

**Marnoon Poltozi Vargas**

***Planejamento Integrado de Recursos e Redes  
Inteligentes: Uma alternativa de sustentabilidade  
para a propriedade rural.***

Alegrete - RS

2013

**Marnoon Poltozi Vargas**

***Planejamento Integrado de Recursos e Redes  
Inteligentes: Uma alternativa de sustentabilidade  
para a propriedade rural.***

Trabalho de conclusão de curso apresentado  
como parte das atividades para obtenção do  
título de Engenheiro Eletricista pela Universi-  
dade Federal do Pampa - UNIPAMPA, Depar-  
tamento de Engenharia Elétrica.

Orientador:

Prof. Dr. José Wagner Maciel Kaehler

Co-orientador:

Prof. Dr. Mauricio Sperandio

Alegrete - RS




2013

**Autoria:** Marnoon Poltozi Vargas

**Título:** Planejamento Integrado de Recursos e Redes inteligentes: uma alternativa de sustentabilidade para a propriedade rural.

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como parte das atividades para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa.

**Os componentes da banca de avaliação, abaixo listados, consideram este trabalho aprovado.**

	Nome	Titulação	Assinatura	Instituição
1	José Wagner Maciel Kaehler	Dr.		Unipampa
2	Diego Berlezi Ramos	Dr.		Unipampa
3	Maurício Sperandio	Dr.		Unipampa

**Data da aprovação:** 07 de março de 2013.

*“ O Planejamento não diz respeito às decisões futuras, mas às implicações futuras de decisões presentes. ”*

Peter Drucker.

# *Resumo*

Concebida nos países mais desenvolvidos onde o cliente consumidor de energia tem papel importante na gestão da eletricidade, as Redes Inteligentes ou *Smart Grids* buscam complementar uma visão de integração iniciada com a metodologia do Planejamento Integrado de Recursos que combina ações de gerenciamento por parte da oferta (concessionárias) e demanda (clientes).

A capacidade de acomodar a geração distribuída, prover eficiência, qualidade, se reorganizando automaticamente são apenas alguns dos incontáveis benefícios que o conjunto conceitual das redes inteligentes pretende atingir, usando dispositivos de sensoriamento, comunicações e processamento de informações à rede. Mais propícias de aplicação destes conceitos, as redes elétricas rurais possuem em sua maioria problemas com a qualidade e a continuidade do fornecimento da energia motivados por vários fatores como as grandes distâncias e a fragilidade construtiva dos alimentadores de distribuição.

Sendo assim, este trabalho referencia-se a um estudo de caso no meio rural onde foi utilizado as metodologias do planejamento integrado e das redes inteligentes, buscando apurar as vantagens técnicas e econômicas.

**Palavras-Chave:** Planejamento Integrado de Recursos; Redes Inteligentes; Geração Distribuída.

# *Abstract*

Conceived in more developed countries where the customer energy consumer plays an important role in the management of electricity, Intelligent Networks or Smart Grids seek to supplement a vision of integration started with the methodology of Integrated Resource Planning that combines management actions by the supply side (utility) and demand (customers).

The ability to accommodate distributed generation, provide efficiency, quality, reorganizing automatically are just some of the countless benefits that the whole concept of intelligent networks is to achieve, using sensing devices, communications and information processing network. More conducive for applying these concepts, rural power grids have mostly problems with power quality motivated by several factors such as the large distances of distribution feeders.

Thus, this paper presents a case study in rural areas where it was used the methodologies of integrated planning and smart grids, seeking to establish the technical and economic advantages.

**Keywords:** Integrated Resource Planning; Smart Grids; Distributed Generation.

# *Sumário*

**Lista de Figuras**

**Lista de Tabelas**

**Introdução**

<b>1</b>	<b>Referencial Teórico</b>	<b>15</b>
1.1	Redes Inteligentes . . . . .	15
1.1.1	Combinação Conceitual . . . . .	16
1.1.2	Características . . . . .	17
1.2	O Lado da Oferta . . . . .	18
1.2.1	Receita . . . . .	18
1.3	O Lado da Demanda . . . . .	20
1.3.1	Geração Distribuída . . . . .	20
1.3.2	Eficiência Energética . . . . .	22
1.3.3	Qualidade de Energia . . . . .	23
<b>2</b>	<b>Metodologia</b>	<b>25</b>
2.1	Introdução . . . . .	25
2.2	Justificativas . . . . .	26
2.3	A Propriedade Rural . . . . .	28
2.4	Definição do Problema . . . . .	29
2.5	Comparações Realizadas . . . . .	29

2.6	Estrutura das Planilhas . . . . .	29
<b>3</b>	<b>Estudo de Caso</b>	<b>31</b>
3.1	Introdução . . . . .	31
3.2	Objetivos . . . . .	31
3.3	Dimensionamento da Demanda . . . . .	32
3.4	Demanda Permanente . . . . .	32
3.5	Demanda Temporária . . . . .	33
3.6	Tarifação . . . . .	34
<b>4</b>	<b>Dimensionamento dos Recursos Energéticos</b>	<b>39</b>
4.1	Introdução . . . . .	39
4.2	Recurso Hidroelétrico . . . . .	39
4.3	Recurso Eólico . . . . .	43
4.4	Recurso Solar Fotovoltaico . . . . .	46
<b>5</b>	<b>Planejamento Integrado de Recursos Energéticos</b>	<b>52</b>
5.1	Introdução . . . . .	52
5.2	Dados Econômicos . . . . .	54
5.3	Estratégias de Negócio . . . . .	56
5.4	Cenários tecnológicos . . . . .	58
5.4.1	Cenário Hidreletricidade . . . . .	59
5.4.2	Cenário Eólico . . . . .	61
5.4.3	Cenário Fotovoltaico . . . . .	62
5.4.4	Cenário Recursos Combinados . . . . .	64
<b>6</b>	<b>Usos Finais e Redistribuição Energética</b>	<b>68</b>
6.1	Introdução . . . . .	68



6.2	Os Usos Finais da Energia . . . . .	68
6.3	Distribuição dos Recursos da Geração Distribuída . . . . .	70
6.4	Investimentos em Rede de Distribuição . . . . .	73
<b>7</b>	<b>Viabilidade Econômica</b>	<b>77</b>
7.1	Introdução . . . . .	77
7.2	Custos de Investimentos . . . . .	77
7.3	Viabilidade do Cenário Hidro . . . . .	79
7.4	Viabilidade do Cenário Eólico e Solar . . . . .	81
7.5	Viabilidade dos Cenários Combinados . . . . .	81
<b>8</b>	<b>Aplicação de Redes Inteligentes</b>	<b>84</b>
8.1	Introdução . . . . .	84
8.2	Estrutura sem GD . . . . .	84
8.3	Estrutura com GD . . . . .	85
8.4	Equipamentos . . . . .	86
8.5	Funcionamento . . . . .	88
8.5.1	Baseline . . . . .	89
8.5.2	Atuação da Microrrede no Período de Irrigação . . . . .	89
8.5.3	Atuação da Microrrede no Período de Entressafra . . . . .	94
8.6	Impactos e Benefícios . . . . .	95
<b>9</b>	<b>Considerações Finais</b>	<b>99</b>
9.1	Introdução . . . . .	99
9.2	Resultados dos Dimensionamentos . . . . .	99
9.3	Resultados de Viabilidade . . . . .	100
9.4	Resultados da Implantação de uma Rede Inteligente . . . . .	101
9.5	Trabalhos Futuros . . . . .	101

<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>102</b>
<b>Apêndice A – Planilha Administradora</b>	<b>105</b>
<b>Apêndice B – Planilha Consolidadora</b>	<b>106</b>
<b>Apêndice C – Planilha Econômica 1</b>	<b>107</b>
<b>Apêndice D – Planilha Econômica 2</b>	<b>108</b>

# *Lista de Figuras*

1.1	Empresas Concessionárias de Energia responsáveis pelo estado do Rio Grande do Sul. Fonte: Atlas Socioeconômico do Estado do Rio Grande do Sul. . . . .	19
2.1	Preços médios de comercialização por saco de 50 kg do arroz longo fino. Fonte: IRGA, Série Histórica de jan/2003 até out/2012. . . . .	26
2.2	Fontes Alternativas presentes no estado do Rio Grande do Sul. Fonte: Atlas Socioeconômico do Estado. . . . .	27
2.3	Foto aérea de uma propriedade rural usada como ilustração. Fonte: Google Earth TM. . . . .	28
2.4	Planilhas de dimensionamento de recursos. . . . .	30
3.1	Consumo e custo nos períodos diário e mensal por perfil de cliente. . . . .	35
3.2	Consumo e custo nos períodos diário e mensal por grupo de consumidor. . . . .	36
4.1	Duração da vazão anual dos riachos. . . . .	41
4.2	Distribuição da energia produzida de acordo com a velocidade do vento. . . . .	44
4.3	Modelagem de uma célula fotovoltaica com perdas por sombreamento. . . . .	48
4.4	Modelagem de uma célula fotovoltaica com perdas por sombreamento, nos fios e do semicondutor. . . . .	48
5.1	Gestão de Recursos Energéticos. . . . .	55
5.2	Estratégias de Negócios. . . . .	57
5.3	Custos dos recursos instalados em $R\$/kW$ e fator de capacidade. . . . .	60
5.4	Cenário Hidroelétrico com excedente. Aproveitamento no riacho em cor mais clara e barragem em cor escura. . . . .	60
5.5	Cenário geração eólica com excedente. . . . .	62
5.6	Cenário geração fotovoltaica com excedente. . . . .	63

5.7	Esboço do sistema georreferenciado para o sistema elétrico. . . . .	65
5.8	Quadro de decisões entre cenários de recursos renováveis. . . . .	66
6.1	Recursos, Serviços e Energia Útil. . . . .	69
6.2	Distribuição da demanda energética. . . . .	70
6.3	Diferença entre as energias consumidas pela demanda completa e parcial, entre Clientes Individuais (acima) e Grupos Consumidores (abaixo). . . . .	71
6.4	Custo do consumo para os clientes com carga parcial. . . . .	75
6.5	Custo do consumo para os grupos com carga parcial. . . . .	75
7.1	Viabilidade econômica para geração hidrelétrica. Taxa de desconto de 0%a.a. na Proposta 1 e 4%a.a. para a Proposta 2, com remuneração anual de 128.081,77 reais. . . . .	80
7.2	Viabilidade econômica para geração hidroelétrica e tecnologias combinadas. Proposta 1 com taxa zero e Proposta 2 com taxa de 12% a.a. . . . .	82
8.1	Diagrama unifilar da região de atuação da Microrrede, chaves disjuntoras e supervisão. . . . .	86
8.2	Diagrama unifilar do caso base durante a irrigação. . . . .	89
8.3	Diagrama unifilar da primeira hipótese de funcionamento. . . . .	91
8.4	Diagrama unifilar do chaveamento, controle, conversão e armazenamento da geração distribuída solar e eólica. . . . .	92
8.5	Diagrama unifilar da segunda hipótese de funcionamento. . . . .	93
8.6	Média da precipitação total da região e Potência hidrelétrica gerada mensalmente barragem. Fonte: INMET, média de precipitação entre os anos de 2003 a 2012. . . . .	94
A.1	Planilha Administradora - Relação entre planilhas. . . . .	105
B.1	Planilha Consolidadora - Distribuição de Recursos. . . . .	106
C.1	Planilha Econômica 1 - Relação de Custos de Investimentos, Manutenção e Operação. . . . .	107
D.1	Planilha Econômica 2 - Viabilidade Econômica. . . . .	108

## *Lista de Tabelas*

1.1	Classificação das centrais hidroelétricas quanto a potência. . . . .	21
3.1	Distribuição dos tipos de clientes nos conjuntos de cargas. . . . .	32
3.2	Carga do tipo Residencial - Potências Instaladas (kW). . . . .	33
3.3	Carga do tipo Comercial - Potências Instaladas (kW). . . . .	33
3.4	Carga do tipo Pública - Potências Instaladas (kW). . . . .	34
4.1	Geração hidroelétrica na Barragem. . . . .	41
4.2	Potência extraída do riacho local nos pontos 1 e 2. . . . .	42
4.3	Geração Eólica Anual. . . . .	45
4.4	Geração eólica mensal com perdas de conversão. . . . .	45
4.5	Características de uma célula fotovoltaica. . . . .	49
4.6	Energia e potência mensal de uma placa fotovoltaica considerando perdas. . . . .	51
6.1	Número de aerogeradores de 1kW instalados para a demanda do perfil residencial. . . . .	72
6.2	Número de módulos fotovoltaicos de 1kW instalados para a demanda do perfil residencial. . . . .	73
6.3	Custos de investimento na rede de distribuição para uma carga permanente completa. . . . .	74
6.4	Custos de investimento na rede de distribuição para uma carga permanente parcial. . . . .	76
7.1	Potência Instalada dimensionada para o estabelecimento rural Orizícola [kW]. . . . .	78
7.2	Geração Distribuída para a Demanda Completa - Investimentos, Produção e Custos. . . . .	82
7.3	Geração Distribuída para a Demanda Distribuída - Investimentos, Produção e Custos. . . . .	83

# *Introdução*

Os Sistemas Elétricos de Potência normalmente são considerados os mais complexos sistemas dinâmicos já construídos e podem abranger interligações de linhas de transmissão em continentes inteiros. A finalidade de um sistema elétrico de potência é gerar, transmitir e distribuir energia elétrica atendendo a determinados padrões de continuidade, confiabilidade, disponibilidade, qualidade, segurança e custos, com o mínimo impacto ambiental e o máximo de segurança pessoal. A necessidade de tais sistemas elétricos existirem se dá pela extrema dependência energética do homem atual e que cresce ano a ano a uma taxa estimada de aproximadamente 5% no Brasil, seguindo uma tendência mundial (1).

O Brasil que é privilegiado em recursos energéticos, possui mais de 90 mil quilômetros de extensão de rede de transmissão, gerando acima de 115,5 milhões de quilowatts, abrangendo todos os seus 8,5 milhões de quilômetros quadrados de território. Observa-se que 85% de sua energia provém de fontes renováveis, hidroeletricidade, geração eólica, recursos de biomassa, entre outros meios, e somente 15% seja de outras fontes (2). Demonstra assim, a preocupação brasileira em gerar com sustentabilidade, aproveitando seus recursos renováveis em contraposição a geração mundial de energia que é feita 80% através de fontes não-renováveis. Porém, o crescimento de demanda proporciona um desafio ao sistema interligado existente, que deverá escolher entre elevados investimentos financeiros em equipamentos para suportar as novas cargas, ou se adaptar ao paradigma do aumento da oferta de energia através de fontes intermitentes distribuídas, que dificultam o planejamento e a coordenação da operação.

