.....	51
Figura 7: Simulação de um sistema híbrido hipotético utilizando os dados de disponibilidade hídrica e eólica do local estudado.....	53
Figura 8: Simulação de um sistema híbrido hipotético utilizando os dados de disponibilidade hídrica e eólica do local estudado, sendo os últimos defasados em 180 dias.....	53

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Capacidade Instalada do SIN (MW) – 31/12/2011.....	18
Gráfico 2: Evolução da capacidade instalada hidrotérmica do SIN (MW) 2012 -2021....	20
Gráfico 3: Evolução da Energia Armazenada Máxima e Grau de Regularização do SIN (2011).....	21
Gráfico 4: Funções matemáticas representativas da disponibilidade energética de duas fontes perfeitamente complementares ao longo de um ano.....	24
Gráfico 5: Representação de um sistema envolvendo uma complementaridade ideal.....	24
Gráfico 6a: Representação da variabilidade típica em relação à média dos dados de vazão.....	40
Gráfico 6b: Representação da variabilidade da magnitude dos dados de vazão.....	40
Gráfico 7a: Representação da variabilidade típica em relação à média dos dados de vento.....	41
Gráfico 7b: Representação da variabilidade da magnitude dos dados de vento.....	41
Gráfico 8a: Representação da variabilidade típica em relação à média dos dados de vento, defasados em 180 dias.....	41
Gráfico 8b: Representação da variabilidade da magnitude dos dados de vento, defasados em 180 dias.....	42
Gráfico 9: Índice de complementaridade entre as disponibilidades hídrica e eólica na localidade de Jeremoabo/BA.....	45
Gráfico 10: Dados de precipitação média mensal para Jeremobo/BA.....	45
Gráfico 11: Dados referentes à velocidade média mensal do vento para a localidade de Jeremoabo/Ba.....	46
Gráfico 12: Dados normalizados de disponibilidade pluviométrica e eólica para a localidade de Jeremoabo/Ba.....	46

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1: Resumo da Evolução da Matriz de Energia Elétrica (MW) - 31/12/2011.....	18
---	----

## LISTA DE SIGLAS

ANA: Agência Nacional de Águas

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

CHESF: Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

CME: Custo Marginal de Expansão

CMO: Custo Marginal de Operação

COMGRAD-AMB: Comissão de Graduação da Engenharia Ambiental

EARmax: Energia Armazenada Máxima

GR: Grau de Regularização

IPH: Instituto de Pesquisas Hidráulicas

ISEN: Indicadores de Segurança Energética

MERRA: *The Modern Era Retrospective-Analysis for Research and Applications*

MME: Ministério de Minas e Energia

NASA: *National Aeronautics and Space Administration*

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PCT: Pequena Central Térmica

PDE: Plano Decenal de Expansão de Energia

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

SIN: Sistema Integrado Nacional

UFRGS: Universidade Federal do Rio Grande do Sul

UHE: Usina Hidrelétrica

## LISTA DE SÍMBOLOS

$I_n$  = índice normalizado;

$X_{mín}$  = valor médio mensal mínimo;

$X_{máx}$  = valor médio mensal máximo;

$I$  = índice de complementaridade;

$I_t$  = índice parcial de complementaridade no tempo;

$I_e$  = índice parcial de complementaridade entre as disponibilidades de energia;

$I_a$  = índice parcial de complementaridade entre as amplitudes;

$D_h$  = número do mês de valor máximo para disponibilidade de energia hidráulica no ano;

$d_h$  = número do mês de valor mínimo para disponibilidade de energia hidráulica no ano;

$D_e$  = número do mês de valor máximo para disponibilidade de energia eólica ao longo do ano;

$d_e$  = número do mês de valor mínimo para disponibilidade de energia eólica ao longo do ano;

$E_h$  = total da energia hidráulica ao longo do ano segundo dados normalizados;

$E_e$  = total da energia eólica ao longo do ano segundo dados normalizados;

$e$  = coeficiente de disponibilidade de energia;

$\delta_h$  = diferença entre os valores máximos e mínimos de disponibilidade de energia hidráulica;

$\delta_e$  = diferença entre os valores máximos e mínimos de disponibilidade de energia eólica;

$Ed_{max}$  = valor máximo de disponibilidade mensal de energia;

$Ed_{min}$  = valor mínimo de disponibilidade mensal de energia;

$Ed_m$  = valor médio mensal de energia;

# SUMÁRIO

<b>1. Introdução .....</b>	<b>16</b>
1.1. Panorama Energético Brasileiro.....	16
1.1.1. A capacidade instalada do Sistema Integrado Nacional (SIN).....	17
1.1.2. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2021.....	19
1.1.3. Caracterização da expansão da oferta energética futura.....	20
1.2. A Complementaridade entre as Disponibilidades Hídrica e Eólica.....	22
1.2.1. O conceito de complementaridade.....	22
1.2.2. A complementaridade ideal.....	23
1.2.3. A complementaridade no nordeste do Brasil.....	24
1.3. Justificativa do Estudo.....	25
1.4. Objetivos.....	27
1.4.1. Objetivos gerais.....	27
1.4.2. Objetivos específicos.....	27
<b>2. Revisão Bibliográfica.....</b>	<b>28</b>
2.1. Estudos sobre o Desempenho de Sistemas Híbridos.....	28
2.2. Sistemas Híbridos Hidrelétricos Fotovoltaicos e a Complementaridade entre as Disponibilidades Hídrica e Solar.....	29
2.3. A Complementaridade entre as Fontes de Energia Hídrica e Eólica.....	30
2.3.1. Contexto internacional.....	30
2.3.2. Contexto nacional.....	31
<b>3. Metodologia.....</b>	<b>33</b>
3.1. Tratamento dos Dados Brutos.....	33
3.2. Cálculo do Índice de Complementaridade.....	34
3.2.1. Índice de Complementaridade no Tempo.....	34
3.2.2. Índice de Complementaridade de Energia.....	35
3.2.3. Índice de Complementaridade entre Amplitudes.....	36
3.3. Mapeamento da Complementaridade no Nordeste do Brasil.....	37
3.4. Estudo de caso: Simulação de um Sistema Híbrido Hipotético na Região dos Municípios de Petrolina (PE) e Juazeiro (BA).....	38
3.4.1. Simulações com o software Homer.....	38
3.4.2. Componentes do Sistema Híbrido.....	37
<b>4. Análise dos Resultados.....</b>	<b>43</b>

4.1. Análise do Mapeamento de Complementaridade.....	43
4.1.1. Mapa de complementaridade temporal.....	47
4.1.2. Mapa de complementaridade entre amplitudes.....	47
4.1.3. Mapa de disponibilidade energética.....	47
4.1.4. Mapa de complementaridade total.....	47
4.2. Análise da Simulação de um Sistema Híbrido.....	52
<b>5. Considerações Finais.....</b>	<b>55</b>
<b>6. Referências Bibliográficas.....</b>	<b>57</b>
APÊNDICE A – Gráficos de Complementaridade dos Pontos Estudados .....	59
APÊNDICE B – Relatórios de Simulação do Homer .....	82

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. Panorama Energético Brasileiro

As usinas hidrelétricas são responsáveis por cerca de 20% da produção de energia elétrica mundial na atualidade. No Brasil, devido ao imenso potencial hidráulico, a energia gerada pelos mananciais corresponde a aproximadamente 79% da matriz elétrica, segundo dados divulgados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), através do Plano de Operação Energética 2012/2016. Para muitos, a fonte de geração hidráulica tem se mostrado viável como solução energética do país, visto que possui potencial para aportar com elevada eficiência, em um único projeto, uma grande capacidade de potência instalada e de geração.

Entretanto, o modelo energético das hidrelétricas já sofreu fortes desgastes como no ano de 2001, por exemplo, quando o Brasil passou por uma enorme crise que afetou o fornecimento e a distribuição de energia elétrica à população. Tal crise foi gerada fundamentalmente pela escassez de chuvas na época, o que deixou diversas represas vazias, somada à falta de investimentos em geração de energia. O alto prejuízo ocasionado à época apontou para a necessidade de se rever o modelo energético nacional no sentido de encontrar alternativas para o país não depender somente da energia gerada em hidrelétricas.

A busca por novas fontes de energia ganha força na medida em que a demanda energética brasileira aumenta vertiginosamente. Desde 1970, o consumo de energia per capita quadruplicou, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), documento que prevê o planejamento energético do país até 2020 e serve para orientar as decisões do governo no atendimento ao crescimento da demanda e à necessidade de infraestrutura para o setor. Esse documento ainda prevê, até 2020, uma taxa média de crescimento do consumo de energia elétrica de 4,6% ao ano.

A viabilização do atendimento da demanda no médio prazo passa necessariamente pelo investimento em toda a cadeia produtiva, o qual diminuiu nos últimos anos segundo o PDE, sendo um problema que se somou à estiagem de 2010 e à alta do preço do açúcar no mercado internacional. Trata-se, portanto, de um desafio para o setor energético a viabilização desse



conjunto de projetos de acordo com os princípios do desenvolvimento sustentável, visando à discussão de fontes alternativas para equacionar o déficit na oferta de energia elétrica.

#### 1.1.1. A capacidade instalada do Sistema Integrado Nacional (SIN)

O Brasil fechou o ano de 2011 com uma capacidade instalada de 117.100 megawatts (MW), provenientes de 2.608 usinas hidrelétricas, termelétricas, eólicas, nucleares, pequenas centrais hidrelétricas e centrais geradoras hidrelétricas, segundo informações do relatório de fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o qual fornece a atualização do Parque Gerador do Brasil até o dia 31 de dezembro de cada ano.

A energia gerada em hidrelétricas é predominante e representa 74,6% da capacidade instalada do país, incluindo a parcela de Itaipu disponível para o Brasil, resultando em uma contribuição de 83.276 MW. Em seguida estão as termelétricas, que respondem com 16,3% do total, o que equivale a 18.235 MW, e das pequenas centrais hidrelétricas, com 4,1%. A matriz nacional ainda é composta por 1,2% provenientes da energia eólica e 3,8% por biomassa. A Figura 1 ilustra a capacidade instalada no SIN em 31/12/2011, totalizando 111.618 MW.

Este relatório também apresenta os empreendimentos que entraram em operação comercial ao longo de 2011, os quais geraram uma potência de 4.199 MW. Desse total, 1.142 MW são de hidrelétricas, 432 MW de pequenas centrais hidrelétricas (PCH), 498 MW de eólicas e 2.125 MW de usinas termelétricas, classificadas em térmicas movidas a combustível fóssil (1.206 MW) e à biomassa (919 MW).

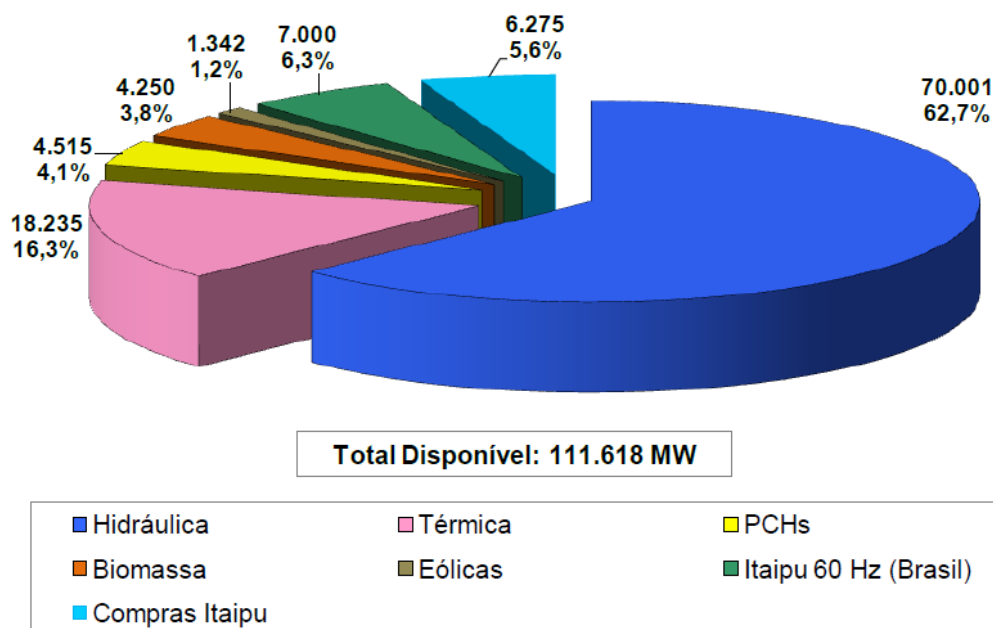


Gráfico 1: Capacidade Instalada do SIN (MW) – 31/12/2011. Fonte: ONS, Plano de Operação Energética 2012/2016.

Tabela 1: Resumo da Evolução da Matriz de Energia Elétrica (MW) - 31/12/2011. Fonte: ONS, Plano de Operação Energética 2012/2016.

TIPO	2011		2016		Crescimento 2011-2016	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica <sup>(1)</sup>	87.791	78,7	103.447	71,2	15.656	17,8
Nuclear	2.007	1,8	3.395	2,3	1.388	69,2
Gás/GNL	9.263	8,3	12.686	8,7	3.423	37,0
Carvão	1.765	1,6	3.205	2,2	1.440	81,6
Biomassa	4.250	3,8	6.062	4,2	1.812	42,6
Outros <sup>(2)</sup>	749	0,7	749	0,5	-	0,0
Óleo Combustível/Diesel	4.451	4,0	7.657	5,3	3.206	72,0
Eólica	1.342	1,2	8.176	5,6	6.834	509,2
<b>Total</b>	<b>111.618</b>	<b>100,0</b>	<b>145.377</b>	<b>100,0</b>	<b>33.759</b>	<b>30,2</b>

OBS: (1) A contribuição das PCHs e da UHE Itaipu está considerada na parcela “Hidráulica”. (2) A parcela “Outros” se refere a outras usinas térmicas com Custo Variável Unitário (CVU).

Conforme a Tabela 1, a capacidade instalada do SIN deverá evoluir de 111.618 MW, existentes em 31/12/2011, para 145.377 MW, em 31/12/2016, um aumento de 33.759 MW, ou seja, aproximadamente 30% em 5 anos.

### 1.1.2. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2021

O PDE da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) objetiva a definição de um cenário de referência para a implementação de novas instalações geradoras de energia no país, incorporando uma visão integrada do crescimento da demanda e da oferta de diversos energéticos no período 2012-2021. Este Plano adquire importância na medida em que se torna um instrumento de planejamento para o setor energético nacional, contribuindo para o delineamento das estratégias de desenvolvimento a serem traçadas pelo Estado.

A oferta proposta pelo referido plano obedece alguns critérios de segurança de suprimento e de minimização de custos de expansão, o que envolve os investimentos em novas usinas e em linhas de transmissão, levando em conta os custos de operação. A garantia de suprimento é definida como a igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME), com um limite de 5% para risco de déficit.

Em relação à expansão da geração no horizonte apresentado no PDE, foi mantida a significativa participação das fontes renováveis na matriz elétrica a partir do ano de 2015, contribuindo para o desenvolvimento sustentável das fontes de geração. Os preços competitivos destas fontes nos últimos leilões de energia têm contribuído muito para a reafirmação desta diretriz.

O incremento médio anual da carga de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN será de 3.074 MW no período 2012-2021. A expansão das capacidades instaladas do SIN são apresentadas no Gráfico 2, onde se mostram os valores previstos para o final de dezembro/2011 e os valores resultantes dos estudos, referentes ao final de dezembro/2021. É importante destacar que a projeção de demanda de energia elétrica já contempla cenários de ganhos de eficiência energética e de participação da autoprodução (EPE, 2012).

Deve-se ressaltar que o parque de geração instalado em 2011 inclui a potência dos empreendimentos que já se encontram em operação comercial nos sistemas isolados Manaus e Amapá (EPE, 2012).

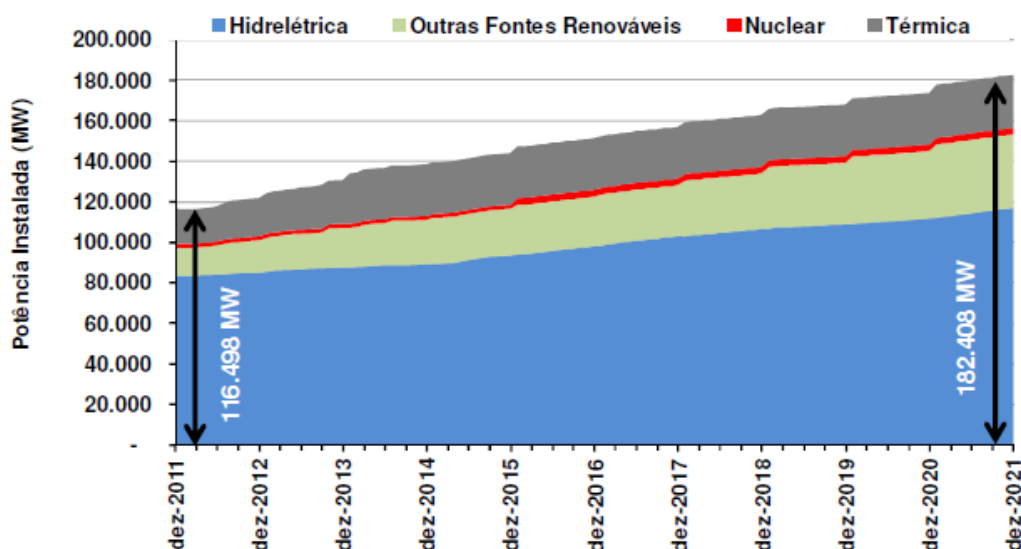


Gráfico 2: Evolução da capacidade instalada hidrotérmica do SIN (MW). Fonte: EPE, Plano Decenal 2012 – 2021.

O Gráfico 2 ilustra a evolução esperada da capacidade instalada hidrotérmica por tipo de fonte, partindo de aproximadamente 116 GW em dezembro de 2011 para cerca de 182 GW no final de 2021, com destaque para a manutenção do perfil fortemente renovável da matriz elétrica brasileira (EPE, 2012).

A incorporação crescente das fontes renováveis na matriz nacional está muito associada à implantação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PRO-INFA), criado no âmbito do Ministério de Minas e Energia (MME) pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003.

### 1.1.3. Caracterização da expansão da oferta energética futura

O cenário futuro apresentado pelo PDE indica que a hidroeletricidade permanecerá como a principal fonte de geração de energia do país, embora sua contribuição no total da potência instalada do SIN deva ser reduzida de 78,7% em dezembro de 2011 para 71,2 % em dezembro de 2016. Por outro lado, a energia eólica terá um aumento em sua contribuição estimado em 509,2%, passando de 1.342 MW (1,2% do total) para 8.176 MW (5,6% do total). A capacidade instalada do SIN deverá elevar-se de 111.618 MW, existentes em dezembro de 2011, para 145.377 MW, em dezembro 2016 (ONS, 2012).

Um fator importante a ser destacado no horizonte apresentado é o grau de regularização que as usinas projetadas poderão fornecer ao sistema. Embora a hidroeletricidade mantenha a predominância até 2016, o acréscimo desse tipo de fonte ocorrerá através de usinas com baixo ou nenhum grau de regularização anual ou plurianual, ou seja, serão fontes com pequeno ou nenhum reservatório de regularização (ONS, 2011).

Abaixo, o Gráfico 3 ilustra esse ponto, comparando a evolução da energia armazenada máxima do SIN – EARmax, entre 2010 (285.720 MWmês) e 2015 (291.779 MWmês) com o grau de regularização do SIN – GR, definido como sendo a relação entre a EARmax e a carga a ser atendida, abatida da geração térmica inflexível, da geração à biomassa, da geração das pequenas centrais – PCHs e PCTs e da geração das usinas eólicas, por estas serem fontes cuja representação nos estudos de planejamento da operação se faz através do abatimento sobre a carga projetada (ONS, 2011).

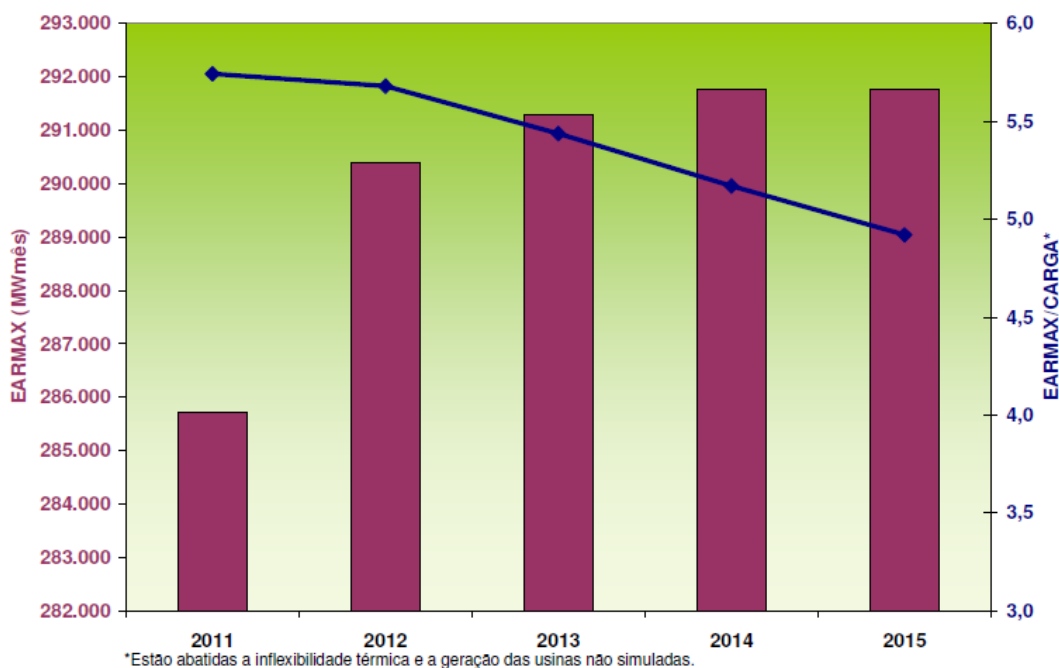


Gráfico 3: Evolução da Energia Armazenada Máxima e Grau de Regularização do SIN. Fonte: ONS, Plano Anual da Operação Energética – 2011.

Observa-se que a mais representativa expansão da capacidade de armazenamento do SIN nesse quinquênio ocorre em 2012, com um aumento de apenas 4.670 MWmês, decorrente, principalmente, da entrada em operação das UHEs Batalha (Bacia do Paranaíba - subsis-

tema Sudeste, com 1.350 hm<sup>3</sup> de volume útil – 8% do volume útil da UHE Furnas) e Estreito (usina fio d'água localizada a jusante de Serra da Mesa na Bacia do Tocantins - subsistema Norte). Em função disso, o GR do SIN deverá passar de 5,7 meses, em 2011, para 4,9 meses de estoque, em 2015, número com tendência de redução gradativa na medida em que o crescimento da carga não seja acompanhado pela agregação de usinas com reservatório de regularização e/ou por outras fontes complementares.

A complementaridade da oferta é outro fator de grande relevância ao se analisar o perfil de geração das fontes alternativas, como biomassa e eólica, que apresentam maior disponibilidade exatamente no período seco do SIN, sendo, portanto, complementares à oferta hídrica, ou seja, fontes que desempenham o papel de reservatórios, mitigando o efeito da sazonalidade desta, compensando a perda gradual de regularização, exatamente no período seco.

Torna-se, portanto, fundamental a mudança de paradigma no planejamento e programação da operação, ou seja, o estoque de energia nos reservatórios tem se tornado mais relevante, progressivamente, como a variável de estado determinante para a indicação da segurança do atendimento energético, fato que justifica, além da aplicação no curto prazo, o uso dos Indicadores de Segurança Energética (ISEN) no horizonte de médio prazo do ONS, proposta metodológica a ser encaminhada ao Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico (CMSE) para aprovação, o que irá permitir uma maior robustez nas conclusões das análises das condições de atendimento à carga do SIN.

## 1.2. A Complementaridade entre as Disponibilidades Hídrica e Eólica

### 1.2.1. O conceito de complementaridade

Segundo Beluco (2001), a complementaridade entre fontes de energia está associada à capacidade de duas ou mais fontes de apresentar disponibilidades complementares de energia entre si, considerando-se a ocorrência entre duas fontes semelhantes ou entre fontes diferentes. A complementaridade entre duas fontes pode ocorrer em relação ao tempo, ao espaço ou a ambos.

A complementaridade em relação ao espaço ocorre quando duas ou mais fontes de energia possuem disponibilidades complementares ao longo de uma região. McVeigh (1977) identificou a complementaridade entre as energias solar e eólica através de um estudo ao lon-

go do território da Grã-Bretanha. A complementaridade em relação ao tempo está associada à existência de períodos complementares de disponibilidade de energia entre duas fontes ao longo do tempo em uma mesma região.

Também há a possibilidade de existência de complementaridade considerando-se a disponibilidade energética de apenas uma fonte ao longo de uma extensa região e ao longo do tempo. O Brasil é um exemplo desse tipo de complementaridade, uma vez que a grande produção de hidroeletricidade, derivada da abundância de mananciais ao longo de todo território nacional, depende de uma disponibilidade de energia hidráulica que varia conforme a região. Tal variância, cuja causa está associada às diferenças nos regimes pluviométricos e de vazão conforme a região, sugere uma gestão de energia que realize o interligamento dos sistemas energéticos Sul-sudeste e Norte-nordeste, caracterizando uma complementaridade no tempo e no espaço.

#### 1.2.2. A complementaridade ideal

Para Beluco (2001), duas fontes de energia, em determinado local, podem apresentar disponibilidades de energia perfeitamente complementares ao longo do tempo se, além de períodos idênticos, apresentarem os valores máximos ou os valores mínimos distantes entre si de um intervalo correspondente à metade do período em questão, contendo também valores médios iguais.

Os Gráficos 4 e 5 demonstram um caso hipotético de complementaridade ideal, no qual duas fontes de energia com disponibilidades complementares são representadas por duas curvas senóides. Para um período considerado de um ano, podemos verificar a perfeita complementaridade entre as duas fontes uma vez que as mesmas apresentam defasagem de meio ano tanto para os valores máximos quanto para os mínimos, além de conter amplitudes de variação idênticas e valores médios de disponibilidade iguais. A igualdade nos valores médios se deve à coincidência entre o valor mínimo de uma fonte e o valor máximo da outra.

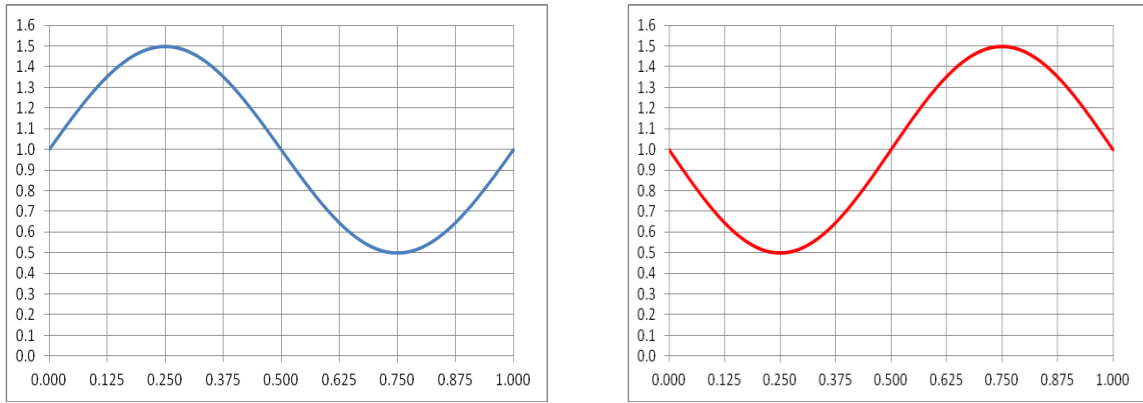


Gráfico 4: Funções matemáticas representativas da disponibilidade energética de duas fontes perfeitamente complementares ao longo de um ano.

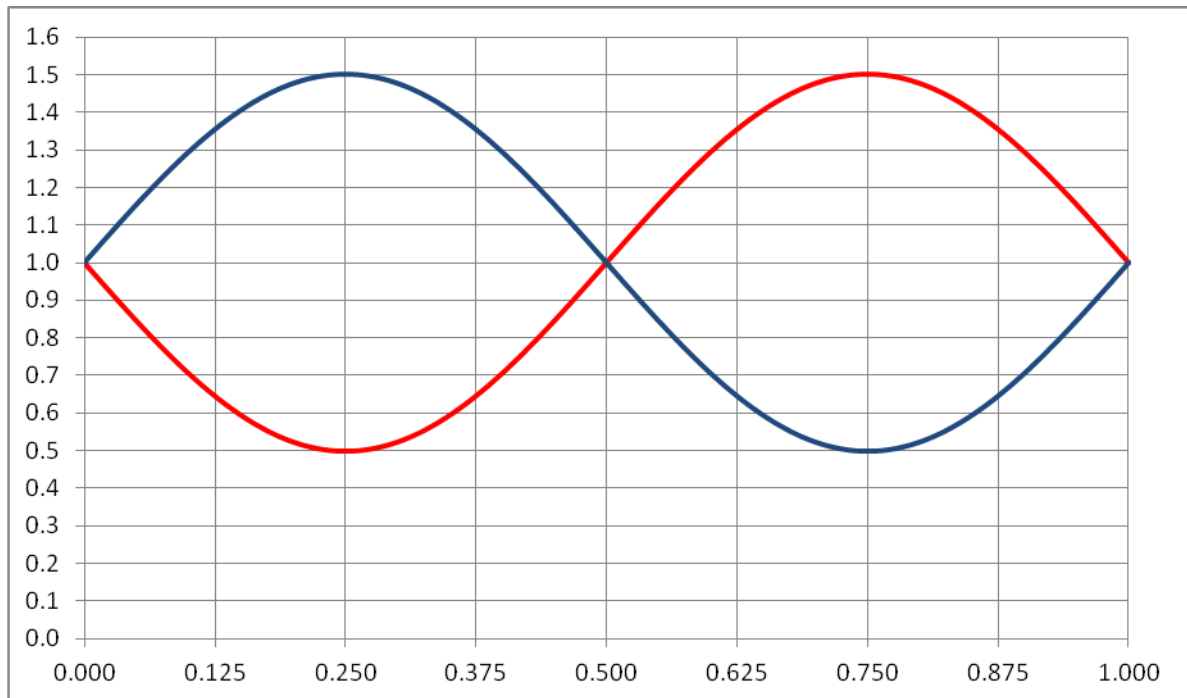


Gráfico 5: Representação de um sistema envolvendo uma complementaridade ideal.

### 1.2.3. A complementaridade no nordeste do Brasil

A geração de energia elétrica no Brasil ocorre sob uma estrutura centralizada na qual as unidades hidroelétricas são predominantes. Como os regimes hidrológicos apresentam variância sazonal, torna-se um grande desafio a estabilização da oferta de energia no âmbito de operação desse sistema.



Segundo Marinho (2006), a capacidade de armazenamento de energia nos reservatórios das usinas hidrelétricas é um fator fundamental para o planejamento de longo e médio prazo, também chamado de planejamento da operação energética, o qual trabalha com discretizações mensais ou semanais nos horizontes de estudo. No entanto, a disponibilidade hídrica natural apresenta flutuações sazonais com amplitudes significativas e os períodos secos requerem estratégias de otimização da gestão dos reservatórios, para evitar racionamentos de energia.

A complementaridade sazonal entre os regimes hidrológico e de ventos encontra no Nordeste do país uma grande oportunidade de gestão sistêmica a ser explorada, devido ao potencial eólico que a região apresenta, o que pode contribuir significativamente no suprimento de energia nos âmbitos regional e nacional.

### 1.3. Justificativa do Estudo

Os recursos naturais de energia do Brasil, em sua maior parte, estão distantes dos grandes centros urbanos consumidores e situados em regiões nas quais estão inseridas diversas restrições ambientais. Trata-se de um grande desafio, em termos de estado e pauta de governo, o planejamento energético nacional de longo prazo, uma vez que existe a necessidade de incorporação de novas fontes para suprimento de energia de uma demanda nacional com alto índice de crescimento.

Um sistema de produção energética realizado sob os princípios da sustentabilidade, com a preservação da diversidade biológica local, requer um planejamento integrado dos recursos de energia, o qual deve abranger necessariamente o conhecimento sistematizado da disponibilidade das fontes existentes, em termos espaciais e temporais, além das tecnologias e dos sistemas capazes de realizar o aproveitamento em conjunto, considerando a demanda setorial, regional ou nacional.

A operação das usinas hidrelétricas depende do regime hidrológico, o qual é caracterizado por flutuações de amplitude significativas durante o ano e que, em determinados períodos, geram níveis críticos de armazenamento (Silva e Pimenta, 2012). As fontes convencionais de energia, geradas em termelétricas, têm sido as principais opções para o suprimento de tais flutuações. No entanto, o sistema de produção energética aponta para a busca de fontes

alternativas de complementaridade, com potencial de contribuição para a estabilização da oferta de energia no país, tendo na integração entre as formas de geração hídrica e eólica, uma grande oportunidade levando-se em conta a questão sazonal de disponibilidade entre ambas as fontes.

A consolidação deste sistema elétrico integrado, operando com as duas fontes em conjunto, direciona o gerenciamento nacional de energia para a otimização do uso dos reservatórios, proporcionando estabilidade sazonal no fornecimento de energia. Em relação ao volume de água nos reservatórios, é importante destacar também que na região Nordeste tal armazenamento leva a interesses diversos, uma vez que a região é vulnerável a longos períodos de seca. As águas dos mananciais são consideradas para usos variados, incluindo a irrigação e projetos de desvio, através de canais e bombeamento, para regiões historicamente secas.

Considerando o fato de a região nordeste brasileira apresentar regimes eólicos com potencial para o auxílio na estabilização da geração de energia, tema que já foi abordado em alguns estudos (Amarante et al., 2001; Marinho, 2009), o presente trabalho faz um levantamento da complementaridade entre as fontes de energia hídrica e eólica, a fim de realizar um mapeamento da região Nordeste, útil para futuras pesquisas que vislumbrem a possibilidade de realização de sistemas híbridos com as duas fontes operando em conjunto.

O estudo visou a estimar a solução ótima da combinação hidro-eólica na produção de energia de uma localidade com elevado índice de complementaridade, propondo um sistema de operação integrada envolvendo a utilização de ambas as fontes atuando de forma conjunta, o que, em termos de pesquisa, adquire importância para projetos de sistemas híbridos em grande escala que contemplem o funcionamento paralelo de usinas eólicas e hidrelétricas, apresentando potenciais benefícios técnicos e econômicos para ambas as tecnologias.

## 1.4. Objetivos

### 1.4.1. Objetivos gerais

Este trabalho é voltado à questão da complementaridade entre fontes de energia. Mais especificadamente, o trabalho busca abordar a complementaridade envolvendo as disponibilidades de energia hídrica e eólica na região nordeste do Brasil. É proposto um mapeamento desta região segundo o grau de complementaridade entre as fontes, apresentando as gradativas mudanças entre as regiões em termos espaciais e temporais.

Também é objetivo a investigação do potencial de operação de um sistema híbrido eólico hidrelétrico hipotético de fornecimento de energia em uma localidade com alto índice de complementaridade, baseado nas duas fontes, mostrando o impacto desse parâmetro entre os recursos energéticos sobre o desempenho do sistema.

### 1.4.2. Objetivos específicos

(1) Propor uma metodologia para caracterizar a complementaridade entre as disponibilidades de energia das fontes hídrica e eólica na região nordeste do Brasil;

(2) Realizar um mapeamento desse parâmetro ao longo da região nordeste do Brasil, a fim de apresentar, através de isolinhas, as diferenças gradativas no espaço e os locais com alto potencial de complementaridade entre os recursos eólico e hidrelétrico;

(3) Simular um sistema híbrido eólico hidrelétrico hipotético, em local incluído no mapeamento efetuado, de forma que sejam demonstrados claramente os efeitos da complementaridade sobre o desempenho do mesmo.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1. Estudos sobre o Desempenho de Sistemas Híbridos

A maior parte dos trabalhos que abordam o desempenho de sistemas híbridos considera sistemas baseados em combinações entre as energias eólica e solar e também eólica e diesel, havendo um grande número de publicações que consideram a utilização de uma fonte renovável apoiada por uma fonte convencional, com o acionamento de um gerador a base de combustível fóssil nos períodos em que a fonte renovável apresenta-se indisponível.

Enslin (1991) realizou um estudo de comparação entre sistemas híbridos e não híbridos, estabelecendo valores de custo conforme a demanda. Para sistemas baseados em geradores eólicos e fotovoltaicos, os custos apresentaram-se menores para demandas de até 7,5kWh/dia e, para sistemas com base em geradores eólicos e a diesel, foram mais baratos para demandas de até 15kWh/dia. Dentre os casos estudados, para demandas maiores, a melhor alternativa foi o estabelecimento de uma conexão com a rede de distribuição, situada a uma distância de 3km.

A dinâmica de sistemas híbridos baseados em geradores eólicos e a diesel foi abordada pelos trabalhos de Tripathy et al. (1996 e 1992), Tripathy (1997) e de Bhatti et al. (1997), cujos estudos discutem a influência de acumuladores de energia de vários tipos ou do controle de carga sobre o desempenho do sistema.

O trabalho de Kellogg et al. (1998) também faz uma comparação entre a operação de sistemas baseados apenas nas fontes de energia solar e eólica e de um sistema híbrido baseado nas duas. Esse estudo foi realizado no Estado de Montana, Estados Unidos, e contribuiu com um resultado de custos de US\$ 0,23/kWh para o sistema eólico, US\$ 0,38/kWh para o sistema solar e US\$ 0,29/kWh para o sistema híbrido.

O livro de McVeigh (1977) identifica a complementaridade entre as energias eólica e solar ao longo do território da Grã-Bretanha.

## 2.2. Sistemas Híbridos Hidrelétricos Fotovoltaicos e a Complementaridade entre as Disponibilidades Hídrica e Solar

Um folheto de divulgação do *International Centre for Application of Solar Energy* [CASE, 1997] considera a instalação de um sistema híbrido hidrelétrico fotovoltaico em Ban Khun Pae, norte da Tailândia, descrevendo uma situação em que o aproveitamento hidrelétrico já existia, porém não era suficiente no atendimento às necessidades de uma população em 90 residências.

Beluco (2001) realizou um estudo para o estabelecimento de bases técnicas para o dimensionamento de aproveitamentos hidrelétricos e fotovoltaicos no estado do Rio Grande do Sul. Para isso, foi necessário levantar a questão da complementaridade entre as duas fontes de energia, avaliando a influência de diferentes gradações de complementação entre as disponibilidades hídrica e solar ao longo do estado.

Este estudo foi muito importante na medida em que propôs metodologias para a investigação da complementaridade entre duas fontes de energia em termos espaciais e temporais e também para a avaliação de desempenho de duas fontes operando em conjunto através de um sistema híbrido. A temática carece de metodologias abrangentes direcionadas à análise de sistemas híbridos de geração baseado em energias renováveis, que possibilitem a investigação de desempenho de duas fontes operando em conjunto para o futuro estabelecimento de parâmetros de dimensionamento.

O desempenho do sistema hídrico-solar no estado do Rio Grande do Sul foi investigado a partir de um balanço energético baseado em disponibilidades energéticas idealizadas, gerando como resultado um parâmetro para comparação de desempenho, o qual pode ser interpretado como um índice de falhas no atendimento. A idealização dos dados permitiu a investigação da influência do determinado parâmetro, realizando uma espécie de filtração de efeitos de outros fatores, como as condições climáticas, por exemplo.

A tese elucidada, portanto, as formas de funcionamento e também a viabilidade técnica de aproveitamentos híbridos hidrelétricos fotovoltaicos de pequeno porte em termos de contribuição da cada uma das fontes energéticas, capacidade de reservatórios, perfis de demanda, entre outros fatores influentes em relação ao desempenho do sistema em estudo.

Para a questão da avaliação do perfil de complementaridade entre as fontes hídrica e solar ao longo do estado do Rio Grande do Sul, Beluco (2001) propôs índices adimensionais de complementaridade para fins de análise quantitativa, os quais foram avaliados através da elaboração de mapas de complementaridade no tempo, entre amplitudes de variação e de complementaridade final para o estado. Tais mapas foram realizados com base em dados médios mensais de precipitação e de radiação solar incidente.

## 2.3. A Complementaridade entre as Fontes de Energia Hídrica e Eólica

### 2.3.1. Contexto internacional

No âmbito internacional, foram realizadas em 1997 e 1998 publicações na *WindPower Monthly* de estudos envolvendo simulações, em resolução horária, para dois cenários de inserção da energia eólica no sistema dinamarquês, interligado ao sistema elétrico europeu. Esses estudos foram realizados na Universidade de Roskilde, na Dinamarca, com contribuições de concessionárias de energia e transmissão da Dinamarca, Suécia e Noruega.

No primeiro cenário, foi apontada a inserção da disponibilidade eólica em 37% do consumo (54% da demanda), o que faria a Dinamarca encontrar complementaridade no sistema hidráulico da Suécia e Noruega, firmando a oferta de energia nos meses "secos" daqueles países, sem prejuízo aos níveis de segurança na estabilidade de fornecimento regional.

No segundo cenário, foi analisada uma inserção eólica próxima a 100% do consumo no sistema elétrico dinamarquês, interligado ao sistema elétrico nórdico, incluindo Alemanha, Finlândia e Holanda. Segundo as simulações, este cenário seria tecnicamente viável, sem prejuízos aos níveis de segurança do fornecimento regional, desde que realizados investimentos suplementares em reforço ao sistema de transmissão Dinamarca/Suécia.

Nas ilhas do mar Egeu, na Grécia, Kaldellis et al. (1998) e Kaldellis (2002) desenvolveram metodologias para estimar a solução ótima da combinação hidro-eólica para produção de energia, a fim de resolver o problema da produção de energia eólica e demanda de eletricidade. A demanda de eletricidade foi toda suprida, o combustível importado foi minimizado, a

penetração das fontes de energia renovável excedeu 90% e os efeitos ambientais negativos foram reduzidos notavelmente.

Outros trabalhos consideraram a operação integrada de usinas eólicas em grande escala com usinas hidrelétricas existentes, com fins de fornecer benefícios técnicos e econômicos significativos para ambas as tecnologias. Ancona et al. (2003) e Jaramillo et al. (2004) estudaram a integração do potencial eólico de Vermont, nos Estados Unidos, e do Noroeste da Rússia com o sistema hidrelétrico em Québec no Canadá, concluindo-se que as usinas eólicas podem fornecer a sustentação para as usinas hidrelétricas e vice-versa.

Jaramillo (2004) apresenta um estudo teórico para duas situações hipotéticas de como a energia eólica pode ser complementada pela energia hidráulica em Oaxaca, no México. Mostrou-se que a combinação hidro-eólica poderia fornecer perto de 20 MW de energia firme à distribuição do sistema elétrico da localidade.

### 2.3.2 Contexto nacional

No âmbito nacional, Schultz et al. (1999) apresenta dois estudos de cenários viáveis de inserção de usinas eólicas no sistema elétrico, realizados para as regiões Sul e Nordeste, ambas com potencial comprovado por meio de medições específicas. Estes estudos abrangem os dois principais sistemas elétricos interligados: Sul-Sudeste-Centro-Oeste e Norte-Nordeste, sendo, portanto, representativos dos aspectos gerais da implementação eólica em nível nacional. Nos dois casos, são apresentadas as evidências da complementaridade sazonal entre os regimes hídricos e eólicos, e a consequente tendência à estabilização sazonal da oferta de energia caso o aproveitamento eólico-elétrico venha a atingir escalas adequadas.

Tal estudo considerou, para a região Nordeste do Brasil, simulações realizadas pela CHESF (1996), as quais apresentam a produção mensal de energia elétrica a partir de turbinas eólicas instaladas em 10% do litoral do Estado do Ceará, limitadas a 5km do mar. Para esse cenário, foram utilizados dados de vento do período compreendido entre 1993 e 1995, tendo como fonte estações anemométricas de cinco diferentes áreas ao longo da costa cearense, juntamente com as curvas de potência de aerogeradores de 500/600 kW, que serviram de base para a concepção de fazendas eólicas hipotéticas, com um fator de disponibilidade de 95% e outros fatores de perda de 90%, para um arranjo com turbinas distanciadas entre si de 5x7 diâmetros e uma potência instalada de cerca de 3 GW. Os dados de produção de energia das

fazendas eólicas foram conciliados com dados de vazão natural do rio São Francisco, afluente no reservatório de Sobradinho, referentes à série histórica de 1931-1992, e com a produtividade ( $\text{MW}/\text{m}^3/\text{s}$ ) do conjunto de usinas da CHESF ao longo do rio São Francisco.

Também inserido na ideia de instalação hipotética de fazendas eólicas, Marinho (2006) propõe uma simulação da produção anual de energia elétrica no estado da Bahia, para contribuição de forma natural do aproveitamento eólico no volume de água na usina hidrelétrica de Pedra do Cavalo, localizada no Rio Paraguaçu. O trabalho demonstrou, com isso, a viabilidade da oferta de energia através da complementaridade entre os regimes naturais eólico e hidrológico.

Torna-se importante destacar que a pesquisa desse tema está associada ao crescimento e desenvolvimento dessas fontes, as quais ingressaram em uma nova etapa no país com a implantação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA, 2002).

Percebe-se, portanto, que existem diversos trabalhos envolvendo o estudo da complementaridade entre duas fontes de energia. No contexto da complementaridade da energia eólica em relação às fontes de energia hidrelétrica, já foram publicados alguns estudos para a região Nordeste, com levantamento de dados de energia, custos de operação, volume de água de reservatório economizado, entre outras informações indicativas do caráter complementar da disponibilidade eólica. No entanto, não foi encontrado um estudo que fizesse um levantamento desse tipo de complementaridade na região Nordeste do Brasil, com um mapeamento quantitativo capaz de fornecer informações importantes associadas às diferentes gradações.

Nesse contexto, o presente trabalho entra com a ideia de mapear a região com maior potencial eólico do país, propondo uma metodologia a qual considera a complementaridade no espaço e no tempo, gerando um estudo inédito na pesquisa nacional que tem como um dos objetivos fornecer uma base para futuros projetos que abranjam sistemas híbridos de operação, capazes de contribuir para a estabilização do fornecimento e para a alimentação do sistema nacional.



### 3. METODOLOGIA

#### 3.1. Tratamento dos Dados Brutos

Todas as análises deste trabalho foram feitas a partir da obtenção de dados brutos públicos de vazão e vento. Os primeiros foram obtidos de séries históricas disponibilizadas pela Agência Nacional de Águas (ANA), através da interface *HidroWeb*, a qual fornece diversas informações hidrológicas medidas por vários tipos de estações ao longo do Brasil. Os dados de vento foram extraídos da fonte pública intitulada *The Modern Era Retrospective-Analysis for Research and Applications* (MERRA), disponibilizada pela NASA.

A pesquisa envolveu dados de vazão de 44 estações fluviométricas ao longo da região Nordeste, abrangendo os estados da Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará, com a obtenção de séries diárias para todas as localidades. Com o fim de obter índices de complementaridade entre as disponibilidades hídrica e eólica ao longo da região em estudo, foi fundamental trabalhar com as estatísticas de vazão dos mananciais, o que possibilitou realizar um levantamento sazonal do fluxo hídrico e relacioná-lo com os períodos secos existentes, quando os ventos tendem a soprar com mais intensidade.

As informações de velocidade do vento também foram obtidas em forma de séries horárias e, da mesma maneira como foi feito com as vazões, tais séries foram convertidas para uma estatística mensal para cada ano, o que facilitou as análises e a posterior normalização dos dados para ambas as fontes de energia. Este procedimento de normalização é fundamental para a análise da complementaridade ao longo do tempo entre duas fontes de energia que apresentam unidades distintas. Neste trabalho, foram realizadas médias mensais para os doze meses do ano, abrangendo todos os anos com dados considerados, para ambas as fontes, com o cálculo de normalização realizado conforme a expressão

$$In = (X - X_{mín}) / (X_{máx} - X_{mín}) \quad (3.1)$$

onde  $In$  é o índice normalizado para cada um dos doze meses,  $X$  é a média do mês em questão e  $X_{mín}$  e  $X_{máx}$  são, respectivamente, os valores médios mensais mínimos e máximos.

A obtenção de dados mensais normalizados para ambas as fontes ao longo dos doze meses proporcionou condições adequadas para a análise gráfica do comportamento e disponibilidade das mesmas ao longo do ano.

### 3.2. Cálculo do Índice de Complementaridade

Segundo Beluco (2001), a avaliação do afastamento da condição ideal de complementaridade mostrada na Figura 2 entre duas funções que não são perfeitamente complementares ao longo do tempo aponta para a necessidade de criação de índices adimensionais, os quais devem assumir por definição valores no intervalo de zero a um.

A criação do índice de complementaridade tem a função de expressar o grau de complementaridade entre duas fontes de energia. Ele é definido de acordo com a Eq. (3.2) e inclui a avaliação de três componentes: a defasagem entre os valores de disponibilidade de energia das duas fontes, a relação entre os dois valores médios e a relação entre as amplitudes de variação das funções:

$$I = I_t I_e I_a \quad (3.2)$$

em que  $I_t$  é o índice parcial de complementaridade no tempo;  $I_e$  é o índice parcial que descreve a complementaridade entre os valores médios de disponibilidade de energia e  $I_a$  é o índice parcial de complementaridade entre as amplitudes de variação das disponibilidades de energia entre as fontes. Estes índices parciais são discutidos nas subseções seguintes.

#### 3.2.1. Índice de Complementaridade no Tempo

O índice de complementaridade no tempo,  $I_t$ , é definido pela Eq. (3.3) e avalia o intervalo de tempo entre os valores máximos das disponibilidades das duas fontes de energia. Se esse intervalo é exatamente a metade do período, o índice será igual a um. Se o intervalo for nulo, isto é, se os valores de disponibilidade máxima coincidem, o índice será igual zero. Os valores intermediários são linearmente relacionados. Para o cálculo desse índice, utilizaram-se dados normalizados para ambas as fontes de energia, o que diminui a incerteza do resultado na medida em que são eliminados eventos que estejam fora da tendência sistemática:

$$I_t = \frac{|d_h - d_e|}{\sqrt{|D_h - d_h| |D_e - d_e|}} \quad (3.3)$$

sendo  $D_h$  e  $d_h$  os números dos meses que respondem aos valores máximos e mínimos, respectivamente, de disponibilidade de energia hidráulica ao longo do ano;  $D_e$  e  $d_e$ , por sua vez, correspondem aos números dos meses de valor máximo e mínimo, respectivamente, de disponibilidade de energia eólica em um intervalo anual.

### 3.2.2. Índice de Complementaridade de Energia

Abaixo, a Eq. (3.4) define o índice de complementaridade de energia,  $I_e$ , o qual avalia a relação entre as médias dos valores de disponibilidade energética. Se esses valores médios forem iguais, o índice deve ser igual a um. Caso sejam diferentes, o índice tende a zero conforme estas diferenças aumentam. Os valores intermediários de diferença são linearmente relacionados com o índice:

$$I_e = 1 - \sqrt{\left(\frac{E_h - E_e}{E_h + E_e}\right)^2} \quad (3.4)$$

com  $E_h$  e  $E_e$  representando, respectivamente, o total da energia hidráulica e eólica ao longo de um ano, segundo dados normalizados.

Alternativamente, uma expressão para  $I_e$  pode ser desenvolvida a partir de um coeficiente  $e$ , tal como definido pela Eq. (3.5). Este coeficiente varia de 0 a 2, sendo igual a 1 quando os valores de energia  $E_h$  e  $E_e$  são iguais. Quando  $E_h$  é muito maior do que  $E_e$ , o coeficiente tende a zero, ao passo que se  $E_h$  é muito menor que  $E_e$ , o mesmo tende para 2.

$$e = \frac{2}{1 + \frac{E_h}{E_e}} \quad (3.5)$$

O índice  $I_e$  deve associar o valor de zero às situações em que os valores do coeficiente forem 0 e 2 e associar 1 quando o coeficiente valer 1. Isto é obtido através da expressão

$$I_e = 1 - \sqrt{(1 - e)^2} \quad (3.6)$$

### 3.2.3. Índice de Complementaridade entre Amplitudes

O índice de complementaridade entre amplitudes,  $I_a$ , é expresso pela Eq. (3.7) e avalia a relação entre os valores máximos e mínimos de disponibilidade das duas fontes de energia. Sendo iguais as diferenças, o índice é igual a 1. Caso contrário, o índice varia conforme os valores de  $\Delta$ , contidos na Eq. (3.8), demonstrada abaixo,

$$I_a = \begin{cases} \left[ 1 - \frac{(\delta_h - \delta_e)^2}{(1 - \delta_e)^2} \right], & \text{for } \delta_h \leq \delta_e \\ \left[ \frac{(1 - \delta_e)^2}{(1 - \delta_e)^2 + (\delta_h - \delta_e)^2} \right], & \text{for } \delta_h \geq \delta_e \end{cases} \quad (3.7)$$

em que os valores de  $\Delta$  correspondem a uma manipulação envolvendo os valores máximos e mínimos de disponibilidade de energia. Tais diferenças são obtidas a partir da Eq. (3.8), em que  $E_{dmax}$  e  $E_{dmin}$  representam, respectivamente, os valores máximo e mínimo de disponibilidade mensal de energia, sendo  $E_{dm}$  o valor médio mensal de energia.

$$\delta = 1 + \frac{E_{d \max} - E_{d \min}}{E_{dm}} \quad (3.8)$$

Este índice foi criado a fim de considerar a diferença entre os valores máximo e mínimo de disponibilidade energética das fontes na avaliação da complementaridade. Caso uma das fontes de energia não for disponível ao longo do período de interesse, torna-se inviável a consideração das fontes como complementares. Se as duas fontes têm a mesma diferença entre os valores máximo e mínimo de disponibilidade, são idealmente complementares e o indicador deve ser igual a 1. Nos casos intermediários, em que as diferenças são desiguais, o índice deve ser expresso por valores entre 0 e 1, indicativos de uma complementaridade menor que a ideal.