A escolha da segunda opção, prepararia o sistema elétrico para os aumentos de carga de forma otimizada, reduzindo os picos de demanda, além de favorecer a solução de alguns entraves para o uso de novas tecnologias como o abastecimento de uma frota de veículos elétricos, de equipamentos inteligentes gerenciáveis através da rede de *internet*, criando serviços antes inexistentes e impulsionando a eficiência energética. O conceito de redes inteligentes (Smart Grids), que nada mais é do que a integração do sistema elétrico com as tecnologias de telecomunicações e de informação, são estudadas com essas finalidade e dariam as condições necessárias para dinamizar o processo de controle entre demanda de energia e fornecimento intermitente, trazendo benefícios e desafios de implementação, a custos menores, que mudarão a forma como vivemos.

O objetivo deste trabalho é basicamente desenvolver o dimensionamento da geração distribuída e aplicar em um modelo de propriedade rural, subsidiando com custos e detalhes a imersão dos demais conceitos de redes inteligentes. As etapas intermediárias para se atingir este objetivo foram:

- Caracterizar as Redes Inteligentes;
- Caracterizar os requisitos de uso final (demanda) e os recursos energéticos renováveis (oferta);
- Dimensionar o lado da demanda;
- Dimensionar o lado da oferta;
- Proceder a gestão entre estratégias de negócios, cenários tecnológicos e distribuição de recursos;
- Prospectar as condições de viabilidade econômica;
- Aplicar os conceitos de *Smart Grid* no modelo desenvolvido;
- Relacionar os impactos e benefícios.

Assim, esta dissertação foi dividida em 9 capítulos, buscando atender os objetivos propostos. No capítulo 1 ocorre a apresentação da combinação de conceitos utilizados, a caracterização das redes inteligentes, os lados da oferta (concessionária) e demanda (mercado) .

No Capítulo 2 Metodologia, é explicitada a justificativa de se focar o estudo de caso no meio rural gaúcho. No Capítulo 3, o estudo de caso é detalhado e dividido em cargas temporárias e permanentes. No Capítulo 4 é a vez dos recursos de geração renovável serem dimensionados. No Capítulo 5, a gestão é abordada de forma a dissertar sobre as estratégias e composição dos cenários tecnológicos que podem ser escolhidos. No Capítulo 6 ocorre a distribuição dos recursos de geração entre as demandas do estabelecimento rural. No Capítulo 7 são feitas as análises de viabilidade econômica dos cenários tecnológicos e determinado em quanto tempo haveria retorno. No penúltimo capítulo é retomada as concepções de redes inteligentes, onde algumas configurações de rede são estruturadas para assegurar o melhor desempenho do sistema, descrevendo seu funcionamento e relacionando os impactos e benefícios.

A estrutura e a interconexão das planilhas criadas para atingir o objetivo deste estudo é uma das maiores contribuições decorrentes da pesquisa, o que levou a interessantes comparações relatadas no capítulo de considerações finais.

# *1 Referencial Teórico*

## **1.1 Redes Inteligentes**

Tendência mundial associado a inteligência, sustentabilidade e tecnologia, os conceitos de Smart Grids (Redes Inteligentes) vem chamando a atenção de especialistas do setor elétrico de inúmeros países através dos benefícios proporcionados, e a promessa de solução para problemas antigos. No Brasil algumas concessionárias de distribuição iniciaram a implantação de dispositivos de medição em projetos piloto que estão presentes em discussões nas audiências públicas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e tem mantido diálogos com fornecedores destes equipamentos. A preocupação é explicada pelas mudanças impactantes que se prevê ocorrer na forma como a distribuição de energia será feita.

As perspectivas positivas no Brasil tem relação direta com o desenvolvimento econômico do país nas últimas décadas e a retomada do planejamento energético por parte do Estado, que favoreceram uma política de investimentos em infraestrutura e geração, preparando o país para assumir uma posição de destaque mundial e de plenas condições de crescimento econômico, social e ambientalmente sustentável.

Conforme estimativas da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) vinculada ao Ministério de Minas e Energia, no Plano Nacional de Energia 2030, o Brasil teve um crescimento de 4 vezes o valor do seu produto interno bruto de 1970 a 2004, período em que praticamente dobrou o número de habitantes, triplicou o consumo de energia e decuplicou o uso de energia elétrica. De 2004 a 2010 estes índices também se elevaram, no qual a energia elétrica teve novo aumento de 50% em relação a 2010, passando a gerar aproximadamente 548,9 TWh anualmente (3). Por outro lado, as perdas variam próximas dos 15%, valor que representa 82,3 TWh ou o equivalente a 87% do que foi produzido pela usina de Itaipu no ano de 2008.

Um outro fator que contribui com essa preocupação é que não existe uma política de gerenciamento de quando e como o cliente utiliza a energia elétrica produzida no país, como é realizado à décadas na América do Norte e Europa, que são referências no Planejamento In-



tegrado. A primeira manifestação recente quanto a isto foi a extensão da modalidade tarifária horazonal para a baixa tensão, através da implantação da modalidade tarifária branca, aprovada pela ANEEL após audiência pública no ano de 2011. A regulamentação foca os clientes atendidos pela baixa tensão, prevendo diferentes valores para a energia.

### 1.1.1 Combinação Conceitual

A experiência francesa com o gerenciamento da energia, que é uma das mais antigas, faz uso de tarifas variáveis no tempo desde 1957 (4), demonstrando a elevada preocupação em como o consumidor utiliza a energia e o quão atrasado o Brasil está neste aspecto gerencial.

Nos Estados Unidos muitos dos atuais 3.251 fornecedores de energia (5), desde o início da década de 80 utilizam ou utilizaram vantagens deste tipo de gerenciamento, buscando modificar o perfil de carga e adequar o comportamento do cliente consumidor à oferta. As atividades desenvolvidas neste período abrangeram desde o uso das tarifas variáveis ao controle de corte e interrupção, ofertados como uma tarifa específica para cada tipo de cliente, escolhidas como um cardápio.

Da evolução destas perspectivas de melhorar o sistema elétrico através do gerenciamento pelo lado do cliente surgiu a metodologia do planejamento integrado de recursos que ajudou estes países a administrar sua grande demanda de energia.

Sob este contexto, no ano de 2005 pesquisadores do Laboratório Nacional do Pacífico Noroeste (**Pacific Northwest National Laboratory - PNNL**), efetuaram a primeira instalação de medidores eletrônicos inteligentes nos Estados Unidos com o intuito de acompanhar os impactos e a aceitação pelos clientes. Segundo Fox-Penner (6), a instalação foi conduzida em conjunto com outra concessionária local da cidade de Sequim, a **Clallam Public Utility**, localizada no estado de Washington. O interesse da concessionária foi de apoiar a pesquisa visando postergar a ampliação do sistema elétrico.

Os medidores inteligentes empregados recebiam informações atualizadas sobre os preços da energia ao longo do dia, permitindo ao consumidor que decidisse quando e como utilizar a energia disponível em seus equipamentos e eletrodomésticos. O experimento consistia não somente em analisar o comportamento do consumidor como também se o emprego destes equipamentos era capaz de alterar os índices de confiabilidade do sistema. No final dos experimentos houve uma redução em 10% na conta de energia e uma mudança no horário de consumo dos clientes participantes.

Portanto, ao que tudo indica, antes mesmo de existir a tecnologia, ou que se falasse so-

bre redes com inteligência alguns objetivos já haviam sido alcançados por uma metodologia anterior, que serviu de base para os sistemas mais avançados pensados atualmente.

### 1.1.2 Características

Alguns autores como Gellings (7), caracterizam uma rede inteligente como um rede que se utiliza de um vasto conjunto de sensores, comunicações, forte habilidade computacional e de controle para funcionalidades na distribuição da energia. Já Sioshansi (8) afirma que as *Smart Grids* seriam um sistema complexo de tecnologia, onde hardware e software, comunicações, e controle estariam reunidos para fornecer flexibilidade e adaptabilidade a rede antecipando-se as mudanças futuras, incluindo as tecnologias conhecidas e aquelas não criadas.

Para o Instituto de Pesquisa em Energia Elétrica Americano (**Electrical Power Institute Research - EPRI**) a definição é mais ampla (9), conceituando como: “Uma matriz integrada de tecnologias, dispositivos e sistemas que proporcionem e utilizem informações digitais, comunicações e controle para otimizar a eficiência, a confiabilidade, proteção e segurança na entrega da eletricidade”. Entre tantas oportunidades que são citadas pela EPRI, as redes *Smart Grids* permitirão a integração da medição sincronizada fasorial, o uso de cabos supercondutores, avançada proteção de relés e transmissão de alta tensão em corrente contínua, religadores automatizados, controle de tensão e reativos, subestações de armazenamento, sistema autônomo de resposta à demanda, aplicações inteligentes residenciais, o uso de veículos híbridos e elétricos, geração distribuída (GD), entre outros.

A EPRI ainda afirma que existem sete características principais que tem sido identificadas para descrever os atributos de uma rede deste tipo. São elas:

1. Propiciar meios de acomodar toda as opções de geração distribuída, renovável ou não, e as formas de armazenamento;
2. Otimizar ativos<sup>1</sup> e operar eficientemente;
3. Prover qualidade a energia;
4. Resistir a ataques ao sistema de comunicação e computacional que esteja em rede;
5. Restauração autônoma da rede e a correção automática perante falhas;
6. Motivar e incluir o consumidor como um agente ativo do sistema de inteligência;

---

<sup>1</sup>Dar um rendimento ótimo aos bens e patrimônios do agente proprietário e concessionário.

7. Permitir flexibilidade na produção e comercialização da energia com uma maior abertura do mercado.

No decorrer deste trabalho e anteriormente ao estudo de caso serão abordados com mais detalhes algumas definições tanto pelo lado da oferta de energia como pelo lado da demanda.

## **1.2 O Lado da Oferta**

O Sistema Elétrico de Potência Brasileiro possui inúmeras fontes de geração espalhadas pelo país e uma rede de transmissão interligada que conecta os vários estados brasileiros definindo uma Rede Básica e as Demais Instalações de Transmissão (DIT). Ambas estão em constante expansão buscando cobrir todo o território nacional.

Por outro lado, o sistema de distribuição de energia que é o elemento de interface entre o sistema gerador-transmissor e a grande maioria dos consumidores, existindo justamente para entregar a energia para a maior parcela dos usuários finais, os clientes residenciais, comerciais e industriais.

Atualmente o sistema é operado por 64 concessionárias de distribuição agrupadas por critérios regionais e número de consumidores. Em sua grande maioria as distribuidoras de eletricidade são empresas de capital privado que firmam contratos de concessão de serviços públicos com o poder concedente, representado pela ANEEL, estabelecendo regras a respeito de tarifa, regularidade, continuidade, segurança, atualidade e qualidade dos serviços e do atendimento ao consumidor, inclusive com penalidades para o caso de descumprimento de algumas regras.

No estado do Rio Grande do Sul são oito empresas, sem contar com as cooperativas, como é visualizado na figura 1.1. A Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), a Rio Grande Energia (RGE) e a AES Sul são responsáveis por praticamente 90% do mercado.

### **1.2.1 Receita**

A receita das concessionárias brasileiras é feita com base na tarifa de distribuição. Ela é dividida em duas partes, denominadas “Parcela A” e a “Parcela B”, respectivamente parcela de custos não-gerenciáveis e parcela de custos gerenciáveis. A Parcela A representa os custos que a empresa concessionária cobra do consumidor final para ressarcir o valor gasto com o sistema elétrico e o governo. Suas contas são agrupadas em Compra de Energia, Encargos Setoriais e

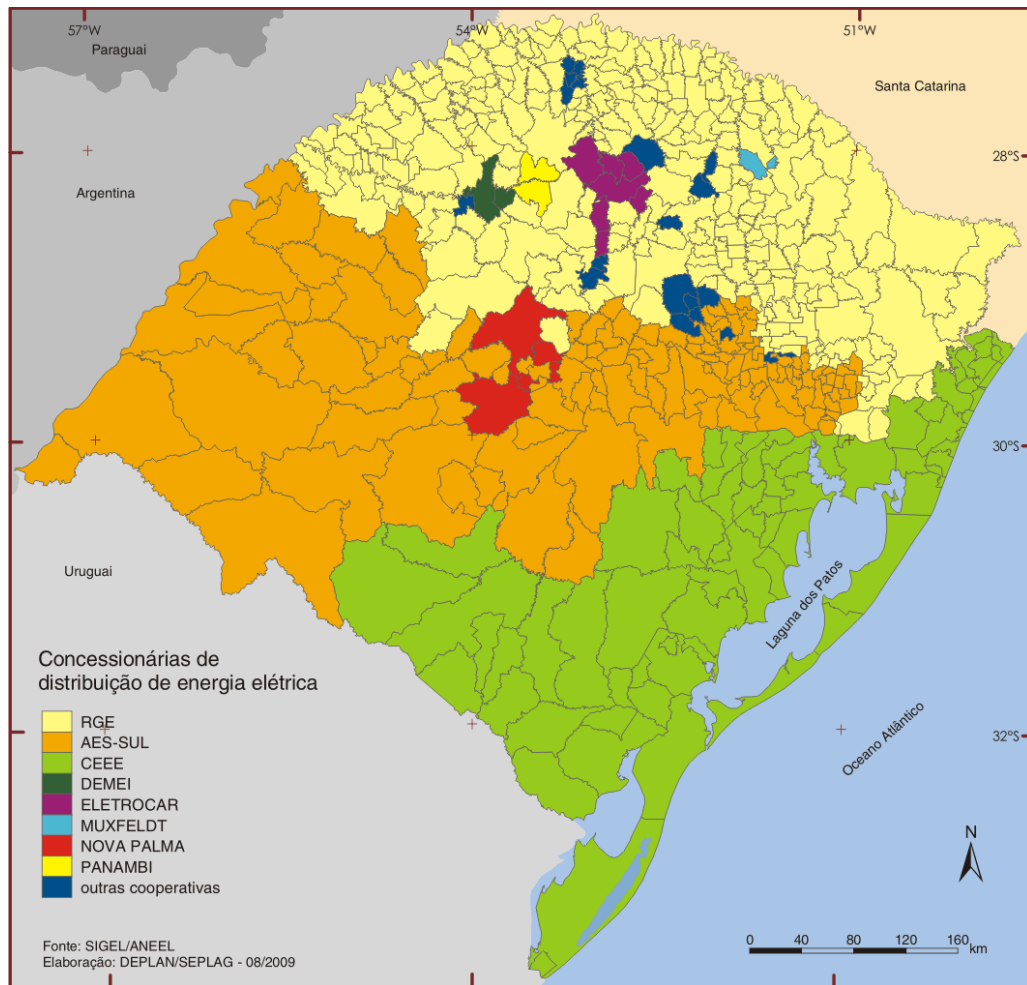


Figura 1.1: Empresas Concessionárias de Energia responsáveis pelo estado do Rio Grande do Sul. Fonte: Atlas Socioeconômico do Estado do Rio Grande do Sul.

### Encargos de Transmissão.

Consequentemente, a Parcela B contém aqueles valores necessários para cobrir os gastos de pessoal, de material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, bem como dos custos de depreciação e remuneração dos investimentos realizados pela empresa para o atendimento do serviço. Esses custos são identificados como custos gerenciáveis, porque a concessionária tem plena capacidade em administrá-los diretamente e foram convencionados como componentes da Parcela B da Receita Anual Requerida da Empresa. A Parcela B também pode ser dividida em três grupos: Despesas de Operação e Manutenção; Despesas de Capital; e Outras Despesas.

A Remuneração do Capital é a parcela da receita necessária para promover um adequado rendimento do capital investido na prestação do serviço de energia elétrica, ou seja, a taxa de retorno calculada como uma alíquota sobre uma Base de Remuneração Regulatória (10).

## 1.3 O Lado da Demanda

### 1.3.1 Geração Distribuída

A Geração Distribuída (GD) no Brasil, se desenvolveu com as transformações do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) no decorrer da história, marcada pelo contexto sócio-econômico vivenciado, assim como pelas decisões das instituições e governos. Expressa as suas necessidades em cada arranjo espacial do setor elétrico, em cada geradora instalada, rede de distribuição ou ponto de distribuição. Os primeiros concessionários dos serviços de eletricidade constituíam-se de pequenos produtores e distribuidores, organizados como empresas de âmbito municipal por fazendeiros, empresários e comerciantes locais. Eram frequentes as instalações autoprodutoras nas indústrias e em unidades de consumo doméstico e no setor agrícola.

A necessidade de atender à crescente demanda por iluminação, abastecimento de água, esgoto, transporte e telefonia, e a impossibilidade de seu atendimento diretamente por parte da administração pública, levou à instituição definitiva do regime de concessões para a prestação dos serviços públicos. A geração elétrica perto do consumidor chegou a ser a regra na primeira metade do século, quando a energia industrial era praticamente toda gerada localmente. A partir da década de 40, no entanto, a geração em centrais de grande porte ficou mais barata, reduzindo o interesse dos consumidores pela GD e, como consequência, o desenvolvimento tecnológico para incentivar esse tipo de geração também parou.

O Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), define geração distribuída como uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima dos consumidores independente da potência, tecnologia e fonte de energia. Segundo a CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Électriques), geração distribuída é a geração que não é planejada de modo centralizada, nem despachada de forma centralizada, não havendo, portanto, um órgão que comande as ações das unidades de geração descentralizada (11). Para a IEEE, geração descentralizada é uma central de geração pequena o suficiente para estar conectada a rede de distribuição e próxima do consumidor (11). No Brasil, a geração distribuída foi definida de forma oficial por meio do Decreto n°5.163 de 30 de julho de 2004.

É importante salientar que geração distribuída não representa o mesmo conceito de energia renovável ou fonte alternativa. Uma geração com biomassa em uma usina de cana-de-açúcar é uma geração distribuída com combustível renovável. Outro exemplo citado por (12) diz respeito a localização dos parques eólicos e das pequenas centrais hidroelétricas, que dificilmente serão considerados como geração distribuída, apesar de serem considerados fontes limpas. No Capítulo 3, Estudo de caso, serão apresentados alguns exemplos de geração distribuída, carac-

terizando estes recursos no contexto de uma situação real.

A classificação da geração quanto a potência é muito utilizada para definir o tamanho das centrais de energia, entre micro, mini e pequena. Pode ser incluída na mesma classificação das centrais hidroelétricas usadas pela Eletrobrás e pela Organização Latino-Americana de Desenvolvimento, OLADE, vista na Tabela 1.1.

Tabela 1.1: Classificação das centrais hidroelétricas quanto a potência.

<b>Tamanho da central</b>	<b>Fonte</b>	<b>Potência (kW)</b>
MICRO	OLADE	até 50
	Eletrobrás	até 100
MINI	OLADE	50 a 500
	Eletrobrás	100 a 1000
PEQUENA	OLADE	500 a 5000
	Eletrobrás	1000 a 3000

Esta distinção é relevante pelo fato de terem execução e formalidades legais e regulamentares simplificadas para as de menor potência se comparadas às de maior investimento. As mini, pequenas e grandes centrais também se caracterizam pelos seus fins comerciais e, geralmente, abastecem diversos consumidores. Abaixo estão listadas algumas possibilidades de geração localizada próximo ao consumidor:

- Geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis de processo;
- Geradores de emergência;
- Geradores para operação no horário de ponta;
- Painéis fotovoltaicos;
- Geradores eólicos;
- Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH's;
- Micro ou minicentrais Hidrelétricas - MCH's.

O aparente interesse na produção descentralizada, tal como era no final do século XIX, se justifica por vários fatores como a distribuição geográfica da produção próxima da carga, a flexibilidade e confiabilidade de operação, disponibilidade e preço dos combustíveis, condições de financiamento e licenciamento ambiental, e prazos para construção e instalação dos geradores. Uma vantagem estratégica é que as GD independem das redes de transmissão de energia e permitem aumentar a eficiência efetuando uma otimização energética quando à elas conectadas.

No contexto dos investimentos, apresenta-se como opção viável contra os maciços investimentos para a produção centralizada de eletricidade, tendo a GD menores riscos, seus projetos desenvolvidos pela iniciativa privada e com reduzida intervenção governamental.

### **1.3.2 Eficiência Energética**

A eficiência energética, conceituada como a otimização do uso dos recursos energéticos, começou a ter importância quando no início da década de 1970 ocorreu um protesto pelo apoio prestado pelos Estados Unidos a Israel durante a Guerra do Yom Kippur, tendo os países árabes representados pela Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), aumentado o preço do petróleo em mais de 300%, terminando com a energia barata necessária para o desenvolvimento do progresso econômico. A Empresa Petrobras, que na época já investia em pesquisas para a autosustentação brasileira em petróleo, não pode evitar que a importação de petróleo continuasse e a dívida externa do país se tornasse extremamente elevada, ultrapassando os 60 bilhões de dólares. Com a crise alastrada, o Brasil busca uma solução com o Programa Nacional do Alcool e na área da energia elétrica os primeiros passos datam de 1975 com o primeiro seminário sobre conservação de energia, organizado pelo Grupo de Estudos sobre Fontes Alternativas de Energia - GEFAE - que contou com o apoio do Ministério de Minas e Energia (13). Em 1984 é estruturado o Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), coordenado pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normatização e Qualidade Industriais (INMETRO), que promove a articulação entre governo e fabricantes de equipamentos, objetivando prover informações aos consumidores para permitir selecionar os produtos de maior eficiência em relação ao consumo de energia. O Ministério de Minas e Energia baseado nesta iniciativa decide organizar dois programas de abrangência Nacional sobre eficiência energética, em dezembro de 1985 o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) e em 1991 o Programa Nacional de Racionalização do Uso de Derivados do Petróleo e Gás Natural (CONPET). O programa de conservação nos primeiros anos se caracterizou pela restrita orientação aos consumidores residenciais, do comércio, indústria e setor público, para despertar a consciência sobre o desperdício e o uso racional. De 1990 a 1993, se expandiu para aprimorar competências técnicas em cursos e projetos e após, em colaboração com o PBE passou a orientar os consumidores, no ato da compra, através do SELO PROCEL DE ECONOMIA DE ENERGIA, indicando os produtos que apresentam os melhores níveis de eficiência energética dentro de categorias, estimulando a fabricação e a comercialização de produtos mais eficientes.

### 1.3.3 Qualidade de Energia

Assim como no conceito de Eficiência Energética, a qualidade de energia tem definição clara e objetiva, como o tratamento dos problemas que envolvem manifestações na tensão, corrente ou frequência que resultem em falhas ou má operação do equipamento. De acordo com Kagan (14), o conceito de qualidade do fornecimento pode ser dividido em três tipos identificáveis:

- A qualidade do atendimento, no qual existe um canal de comunicação entre empresas fornecedoras do serviço e clientes consumidores;
- A qualidade do serviço, que é relativo ao tempo de continuidade do serviço e o número de interrupções, entre outros;
- A qualidade do produto, formado pelas características elétricas da energia entregue, como a variação de frequência, variação de tensão de longa e curta duração, as distorções harmônicas, os desequilíbrios entre tensão e corrente, e as flutuações de tensão.

Devido ao crescimento do número de equipamentos sensíveis e do número de cargas não lineares, a preocupação com a qualidade tem motivado a comunidade acadêmica e científica a estudar estes efeitos indesejados que causam enormes prejuízos, onde os principais afetados são os consumidores comerciais e industriais. A ANEEL atualiza periodicamente os Procedimentos de Distribuição (PRODIST) que regulamentam o acesso ao sistema de distribuição, dando identificação aos seus elementos, classificando, disciplinando formas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e medição da energia elétrica, e os indicadores de qualidade encontrado no seu Módulo 8. Este por sua vez abrange tanto a qualidade do produto, ou seja, a energia elétrica entregue, quanto a dos serviços prestados. Para a primeira, define a terminologia, caracteriza os fenômenos, às perturbações, parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente, permitindo a agência regulamentadora fixar padrões de indicadores. Para a segunda, estabelece métodos de apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento às ocorrências emergenciais, definindo padrões e as responsabilidades.

Conforme o PRODIST, os aspectos considerados da qualidade do produto em regime permanente são: Tensão em regime permanente; Fator de potência; Harmônicos; Desequilíbrio de tensão; Flutuação de tensão; Variações de tensão de curta duração; Variação de frequência. Já na qualidade do serviço, o que importa são os indicadores de continuidade do serviço de



distribuição de energia elétrica. Relacionados abaixo, estes indicadores são classificados em individuais e de conjunto de unidades consumidoras. São eles:

- Individuais:

- Duração de Interrupção por unidade Consumidora (DIC), Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora (FIC), Duração Máxima por unidade Consumidora (DMIC);

- Coletivos:

- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), Frequência Equivalente por unidade Consumidora (FEC).

## 2 *Metodologia*

### 2.1 **Introdução**

A busca por um modelo de propriedade que contemplasse todos os conceitos de redes inteligentes foi o primeiro grande objetivo deste trabalho. No entanto, em meados de 2011 ainda na fase de coleta de informações se percebeu que isto era inviável. Qualquer projeto que fosse a respeito de rede inteligente estava muito bem guardado, e mesmo detalhes mais esclarecedores eram difusos, tornando essa tarefa investigativa baseada somente numa literatura esparsa, sem conteúdo aplicável para a situação particular brasileira.

No início do segundo semestre do mesmo ano, foi ofertada a disciplina de Fontes Renováveis que oportunizaria, sem dúvida alguma, a orientação da pesquisa para um dos elementos conceituais de maior destaque nas *Smart Grids*, a geração distribuída. Assim, a confecção da situação-problema que será explicada posteriormente, foi abordada pela primeira vez, sofrendo inúmeras modificações no decorrer do tempo.

O segundo acontecimento que mudou totalmente a perspectiva da pesquisa foi o entendimento de que com os preços atuais praticados no mercado tornariam o investimento caro demais para ser realizado, impedindo o atendimento de toda a demanda com fontes intermitentes. Observar o lado do cliente-investidor levou os estudos a uma abordagem do planejamento integrado e a novas concepções que até então não haviam sido discutidas na graduação.

Os trabalhos realizados e apresentados nesta monografia estão dispostos como um estudo de caso que visa fundamentalmente compreender como uma rede contendo geração distribuída e conceitos de planejamento integrado pode ser inteligente, identificando os pré-requisitos para isso, os benefícios e impactos que trazem para os lados da oferta e demanda.

Nas próximas seções serão apresentados as justificativas para a escolha da região do estudo, uma identificação do local escolhido e as áreas definidas, passando ao delineamento do problema e a estrutura contruída para se atingir os objetivos propostos.

## 2.2 Justificativas

Este estudo se dá no meio rural da denominada mesorregião da metade sul do Rio Grande do Sul, que é um território de aproximadamente  $154.099,0 \text{ km}^2$ , contendo 105 municípios, fazendo fronteira com o Uruguai e a Argentina. Nela estão incluídas as Regiões da Fronteira Oeste, Sul e Campanha, maiores produtores de arroz do estado do Rio Grande do Sul. Mesmo com toda a sua produção orizícola, apresenta um atraso no desenvolvimento se comparada com outras regiões que justificam a ambientação deste estudo de caso.

A macrorregião possui profundas dificuldades socioeconômicas devido a vários fatores, como os históricos latifúndios de ampla predominância da economia pecuária e agrícola, fazendo com que arque ainda hoje com os prejuízos da falta de cultura produtiva diversificada (15). Esta monocultura do arroz continua existindo, pois conta com o auxílio técnico de inúmeros órgãos governamentais voltados a melhoria genética de grãos, ao fator social e financeiro das propriedades. Por outro lado, os proprietários enfrentam problemas da ordem climática, e crises que fizeram os preços do seu produto despencarem, chegando a valores menores que o mínimo. A figura 2.1 que representa o valor do arroz de 2003 até 2012 dá uma noção do quanto é a variação do saco de 50kg.