O valor de  $\delta$  pode apresentar uma grande variação, em função da disponibilidade hídrica no local de aproveitamento e da capacidade instalada do gerador hidrelétrico. No entanto, pelo modo como foi definido,  $\delta$  nunca será inferior a um, valor correspondente a uma situação em que o gerador hidrelétrico operaria sob vazão constante, com um tempo de recorrência muito baixo ou uma frequência muito alta.

### 3.3. Mapeamento da Complementaridade no Nordeste do Brasil

O mapeamento da complementaridade na região foi realizado através de uma malha de interpolação de dados obtida pelo método de Kriging, com o uso do *software* Surfer na versão 8. Após a interpolação, foram obtidas isolinhas, as quais foram importadas no *software* ArcGIS, versão 10, programa utilizado para a produção dos mapas. As isolinhas foram sobrepostas a uma máscara da região Nordeste, inserida para circunscrever a região de interesse e minimizar a extrapolação. A região do estudo é preenchida por uma imagem em diferentes tons de cores, de acordo com as escalas apresentadas. O resultado, apresentado na Figura 9, contém linhas de nível para valores de  $I$  em dez intervalos de 0,10.

Como o mapeamento abrange a região Nordeste e a mesma é composta por mais de uma zona UTM no DATUM WGS84, foi realizada a conversão para a projeção Policônica através do ArcGIS. Nessa projeção, foi utilizado um falso leste de 500km e um falso norte de 10.000km, sendo o meridiano central localizado na coordenada oeste de 39° e a latitude de origem situada no Equador a 0°.

### 3.4. Estudo de Caso: Simulação de um Sistema Híbrido Hipotético na Região dos Municípios de Petrolina (PE) e Juazeiro (BA)

#### 3.4.1. Simulações com o software Homer

O *software* Homer foi desenvolvido pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) e está disponível para o acesso universal em sua versão beta 2.68. O programa simula um sistema de geração de energia ao longo do período de tempo considerado no projeto em intervalos de 60 minutos, apresentando os resultados por um período de um ano.

As simulações foram realizadas para um período de operação de 25 anos, com 12% de juros anuais e 6% de taxa interna de retorno, sendo estabelecido para o projeto que os diferentes geradores poderiam funcionar simultaneamente e em paralelo.

O sistema híbrido considerado nas simulações aparece representado esquematicamente na Figura 1. Trata-se de um sistema híbrido hidrelétrico eólico com possibilidade de armazenamento de energia em baterias e com a possibilidade de compra e de venda de energia para o sistema interligado.

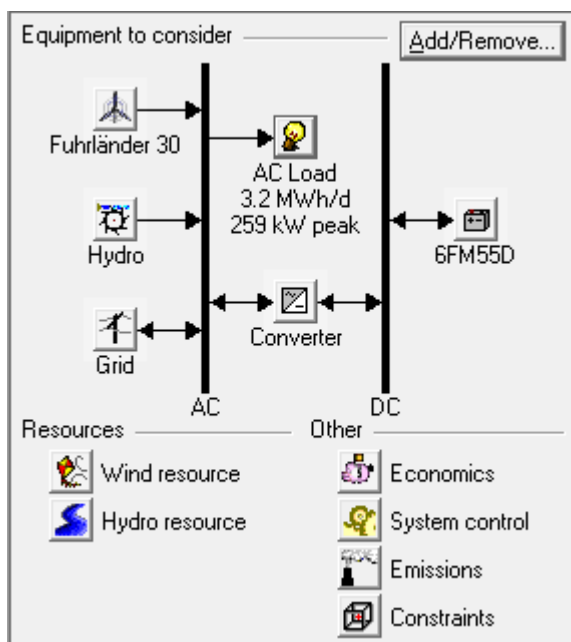


Figura 1. Sistema híbrido hidrelétrico eólico considerado para as simulações.

O sistema inclui um barramento em corrente alternada (CA) e outro em corrente contínua (CC), recebendo suprimentos de energia hidráulica e geradores eólicos. A carga elétrica é ligada ao barramento de CA e o banco de baterias para o barramento de CC, com o fluxo de energia em ambos os sentidos entre os dois barramentos possibilitado pelo dispositivo conversor.

As simulações foram realizadas para os seguintes valores em relação às variáveis de otimização: 0, 2, 4, 8 e 12 turbinas eólicas; 0, 4, 8, 12, 16 e 20 baterias; 0 kW, 20 kW e 40 kW para o conversor; 0 kW, 100 kW e 200 kW para o poder de compra da rede.

Para as entradas de sensibilidade, foram realizadas simulações para os seguintes valores: 2.800 kWh/d, 3.000 kWh/d e 3.200 kWh/d para carga em CA; 4 m/s, 6 m/s, 8 m/s, 10 m/s e 12 m/s para a velocidade média anual do vento, 10 L/s, 20 L/s, 30 L/s, 40 L/s, 50 L/s e 60 L/s para a vazão em escala média anual, 0 kW, 100 kW e 200 kW, para a capacidade de venda da rede.

Um conjunto de 540 simulações, com 450 diferentes valores para as variáveis de sensibilidade foram realizados. A operação foi completada depois de um tempo total de cerca de 70 minutos. Os resultados são apresentados e discutidos na próxima seção.

#### 3.4.2. Componentes do Sistema Híbrido

As simulações foram realizadas com um sistema híbrido hidrelétrico eólico hipotético, localizado na divisa entre os municípios de Petrolina (PE) e Juazeiro (BA), na região média do vale do rio São Francisco. Esse sistema foi simulado com séries de dados de vento e vazão obtidas, respectivamente, das estações Sonda (Petrolina) e Juazeiro, do município de mesmo nome, ambas com dados de domínio público. O sistema simulado utilizou dados horários para as duas variáveis de entrada ao longo de um ano, sendo realizada uma defasagem de 180 dias dos dados de velocidade de vento para fins de teste de complementaridade no tempo.

A Figura 1 mostra o sistema que foi considerado nas simulações. A energia é obtida de turbinas eólicas e de uma usina hidrelétrica, sendo que o sistema pode vender energia excedente para o sistema interligado e pode adquirir energia quando os geradores do mesmo não conseguirem atender a demanda das cargas consumidoras.

Os valores de vazão considerados na simulação são mostrados no Gráfico 3. O custo da usina hidrelétrica foi considerado igual a US\$ 2.000 por kW instalado.

Para a captação da energia eólica, foi considerado um sistema de pequenas turbinas, com altura do rotor de 25m, fabricadas pela Furhlander AG, com potência nominal de 30 kW, sendo o custo considerado igual a US\$ 3.000 por kW instalado. A série de ventos é mostrada nos Gráficos 7 e 8, com a defasagem de 180 dias presente na última.

Nos gráficos 6 a 8, estão representados, para a série de vazões e de ventos, os valores médios de cada mês, os desvios em torno dessas médias e os valores máximos e mínimos, sendo mostrada a variabilidade típica. O segundo gráfico, com variação na cor, representa a variabilidade dos valores relacionados à disponibilidade hídrica e eólica, para todos os dias do ano, sendo ela praticamente inexistente para as vazões, que pouco variam ao longo de um dia, ao contrário do comportamento dos ventos.

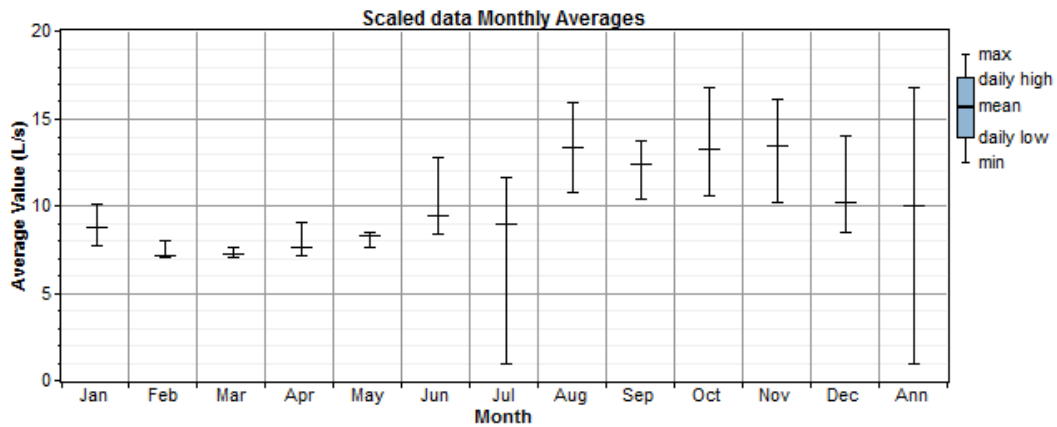


Gráfico 6a: Representação da variabilidade típica em relação à média dos dados de vazão.

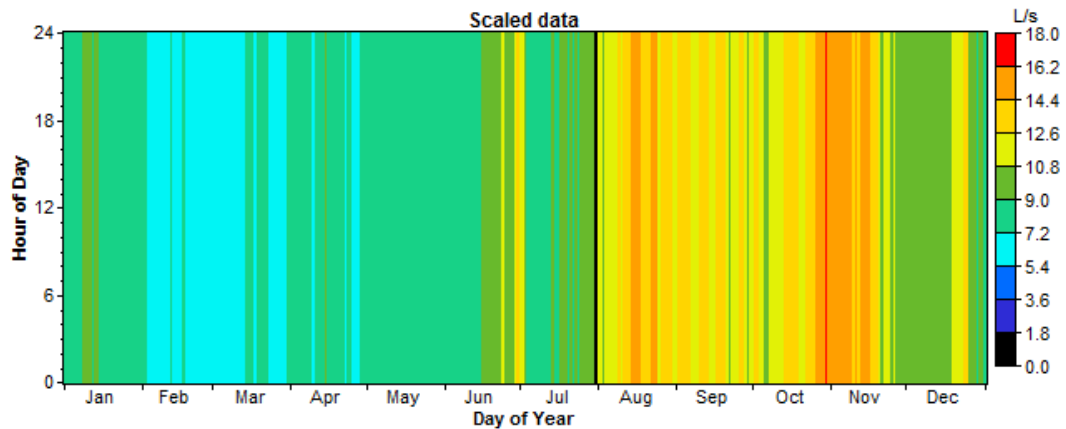


Gráfico 6b: Representação da variabilidade da magnitude dos dados de vazão.



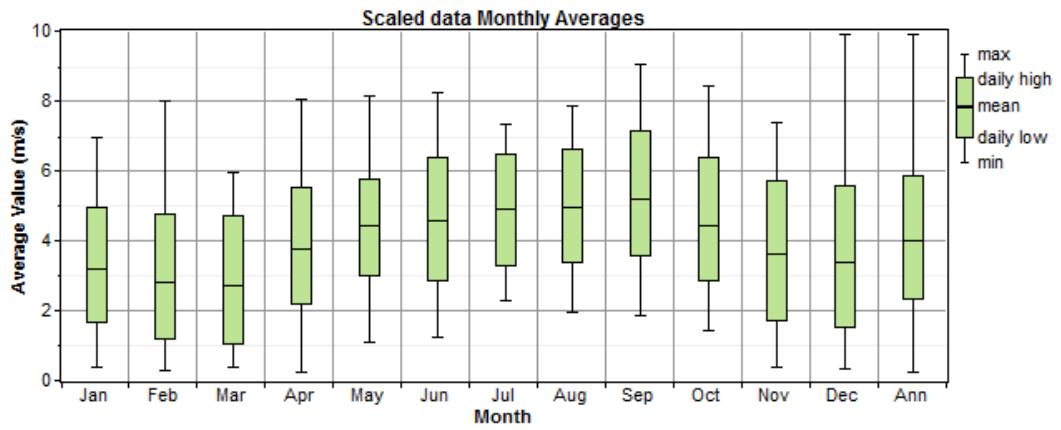


Gráfico 7a: Representação da variabilidade típica em relação à média dos dados de vento.

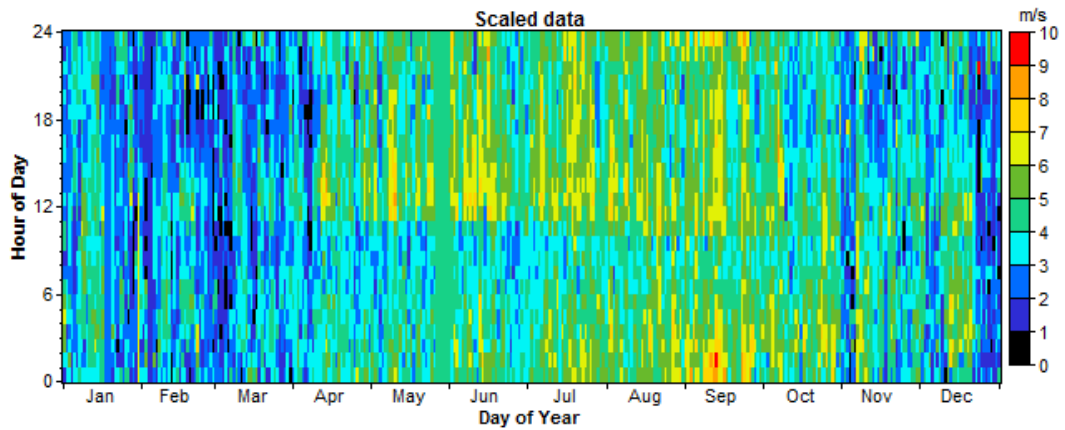


Gráfico 7b: Representação da variabilidade da magnitude dos dados de vento.

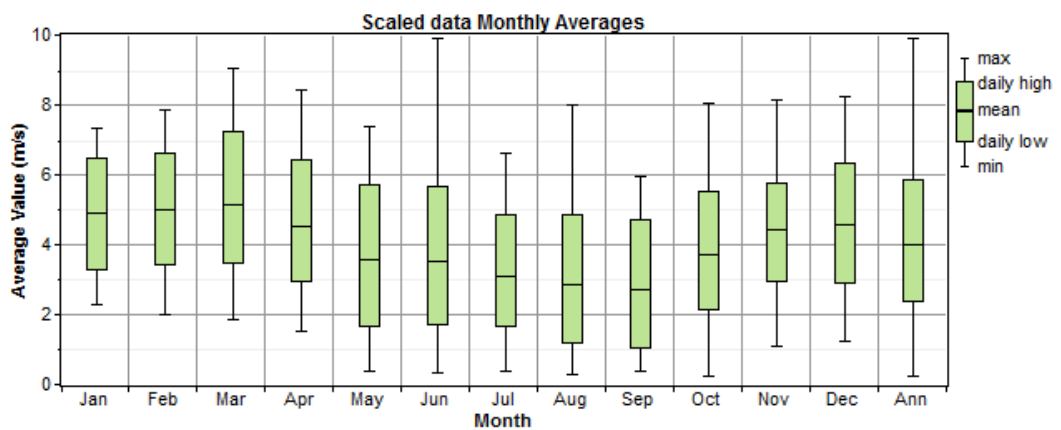


Gráfico 8a: Representação da variabilidade típica em relação à média dos dados de vento, defasados em 180 dias.

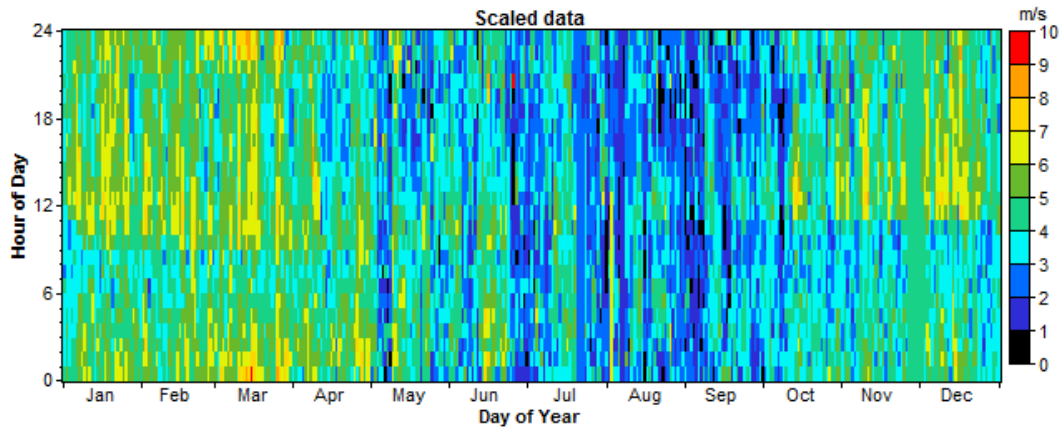


Gráfico 8b: Representação da variabilidade da magnitude dos dados de vento, defasados em 180 dias.

As alternativas consideradas para a fonte de alimentação ainda contêm inversores, retificadores, baterias e cargas elétricas específicas. Foram utilizados conversores, que incluem um componente único, nas funções de conversores e retificadores, podendo funcionar como retificador e inversor com 100% da capacidade total, com desempenho de 85%. A vida útil é estimada em 12,5 anos.

As baterias adotadas na simulação são do modelo 6FM55D, o qual é parte integrante do *software* e tem características muito semelhantes às baterias disponíveis no mercado local. As mesmas são automotivas e foram aprovadas por sua disponibilidade no mercado e seu baixo custo. A bateria opera com 12V, com capacidade nominal de 55 Ah, o equivalente a 0,66 kWh, com taxa de transferência de 256 kWh vida. O custo de aquisição é considerado de US\$ 100, com custo de substituição de US\$ 90. Todos os custos financeiros envolvendo o sistema simulado foram adotados com base em valores atuais do mercado de energia.

A ligação à rede é considerada com custo de US\$ 0,15 por kWh, com custo de US\$ 0,06 por kW para a contratação de demanda, como é usual para os consumidores residenciais. A venda de energia para o sistema ocorre ao valor de US\$ 0,075 por kWh. Não há cobrança de tarifas diferenciadas para o consumo no horário de pico para os consumidores residenciais.

## 4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

### 4.1. Análise do Mapeamento de Complementaridade

Foram criados quatro mapas para a visualização do estudo da complementaridade entre as disponibilidades de energia hídrica e eólica na região Nordeste do Brasil. Além do mapeamento da região segundo o índice de complementaridade total ( $I$ ) (Eq. 3.2), foram realizados também mapas segundo valores dos índices parciais (tempo, amplitude e disponibilidade energética) para facilitar a análise, considerando a influência de cada fator.

A seguir, a Figura 2 mostra a área de estudo, inserida na região Nordeste. O mapa foi obtido da base ENRI, através do software ArcGIS.

Foi observado que aproximadamente 70% dos pontos analisados apresentam valores maiores que 0,60 para o índice de complementaridade ( $I$ ) e que em torno de 58% têm, para esse parâmetro, valores superiores a 0,70. Tais resultados comprovam o potencial desse tipo de complementaridade na região.

Os gráficos de complementaridade para todos os pontos analisados encontram-se no Apêndice A deste trabalho. O Gráfico 9 mostra o ponto estudado que apresentou o maior valor para o índice de complementaridade  $I$  (0,94), cujos dados de vazão foram obtidos da estação fluviométrica Jeremoabo, localizada no interior do estado da Bahia.

Geralmente a precipitação média mensal não fornece uma boa informação em relação à disponibilidade hídrica, exceto para pequenas bacias hidrográficas, cujas variações de vazão apresentam pouca defasagem quando comparadas com as variações de precipitação, além de terem também amplitudes de variação semelhantes. Como o ponto de Jeremoabo está situado em uma bacia relativamente pequena, tornou-se interessante verificar tal associação, demonstrada no Gráfico 10. Os Gráficos 10 e 11 apresentam o regime de precipitação e vento, respectivamente, através de dados médios ao longo dos doze meses do ano.

O gráfico 12 demonstra claramente a existência de complementaridade temporal entre precipitação e vento nesse ponto, através do uso de dados normalizados, comprovando que,

para pequenas bacias, a disponibilidade hídrica está diretamente relacionada ao regime pluviométrico da região, uma informação valiosa em termos de gestão de sistemas integrados.

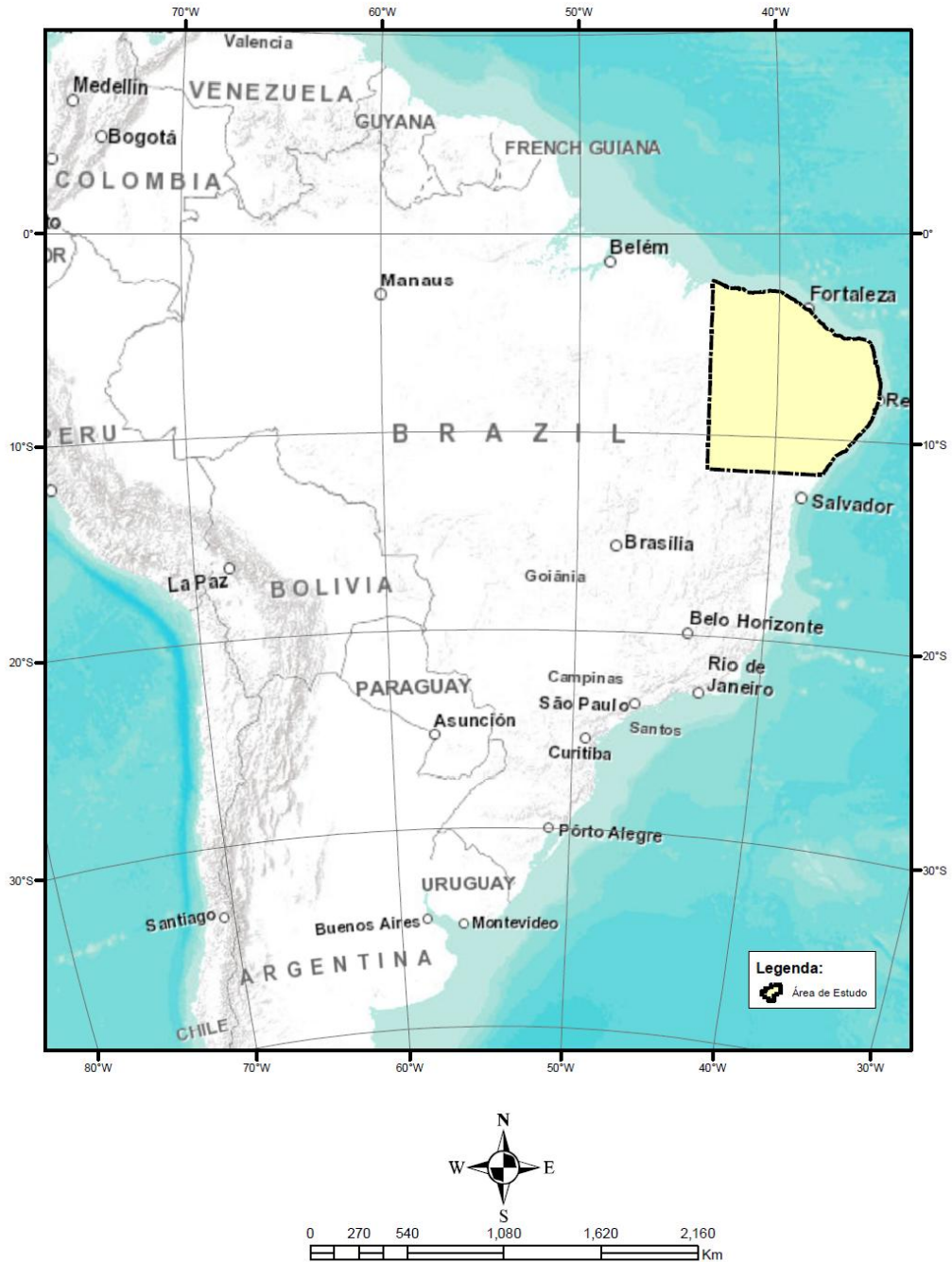


Figura 2: Localização da área de estudo.

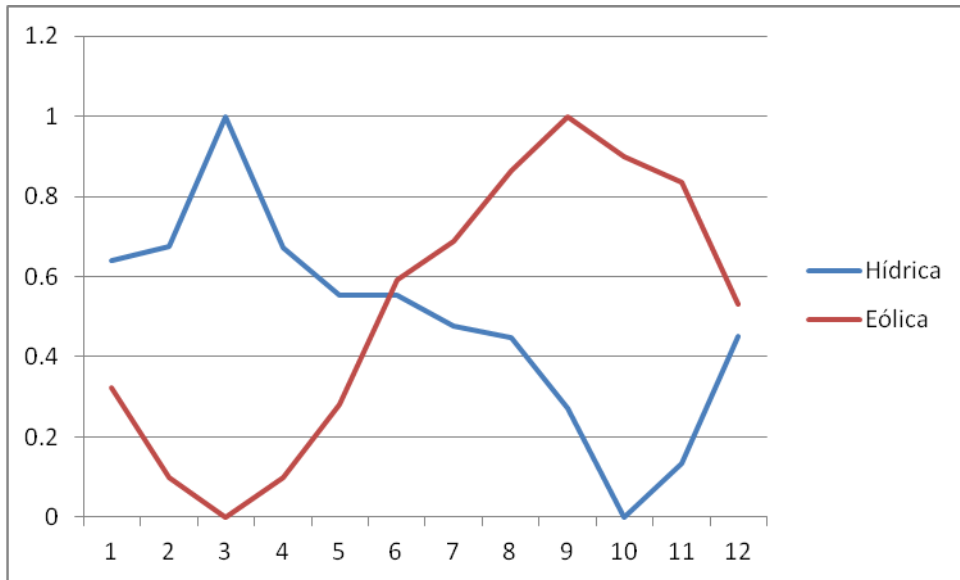


Gráfico 9: Índice de complementaridade entre as disponibilidades hídrica e eólica na localidade de Jeremoabo/BA, para os 12 meses do ano.