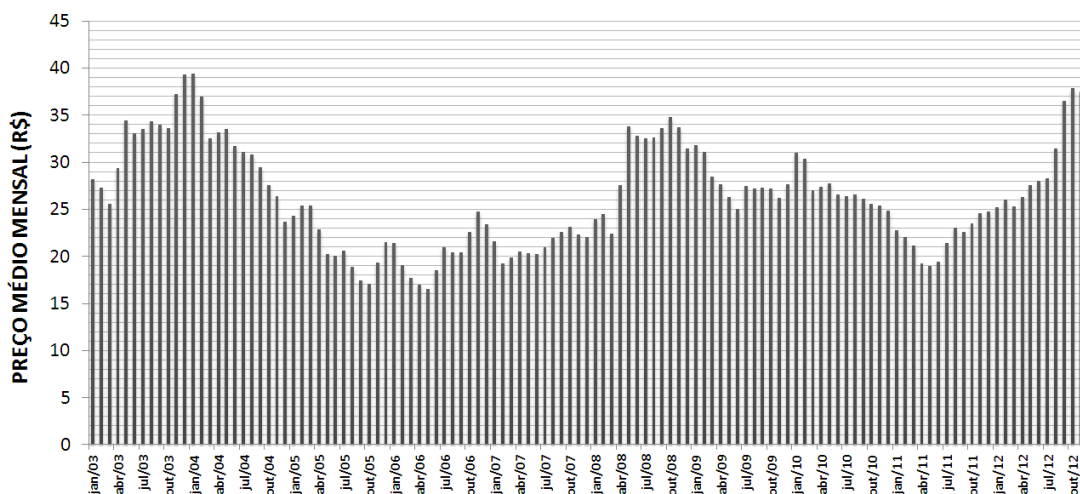


Figura 2.1: Preços médios de comercialização por saco de 50 kg do arroz longo fino. Fonte: IRGA, Série Histórica de jan/2003 até out/2012.

A diversificação da produção agrícola é aparentemente uma solução para este problema que tem recebido apoio tanto de organismos de pesquisa quanto governamentais (16). A possibilidade de diversificação por meio de geração de energia elétrica já é uma realidade a bastante tempo e pode trazer benefícios a curto prazo. Com este mesmo objetivo, algumas indústrias de

beneficiamento de arroz decidiram diversificar sua produção comercializando energia elétrica para a concessionária distribuidora através da queima da casca de arroz, ou seja, uma geração de energia por meio da Biomassa.

Outra evidência que fortalece a afirmativa de subdesenvolvimento regional é apresentada na figura 2.2 onde se identifica as diferenças entre as mesorregiões de maior e menor concentração de produtores de energia. Obviamente, as fontes hidráulicas são melhor aproveitadas na metade norte do estado devido ao desnível natural no terreno, porém, não justifica a não exploração destes meios na metade sul através de barragens e turbinas de reação, fontes eólicas ou solar.

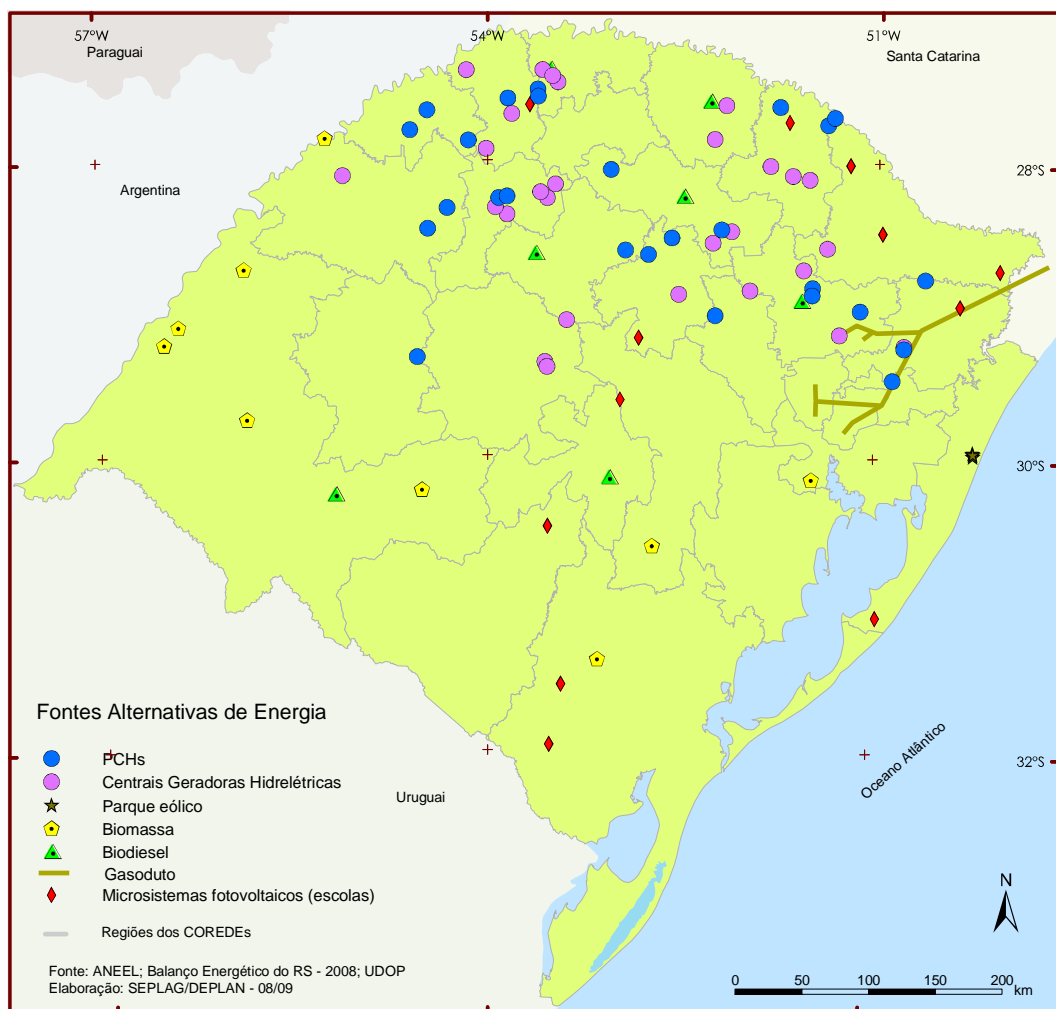


Figura 2.2: Fontes Alternativas presentes no estado do Rio Grande do Sul. Fonte: Atlas Socio-econômico do Estado.

Por parte da indústria de tecnologia, este tipo de empreendimento está a cada dia mais próxima dos mercados de micro e minigeração, no qual melhor se prevê oportunidades para as propriedades rurais, sendo beneficiados por programas de incentivos como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) do governo federal.

## 2.3 A Propriedade Rural

Segundo o IBGE, uma propriedade rural é “ todo o estabelecimento agropecuário, terreno de área contínua, independente do tamanho ou situação (urbana ou rural), formado de uma ou mais parcelas, subordinado a um único produtor, onde se processa uma exploração agropecuária”.

Esclarecendo ainda que tal exploração pode ser: através do cultivo do solo com culturas permanentes e temporárias, pela criação, recriação ou engorda de animais, através da silvicultura ou do reflorestamento, e da extração de produtos vegetais (17).

A Propriedade rural considerada neste estudo explora o cultivo do solo com uma produção de arroz somente, sem nenhuma criação pecuária para comercialização. Sua área total contabiliza 1300 hectares, sendo que destes 800ha são de plantação de arroz, 200ha entre córregos, riachos e barragem e 300ha de espaços que são utilizados para outros fins (Figura 2.3).



Figura 2.3: Foto aérea de uma propriedade rural usada como ilustração. Fonte: Google Earth TM.

## 2.4 Definição do Problema

O problema que será discutido durante o trabalho é como dimensionar os recursos encontrados no estabelecimento rural da figura 2.3, escolher as tecnologias de geração distribuída entre eólica, solar fotovoltaica e hidroelétrica, e inserir a camada de tecnologia no estabelecimento para a rede ter conceitos de uma *Smart Grid*.

## 2.5 Comparações Realizadas

Além de buscar alternativas para a solução do problema foram necessárias também algumas comparações inevitáveis. As mais importantes foram:

- Na Seção 3.6, Tarifação - onde é comparado o custo real da irrigação com o custo calculado;
- Na Seção 6.4, Investimentos em Rede de Distribuição - onde é realizada uma comparação entre o custo da rede para uma demanda completa e o custo para uma demanda com soluções alternativas;
- No Capítulo 7, Viabilidade Econômica - quando quatro cenários envolvendo fontes renováveis são comparados entre si, buscando saber qual é a mais viável economicamente.

## 2.6 Estrutura das Planilhas

O desenvolvimento foi realizado com base em dois arquivos de planilhas. O primeiro direcionado somente para a avaliação de custos de tarifa que prevê os valores para a modalidade tarifária verde irrigante e de baixa tensão rural. E um segundo que é o arquivo de Gerenciamento de Recursos que agrupa praticamente todo o restante do trabalho. Dentro dele está disposto todo o dimensionamento de recursos e as análises executadas.

Este arquivo é subdividido em 19 planilhas (Figura 2.4), iniciando pelo dimensionamento das demandas, passando para o dimensionamento dos recursos energéticos, gestão, e finalmente a análise de resultados.

É possível através do arquivo simular diferentes situações envolvendo os três clientes individuais, verificando o consumo, a demanda, os custos de geração de energia, de rede, e a viabilidade econômica-financeira.

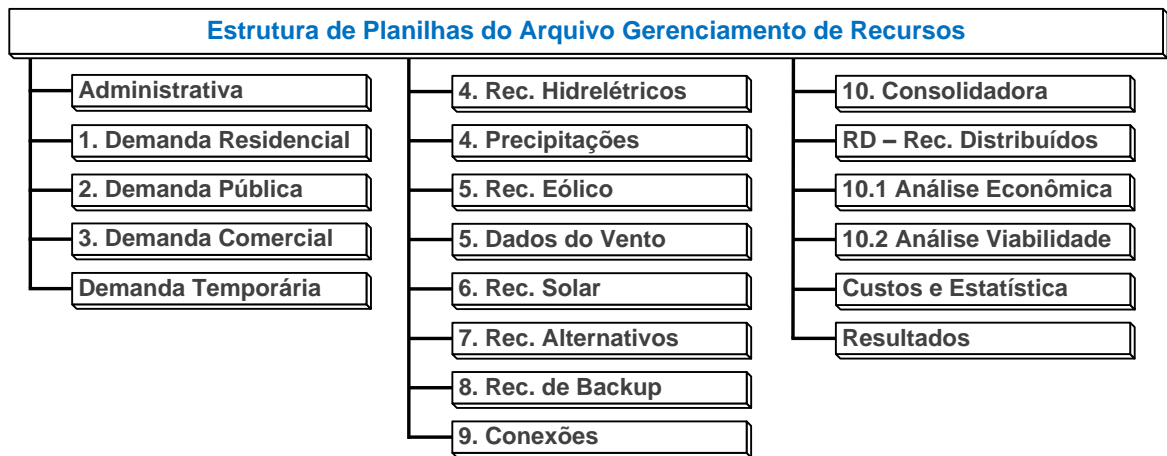


Figura 2.4: Planilhas de dimensionamento de recursos.

Algumas imagens destas planilhas foram incluídas aos apêndices.

## **3    *Estudo de Caso***

### **3.1    Introdução**

Um Estudo de Caso trata de uma abordagem metodológica de investigação adequada quando procuramos compreender, explorar ou descrever acontecimentos e contextos complexos, nos quais estão simultaneamente envolvidos diversos fatores.

Neste capítulo será discutido os objetivos do estudo de caso, a distribuição da demanda, e o custo de irrigação através da Seção Tarifação.

### **3.2    Objetivos**

O objetivo deste estudo de caso é identificar em um exemplo teórico de propriedade rural a oportunidade da aplicação de cada conceito de rede inteligente, criando opções energéticas que possam minimizar as dificuldades da região em que está imerso. Para isto foi feito uma breve análise dos problemas e dificuldades que a região enfrenta, passando posteriormente a sequência de etapas relacionadas abaixo, para abordar de forma eficiente e eficaz a situação-problema:

- Identificação das cargas;
- Reconhecimento dos recursos naturais existentes;
- Desenvolvimento de estratégias de gestão dos recursos naturais e cargas;
- Avaliação energética, econômica e de viabilidade;
- Aplicação de conceitos de rede inteligente.



### 3.3 Dimensionamento da Demanda

O levantamento da carga de um consumidor demonstra o comportamento deste quanto ao uso de cada equipamento e favorece o gerenciamento da demanda por parte da concessionária. Logo, quanto mais a empresa responsável pela concessão ou o produtor de energia, no caso da geração própria, souber a respeito de como é gasta esta energia, mais o sistema será otimizado. A propriedade rural da situação-problema envolve basicamente duas cargas: a **Demanda Permanente**, formados por três tipos diferentes de perfis de consumidores individuais, os residenciais, os comerciais e os do serviço público, que são reunidas em quatro grupos ou agrupamentos, vistos na tabela 3.1; e a **Demanda Temporária**, destinada a irrigação no período de dezembro a abril, ficando inoperante no restante do tempo.

Tabela 3.1: Distribuição dos tipos de clientes nos conjuntos de cargas.

Conjunto	Cliente Residencial	Cliente Comercial	Cliente Público
A	1	0	0
B	3	0	0
C	4	1	0
D	8	1	1

### 3.4 Demanda Permanente

A presença de três tipos diferentes de perfis em uma única propriedade rural, como está sendo considerada neste modelo, se justifica pela possibilidade de ser julgada como uma cooperativa rural ou pessoa jurídica. A geração de energia elétrica para este tipo de entidade que deseje dar acesso a uma produção menor que 1MW de potência, é regulamentada pela Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012 da ANEEL. Esta resolução normativa prevê de acordo com o sistema de compensação de energia, Art. 7º, item IV, que “os montantes de energia ativa injetados que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para este fim e cujas unidades consumidoras forem reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito”. No entanto, este estudo não se limitara somente a comparações do grupo como um todo, fazendo considerações específicas aos tipos já definidos e a distâncias variadas de interconexão.

Os equipamentos da carga instalada permanente são aqueles essenciais ao homem do campo, servindo ao proposto como cenário de referência. São cargas que podem passar por interrupções de curto período não acarretando prejuízos significativos aos seus usuários, e prestam serviços de uso final como aquecimento para fins sanitários, resfriamento de alimentos, entretenimento,

iluminação, bombeamento e preparação de alimentos. As cargas instaladas por tipo de clientes podem ser vistas nas tabelas 3.2, 3.3 e 3.4 abaixo.

Tabela 3.2: Carga do tipo Residencial - Potências Instaladas (kW).

<b>EQUIPAMENTO</b>	<b>POTÊNCIA UNITÁRIA</b>	<b>UNIDADE</b>	<b>POTÊNCIA TOTAL</b>
LÂMPADA	20,00	4	80,00
LÂMPADA	100,00	0	-
REFRIGERADOR	300,00	1	300,00
FREZZER	450,00	0	-
TELEVISOR	200,00	1	200,00
CHUVEIRO	5.400,00	1	5.400,00
TRITURADOR	3.220,00	1	3.220,00
BOMBA HIDRÁULICA	1610	1	1.610,00
<b>TOTAL INSTALADO</b>			<b>10.810,00</b>

Tabela 3.3: Carga do tipo Comercial - Potências Instaladas (kW).

<b>EQUIPAMENTO</b>	<b>POTÊNCIA UNITÁRIA</b>	<b>UNIDADE</b>	<b>POTÊNCIA TOTAL</b>
LÂMPADA	20,00	8	160,00
LÂMPADA	100,00	0	-
REFRIGERADOR	400,00	1	400,00
FREZZER	600,00	0	-
TELEVISOR	200,00	1	200,00
CHUVEIRO	5.400,00	0	-
TRITURADOR	3.220,00	1	3.220,00
BOMBA HIDRÁULICA	1.610,00	1	1.610,00
<b>TOTAL INSTALADO</b>			<b>5.590,00</b>

Para um maior entendimento da diferença entre os clientes, definiu-se a atividade do comércio como um minimercado e o público como uma pequena escola. Para fins de estimativa de consumo foi considerado que nos clientes residenciais e comerciais existam 4 usuários, e no serviço público 25. Logo, a diferença entre os clientes não está somente no número de equipamentos instalados, mas também no tempo de uso dos equipamentos. Assim, como se é utilizado um maior número de horas de refrigeração no tipo comercial, se tem um tempo de uso contínuo da televisão entre às 15:45 e 22:45 horas junto ao cliente residencial. O serviço público por sua vez, requer maior número de luminárias com uso intenso no horário comercial.

### 3.5 Demanda Temporária

A carga temporária é composta por quatro bombas hidráulicas do tipo centrífuga com motor de 100hp (74,6kW), que permanecem distribuídas ao redor da barragem. Cada uma destas

Tabela 3.4: Carga do tipo Pública - Potências Instaladas (kW).

<b>EQUIPAMENTO</b>	<b>POTÊNCIA UNITÁRIA</b>	<b>UNIDADE</b>	<b>POTÊNCIA TOTAL</b>
LÂMPADA	20,00	6	120,00
LÂMPADA	40,00	10	400,00
REFRIGERADOR	300,00	1	300,00
FREZZER	600,00	1	600,00
TELEVISOR	200,00	1	200,00
CHUVEIRO	5.400,00	1	5.400,00
TRITURADOR	3.220,00	0	-
BOMBA HIDRÁULICA	1.610,00	1	1.610,00
<b>TOTAL INSTALADO</b>			<b>8.630,00</b>

bombas é responsável pelo recalque de água para irrigação de 200 hectares a uma vazão média de 1,7 L/s.ha (18).

A distribuição horária do uso destes equipamentos, permitiu a análise do quanto de energia era necessário para o abastecimento da propriedade e também o custo de fornecimento pago à concessionária, o que é tratado na próxima seção.

### 3.6 Tarifação

O Instituto Rio Grandense do Arroz (IRGA), que é uma entidade pública com autarquia administrativa, e que tem como finalidade principal incentivar, coordenar e superintender a defesa da produção, da indústria e do comércio de arroz produzido no Estado, estabelece periodicamente médias de produção e seus custos. Um importante valor estatístico fornecido pelo Irga, encontrado junto a planilha de Custo de Produção Médio Ponderado para o arroz irrigado no Rio grande do Sul - Safra 2010/2011 (19), foi adotado para fins de comparação com o valor tarifário simulado. A planilha mencionada além de fornecer dados como a produtividade média do hectare plantado, estabelece as despesas mais relevantes ao custeio da lavoura, entre elas o custo de energia elétrica por hectare para irrigação no período de uma safra, que é de aproximadamente 85 Reais. A simulação dos custos de energia se justificam pela necessidade de se prever o quanto os investimentos em sistemas elétricos com características inteligentes afetariam as despesas do agricultor nos períodos de irrigação e entressafra, como cooperativa ou mesmo como propriedades individuais. A ANEEL disponibiliza no seu site (20) a documentação básica sobre tarifação por meio dos *Procedimentos de Regulação Tarifária* (Proret), organizados em 10 módulos periodicamente atualizados, e que visam esclarecer dúvidas, divulgando e consolidando a regulamentação tarifária .

Para uma descrição sucinta de como foi realizado o estudo do fornecimento de energia para

as propriedades rurais, é oportuno saber que no Brasil as modalidades tarifárias são divididas pelo nível de tensão a ser fornecido, contendo: um grupo denominado **B** para tensões menores que 2,3kV; e outro grupo definido como **A** para níveis iguais ou acima deste valor.

## Grupo B

Ao grupo **B**, ou de baixa tensão (BT), os moradores de zonas rurais tem as suas instalações enquadradas dentro do subgrupo **B2** rural, podendo ser considerada uma instalação agropecuária rural, residencial rural, cooperativa de eletrificação rural ou agroindústria.

Conforme o estabelecido pela Resolução Normativa n°414, de 9 de setembro de 2010 (21), retificada (22) e alterada (23) recentemente, a classe rural se caracteriza pelo fornecimento à unidade consumidora que “desenvolva atividades de agricultura, pecuária ou aquicultura”.

A tarifa monômnia<sup>1</sup> de baixa tensão é menor para os usuários **B2** se comparada àquelas de outros grupos tarifários BT, e possui um valor cobrado pela empresa distribuidora de energia de 0,1738 R\$/kWh. Foram simulados com esse valor o custo do consumo de energia dos três tipos de consumidores individuais como é visualizado na figura 3.1, permanecendo uma diferença entre o consumo residencial e o comercial de 31,9%, e entre a residencial e a pública de 45,3%.

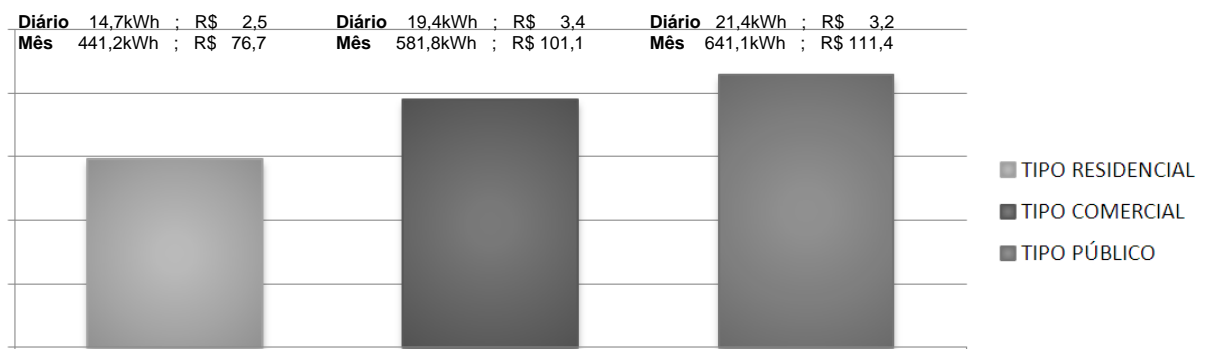


Figura 3.1: Consumo e custo nos períodos diário e mensal por perfil de cliente.

Já para os quatro conjuntos compostos por estes clientes, as cargas permanentes possuem uma diferença mais acentuada ficando com os valores de consumo e despesas relacionados na figura 3.2. Os valores indicados nas figuras 3.1 e 3.2 foram obtidos pela distribuição horária dos usos dos equipamentos instalados. Considerou-se que a distribuição horária representaria o ano todo independente de estação climática ou sazonalidade, diferentemente do que ocorre com a carga temporária que tem valores extremos entre uso na irrigação e desligamento no período de entressafra.

<sup>1</sup>Tarifa em que é cobrada somente o consumo de energia elétrica ativa.

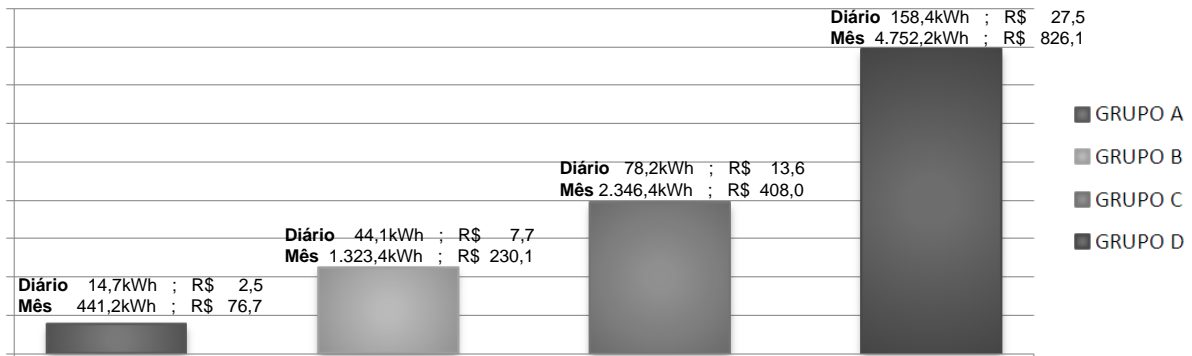


Figura 3.2: Consumo e custo nos períodos diário e mensal por grupo de consumidor.

Mesmo inadequado para uma rede rural, a simulação da carga temporária (bombas de irrigação) com uma ligação trifásica em baixa tensão consumiria em um único dia durante o período de irrigação o equivalente a 6.258kWh ou R\$ 1.087,89. No intervalo de um mês estes valores passariam a 187.740kWh gerando uma despesa de R\$ 32.636,72.

### Grupo A

As tarifas do grupo **A** são tarifas binômias<sup>2</sup> e também possuem subgrupos, no entanto, diferentemente do grupo **B**, relaciona os subgrupos pelos níveis de tensão entregues aos consumidores. O subgrupo de interesse é o **A4**, que prevê tensões de 2,3kV até 25kV. É neste subgrupo que geralmente estão interligados os consumidores das zonas rurais.

Ao grupo **A** são aplicados três modalidades tarifárias: a convencional para demandas até 300kW; e duas modalidades horossazonais a Verde e a Azul. São horossazonais por possuírem diferenciação na cobrança de taxas de acordo com o horário do dia e período do ano. A tarifa horossazonal mais adequada para aplicação no meio rural e que prevê descontos para o produtor irrigante é a tarifa verde. Nela os períodos de tarifação diferenciados tem os seguintes itens:

- Horário de Ponta (P) - composto por 3 horas consecutivas definidas pela concessionária de acordo com as características do sistema elétrico. O horário de Ponta local é das 18h às 21h, e é aplicado somente nos dias úteis;
- Horário Fora de Ponta (FP) - composto pelas 21 horas diárias complementares ao horário de Ponta nos dias úteis, e durante todo o tempo nos Sábados, domingos e feriados;

<sup>2</sup>A tarifa Binômica de fornecimento é constituída por valores monetários aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável.

- Horário reservado ao desconto irrigante (R) - composto por 8h e 30min consecutivos, sendo o horário de início definido pela concessionária. O horário adotado ficou entre 21h e 6h. Este desconto é válido somente nos dias úteis e para a carga irrigante. Qualquer outra carga que venha a existir passa automaticamente a ter enquadramento em modalidade tarifária separadamente;
- Período Úmido (U) - período de 5 meses consecutivos - Dezembro de um ano a Abril do ano seguinte;
- Período Seco (S) - período de 7 meses consecutivos - Maio a Novembro;
- Período de medição de Energia Reativa Indutiva (I) - intervalo compreendido das 6h às 24h horas;
- Período de medição de Energia Reativa Capacitiva (C) - intervalo compreendido das 24h às 6h horas.

Ao usar esta modalidade tarifária é preciso esclarecer que mesmo estando todos os consumidores em uma mesma área, de proprietário único, o padrão para a irrigação A4 irrigante é separado das demais demandas elétricas, havendo outra medição para o restante da propriedade.

O cálculo realizado para a tarifa verde desconsiderou eventuais excedentes reativos. Compreendeu a tarifa sobre a demanda calculada pela equação 3.1, descrita abaixo:

$$Custo_{Verde\_Demanda}^{Mes} = (T_{Verde\_Demanda}^{Anual}) \cdot (D_{Contratada}^{Mes}) \quad (3.1)$$

Onde:

- $Custo_{Verde\_Demanda}^{Mes}$  define o custo de demanda em um mês;
- $T_{Verde\_Demanda}^{Anual}$  é a tarifa de demanda única para todo o período de revisão tarifária;
- $D_{Contratada}^{Mes}$  é a demanda mensal contratada.

O consumo de energia por sua vez foi calculado por meio da soma das equações 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 e 3.6, prevendo a diferenciação nos horários, no período seco e úmido.

$$Custo_{Verde\_Consumo}^{Mes\_Seco\_f.p} = (T_{Verde\_Consumo}^{Mes\_Seco\_f.p}) \cdot (C_{Medido}^{f.p}) \quad (3.2)$$

$$Custo_{Verde\_Consumo}^{Mes\_Seco\_p} = (T_{Verde\_Consumo}^{Mes\_Seco\_p}) \cdot (C_{Medido}^p) \quad (3.3)$$

$$Custo_{Verde\_Consumo}^{Mes\_Umido\_reservado} = (T_{Verde\_Consumo}^{Mes\_Umido\_reservado}) \cdot (C_{Medido}^{reservado}) \quad (3.4)$$

$$Custo_{Verde\_Consumo}^{Mes\_Umido\_f.p} = (T_{Verde\_Consumo}^{Mes\_Umido\_f.p}) \cdot (C_{Medido}^{f.p}) \quad (3.5)$$

$$Custo_{Verde\_Consumo}^{Mes\_Umido\_p} = (T_{Verde\_Consumo}^{Mes\_Umido\_p}) \cdot (C_{Medido}^p) \quad (3.6)$$

Onde:

- $Custo_{Verde\_Consumo}^{Mes}$  define o custo de demanda no referido período seco ou úmido, no horário reservado ao desconto irrigante, ponta e fora de ponta;
- $T_{Verde\_Consumo}^{Mes}$  é a tarifa de consumo variável conforme o período e o horário;
- $C_{Medido}^p$  é o consumo medido no horário especificado.