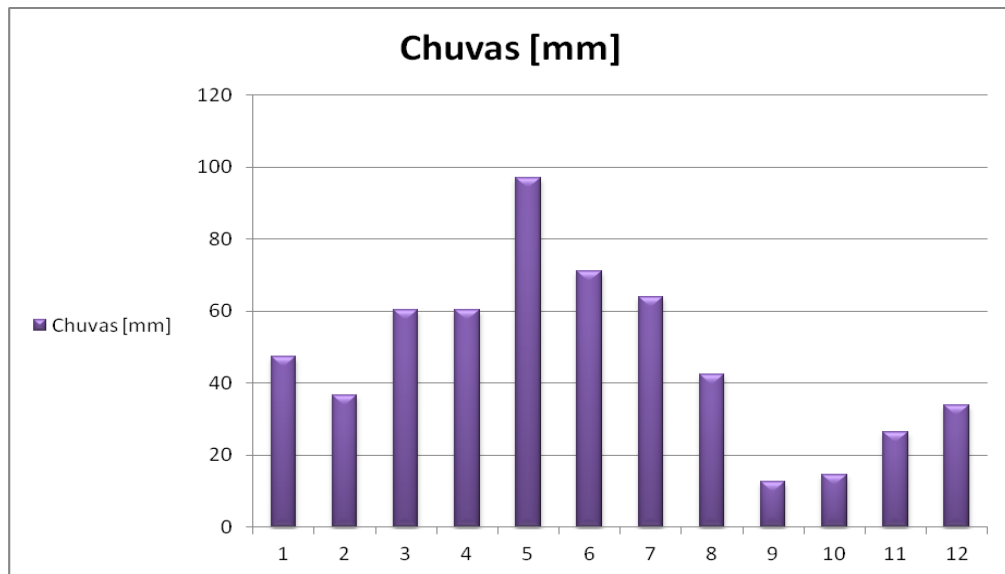


Gráfico 10: Dados de precipitação média mensal para Jeremoabo/BA.

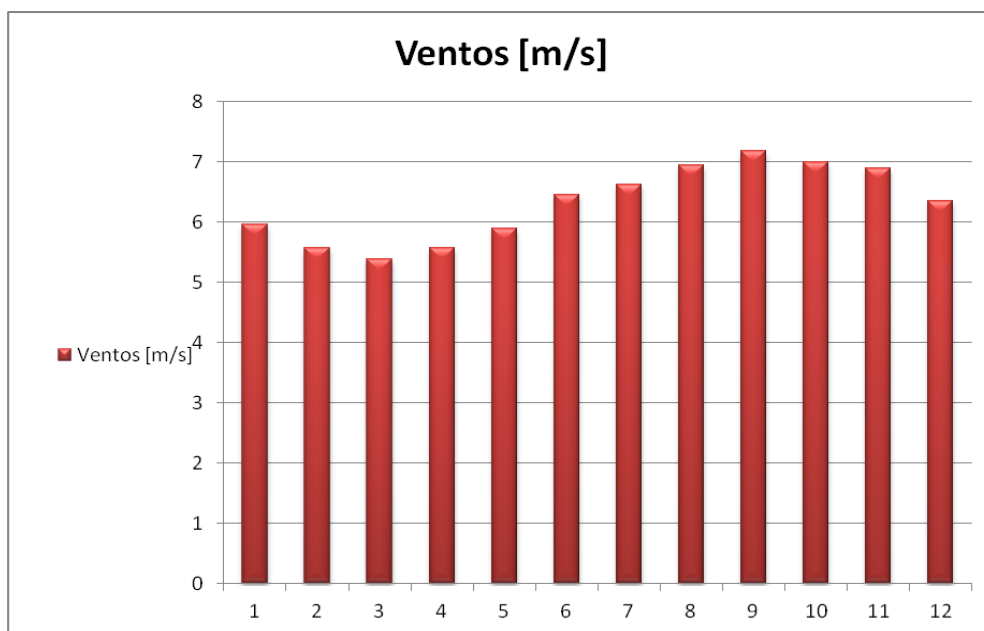


Gráfico 11: Dados referentes à velocidade média mensal do vento para a localidade de Jeremoabo/BA.

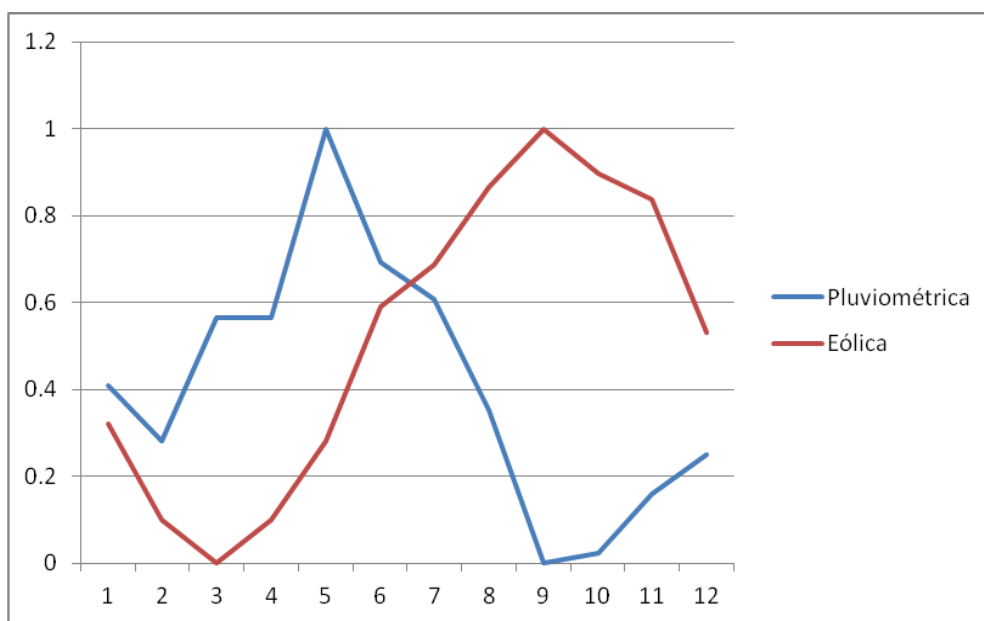


Gráfico 12: Dados normalizados de disponibilidade pluviométrica e eólica para a localidade de Jeremoabo/Ba.

Em termos gerais, destaca-se o alto potencial da região norte da Bahia em termos de complementaridade total, uma vez que os quatro pontos estudados nesse estado estão entre os

cinco pontos com valores de  $I$  mais alto. Apenas o norte da Bahia foi estudado pois não há dados consistentes disponíveis de vazão para as outras regiões do estado, ou o período não é concorrente com os dados de vento considerados.

#### 4.1.1. Mapa de complementaridade temporal

Foi observado que aproximadamente 40% da área da região estudada apresenta valores de complementaridade temporal maiores que 0,9, o que corresponde a elevadas defasagens entre valores máximos de disponibilidade, sendo o estado da Bahia a região do estudo em que os valores desse índice foram mais elevados, seguido de Pernambuco e Ceará.

#### 4.1.2. Mapa de complementaridade entre amplitudes

Para esse índice, aproximadamente 30% da área da região estudada apresenta valores superiores a 0,7, o que corresponde a diferenças consideráveis entre as amplitudes de variação de disponibilidades das duas fontes em questão.

#### 4.1.3. Mapa de disponibilidade energética

O estudo de disponibilidade energética indica que cerca de 15% da área da região apresenta valores superiores a 0,9, com valores maiores para as regiões costeiras, principalmente ao longo dos estados do Ceará e Rio Grande do Norte.

#### 4.1.4. Mapa de complementaridade total

Por fim, para o índice de complementaridade total ( $I$ ), 65% da área da região apresenta valores superiores a 0,7, com valores maiores para a região norte da Bahia, na fronteira com Pernambuco e ao longo do Rio São Francisco em geral, onde verificou-se que a sazonalidade é significativa, aliada às grandes amplitudes de variação em relação às disponibilidades de ambas as fontes. O estado de Pernambuco e regiões do interior do Ceará também apresentaram valores relativamente elevados de complementaridade.

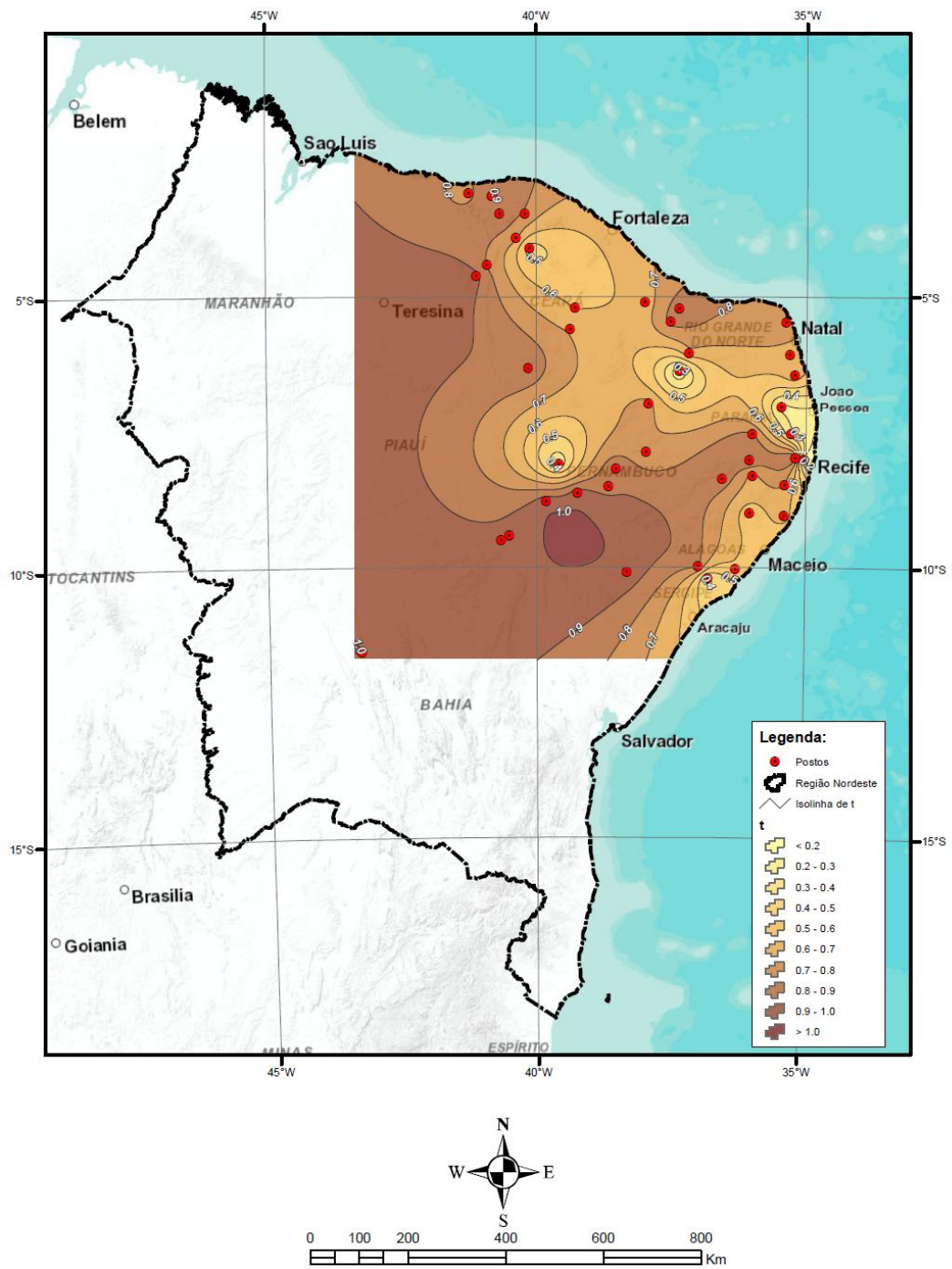


Figura 3: Mapa de complementaridade temporal para a região estudada.



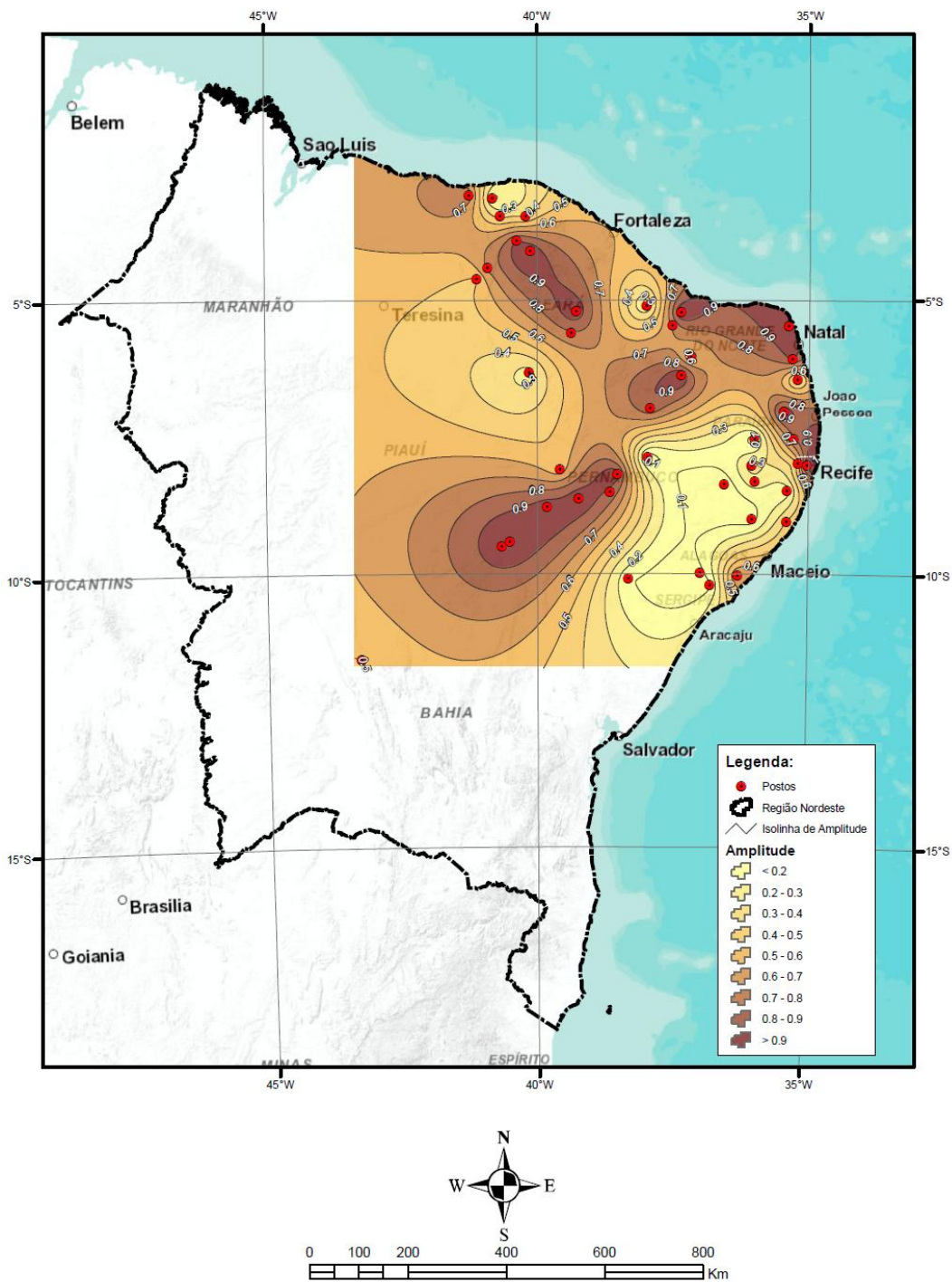


Figura 4: Mapa de complementaridade entre amplitudes para a região estudada.

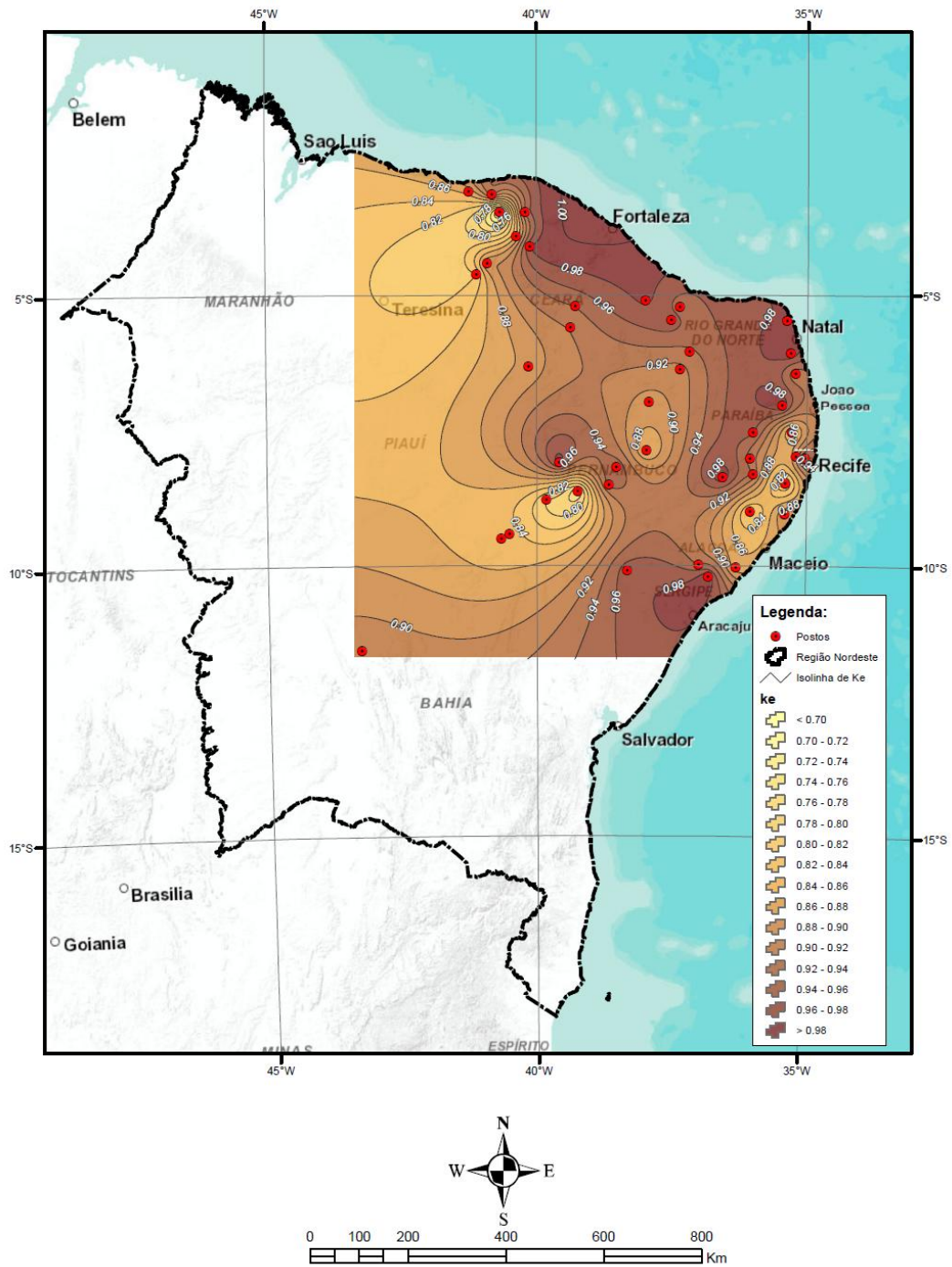


Figura 5: Mapa de complementaridade entre as disponibilidades energéticas para a região estudada.

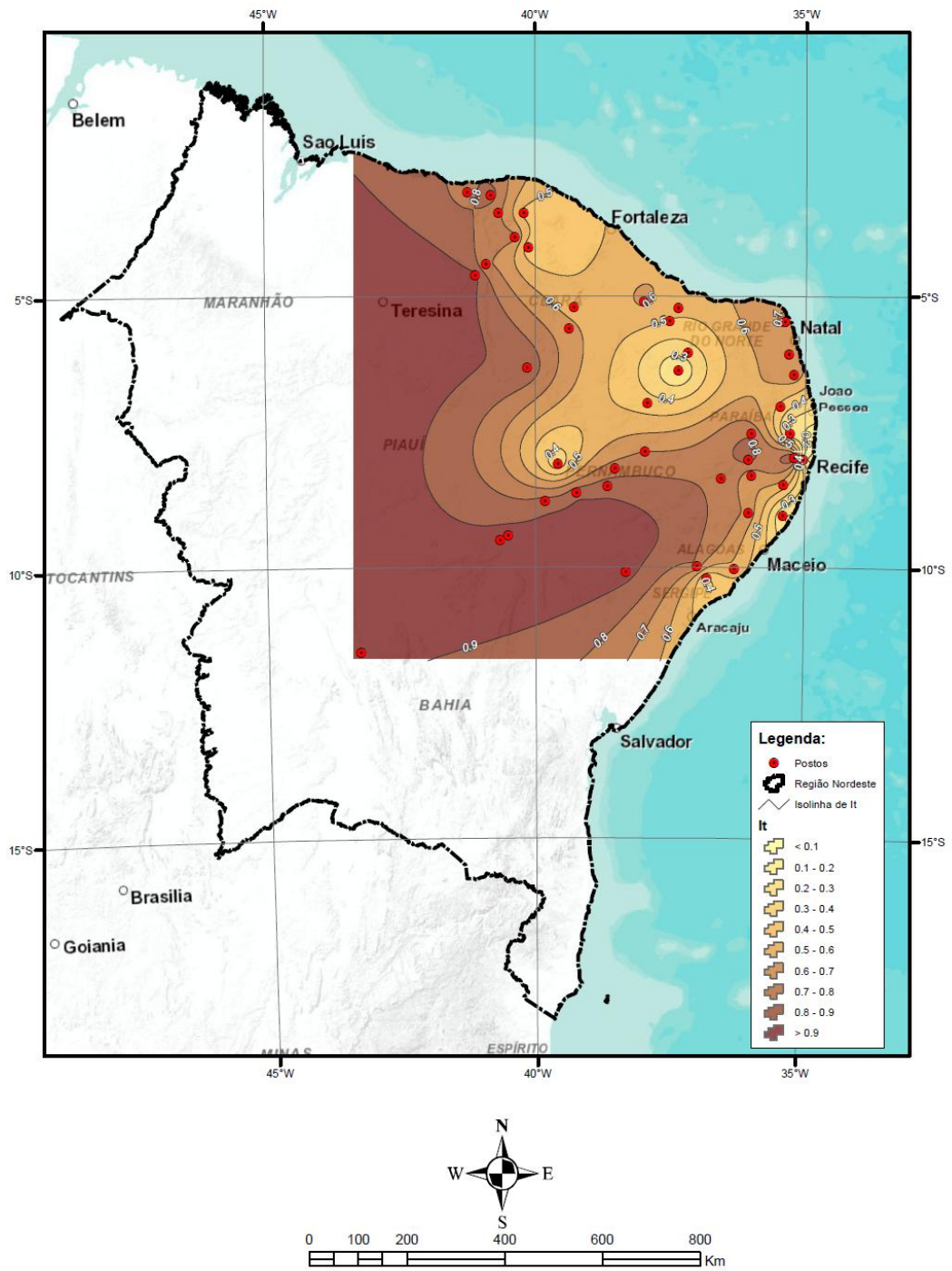


Figura 6: Mapa de complementaridade total para a região estudada.

## 4.2. Análise da Simulação de um Sistema Híbrido

A Figura 7 mostra os resultados para as simulações na região entre os municípios de Petrolina (PE) e Juazeiro (BA), cujos dados de disponibilidade de energia apresentaram complementaridade igual a 0,93. A Figura 8 mostra os resultados obtidos com os dados de velocidade de vento deslocados em 180 dias.

As soluções incluem várias combinações dos elementos presentes no sistema híbrido hidrelétrico eólico simulado pelo Homer, sendo as áreas em branco indicativas de combinações que não se mostraram viáveis.

Nessas duas figuras, as legendas nos cantos superiores direitos mostram as combinações de componentes do sistema que resultaram em sistemas viáveis. Em todos os resultados, a conexão ao sistema interligado (*grid*) aparece como integrante obrigatório para viabilização dos sistemas. As soluções em tons de azul incluem contribuição de origem hidrelétrica, enquanto as soluções em verde incluem contribuição de origem eólica. As soluções com tracejado sempre estão associados à inclusão de capacidade de armazenamento de energia, neste estudo através de baterias.

A complementaridade presente nos resultados da Figura 8 aumenta a área abrangida pela solução em verde, no canto superior esquerdo do espaço de otimização. A complementaridade também desloca a área correspondente às soluções que incluem as baterias.

Para o lado direito superior, onde há maior disponibilidade hídrica e eólica, as soluções incluem esses dois geradores. Para situações com menor disponibilidade de um ou outro desses recursos, as soluções podem inclusive dispensar algum desses geradores. É o caso da extrema esquerda superior, onde a área em verde não inclui soluções com contribuição hidrelétrica.

A complementaridade mostra sua influência positiva sobre o sistema reduzindo a área em branco no espaço de otimização da Figura 8. Isso significa que um número maior de soluções apresenta viabilidade, como consequência da complementaridade entre os recursos aproveitados.

Os mapas, portanto, podem ser empregados como um instrumento para tomada de decisões, principalmente em cenário de limitação de recursos. Sendo necessário atender deter-

minada demanda ou determinado número de consumidores, com limitados recursos a serem investidos, os mapas podem ser utilizados para localizar regiões onde os investimentos podem resultar em maior potência disponibilizada.

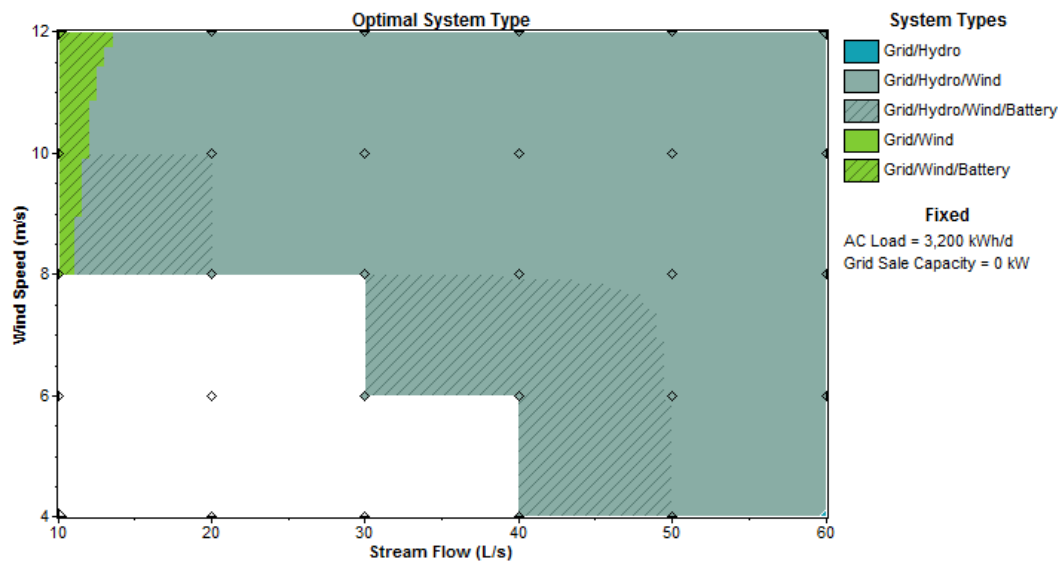


Figura 7: Simulação de um sistema híbrido hipotético utilizando os dados de disponibilidade hídrica e eólica do local estudado.