Encontrar o valor mensal do período úmido significou calcular a demanda da carga temporária irrigando durante 21 horas (87%). Foi mensurado para 22 dias de consumo de energia com diferença entre ponta, fora de ponta e irrigante, mais os 8 dias tarifados como fora de ponta que recaem em sábados e domingos (desconsiderando os feriados).

Assim o custo mensal na modalidade tarifária verde irrigante para uma carga temporária do grupo **A4** ficou em torno de R\$ 29.749,33 irrigando a 87%. Para o período de uma safra foi considerado a irrigação no tempo de 4 meses ou 120 dias, o que correspondeu a um valor total de R\$ 118.997,32.

Distribuído para os 800 hectares irrigados obteve-se a média de 148,75 R\$/Hectare, um valor 75% acima do valor encontrado pelo IRGA em suas pesquisas de despesas de custeio da lavoura de arroz, safra 2010/2011 (19).

## **4 *Dimensionamento dos Recursos Energéticos***

### **4.1 Introdução**

Os recursos energéticos disponíveis no terreno são todos aqueles que de alguma forma podem ser convertidos em energia elétrica. Conforme Jannuzzi (24), estas fontes são processadas e convertidas em vetores que são armazenados ou distribuídos para os consumidores finais (usos-finais energéticos).

Sendo assim, as fontes se classificariam como primárias ou secundárias, renováveis ou não-renováveis. As primárias são aquelas de origem natural, como os potenciais hidráulicos, vento, irradiação solar, combustíveis fósseis, carvão, etc. Já as secundárias aquelas originadas de uma fonte natural já processada, como a eletricidade ou gasolina.

Estes vetores energéticos ao serem transmitidos e distribuídos, definem conceitos bem conhecidos como Energia final que é a energia disponível descontada as perdas, e a Energia útil que realmente provê luz, movimento, informação, entretenimento e calor.

A definição do conceito de energia renovável está diretamente relacionada com sustentabilidade, ou seja, como os meios de exploração naturalmente reabastecidos, ou ainda conforme (24), que não causariam significativa variação para reposição a curto prazo destes meios.

Por este motivo, modelos que analisem o impacto destas tecnologias na rede de distribuição e que justificam sua utilização, devem ser ecologicamente corretos e economicamente viáveis, sendo exatamente um dos objetivos que este estudo tenta comprovar.

### **4.2 Recurso Hidroelétrico**

As bacias hidráulicas no Brasil são em número de sete e suas extensas redes fluviais se distribuem por todo território nacional. Para a matriz elétrica a energia produzida através da



hidroeletricidade é fundamental para o sistema pois contribuiu com 81,7% em 2011, valor que aumentou 2,63% em relação ao ano de 2010 (25).

A rede fluvial no território do Rio Grande do sul é formado por 3 grandes sub-bacias hidrográficas (26): a Bacia do Uruguai, a qual faz parte da Bacia do Rio da Prata e abrange cerca de 57% da área total do Estado; a bacia do Guaíba com 30% do total e a Bacia Litorânea com 13%. O uso do solo da primeira está vinculado principalmente às atividades agropecuárias e agroindustriais.

O dimensionamento deste estudo de caso conta com duas fontes primárias hidrológicas existentes na região da Sub-bacia do Uruguai. A primeira fonte é uma barragem de irrigação de arroz, com uma queda d'água de 10 metros de altura na região de sua taipa, volume acumulado de  $48hm^3$  e  $1,8m^3/s$  de vazão média durante o verão. Barragens deste tipo servem para armazenar água no período de inverno e no de maior quantidade de chuvas do ano, isto é, de agosto a novembro, e no período de irrigação proporcionar adequada hidratação ao plantio.

A determinação da potência bruta que pode ser fornecida pela queda d'água em kW é calculada pela equação 4.1 do teorema de Bernoulli sendo desprezados os termos de velocidade e pressão. Nela o valor de 9,81 é a aceleração da gravidade em  $m/s^2$ ,  $\rho$  é a densidade da água em  $kg/m^3$ ,  $Q$  a vazão em  $m^3/s$  e  $H_B$  a altura de queda bruta dado em metros.

$$Pot_B = 9,81 \cdot \rho \cdot Q \cdot H_B \quad (4.1)$$

Para o cálculo de perdas de energia pelo sistemas de abastecimento de água em escoamento são frequentemente empregadas as expressões de Hazen-Williams(1902) para escoamentos sob pressão. A equação 4.2 descreve tal comportamento considerando o coeficiente de rugosidade ( $\lambda$ ) que depende do material e da conservação. Neste estudo foi adotado o valor de  $\lambda = 110$  para um tubo de ferro fundido.

$$Pot_P = 10,643 \cdot Q^{1,85} \cdot \lambda^{-1,85} \cdot D^{-4,87} \cdot L \quad (4.2)$$

A diferença entre a potência bruta e a potência perdida dá o saldo de energia disponível na saída da tubulação conforme equação 4.3, porém, ainda foi considerado as perdas na turbina por um fator de 0,8 e no gerador por 0,9.

$$Pot_D = 9,81 \cdot Q \cdot (H_B - H_P) \quad (4.3)$$

Com este equacionamento é possível obter o nível de potência (kW) e energia máxima durante um período em que não ocorram dificuldades com estiagem ou vantagens pela excessiva chuva. Os valores obtidos na tabela 4.1 para uma vazão média de até  $1,8m^3/s$ , mostram quanta energia é possível gerar durante os doze meses de um ano.

Tabela 4.1: Geração hidroelétrica na Barragem.

Mês	Vazão ( $m^3/s$ )	Potência Saída (kW)
JAN	1,80	103,58
FEV	1,80	103,58
MAR	1,60	96,17
ABR	1,10	71,91
MAI	0,60	41,35
JUN	0,10	7,06
JUL	0,00	0,00
AGO	0,00	0,00
SET	0,00	0,00
OUT	0,10	7,06
NOV	0,60	41,35
DEZ	1,10	71,91

A segunda fonte é relativa a um riacho com dois locais de considerável desnível de aproximadamente 8 metros, garantindo uma vazão dada pela figura 4.1.



Figura 4.1: Duração da vazão anual dos riachos.

O período de maior volume de água do riacho é o mesmo período em que a barragem não gera energia, ou seja, enquanto a barragem retém água, os riachos geram em sua capacidade

máxima. Já no período em que a água da barragem é utilizada para irrigar e produzir energia os riachos estão com suas vazões médias menores se comparadas ao período mais chuvoso.

O método de cálculo da potência disponível utilizada para a barragem, equações 4.1, 4.2 e 4.3, foram utilizadas culminando na tabela 4.2 de potencial médio gerado mensal.

Tabela 4.2: Potência extraída do riacho local nos pontos 1 e 2.

<b>Mês</b>	<b>Vazão (<math>m^3/s</math>)</b>	<b>Local 1 (kW)</b>	<b>Local 2 (kW)</b>
JAN	1,60	86,32	165,43
FEV	1,60	86,32	165,43
MAR	1,60	86,32	165,43
ABR	1,70	91,20	165,43
MAI	2,30	118,46	204,17
JUN	3,00	144,98	309,55
JUL	3,20	151,33	424,54
AGO	3,00	144,98	393,09
SET	2,40	122,63	301,50
OUT	1,60	86,32	204,17
NOV	1,60	86,32	165,43
DEZ	1,60	86,32	165,43

A próxima etapa do dimensionamento fica por conta da escolha das turbinas hidráulicas, que são rodas que giram movidas pela energia cinética ou potencial contida em um fluido. De acordo com Farret (27), a escolha do tipo de turbina depende do campo de aplicação, da altura e vazão de água que se tem disponível. As turbinas ainda podem ser classificadas ainda como de ação e reação. Nas turbinas de ação a energia hidráulica disponível é transformada em energia cinética, incidindo nas pás do rotor, transformar-se em mecânica. Na de reação o rotor é completamente submerso na água, com o escoamento da água ocorre uma diminuição de pressão e de velocidade entre a entrada e a saída do rotor. As turbinas mais comuns abaixo listadas são facilmente encontradas no mercado nacional:

- De ação: Pelton, Michell-Banki;
- De reação: Francis, Kaplan.

A Turbina Francis de caixa fechada e eixo horizontal foi escolhida dentre os diversos ábacos e gráficos (28) (27), confrontando altura, vazão e potência. Um gerador síncrono foi escolhido para os três aproveitamentos hidrelétricos. Como já se tem o potencial máximo de geração possível, a definição da potência instalada ficou sendo de 200 kW para o aproveitamento da Barragem e do Riacho no local 1, e 500 kW para o local 2.

### 4.3 Recurso Eólico

A importância de se obter energia através de meios que proporcionem sustentabilidade é vital para a manutenção da sociedade atual, com todo o conforto disponibilizado pela tecnologia. Uma parcela desta tecnologia que está sendo desenvolvida através de fontes de energia poluentes pode assegurar tal vitalidade e sustentação, desde que seja utilizada para captar recursos disponíveis na natureza sem maiores agressões. Com certeza este é o caso das microcentrais Eólicas que foram pensadas inicialmente como geração distribuída, proporcionando aos usuários independência se adequadamente instaladas junto a meios armazenadores. O dimensionamento deste recurso é iniciado pela manipulação dos dados de velocidade e direção do vento, sem os quais não seria possível ocorrer a estimação do potencial deste recurso na localidade.

A direção do vento, que é predominantemente leste-nordeste (ENE), foi fornecida pelos dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e confirmada pelo Atlas do Potencial Eólico do Brasil (29). O INMET possibilitou também com seus dados a identificação dos valores médios diários e mensais da velocidade do vento. Para representar a distribuição do vento durante os 365 dias do ano foi utilizada a função estatística de densidade de Weibull.

A função de Weibull (30) é usual em estudos de tempo de vida de equipamentos e estimativa de falhas. Vista na equação 4.5, possui duas constantes que são modificadas conforme sua utilização. O parâmetro de escala **c** e o parâmetro de forma **k**.

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (4.4)$$

O parâmetro **k** quando tomado como um valor unitário se torna uma função de decaimento exponencial. Caso  $k=3$  a função descreve uma curva com formato de sino. Para o valor de  $k=2$  a função tem nome próprio e é chamada de função densidade de probabilidade de Rayleigh.

$$f(v) = \frac{2 \cdot v}{c^2} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right] \quad (4.5)$$

Como pode ser acompanhado na figura 4.2, existem velocidades do vento muito maiores que a média normal, porém, com menor frequência.

De acordo com (30) é possível perceber o impacto da mudança do parâmetro de escala **c**, pois para valores maiores de **c** o ponto de máximo número de ocorrências é aumentado e a faixa horário em que ocorre as velocidades mais consideráveis comprimida. Para valores menores

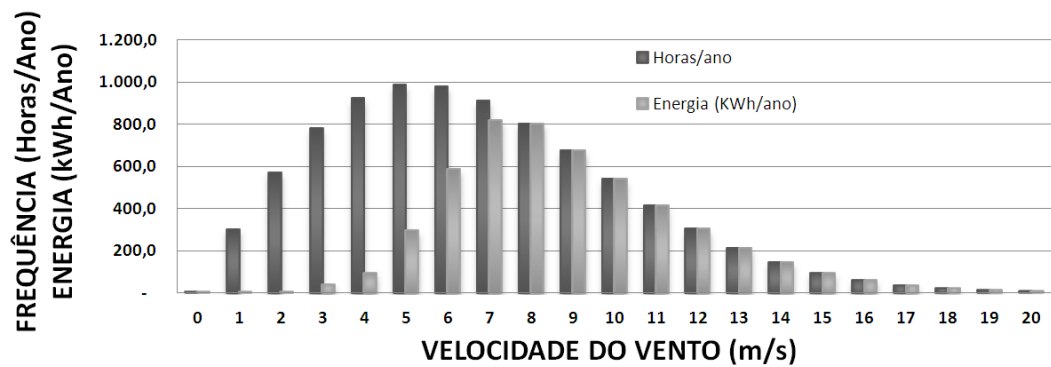


Figura 4.2: Distribuição da energia produzida de acordo com a velocidade do vento.

de  $c$  o contrário é válido. Como existe uma relação direta entre o fator de escala e a velocidade média é possível deduzir a equação 4.6. Seu resultado fica explícita quando isolamos a variável  $c$  vista na equação 4.7.

$$\bar{v} = \int_0^{\infty} \frac{2 \cdot v}{c^2} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right] dv \quad (4.6)$$

$$c = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \cdot \bar{v} \quad (4.7)$$

A velocidade média encontrada a partir dos dados do INMET é de aproximadamente  $\bar{v} = 5,52 m/s$  a uma altura de 30 metros do solo. Para que finalmente se possa encontrar a energia produzida é necessário que se conheça a curva de potência gerada pela velocidade do vento, fornecida pelo fabricante do equipamento. O Aerogerador adotado possui potência nominal de 1kW e os valores de geração em função da velocidade estão expostas na tabela 4.3.

Somando a energia produzida é possível encontrar o valor anual igual a 3.261,58 kWh que dividido pelos 12 meses dá o equivalente a 271,8 kWh/Ano (Tabela 4.4). Descontadas as perdas de conversão sobra o valor real mensal de energia entregue ao consumidor.

Em relação as perdas é importante frisar que turbinas eólicas ou aerogeradores são máquinas que extraem energia cinética dos ventos e transformam em energia mecânica rotacional. Esta energia mecânica é usada para gerar energia elétrica. No entanto, com a inconstância do vento, fica implícita a dificuldade de se controlar o nível de tensão que se gera. Nos casos mais comuns o meio encontrado é a retificação da energia de corrente alternada (CA) do gerador, para corrente contínua (CC), passando-se de forma controlada a uma conversão CC/CA novamente. Outro artifício utilizado para aumentar o aproveitamento da fonte eólica é a acumulação de energia em bancos de baterias. O Aerogerador selecionado para este estudo de caso que foi o de potência nominal igual a 1kW tem três motivos destacados:

Tabela 4.3: Geração Eólica Anual.

V (m/s)	P (kW)	Horas/ano	Energia (KWh/ano)
0	0,000	0,0	0,0
1	0,000	439,2	0,0
2	0,000	813,2	0,0
3	0,000	1072,6	0,0
4	0,100	1194,5	119,5
5	0,300	1184,5	355,4
6	0,600	1071,1	642,7
7	0,900	894,4	805,0
8	1,000	695,0	695,0
9	1,000	504,9	504,9
10	1,000	344,1	344,1
11	1,000	220,5	220,5
12	1,000	133,1	133,1
13	1,000	75,8	75,8
14	1,000	40,8	40,8
15	1,000	20,7	20,7

Tabela 4.4: Geração eólica mensal com perdas de conversão.