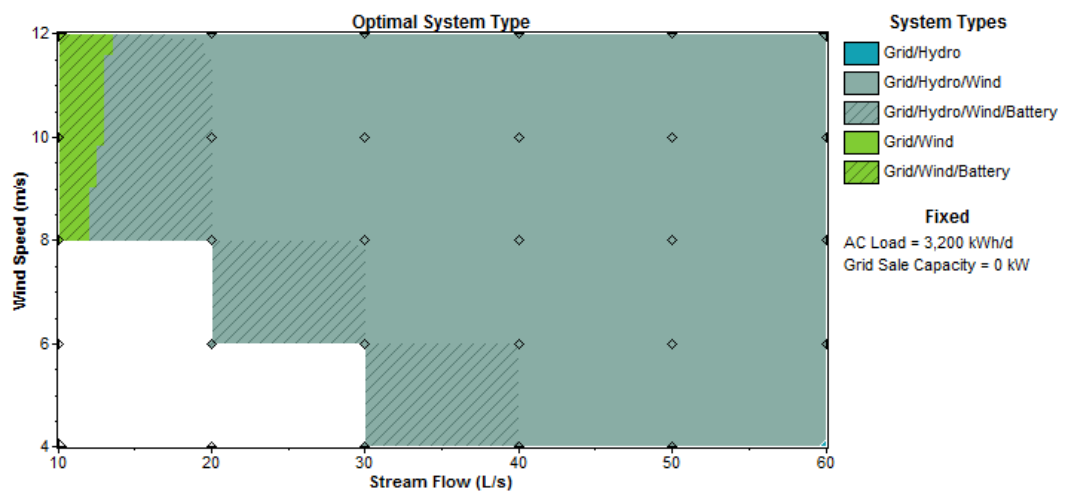


Figura 8: Simulação de um sistema híbrido hipotético utilizando os dados de disponibilidade hídrica e eólica do local estudado, sendo os últimos defasados em 180 dias.

Para os menores sistemas, com capacidade de atendimento regional, a complementaridade deve ser considerada do ponto de vista temporal, para ser aplicada dentro do sistema em questão. Para os sistemas de maior potência, a complementaridade pode ser considerada também em âmbito espacial, contribuindo para o sistema energético em termos globais.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O trabalho analisou o comportamento da complementaridade entre as fontes de energia eólica e hídrica ao longo da região nordeste brasileira e foi possível comprovar o potencial de contribuição que a energia eólica pode trazer ao sistema elétrico nacional. Tal contribuição está associada às condições que essa disponibilidade apresenta, em termos temporais e espaciais, de gerar equilíbrio na oferta de energia quando associado à geração hidráulica, permitindo uma maior disponibilidade da água acumulada e otimização do uso dos reservatórios, com o aproveitamento desse recurso em períodos secos.

A temática da complementaridade entre fontes de energia é relativamente nova e apresenta-se cada vez mais importante na medida em que a incorporação das fontes alternativas, principalmente a eólica, no Sistema Integrado Nacional vem crescendo, associada ao desenvolvimento tecnológico e à necessidade de segurança no abastecimento.

Nesse contexto, o presente trabalho contribui com uma base metodológica de cálculo de índices adimensionais ajustada para o estudo da complementaridade entre as fontes hídrica e eólica, fazendo um levantamento desse parâmetro ao longo da região Nordeste, com a criação de mapas de complementaridade. Esse tipo de estudo não foi encontrado na bibliografia nacional e adquire importância para projetos de pesquisa e gestão de recursos.

Entre os resultados obtidos com a elaboração dos mapas, podem ser ressaltados que cerca de 40% da região estudada apresenta complementaridade no tempo acima de 0,9 e que 65% da área apresenta complementaridade total acima de 0,7.

As simulações para uma determinada localidade, mesmo que hipotéticas, foram importantes para verificar a influência da complementaridade sobre a operação de um sistema híbrido envolvendo a disponibilidade das duas fontes, gerando a possibilidade de se analisar as diferentes condições de viabilidade de operação. Portanto, esse estudo de caso apresenta uma ferramenta para a análise e otimização de sistemas maiores, útil na busca por escalas adequadas de operação conjunta para sistemas que possam ser interligados ao sistema energético.

Os resultados obtidos com as simulações mostram que, para os menores sistemas, com capacidade de atendimento regional, a complementaridade deve ser considerada do ponto de vista temporal, para ser aplicada dentro do sistema em questão. Para os sistemas de maior

potência, a complementaridade pode ser considerada também em âmbito espacial, contribuindo para o sistema energético em âmbito nacional ou até internacional.

Os mapas podem ser considerados como um instrumento para tomada de decisões, principalmente em cenário de limitação de recursos. Sendo necessário atender determinada demanda ou determinado número de consumidores, com limitados recursos a serem investidos, os mapas podem ser utilizados para localizar regiões onde os investimentos podem resultar em maior potência disponibilizada.



## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BELUCO, A. 2001. **Bases para uma metodologia de dimensionamento de aproveitamentos híbridos baseados nas energias hidrelétrica e fotovoltaica**, Tese de doutorado, Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica (PROMEC), Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). 170p.

D. F. ANCONA, S. KRAU, G. LAFRANCE E P. BEZRUKIKH, 2003. **Operational Constraints and Economic Benefits of Wind-Hydro Hybrid Systems Analysis of Systems in the U.S./Canada and Russia**, European Wind Energy Conference, Madrid, Spain, pp. 16-19, 2003.

ESLIN, J.H.R. 1991. **Renewable energy as an economic energy source for remote areas**, Renewable Energy, v.1, n.2, p.243-248.

J. K. KALDELLIS, 2002. **Parametrical Investigation of the Wind-Hydro Electricity Production Solution for Aegean Archipelago**, Energy Conversion and Management, 43 (16), pp. 2097-2113.

KELLOGG, M.H. NEHRIR, M.H. VENKATARAMANAN, G. GEREZ, V. 1998. **Generation unit sizing and cost analysis for stand alone wind, photovoltaic and hybrid wind/PV systems**, IEEE Transactions on Energy Conversion, v.13, n.1, p.70-75.

LAMBERT, T.W. GILMAN, P. LILIENTHAL, P.D. 2005. **Micropower system modeling with Homer**. In: Farret, F.A. Simões, M.G. Integration of Alternative Sources of Energy, John Wiley & Sons, p.379-418. ISBN 0471712329.

LILIENTHAL, P.D. LAMBERT, T.W. GILMAN, P. 2004. **Computer modeling of renewable power systems**. In: Cleveland, C.J. (ed.) Encyclopedia of Energy, Elsevier, v.1, p.633-647. NREL Report CH-710-36771.

MARINHO, M. H. N.; AQUINO, R. R. B., 2009. **Oferta de Energia Através da Complementariedade Sazonal Hidro-Eólica**. PCH Notícias & SHP News, v.40, p.28-32.

MCVEIGH, J.C. 1977. **Energia solar**, CETOP: Lisboa, Portugal. 238p.

N. A. ROCHA, O. C. AMARANTE, D. J. SCHULTZ, M. V. B. SUGAI, E R. M. BITTENCOURT, 1999. **Estabilização Sazonal da Oferta de Energia Através da Complementariedade entre os Regimes Hidrológico e Eólico**, in XV SNPTEE, Grupo de Planejamento de Sistemas Elétricos (GPL), Foz do Iguaçu.

O. A. C. AMARANTE, D. J. SCHULTZ, R. M. BITTENCOURT E N. A. ROCHA, 2001. **Wind/Hydro Complementary Seasonal Regimes in Brazil**, DEWI Mag, 19, pp. 79-86.

O. A. C. AMARANTE, M. BROWER, J. ZACK E A. L. SÁ. 2001. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**, Camargo Schubert Engenharia Eólica, TrueWind Solutions, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica/CEPEL, Brasília, Brasil.

O. A. JARAMILLO, M. A. BORJA E J. M. HUACUZ, 2004. **Using Hydropower to Complement Wind Energy: a Hybrid System to Provide Firm Power**, Renewable Energy, 29 (11), pp. 1887-1909.

ONS RE 3/0147/2012 – PLANO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA 2012/2016 – PEN 2012 – SUMÁRIO EXECUTIVO

ONS RE 3/116/2011 – PLANO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA – PEN 2011 VOL. I – RELATÓRIO EXECUTIVO

P. MASTORAKIS, G. BETZIOS E J. K. KALDELLIS, 1998. **A Proposal of Installation of a Combined Wind-Hydro Station for the Islands of Aegean Sea**, NTUA-RENES National Conference on the Application of Soft Energy Sources, Athens, 1998.

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 29 abr. 2002. Seção 1, p. 2, 2002.

Software HOMER, version 2.68 beta. **The Micropower Optimization Model**, Homer Energy. Available at [www.homerenergy.com](http://www.homerenergy.com).

TRIPATHY, S.C. 1997a. **Dynamic simulation of hybrid Wind diesel Power generation system with superconducting magnetic energy storage**. Energy Conversion and Management, v.38, n.9, p.919-930.

TRIPATHY, S.C. 1997b. **Improved load frequency control with capacitive energy storage**, Energy Conversion and Management, v.38, n.6, p.551-562.

TRIPATHY, S.C. KALANTAR, M. BALASUBRAMANIAN, R. 1992. **Dynamics and stability of a hybrid wind diesel power system**. Energy Conversion and Management, v.33, n.12, p.1063-1072.

TRIPATHY, S.C. MISHRA, I.P. 1996. **Dynamic performance of wind diesel power system with capacitive energy storage**. Energy Conversion and Management, v.37, n.12, p.1787-1798.

Vision Group. **Battery model 6FM55D**. Information available at [www.vision-batt.com](http://www.vision-batt.com).

## **APÊNDICE A – Gráficos de Complementaridade dos Pontos Estudados**

Esse apêndice apresenta os gráficos de complementaridade para os 44 pontos estudados ao longo dos estados da Bahia, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará. As séries normalizadas intituladas de “Série 1” e “Série 2” referem-se às disponibilidades hídrica e eólica, respectivamente.

### 1. Estado da Bahia

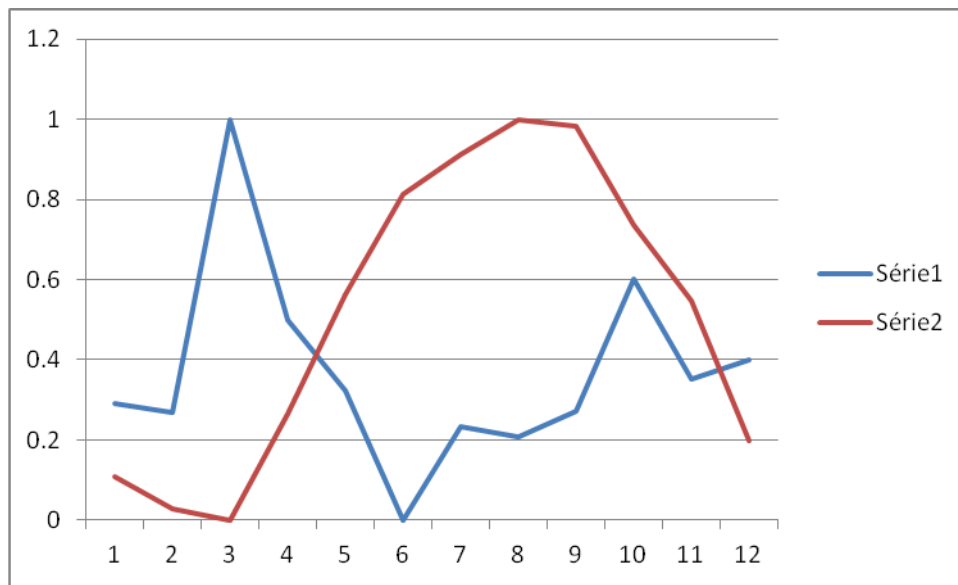


Gráfico A.1. Complementaridade na localidade de Juazeiro.

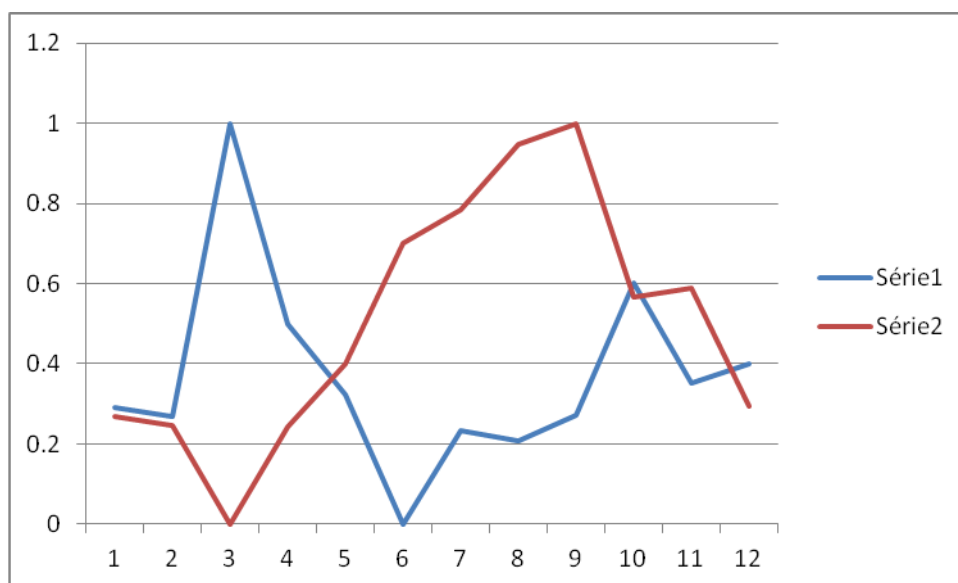


Gráfico A.2. Complementaridade entre as localidade de Juazeiro (BA) e Petrolina (PE).

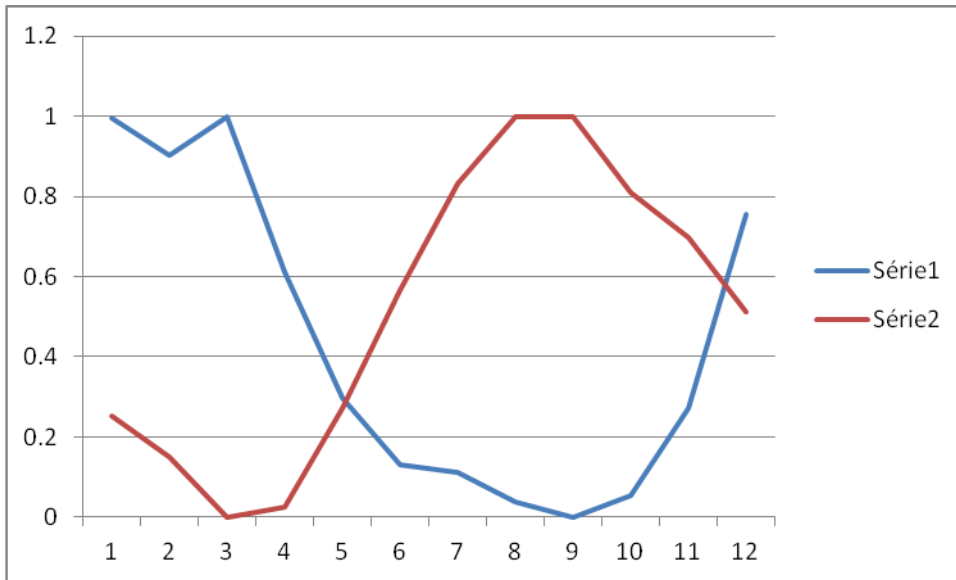


Gráfico A.3. Complementaridade na localidade de Morpará.

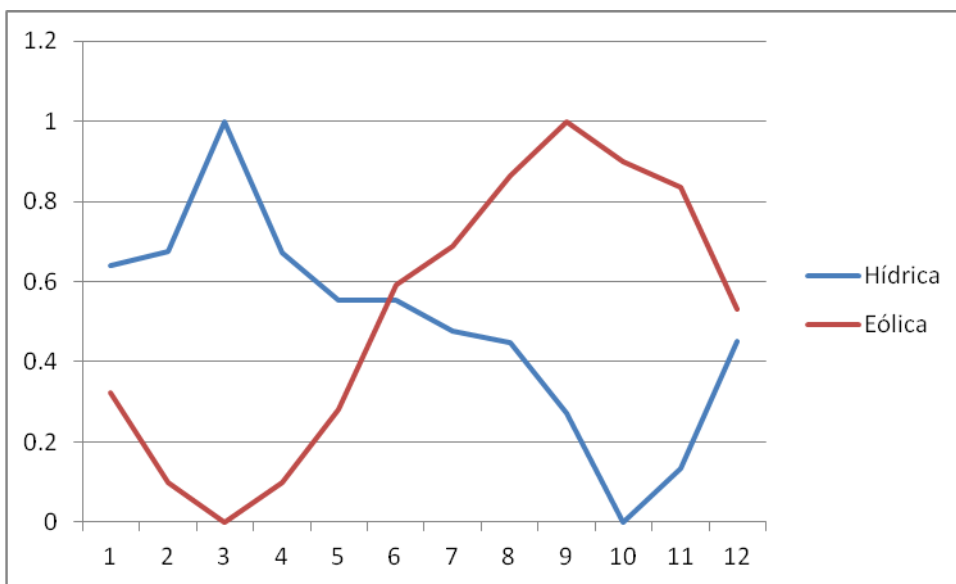


Gráfico A.4. Complementaridade na localidade de Jeremoabo.

## 2. Estado de Alagoas

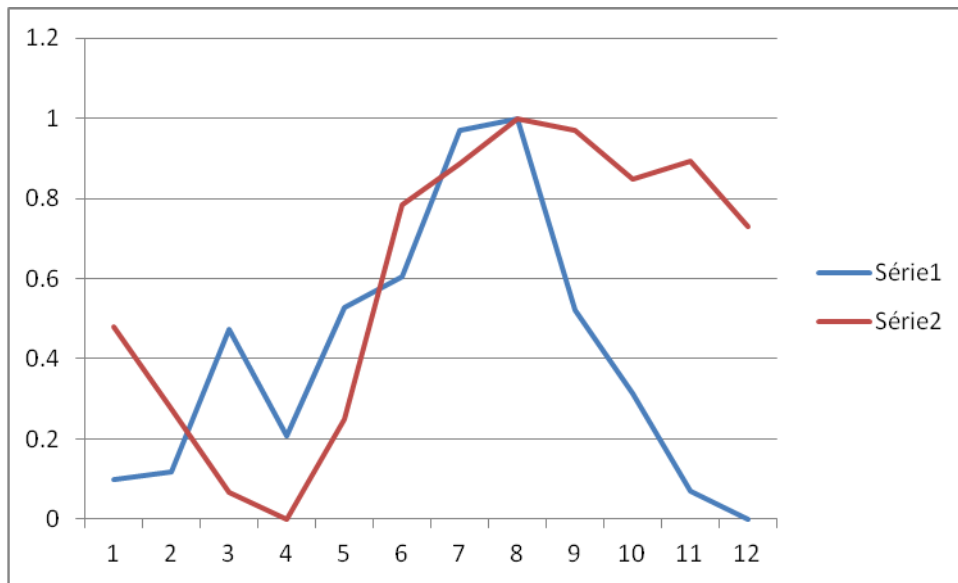


Gráfico A.5. Complementaridade na localidade de São José da Laje.

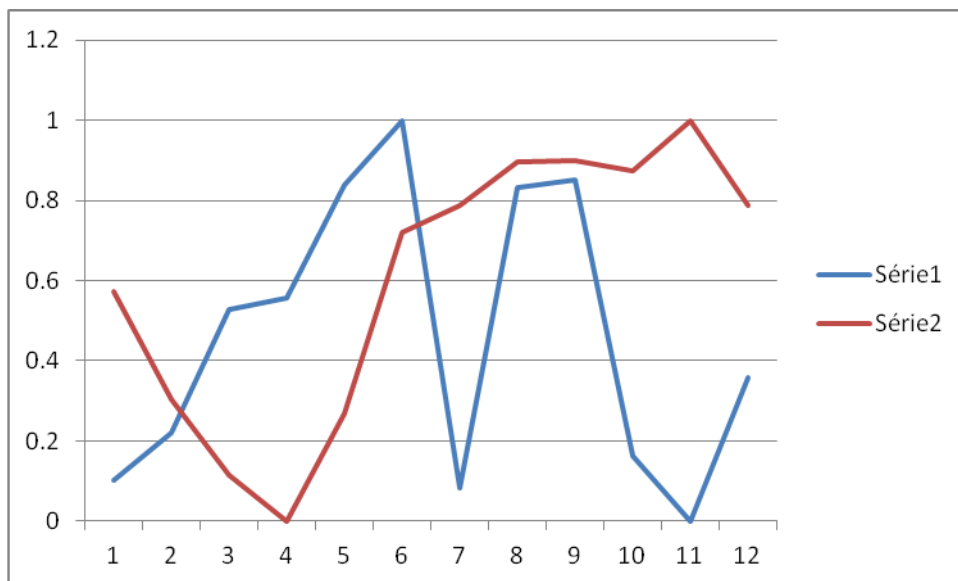


Gráfico A.6. Complementaridade na localidade de Camaçari.

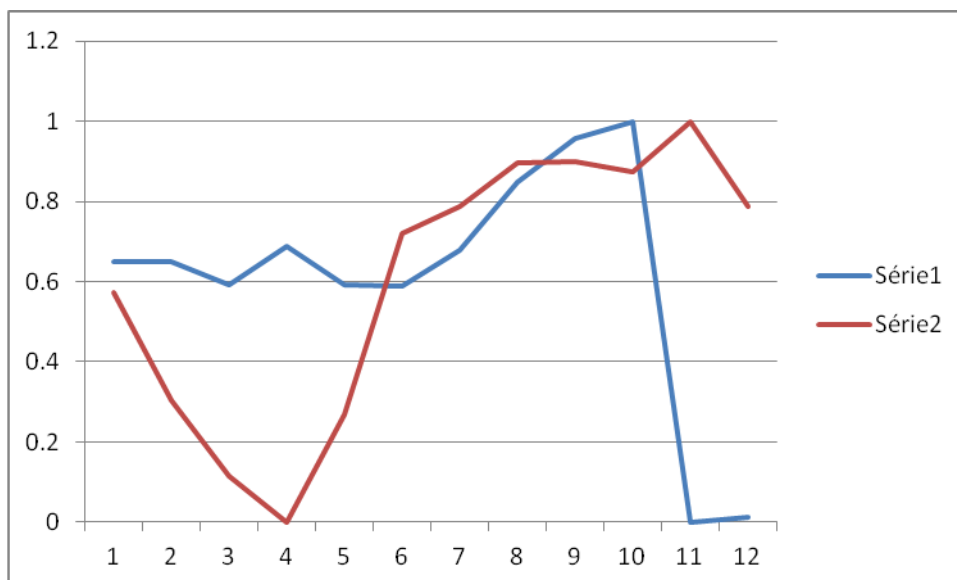


Gráfico A.7. Complementaridade na localidade de Propriá.

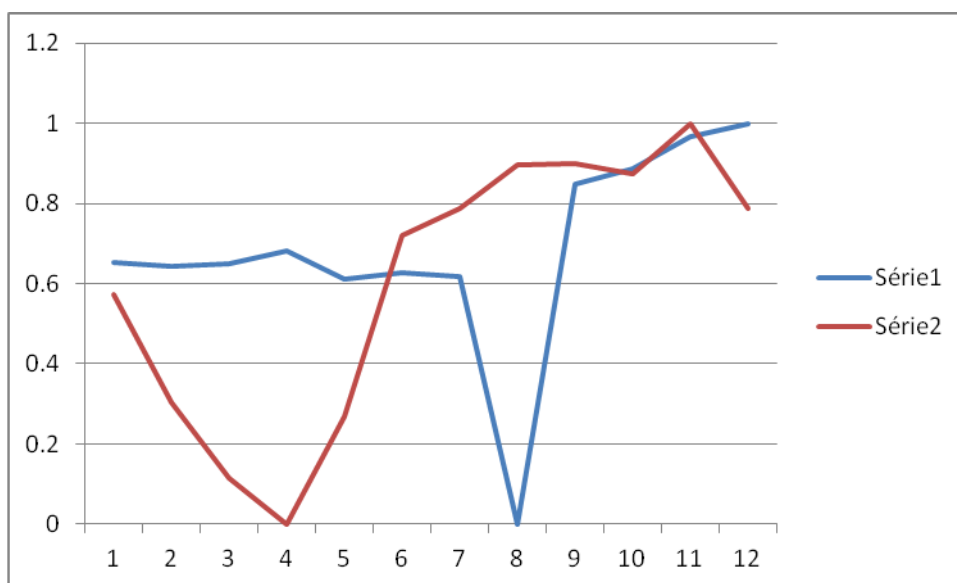


Gráfico A.8. Complementaridade na localidade de Traipú.

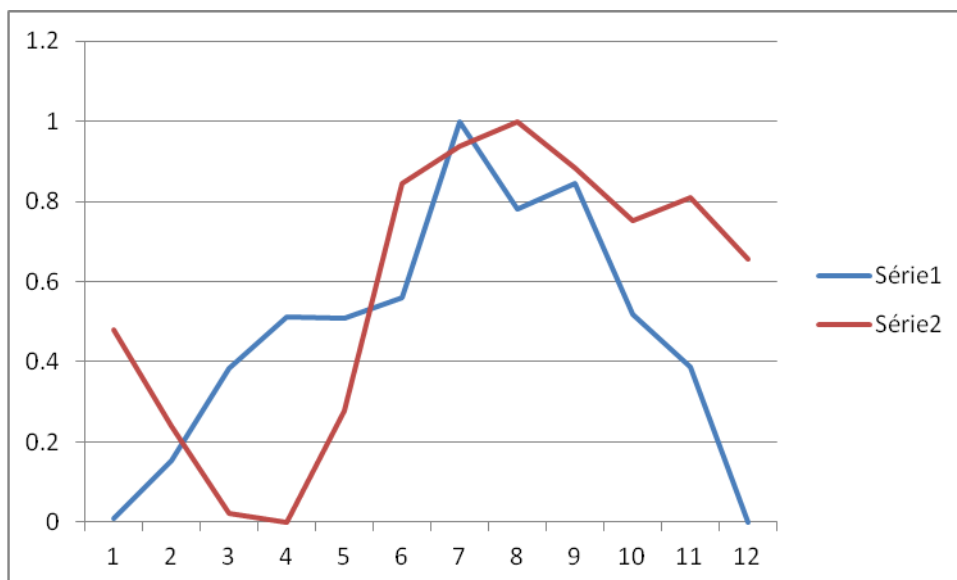


Gráfico A.9. Complementaridade na localidade de Porto Calvo.

### 3. Estado de Pernambuco

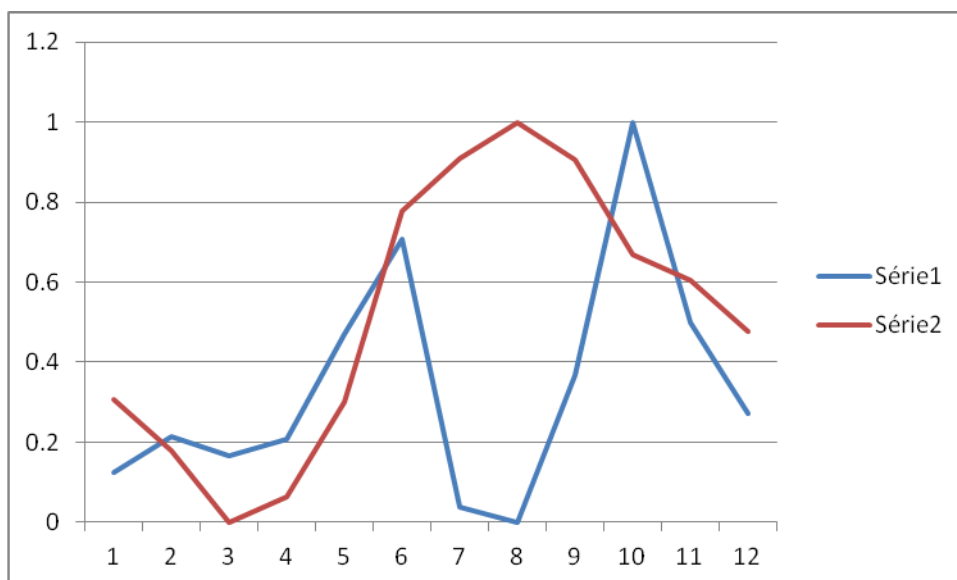


Gráfico A.10. Complementaridade na localidade de José Mariano.



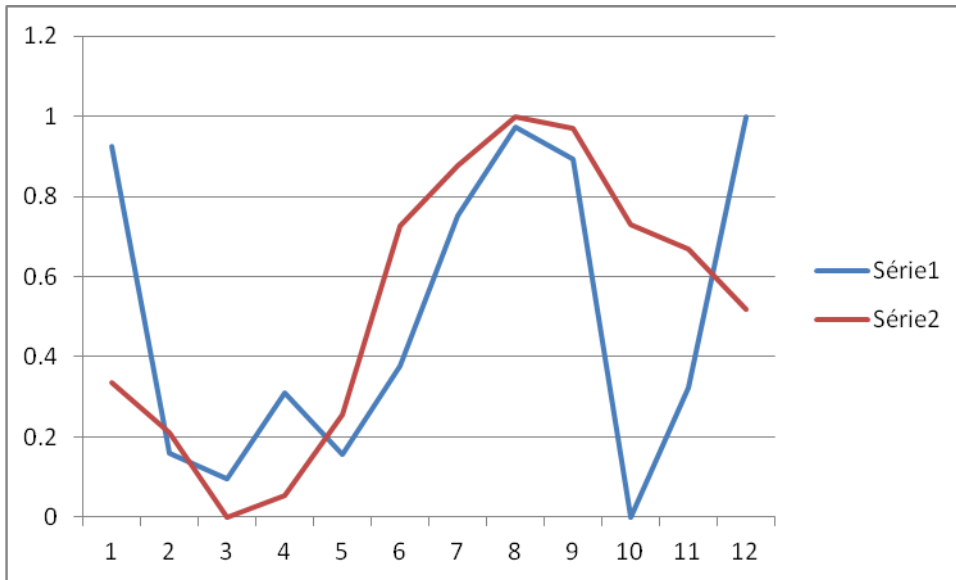


Gráfico A.11. Complementaridade na localidade de São Lourenço da Mata.

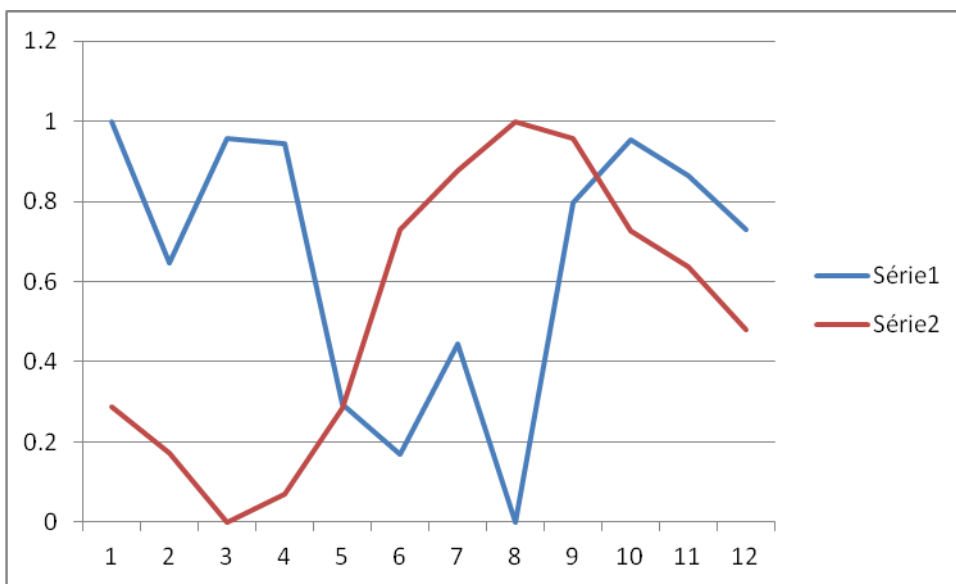


Gráfico A.12. Complementaridade na localidade de Engenheiro Canavieira.

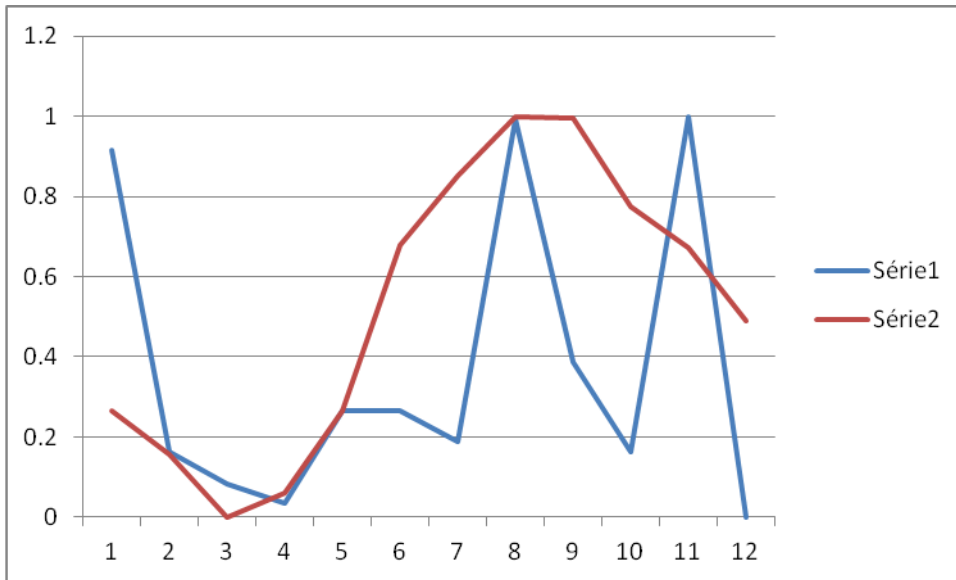


Gráfico A.13. Complementaridade na localidade de Engenho Volta.

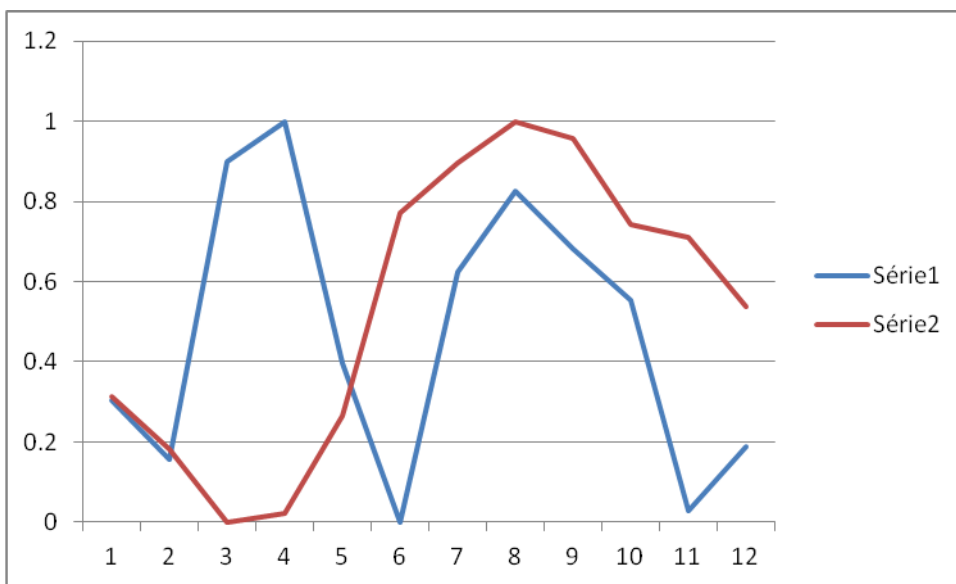


Gráfico A.14. Complementaridade na localidade de Caruaru.

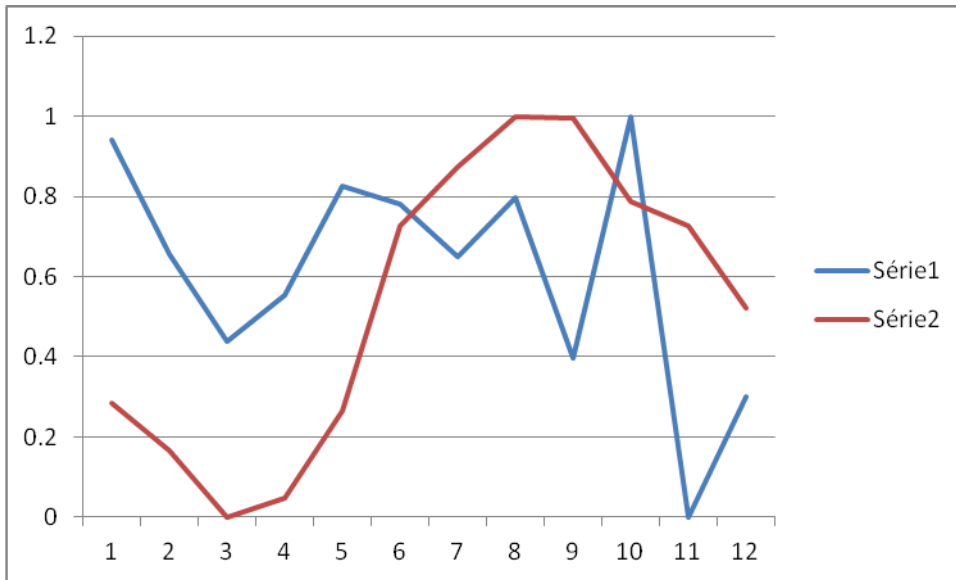


Gráfico A.15. Complementaridade na localidade de Toritama.

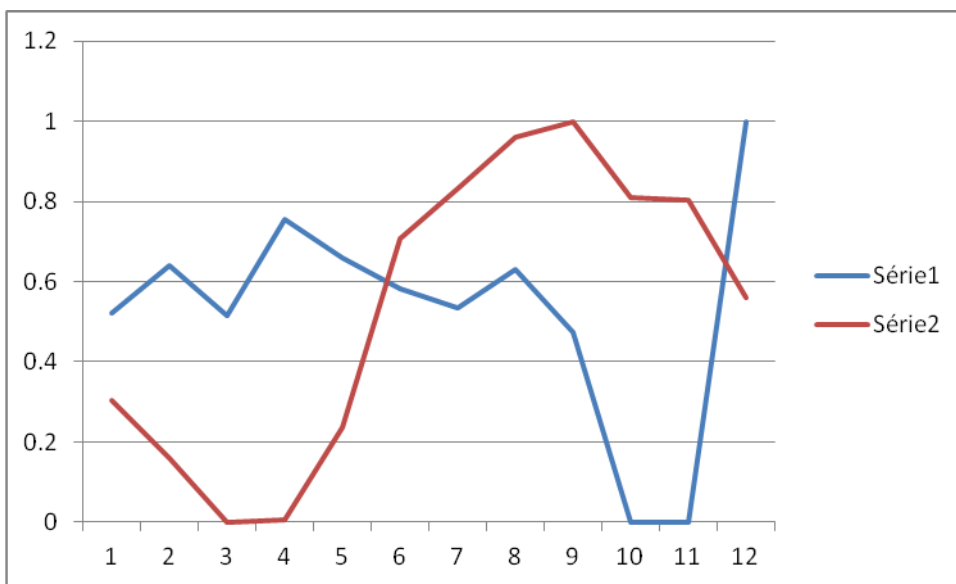


Gráfico A.16. Complementaridade na localidade de Sanharó.

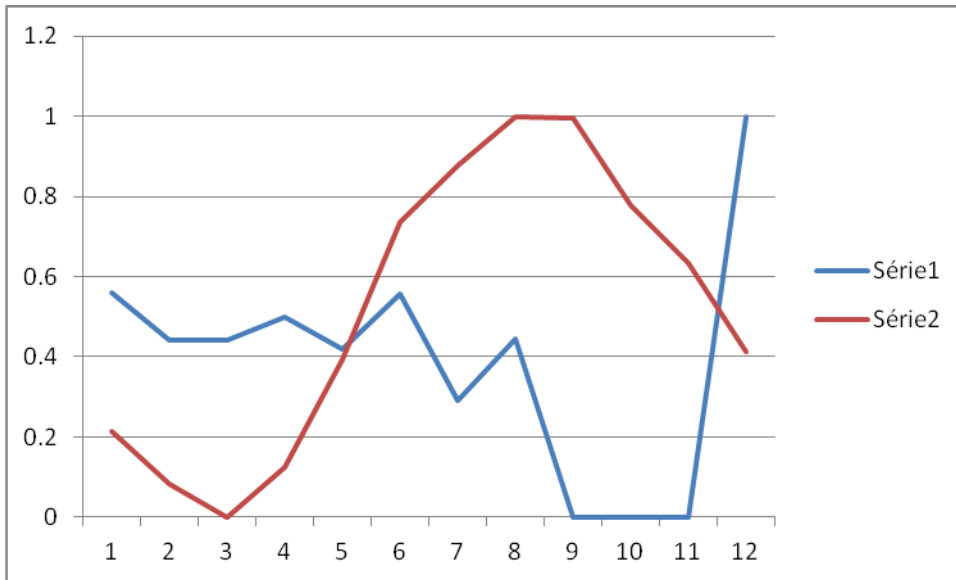


Gráfico A.17. Complementaridade na localidade de Flores.

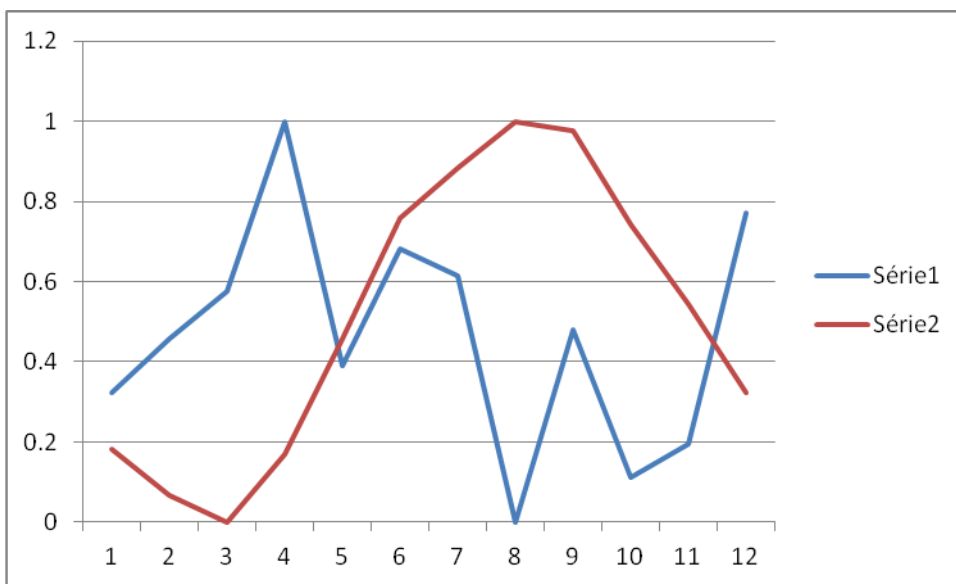


Gráfico A.18. Complementaridade na localidade de Açude Serrinha.

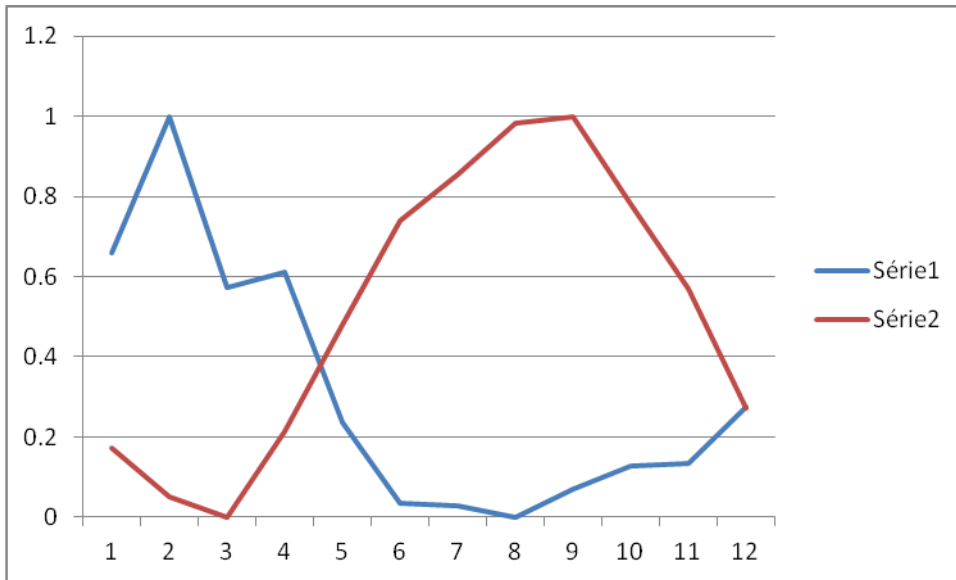


Gráfico A.19. Complementaridade na localidade de Ibó.

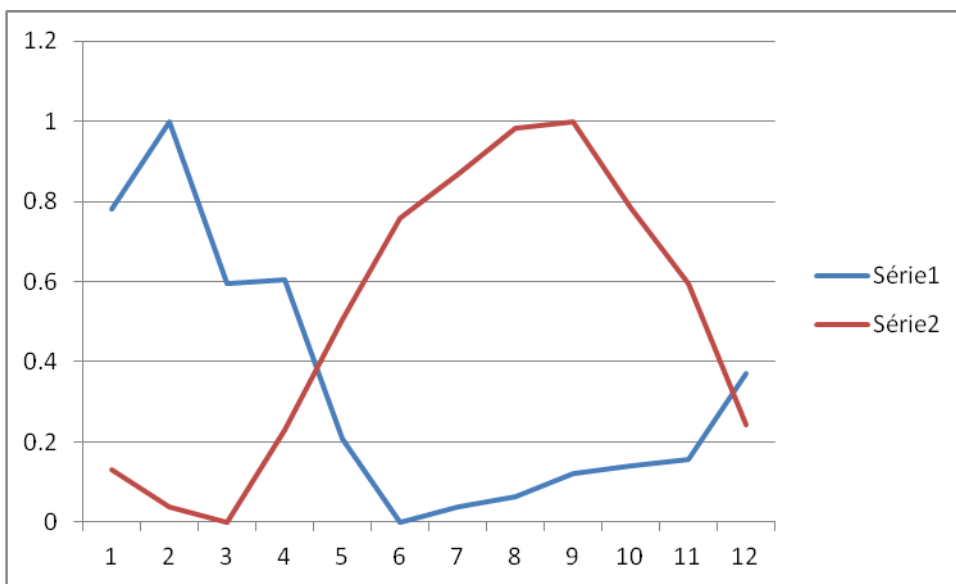


Gráfico A.20. Complementaridade na localidade de Santa Maria da Boa Vista.

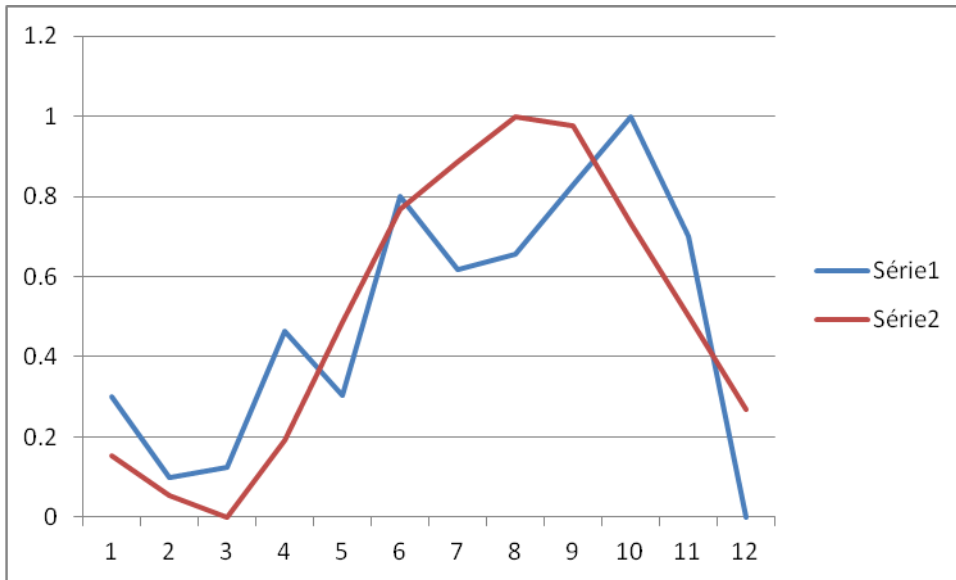


Gráfico A.21. Complementaridade na localidade de Paranamirim.

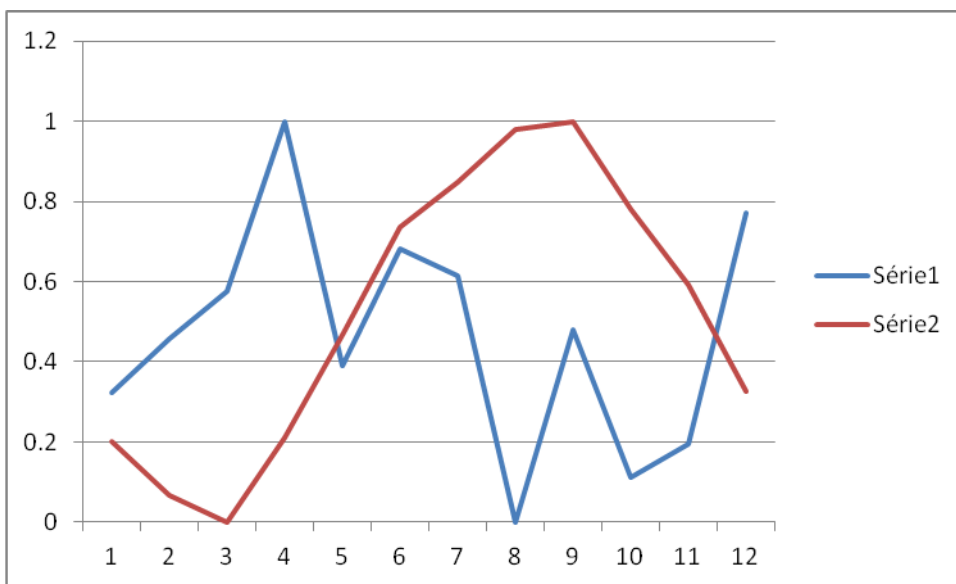


Gráfico A.22. Complementaridade na localidade de Açude Serrinha B.

#### 4. Estado da Paraíba

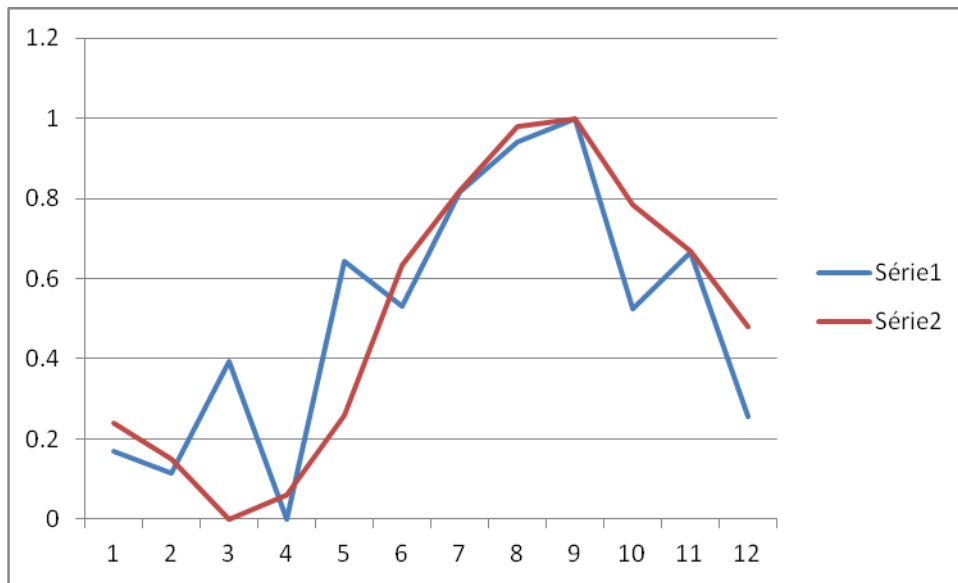


Gráfico A.23. Complementaridade na localidade de Mulungu.

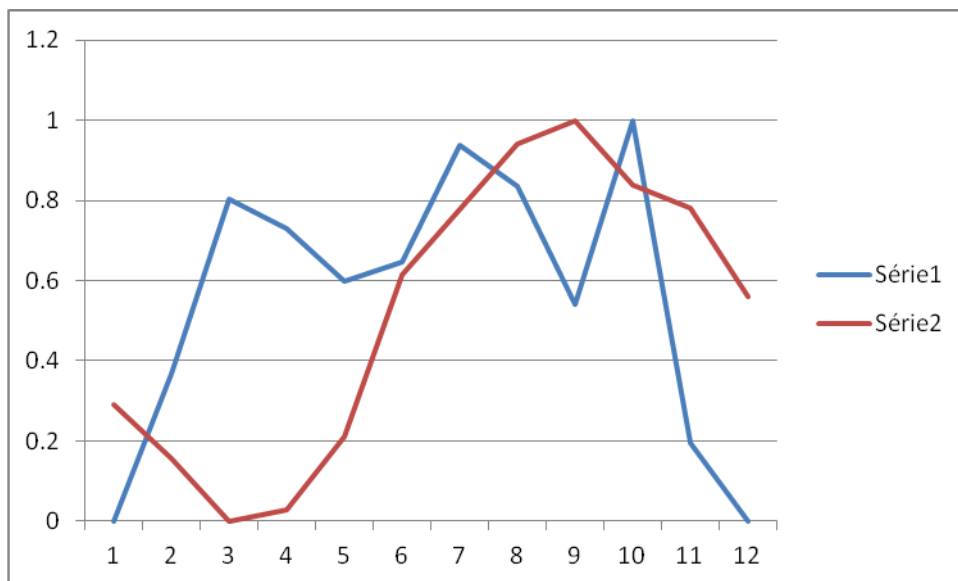


Gráfico A.24. Complementaridade na localidade de Bodocongo.