Mês	Fator mês	Produção mês (kWh)	Total mês (kWh)	Perdas %	Total com perdas (kWh)
–	–				
JANEIRO	0,81	331,24	269,16	5	255,70
FEVEREIRO	0,82	331,24	272,75	5	259,11
MARÇO	0,85	331,24	281,81	5	267,72
ABRIL	0,60	331,24	199,00	5	189,05
MAIO	0,66	331,24	219,34	5	208,37
JUNHO	0,73	331,24	241,22	5	229,16
JULHO	0,70	331,24	233,44	5	221,77
AGOSTO	0,96	331,24	318,06	5	302,16
SETEMBRO	0,93	331,24	309,19	5	293,73
OUTUBRO	0,84	331,24	277,86	5	263,97
NOVEMBRO	0,93	331,24	308,51	5	293,08
DEZEMBRO	1,00	331,24	331,24	5	314,68
TOTAL	–	–	3261,58	5	3098,50

- O menor custo unitário;
- O atendimento por várias unidades geradoras a um único consumidor evita a parada total da geração durante manutenções;
- Facilidade de transporte, instalação e conseqüentemente mudança de local.

Inserir geração eólica no ambiente rural de vegetação predominante rasteira (estepe), não impede que alguns cuidados tenham de ser tomados para que obstáculos naturais como árvores isoladas ou pequenas elevações, ou mesmo artificiais como edificações e caixas d'água, impeçam o vento de chegar até as turbinas. A melhor localização para os aerogeradores é, portanto, afastado dos usuários, constituindo micro fazendas eólicas de acordo com cada conjunto consumidor. Esta opção também permite uma atenuação na poluição sonora e visual percebida.

Segundo um estudo apresentado por Milborrow e Surman em 1987 (30), matrizes de aerogeradores devem ter uma distância mínima uns dos outros para que não ocorra diminuição do vento para as máquinas a jusante. Esta distância de menor interferência foi estabelecida como sendo de 5 a 9 diâmetros do rotor entre geradores em coluna, e 3 a 5 diâmetros entre geradores em linha.

## 4.4 Recurso Solar Fotovoltaico

O recurso solar é a principal fonte primária de energia que dispomos. Todas as demais fontes primárias são de forma indireta resultantes de sua ação como o vento, a biomassa, os combustíveis fósseis, a energia dos oceanos, etc. A radiação solar pode ser utilizada como fonte de energia térmica como também convertida diretamente em energia elétrica através do efeito fotovoltaico.

O efeito fotovoltaico, transformação da energia do sol *fótons* em energia elétrica, foi descoberto em 1839 pelo físico Alexandre Becquerel, englobando 3 fenômenos físicos intimamente ligados e simultâneos:

- A absorção da luz pelo material;
- A transferência de energia dos fótons para as cargas elétricas;
- A criação de corrente elétrica.

O material que absorve a luz transformando-a em energia elétrica é distribuído em células e reunidos em placas. Seu comportamento e modelagem pode ser descrito como sendo um diodo ideal em paralelo com uma fonte de corrente ideal. A fonte de corrente entrega corrente elétrica proporcionalmente ao fluxo solar na qual é exposta suas células.

O diodo por sua vez caracteriza o comportamento das células através da equação 4.8 de Shockley.

$$I_d = I_0 \cdot \left[ \exp\left(q \cdot \frac{V_d}{k \cdot T}\right) - 1 \right] \quad (4.8)$$

Onde:

- $I_d$  é a corrente no diodo (A);
- $I_0$  é a corrente de saturação reversa (A);
- $q$  é a constante de carga elétrica  $1,602 \times 10^{-19}$  Coulomb;
- $k$  é a constante de Boltzmann  $1,381 \times 10^{-23}$  J/K; e
- $T$  a temperatura da junção K.

Frequentemente a temperatura de junção  $T$  é considerada como  $25^\circ C$ , ficando o seu valor como descrito na equação 4.9.

$$I_d = I_0 \cdot \left[ \exp(38,9 \cdot V_d) - 1 \right] \quad (4.9)$$

Este circuito equivalente é composto por duas correntes (equação 4.10 e 4.11): aquela que circula pela carga, a corrente  $I$ ; e a corrente  $I_d$  que passa pelo diodo. A magnitude da fonte de corrente ideal é medida por uma das características da placa fotovoltaica chamada de corrente de curto circuito (Short Circuit Current -  $I_{SC}$ ). Como se quer a corrente que atravessa a carga, a variável  $I$  é isolada ficando o visto na equação 4.10.

$$I_{SC} = I + I_d \quad (4.10)$$

$$I = I_{SC} - I_d \quad (4.11)$$

Substituindo a equação 4.9 em 4.11, temos:



$$I = I_{SC} - I_0 \cdot [\exp(38,9 \cdot V_d) - 1] \quad (4.12)$$

Quando placas fotovoltaicas são ligadas em série e houver sombreamento de uma, a produção de energia será reduzida e conseqüentemente será necessário o acréscimo de um fator que demonstre este comportamento na equação. Este fator é dado por  $-V/R_p$  e está apresentado na figura 4.3. Segundo Masters (30), para uma célula que tenha perdas menores que 1% o valor de  $R_p$  deve ser maior que  $100 \cdot V_{OC}/I_{SC}$ , sendo  $V_{OC}$  a tensão de circuito aberto ou tensão máxima. Também afirma que para células grandes  $I_{SC}$  pode ter um valor próximo de 7A e  $V_{OC}$  de 0,6V, ficando a resistência maior que 9  $\Omega$ .

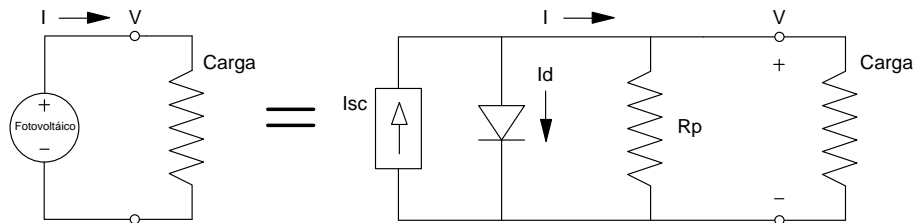


Figura 4.3: Modelagem de uma célula fotovoltaica com perdas por sombreamento.

Outro efeito indesejado de perda no sistema é a perda nos fios e a resistência própria dos semicondutores. Para incrementar esta perda no equacionamento já demonstrado é inserido uma resistência em série com a carga, resultando na figura 4.4, equações 4.13 e 4.14.

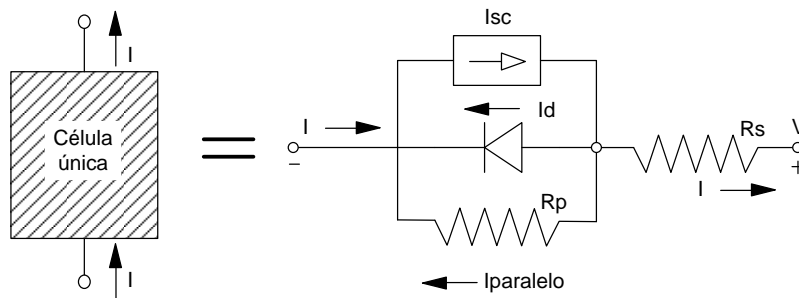


Figura 4.4: Modelagem de uma célula fotovoltaica com perdas por sombreamento, nos fios e do semicondutor.

$$I = \frac{V_d - V}{R_s} \quad (4.13)$$

$$V_d = V + I \cdot R_s \quad (4.14)$$

Ao ser substituída a equação 4.14 em 4.12, e incluindo a parcela já descrita pelo efeito do sombreamento, a equação geral que representa uma única célula fica como o apresentado em 4.15.

$$I = I_{SC} - I_0 \left\{ \exp \left[ q \cdot \left( \frac{V + I \cdot R_s}{kT} \right) \right] - 1 \right\} - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (4.15)$$

De acordo com (30), para uma célula ter menos que 1% devido a resistência em série,  $R_s$  necessita ser menor que  $0,01V_{oc}/I_{SC}$ . Reconhecida a metodologia para o dimensionamento de uma única célula fotovoltaica, a equação 4.16 dá a tensão de um módulo com  $n$  células em série.

$$V_{Modulo} = n(V_d - I \cdot R_s) \quad (4.16)$$

Pelas características fornecidas por um dado fabricante (Tabela 4.5), foi reconstruído para uma célula, um módulo e depois um arranjo matricial o gráfico de tensão-corrente (VI), através de uma planilha de dados pelas equações apresentadas de tensão, corrente, perdas por sombreamento, nos fios e semicondutores.

Tabela 4.5: Características de uma célula fotovoltaica.

Especificação		Valor	Unidade
Tensão de Circuito Aberto	$V_{oc}$	0,6	V
Corrente de curto-circuito	$I_{sc}$	8,36	A
Corrente de saturação reversa	$I_0$	1E-10	A
Constante de carga elétrica	$q$	1,6E-19	Coulomb
Constante de Boltzmann	$k$	1,38E-23	J/K
Temperatura ambiente em Celsius	$T$	25	°C
Temperatura ambiente em Kelvin	$T$	298,15	Kelvin (K)
Resistência paralela	$R_p$	7,18	$\Omega$
Resistência série	$R_s$	0,004	$\Omega$

Função das cargas passíveis de serem atendidas em corrente contínua, o arranjo matricial foi montado de três formas: para as cargas dos consumidores do tipo residencial o arranjo ficou com 8 conjuntos de dois módulos ligadas em série, em paralelo; para o comercial o arranjo ficou com 9 conjuntos de dois módulos ligadas em série, em paralelo; para o tipo público foi destinado 19 conjuntos de dois módulos ligados em série, em paralelo.

Antes de se passar para a determinação do potencial energético é necessário que ocorra a identificação da latitude em que será instalado os arranjos de módulos, e sua inclinação em relação ao plano do solo para que ocorra o melhor aproveitamento da radiação solar.

A Radiação Solar é a quantidade de energia radiante emitida pelo Sol medida em  $kWh/m^2/dia$ ,

em particular aquela que é transmitida sob a forma de radiação electromagnética. Cerca de metade desta energia é emitida como luz visível na parte de frequência mais alta do espectro electromagnético e o restante na do infravermelho próximo e como radiação ultravioleta (31).

Masters (30) descreve um procedimento para encontrar a inclinação em qualquer época do ano, dependente somente da latitude e dia do ano, porém, não será abordado por não fazer parte do escopo deste trabalho. Para fins práticos o conjunto deverá ser voltado para o Norte Geográfico, sendo considerada então a latitude do local  $29^{\circ} 27'$  mais  $10^{\circ}$  como inclinação média para a fixação do conjunto de arranjos fotovoltaicos. Isto garantirá que as placas recebem a irradiação solar durante o ano inteiro. Para se obter a média mensal de energia solar irradiada ( $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{dia}$ ) nesta posição da terra foi utilizada a ferramenta computacional **PVWatts**, desenvolvida pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis Americano (National Renewable Energy Laboratory - NREL), acessível pela internet através de sua página (32). Esta ferramenta calcula rapidamente o quanto de energia solar pode ser aproveitada e o valor dos kWh/mês.

Os dados utilizados por esta ferramenta são acessíveis pela internet (33), e fazem parte de uma iniciativa começada em 2001 para facilitar o avanço em larga escala do uso de tecnologias de energia renováveis. O SWERA (Solar and Wind Energy Resources Assessment) é esforço conjunto de vários países, e permite avaliações e acessibilidade da informações de qualidade, tanto para energia solar quanto para eólica. O Brasil participa desta iniciativa através do INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), em conjunto com o NREL que é o principal responsável do projeto SWERA.

O primeiro efeito que afeta o fornecimento de energia é o da temperatura. Conforme descrito por Masters (30) a elevação desta variável provoca uma queda de tensão e conseqüentemente potência que não está relacionada a corrente, e que pode ser manipulado pelas equações abaixo.

$$T_{Cell} = T_{Amb} + \frac{NOCT - 20^{\circ}}{0,8} \cdot S \quad (4.17)$$

$$Pot_{cc} = Pot_{Nom} \cdot [1 - 0,05 \cdot (T_{Cell} - T_{Amb})] \quad (4.18)$$

Onde NOTC é um indicador (Nominal Operating Cell Temperature Conditions) de padronização da temperatura da célula no módulo quando está a  $20^{\circ}\text{C}$ , com uma irradiação solar de  $0,8\text{kW}/\text{m}^2$  e velocidade do vento  $S$  de  $1\text{m/s}$ .

O valor de 0,05 equivale a consideração de que a cada grau Celsius acima da temperatura

de referência ( $25^{\circ}C$ ), a potência é reduzida em 0,5%. Esta potência normalmente é denominada Potência de corrente contínua ( $Pot_{cc}$ ).

A avaliação da potência segue pela contabilização das perdas por defeito nos módulos, sujeiras nas placas e efeitos de conversão, visto na equação 4.19.

$$Pot_{ca} = Pot_{cc} \cdot [\eta_{defeitos} \cdot \eta_{sujeira} \cdot \eta_{conversao}] \quad (4.19)$$

Para que se encontrasse finalmente a energia média diária foi realizado o produto entre a potência ( $P_{ca}$ ) e a insolação obtida pelo **PVWatts**, conforme apresentado na equação 4.20. Este produto, no entanto, somente foi possível devido a consideração de que a insolação permanece constante em  $1kW/m^2$ , ou seja, que é o mesmo que dizer  $5kWh/m^2$  por dia ou 5 h/dia de sol a pico.

$$Energia(kWh/dia) = Pot_{ca} \cdot \left(\frac{Horas}{Dia}\right) \quad (4.20)$$

A tabela 4.6 apresenta os valores de potência diário para uma placa fotovoltaica de 205 W nominais e a energia mensal gerada em um mês de 30 dias.

Tabela 4.6: Energia e potência mensal de uma placa fotovoltaica considerando perdas.