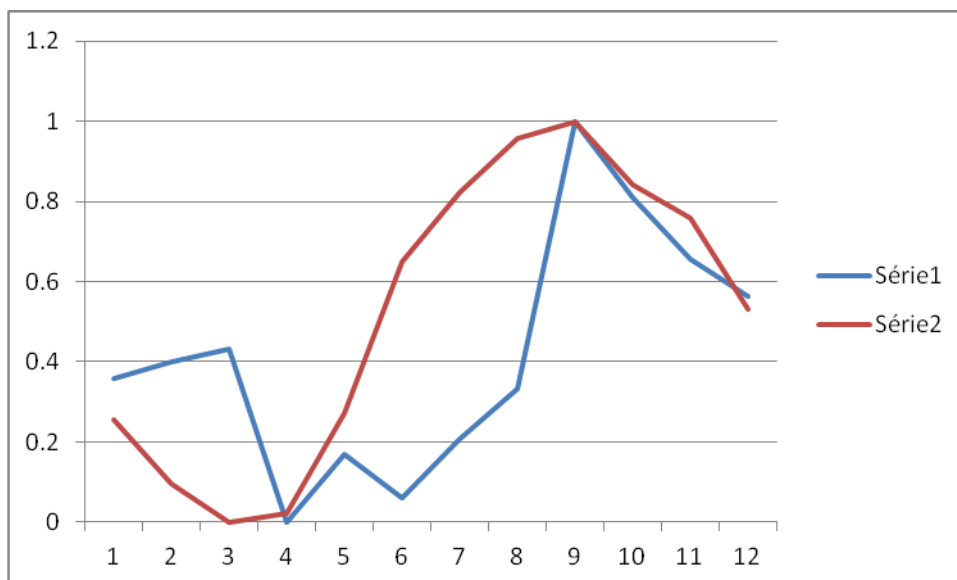


Gráfico A.25. Complementaridade na localidade de Pau Ferrado.

### 5. Estado do Rio Grande do Norte

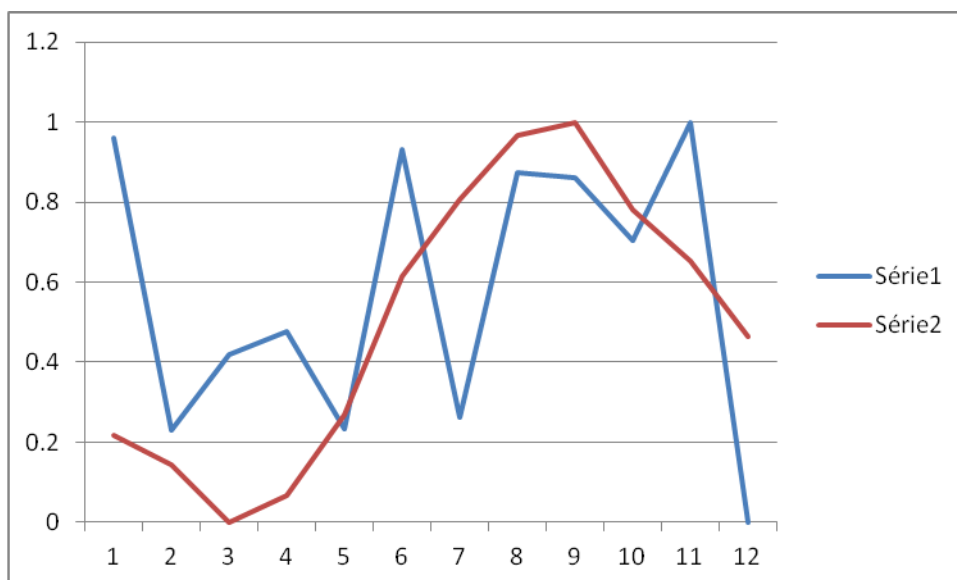


Gráfico A.26. Complementaridade na localidade de Pedro Velho.



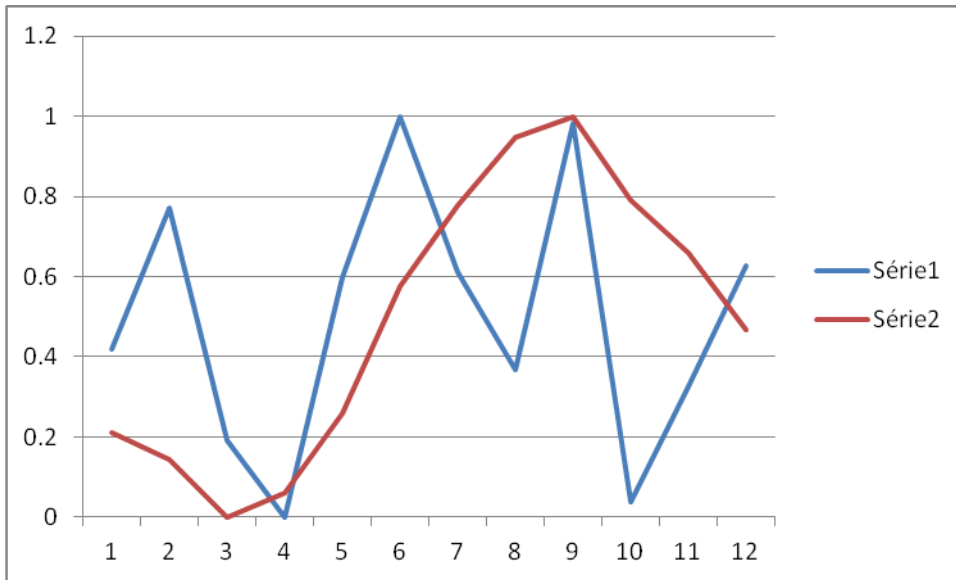


Gráfico A.27. Complementaridade na localidade de Monte Alegre.

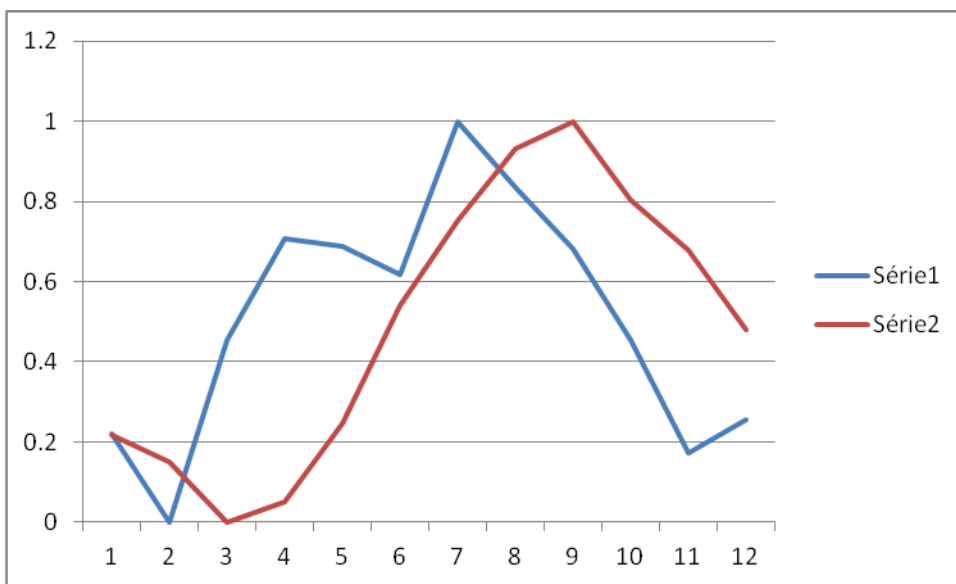


Gráfico A.28. Complementaridade na localidade de Dom Marcolino.

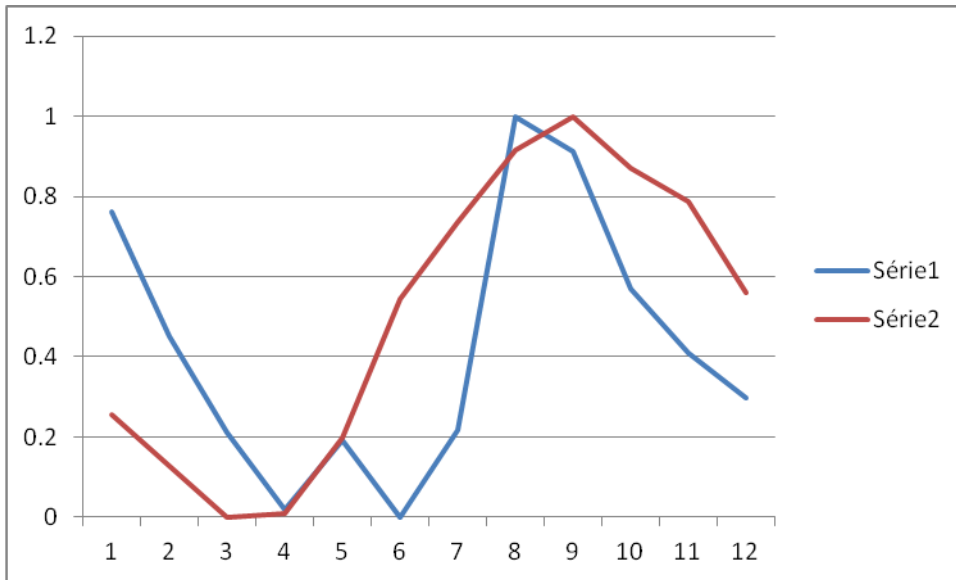


Gráfico A.29. Complementaridade na localidade de Jardim de Piranhas.

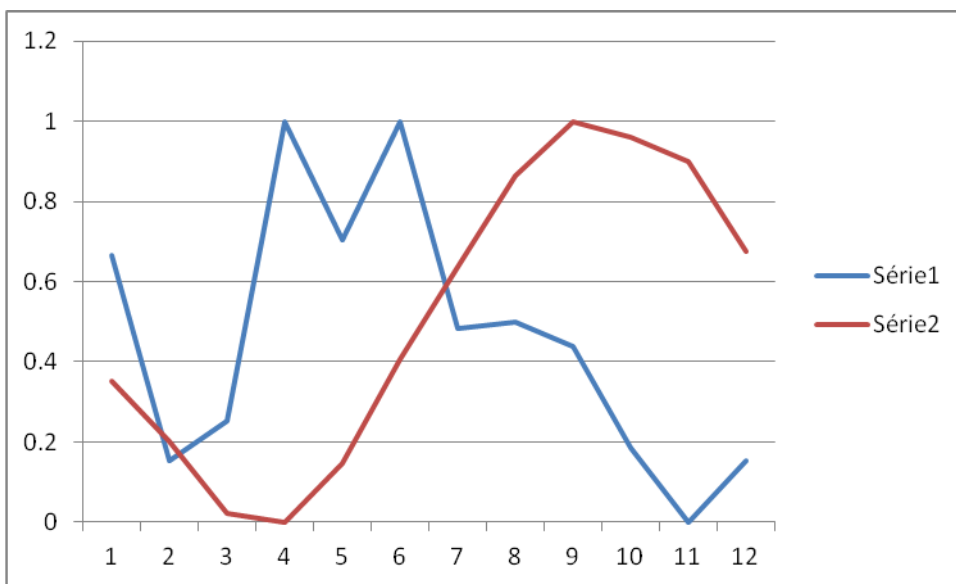


Gráfico A.30. Complementaridade na localidade de Mossoró.

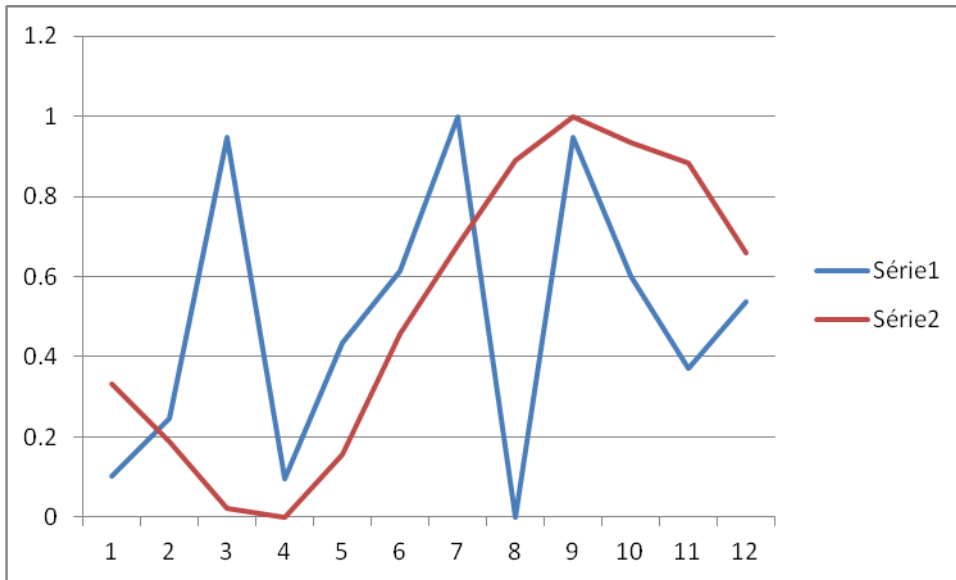


Gráfico A.31. Complementaridade na localidade de Governador Rosado.

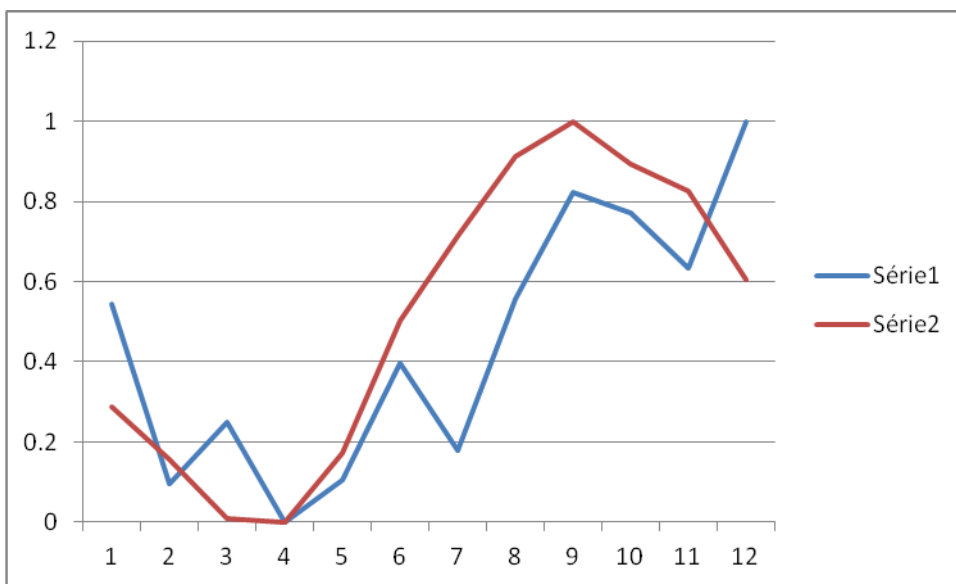


Gráfico A.32. Complementaridade na localidade de São Fernando.

## 6. Estado do Ceará

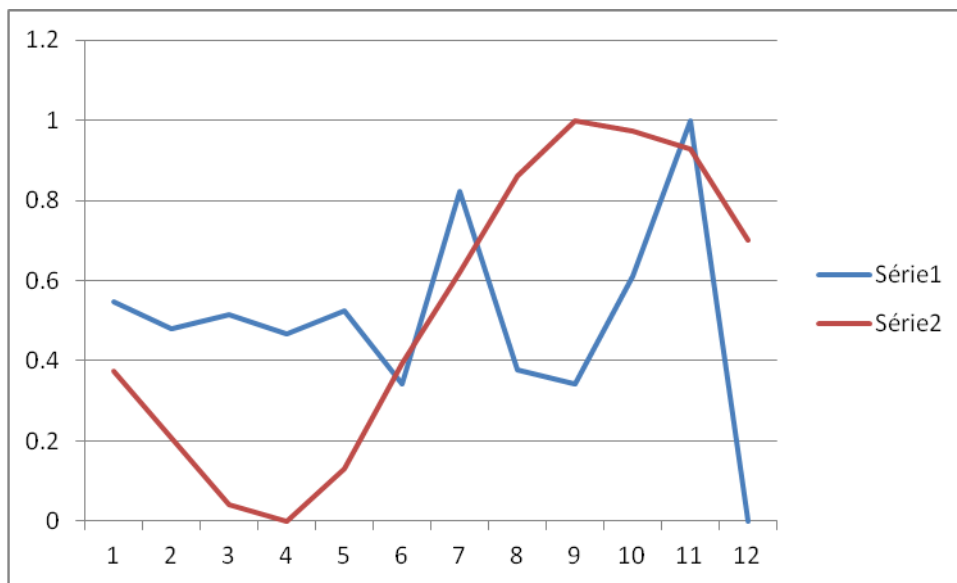


Gráfico A.33. Complementaridade na localidade de Quixerá.

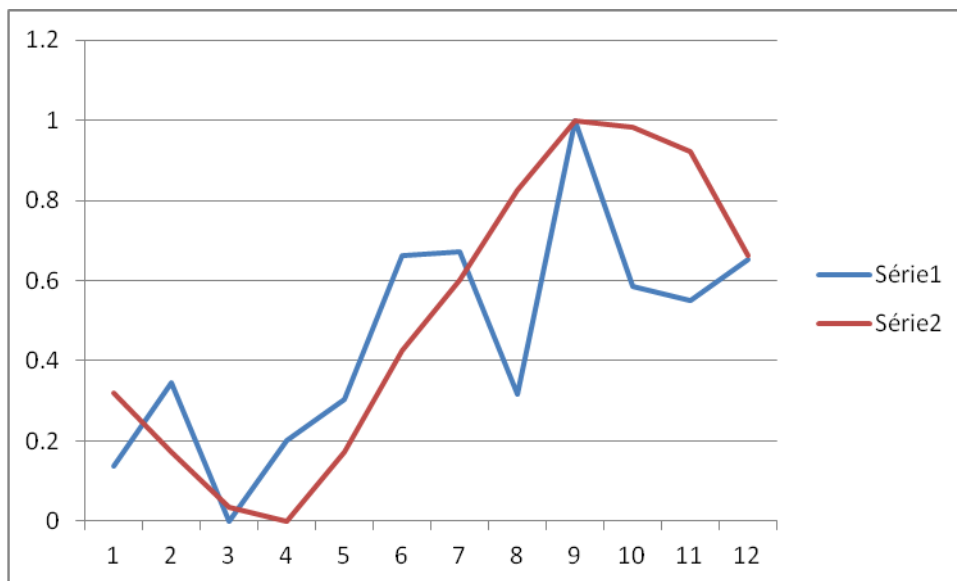


Gráfico A.34. Complementaridade na localidade de Fazenda Paraná.

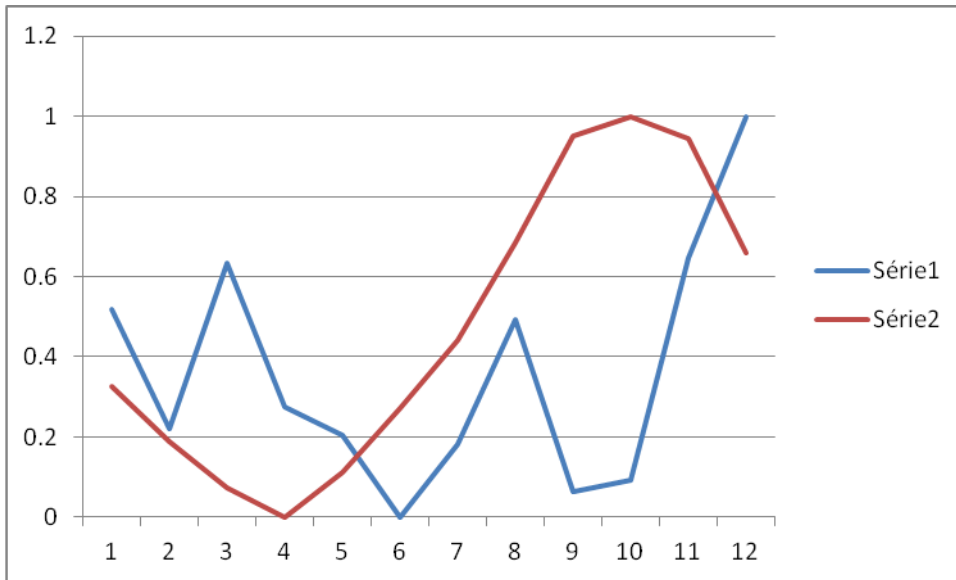


Gráfico A.35. Complementaridade na localidade de Chaval.

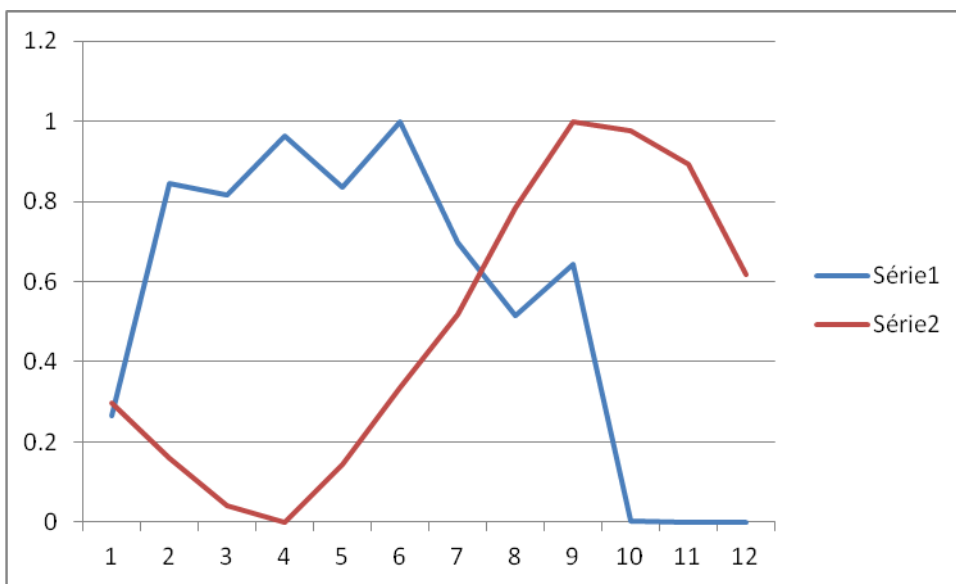


Gráfico A.36. Complementaridade na localidade de Granja.

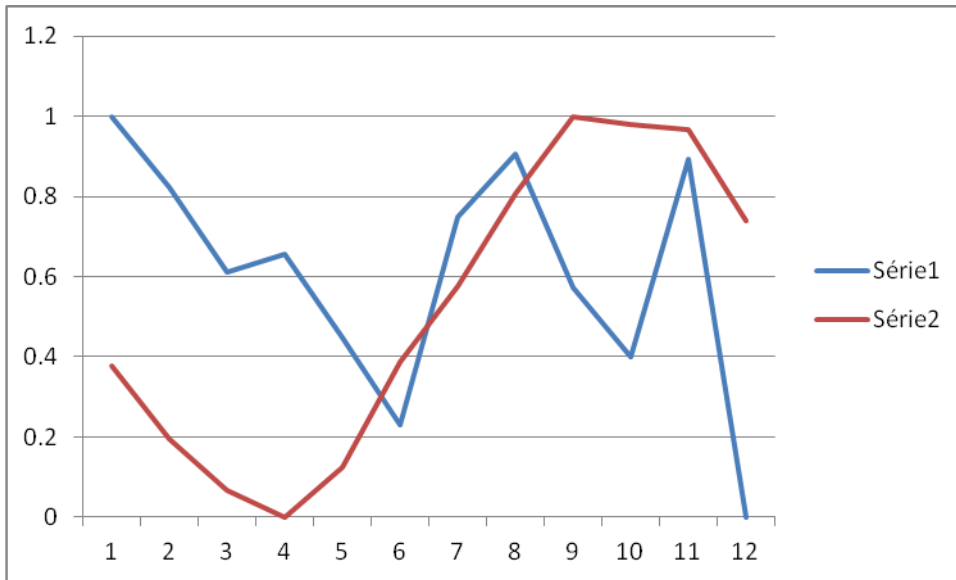


Gráfico A.37. Complementaridade na localidade de Senador Pompeu.

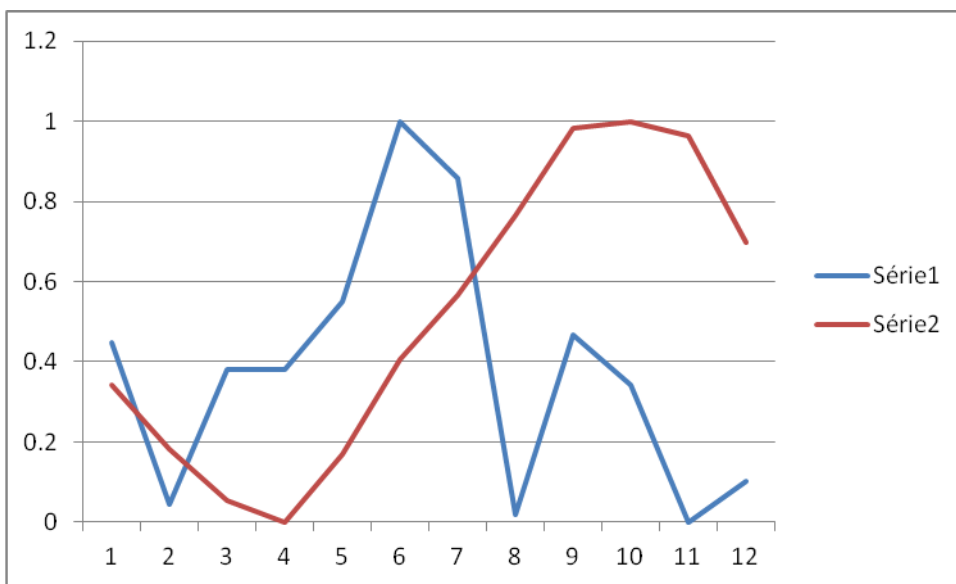


Gráfico A.38. Complementaridade na localidade de Groiarias.

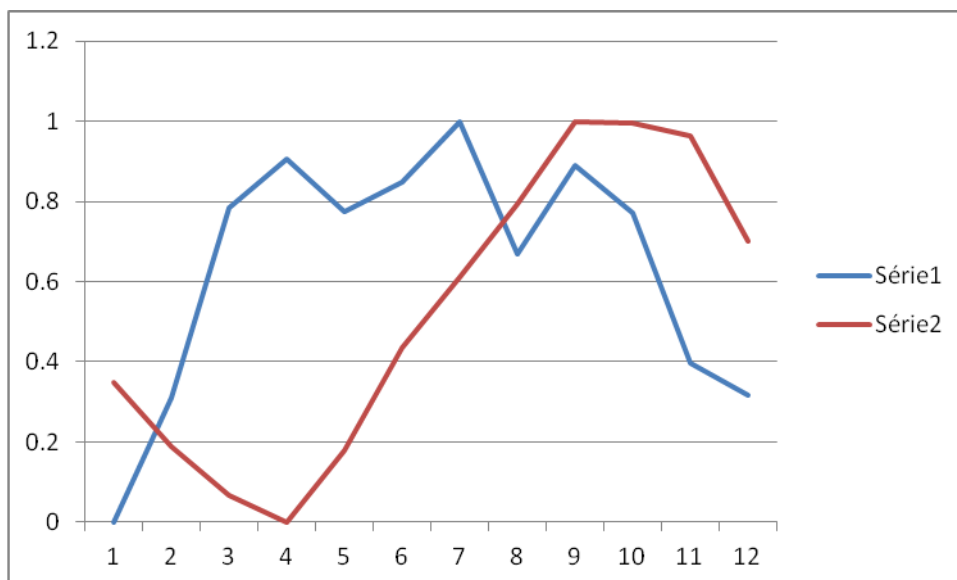


Gráfico A.39. Complementaridade na localidade de Croatá.

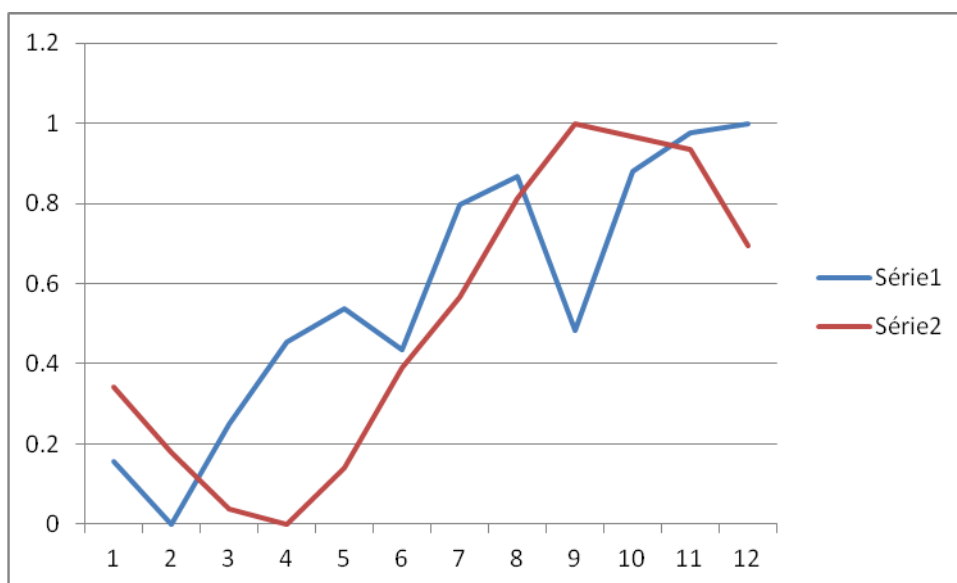


Gráfico A.40. Complementaridade na localidade de Quixeramobim.

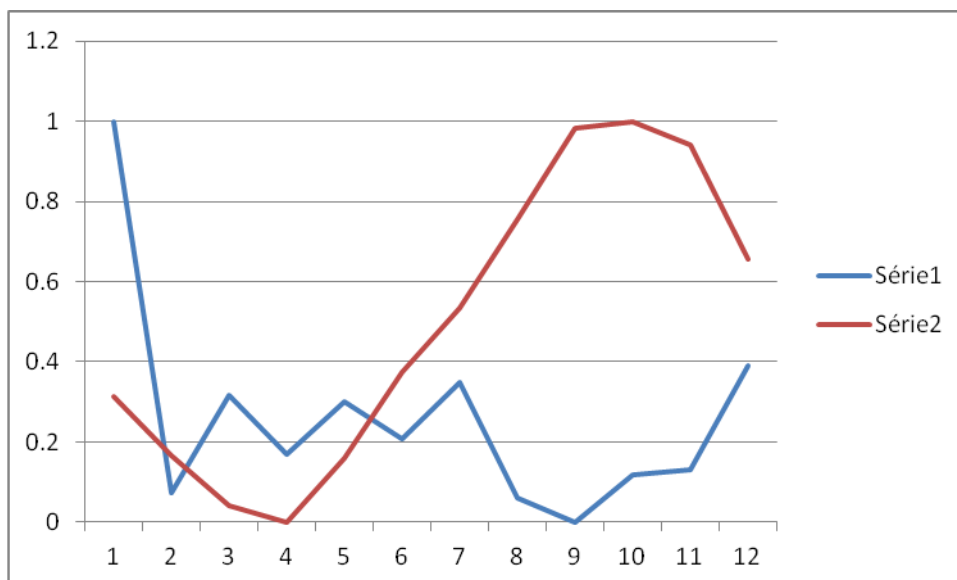


Gráfico A.41. Complementaridade na localidade de Moraujo.

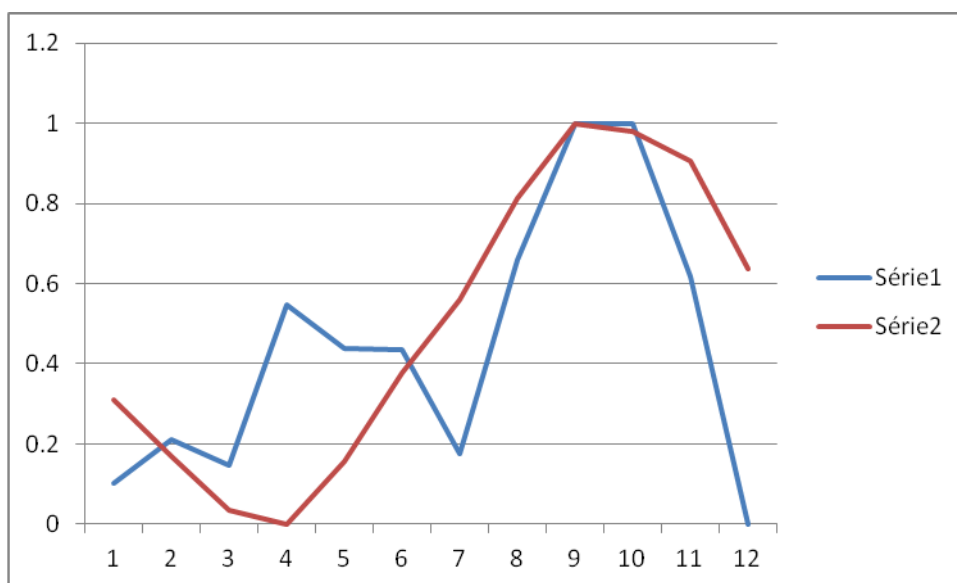


Gráfico A.42. Complementaridade na localidade de Santana do Acaraú.



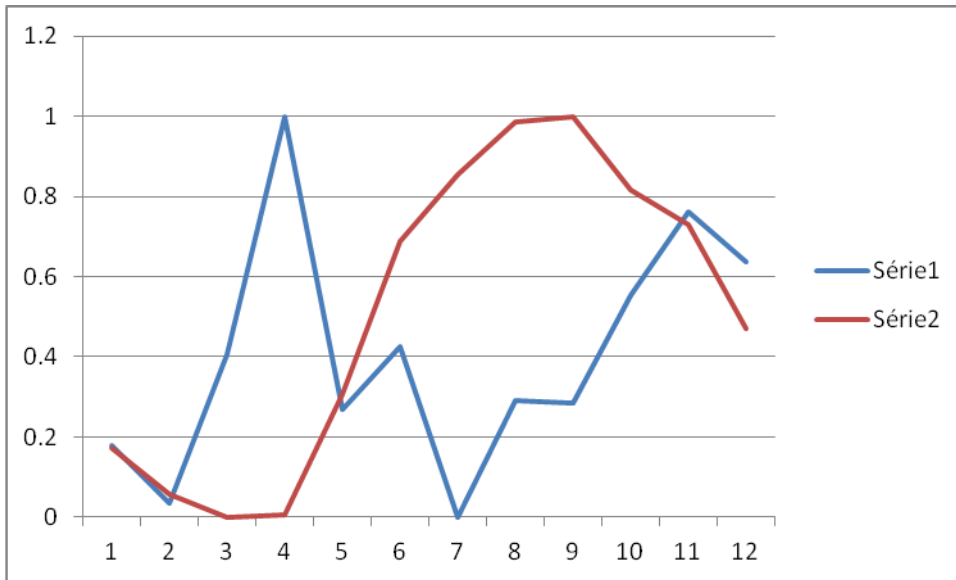


Gráfico A.43. Complementaridade na localidade de Arneiroz.

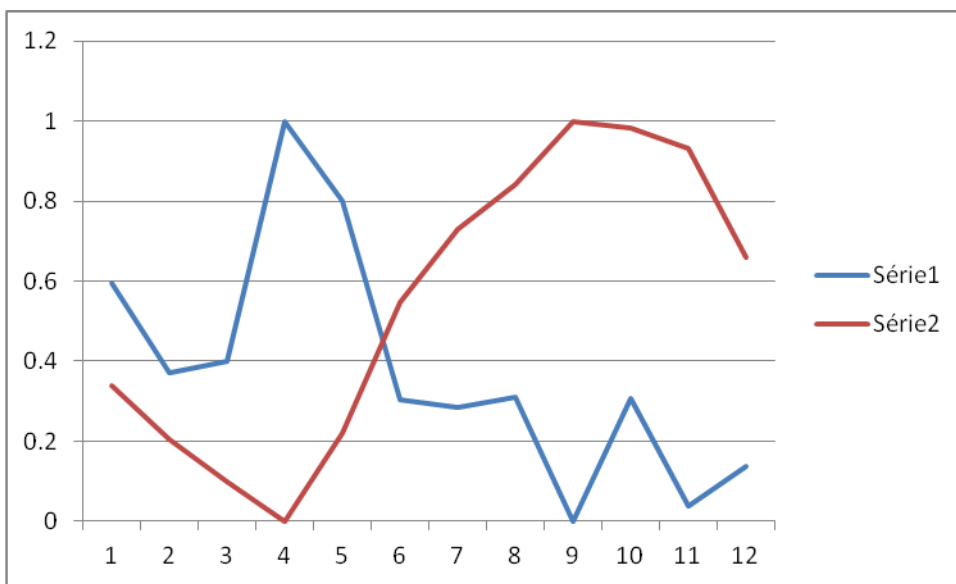


Gráfico A.44. Complementaridade na localidade de Saudoso.

## **APÊNDICE B– Relatórios de Simulação do Homer**

# HOMER Input Summary

File name: evandro-01b3cg++++.hmr

File version: 2.68 beta

Author:

## AC Load: AC Load

Data source: Synthetic

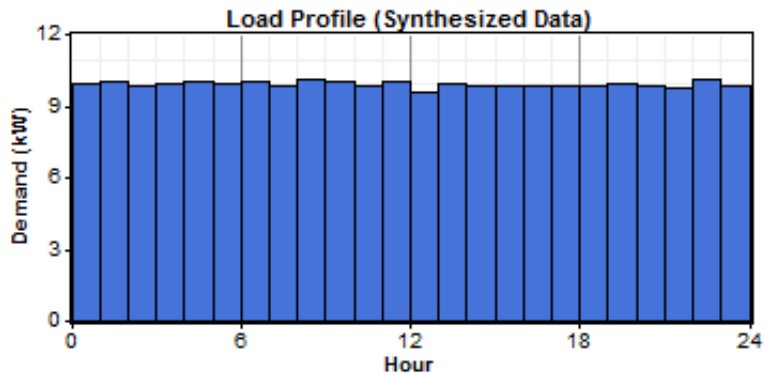
Daily noise: 15%

Hourly noise: 20%

Scaled annual average: 2,400, 2,600, 2,800, 3,000, 3,200 kWh/d

Scaled peak load: 194, 211, 227, 243, 259 kW

Load factor: 0.514



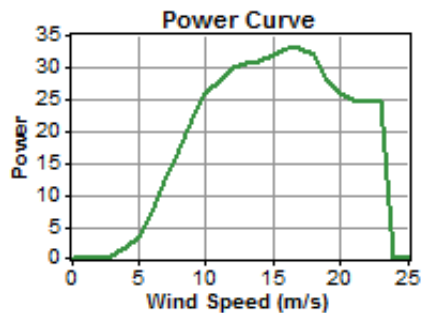
## AC Wind Turbine: Fuhrländer 30

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1	90,000	81,000	2,700

Quantities to consider: 0, 2, 4, 8, 12

Lifetime: 15 yr

Hub height: 50 m

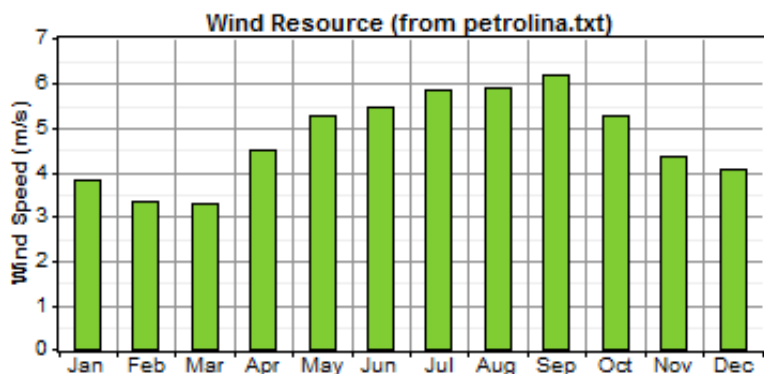


## Wind Resource

Data source: petrolina.txt

Month	Wind Speed
	(m/s)
Jan	3.82
Feb	3.35
Mar	3.26
Apr	4.47
May	5.29
Jun	5.45

Jul	5.83
Aug	5.91
Sep	6.18
Oct	5.28
Nov	4.34
Dec	4.05



Weibull k: 3.08  
 Autocorrelation factor: 0.841  
 Diurnal pattern strength: 0.00697  
 Hour of peak wind speed: 8  
 Scaled annual average: 4, 6, 8, 10, 12 m/s  
 Anemometer height: 50 m  
 Altitude: 0 m  
 Wind shear profile: Logarithmic  
 Surface roughness length: 0.01 m

**AC Hydro:**

Capital cost: \$ 33,000  
 Replacement cost: \$ 30,000  
 O&M cost: \$ 1,650/yr  
 Lifetime: 25 yr  
 Available head: 100 m  
 Design flow rate: 30 L/s  
 Min. flow ratio: 50%  
 Max. flow ratio: 150%  
 Turbine efficiency: 75%  
 Pipe head loss: 0.419%

Consider systems without hydro: Yes

**Hydro Resource**

Data source: juazeiro.txt

Month	Stream Flow
	(L/s)
Jan	1,407,932
Feb	1,157,589
Mar	1,161,890
Apr	1,235,013
May	1,344,805

Jun	1,520,133
Jul	1,440,371
Aug	2,147,483
Sep	1,998,654
Oct	2,130,684
Nov	2,161,356
Dec	1,645,700

Residual flow: 0 L/s

Scaled annual average: 10, 20, 30, 40, 50, 60 L/s

## Battery: Vision 6FM55D

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1	120	100	0.00

Quantities to consider: 0, 4, 8, 12, 16, 20

Voltage: 12 V

Nominal capacity: 55 Ah

Lifetime throughput: 256 kWh

## Converter

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1.000	0	0	0

Sizes to consider: 0, 20, 40 kW

Lifetime: 15 yr

Inverter efficiency: 90%

Inverter can parallel with AC generator: Yes

Rectifier relative capacity: 100%

Rectifier efficiency: 85%

## Grid

Rate	Power Price	Sellback Rate	Demand Rate	Applicable
	\$/kWh	\$/kWh	\$/kW/mo.	
Rate 1	0.15	0.075	0.06	Jan-Dec All week 00:00-24:00

CO2 emissions factor: 632 g/kWh

CO emissions factor: 0 g/kWh

UHC emissions factor: 0 g/kWh

PM emissions factor: 0 g/kWh

SO2 emissions factor: 2.74 g/kWh

NOx emissions factor: 1.34 g/kWh

Interconnection cost: \$ 0

Standby charge: \$ 0/yr

Purchase capacity: 0, 100, 200 kW

Sale capacity: 0, 100, 200 kW

## Economics

Annual real interest rate: 6%

Project lifetime: 25 yr

Capacity shortage penalty: \$ 0/kWh

System fixed capital cost: \$ 0

System fixed O&M cost: \$ 0/yr

## Generator control

Check load following: Yes

Check cycle charging: No

Allow systems with multiple generators: Yes

Allow multiple generators to operate simultaneously: Yes

Allow systems with generator capacity less than peak load: Yes

## Emissions

Carbon dioxide penalty: \$ 0/t

Carbon monoxide penalty: \$ 0/t

Unburned hydrocarbons penalty: \$ 0/t

Particulate matter penalty: \$ 0/t

Sulfur dioxide penalty: \$ 0/t

Nitrogen oxides penalty: \$ 0/t

## Constraints

Maximum annual capacity shortage: 0%

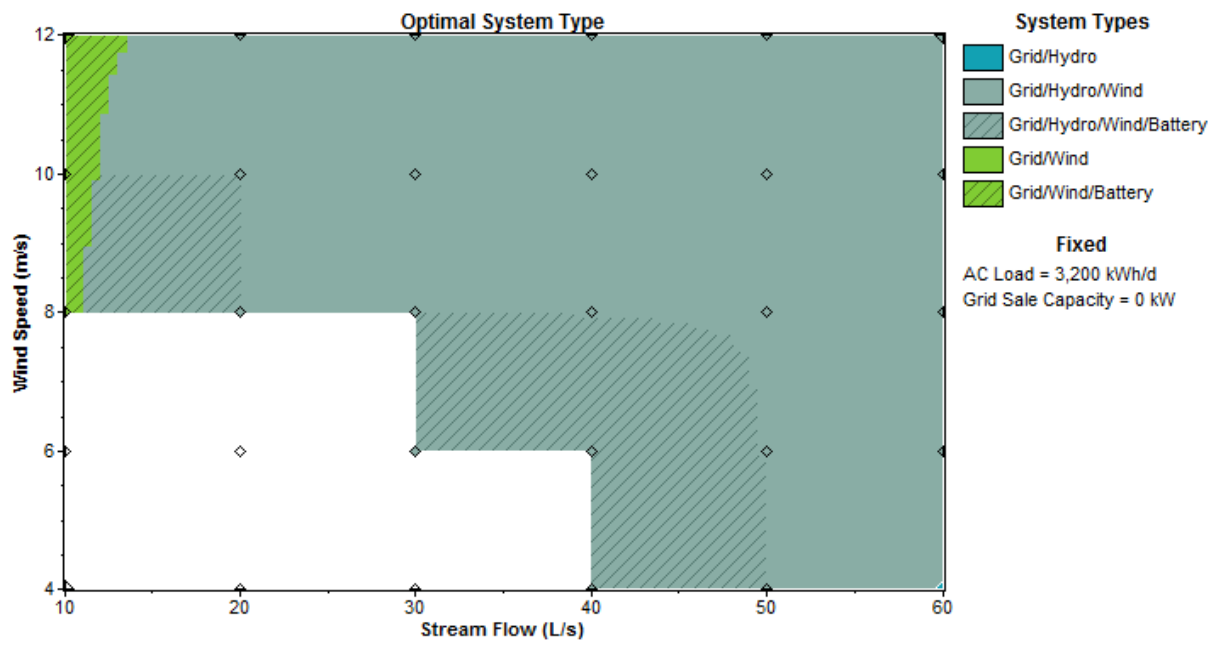
Minimum renewable fraction: 0%

Operating reserve as percentage of hourly load: 10%

Operating reserve as percentage of peak load: 0%

Operating reserve as percentage of solar power output: 25%

Operating reserve as percentage of wind power output: 50%



# HOMER Input Summary

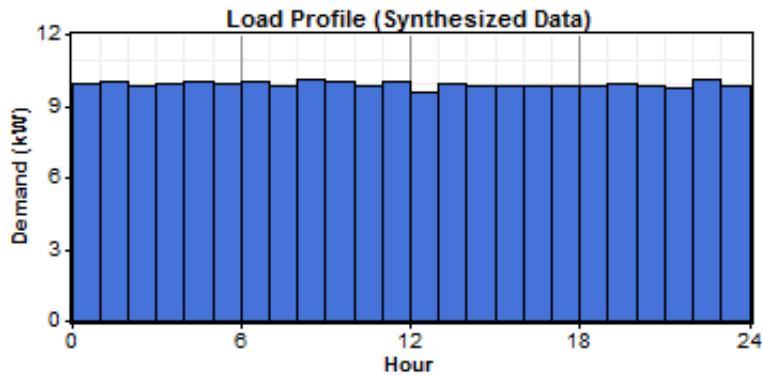
File name: evandro-01b3cg+180++++.hmr

File version: 2.68 beta

Author:

## AC Load: AC Load

Data source: Synthetic  
 Daily noise: 15%  
 Hourly noise: 20%  
 Scaled annual average: 2,400, 2,600, 2,800, 3,000, 3,200 kWh/d  
 Scaled peak load: 194, 211, 227, 243, 259 kW  
 Load factor: 0.514



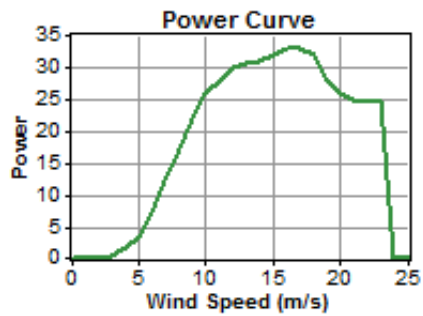
## AC Wind Turbine: Fuhrländer 30

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1	90,000	81,000	2,700

Quantities to consider: 0, 2, 4, 8, 12

Lifetime: 15 yr

Hub height: 50 m



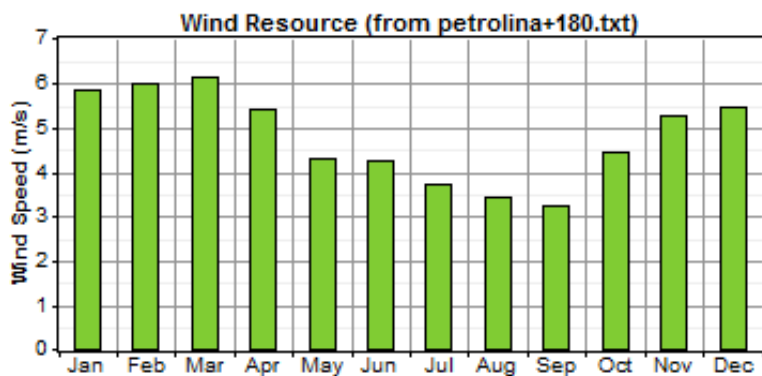
## Wind Resource

Data source: petrolina+180.txt

Month	Wind Speed
	(m/s)
Jan	5.83
Feb	5.97
Mar	6.15
Apr	5.39
May	4.29
Jun	4.23



Jul	3.71
Aug	3.42
Sep	3.25
Oct	4.44
Nov	5.27
Dec	5.46



Weibull k: 3.07  
 Autocorrelation factor: 0.839  
 Diurnal pattern strength: 0.00427  
 Hour of peak wind speed: 4  
 Scaled annual average: 4, 6, 8, 10, 12 m/s  
 Anemometer height: 50 m  
 Altitude: 0 m  
 Wind shear profile: Logarithmic  
 Surface roughness length: 0.01 m

## AC Hydro:

Capital cost: \$ 33,000  
 Replacement cost: \$ 30,000  
 O&M cost: \$ 1,650/yr  
 Lifetime: 25 yr  
 Available head: 100 m  
 Design flow rate: 30 L/s  
 Min. flow ratio: 50%  
 Max. flow ratio: 150%  
 Turbine efficiency: 75%  
 Pipe head loss: 0.419%

Consider systems without hydro: Yes

## Hydro Resource

Data source: juazeiro.txt

Month	Stream Flow
	(L/s)
Jan	1,407,932
Feb	1,157,589
Mar	1,161,890
Apr	1,235,013
May	1,344,805

Jun	1,520,133
Jul	1,440,371
Aug	2,147,483
Sep	1,998,654
Oct	2,130,684
Nov	2,161,356
Dec	1,645,700

Residual flow: 0 L/s

Scaled annual average: 10, 20, 30, 40, 50, 60 L/s

## Battery: Vision 6FM55D

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1	120	100	0.00

Quantities to consider: 0, 4, 8, 12, 16, 20

Voltage: 12 V

Nominal capacity: 55 Ah

Lifetime throughput: 256 kWh

## Converter

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1.000	0	0	0

Sizes to consider: 0, 20, 40 kW

Lifetime: 15 yr

Inverter efficiency: 90%

Inverter can parallel with AC generator: Yes

Rectifier relative capacity: 100%

Rectifier efficiency: 85%

## Grid

Rate	Power Price	Sellback Rate	Demand Rate	Applicable
	\$/kWh	\$/kWh	\$/kW/mo.	
Rate 1	0.15	0.075	0.06	Jan-Dec All week 00:00-24:00

CO2 emissions factor: 632 g/kWh

CO emissions factor: 0 g/kWh

UHC emissions factor: 0 g/kWh

PM emissions factor: 0 g/kWh

SO2 emissions factor: 2.74 g/kWh

NOx emissions factor: 1.34 g/kWh

Interconnection cost: \$ 0

Standby charge: \$ 0/yr

Purchase capacity: 0, 100, 200 kW

Sale capacity: 0, 100, 200 kW

## Economics

Annual real interest rate: 6%

Project lifetime: 25 yr

Capacity shortage penalty: \$ 0/kWh

System fixed capital cost: \$ 0

System fixed O&M cost: \$ 0/yr

## Generator control

Check load following: Yes

Check cycle charging: No

Allow systems with multiple generators: Yes

Allow multiple generators to operate simultaneously: Yes

Allow systems with generator capacity less than peak load: Yes

## Emissions

Carbon dioxide penalty: \$ 0/t

Carbon monoxide penalty: \$ 0/t

Unburned hydrocarbons penalty: \$ 0/t

Particulate matter penalty: \$ 0/t

Sulfur dioxide penalty: \$ 0/t

Nitrogen oxides penalty: \$ 0/t

## Constraints

Maximum annual capacity shortage: 0%

Minimum renewable fraction: 0%

Operating reserve as percentage of hourly load: 10%

Operating reserve as percentage of peak load: 0%

Operating reserve as percentage of solar power output: 25%

Operating reserve as percentage of wind power output: 50%