<b>MÊS</b>	<b>Irrad.</b>	<b>Perdas</b>	$T_{Mes}$	<b>NOTC</b>	$T_{Cel}$	$T_{Amb}$	$P_{cc}$	$P_{ca}$	<b>Energia</b>
-	$kWh/m^2$	-	$^{\circ}C$	$^{\circ}C$	$^{\circ}C$	$^{\circ}C$	<b>W</b>	<b>W</b>	<b>kWh</b>
1	6,05	0,14	26	45	57,25	25	171,94	147,42	26,76
2	5,57	0,14	22	45	53,25	25	176,04	150,94	25,22
3	5,36	0,14	20	45	51,25	25	178,09	152,69	24,55
4	4,46	0,14	18	45	49,25	25	180,14	154,45	20,67
5	3,90	0,14	17	45	48,25	25	181,17	155,33	18,17
6	3,35	0,14	16	45	47,25	25	182,19	156,21	15,70
7	3,56	0,14	15	45	46,25	25	183,22	157,09	16,78
8	4,22	0,14	15	45	46,25	25	183,22	157,09	19,89
9	4,53	0,14	16	45	47,25	25	182,19	156,21	21,23
10	5,34	0,14	18	45	49,25	25	180,14	154,45	24,74
11	5,57	0,14	20	45	51,25	25	178,09	152,69	25,52
12	5,67	0,14	24	45	55,25	25	173,99	149,18	25,38

# 5 *Planejamento Integrado de Recursos Energéticos*

## 5.1 Introdução

O conceito de Planejamento Integrado de Recursos Energéticos (**PIR**), de acordo com o proposto por (24), se refere ao “contexto de planejamento em que se permite o desenvolvimento combinado da oferta de eletricidade e de opções de Gerenciamento do Lado da Demanda (**GLD**), com a finalidade de melhorar o uso da energia ”.

Udaeta (34), por sua vez define o PIR “ como um planejamento voltado para o melhor estabelecimento e alocação de recursos”, implicando:

- procurar o uso racional dos serviços de energia;
- considerar a conservação de energia como recurso energético;
- utilizar o enfoque dos “usos finais” para determinar o potencial de conservação e os custos e benefícios envolvidos na sua implementação;
- promover o planejamento com maior eficiência energética e adequação ambiental;
- realizar a análise de incertezas associadas com os diferentes fatores externos e as opções de recursos.

Com o intuito de melhorar o uso da energia e sua conservação através do planejamento, o PIR foi aplicado no gerenciamento das cargas e recursos energéticos. Esta visão de contexto pode ser considerada como uma antecessora às redes inteligentes visto que possuem os mesmos princípios e objetivos, exceto pela tecnologia aplicada de telecomunicações e informação que hoje está amadurecida. Existem dois agentes diretamente interessados em gerenciar a energia elétrica: a concessionária local; e o consumidor usuário.

A concessionária tradicionalmente exerce sua gerência de duas formas:

- Pelo Lado da Demanda - aquela que promove mudanças no uso de eletricidade, seja forçando uma mudança do comportamento do usuário pela estipulação de modalidades tarifárias hora-sazonais diferentes, seja pelo estímulo de equipamentos mais eficientes, ou ainda pelo método de controle de acionamento da carga (**Direct Load Control**) a distância.
- Do Lado da Oferta - pela caracterização dos requisitos energéticos dos serviços de uso final e pela projeção do crescimento da demanda, determinação de que fontes energéticas de melhor rendimento integrado podem atender a demanda ao mínimo custo global.

A gerência do consumidor também pode ser exercida de duas formas diferentes:

- Pelo Lado da Demanda - aquela em que o usuário escolhe pelo uso de outra forma de energia substituindo os equipamentos elétricos ou utilizando de forma combinada para reduzir sua carga elétrica da energia. Não aguardando ações ou programas da concessionária de energia;
- Do Lado da Oferta - aproveitando os recursos energéticos de vento, sol, de biomassa ou hidráulico existente em sua propriedade, compatibilizados com o atendimento de requisitos de uso final não elétricos como a irrigação.

Na sua forma e concepção mais plena, uma rede inteligente combina as duas perspectivas diferentes inseridas no Planejamento Integrado, de forma a abranger a maioria dos conceitos tecnológicos apresentados. Guiado por estes conceitos e sob a perspectiva do planejamento integrado, a busca pela gestão entre demanda e oferta seguiu o fluxograma da figura 5.1, tendo os passos de reconhecimento de recursos e avaliação de demanda já realizados, sendo que os demais serão vistos posteriormente. As etapas seguintes visam o esclarecimento das opções que o cliente possui.

Na seção 5.2, detalha-se o bloco de análise econômica que serviu para orçar os equipamentos nas três tecnologias propostas inicialmente e o valor das interconexões das cargas ao sistema interligado para 5, 10, 15 e 20km. Este procedimento visa avaliar o quanto é desvantajoso para uma concessionária brasileira, em certas circunstâncias, investir em ramais inteiros de rede para pequenos grupos de consumidores ao invés de utilizar tecnologias de geração distribuída ou mesmo conciliar os seus benefícios.

Em Usos Finais e Redistribuição Energética, Capítulo 6, a escolha entre optar por tecnologias alternativas, que consomem energia não necessariamente elétrica é devidamente abordada,

onde fica explicitado o porquê de ser tão importante redistribuir a carga caso exista demandas não elétricas.

Nas Seções de Estratégias de Negócios (Seção 5.3) e Cenários Tecnológicos (Seção 5.4), são dissertados sobre as decisões fundamentais que podem ser exploradas na situação da propriedade em estudo. que pode considerar um ruralista isolado ou agrupado em uma cooperativa, desejando investir em uma produção de energia ou apenas abastecer seu próprio consumo de eletricidade.

Inseridos na escolha estratégica, os cenários levam a uma rápida abordagem das opções que este proprietário ou grupo podem vir a tomar como mais vantajosa, combinando tecnologias já consagradas, como as microcentrais hidrelétricas ou aquelas ainda tomadas como novidade no Brasil.

## 5.2 Dados Econômicos

A tabela construída para o levantamento dos custos é dividida em sete partes, contemplando os três recursos energéticos, o recurso de *Backup*, o recurso biomassa (não dimensionado), o de aquecimento e bombeamento d'água, e por último o de conexões elétricas. A exploração dos recursos decorrentes da biomassa não foram abordados nesta dissertação em decorrência da carência de informações técnicas e comerciais. Entretanto, enfatiza-se a importância da mesma no contexto rural.

Cada uma das partes citadas é subdividida ainda em outras duas: a que relaciona o custo de investimento; e aquela que manipula os custos de manutenção e operação (M&O). Para os recursos Hidrelétrico, Fotovoltaico, e Eólico foram previstas operações de M&O considerado um valor de 10% sobre o investimento durante um tempo presumido de vida útil de 25 anos. O valor resultante foi calculado para o valor presente Líquido (VPL) através da equação 5.1 (35).

$$VP(R\$) = (Valor_{M\&O}) \cdot \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (5.1)$$

Onde  $i$  é a taxa de juros e  $n$  o número de anos da vida útil.

O primeiro levantamento de preços compreendeu o Recurso Hidráulico que tem como principais componentes a turbina hidráulica, o gerador elétrico e a infraestrutura de construção civil. O valor médio encontrado para a turbina Francis selecionada foi de 286,00 R\$/kW, o gerador Síncrono 160 R\$/kW e o custo de infraestrutura que é equivalente a 70% do total do custo em 1.040,67 R\$/kW, ficando o valor de investimento para apenas 1kW de potência em R\$ 1.486,67.

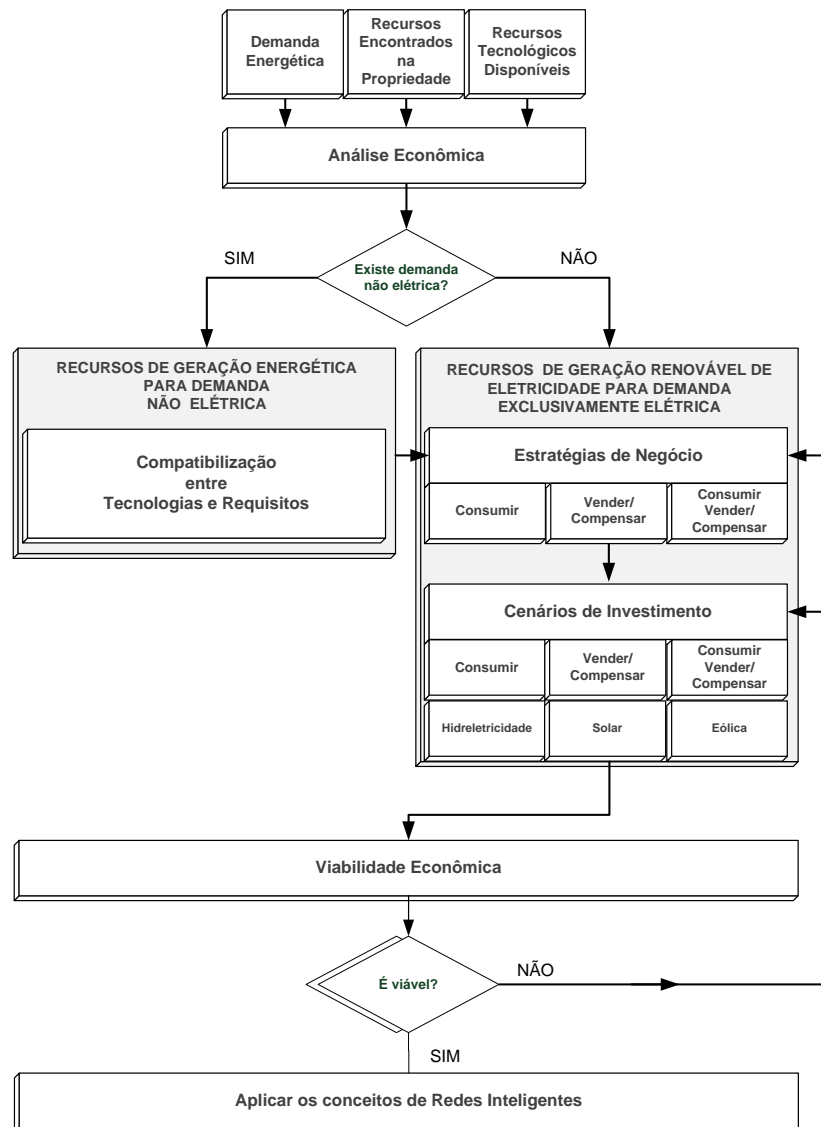


Figura 5.1: Gestão de Recursos Energéticos.

O equipamento eólico não foi orçado em partes como o equipamento hidrelétrico. Seu orçamento contemplou um aerogerador de 2,6 metros de diâmetro de pás, com uma potência nominal de 1kW, velocidade nominal de 420 rpm, velocidade mínima de fornecimento de energia em 10km/h (2,8m/s). Com uma torre de 30 metros de altura, este conjunto aerogerador é comprado com baterias estacionárias seladas de 24V, um controlador de carga e um inversor de frequência para até 500W, proteção contra curto-circuito, aquecimento, sobre e sub-tensão. O valor deste grupo aerogerador foi orçado em R\$ 4.500,00.

Da mesma forma, o equipamento solar fotovoltaico também foi orçado como um conjunto completo, contendo 5 painéis fotovoltaicos, controlador de carga solar, baterias e inversor de frequência. O valor médio deste conjunto para 1kW foi considerado em R\$ 9.150,00.



Para a rede de distribuição se utilizou cabos de alumínio com alma de aço (CAA) cujo custo médio por quilômetro é de 15.000,00 R\$/km. Neste valor se inclui as estruturas metálicas, isoladores, postes e mão de obra para a construção no meio rural.

Para a carga permanente dimensionada, na situação de abastecimento dos quatro conjuntos coletivamente, foi orçado um transformador recondicionado de 300kVA, com um valor de R\$ 23.000,00.

Em alguns casos, no entanto, em que a carga permanente é abastecida individualmente por conjuntos, se orçou quatro transformadores de potências diferentes:

- Um transformador recondicionado de 10kVA no valor de R\$ 4.000,00 para o Grupo consumidor A que possui potência instalada de 10,8kW e fator de demanda (demanda média pela máxima) de 21%;
- Um transformador recondicionado de 25kVA no valor de R\$ 5.500,00 para o Grupo consumidor B que possui potência instalada de 32,4kW e fator de demanda de 21%;
- Um transformador recondicionado de 35kVA no valor de R\$ 6.500,00 para o Grupo consumidor C que possui potência instalada de 48,8kW e fator de demanda de 25%;
- Um transformador recondicionado de 75kVA no valor de R\$ 7.500,00 para o Grupo consumidor D que possui potência instalada de 103,9kW e fator de demanda de 26%.

Para a carga temporária, na qual figuram motores de 100hp (74,6kW), foi orçado um transformador recondicionado de 100kVA com um valor unitário de R\$8.300,00, permanecendo 25% de capacidade deste equipamento para aproveitamentos futuros.

### 5.3 Estratégias de Negócio

O Censo Agropecuário Brasileiro de 2006 (17) que tem por objetivo “retratar a realidade do Brasil Agrário, considerando suas inter-relações”, e que é realizado decenalmente cobrindo o território nacional sob orientação do **Programa del censo agropecuario mundial 2010**, elaborado pela Organização das Nações Unidas para a Agricultura e Alimentação (**Food and Agriculture Organization - FAO**), revela que a energia elétrica é comprada por 92,4% dos estabelecimentos agropecuários do total que possui energia. Um valor percentual de 2,1% dos que possuem, produzem através da captação de luz solar, pelo vento, movimentação hidráulica, por queima de combustíveis, ou mesmo outras fontes. Um outro dado apresentado por esta pesquisa é relativo a proporcionalidade entre a obtenção de energia elétrica de fonte externa, ou

seja, através da compra de distribuidora de energia ou da cessão por terceiros, e a geração no próprio estabelecimento agropecuário. De acordo com o Censo (17) “ enquanto no Sul-Sudeste prevalece a obtenção de energia elétrica de fonte externa, onde para cada 1.000 registros de obtenção desta modalidade correspondem, respectivamente, a 2,5 e 6,5 registros de geração da própria energia elétrica, no Norte, para 1.000 registros de energia obtida de fonte externa, cerca de 159 buscam a alternativa da geração local. No Nordeste, a mesma relação aponta pouco mais de 21,6 ocorrências de geração da própria energia, e no Centro-Oeste, 30 ocorrências em 1.000”.

No estado do Rio Grande do Sul, de acordo com esta mesma pesquisa censitária, dos 377.208 estabelecimentos rurais 97,3% compram energia da concessionária local e apenas 0,27% produzem. As diferenças geográficas regionais como a hidrologia, clima e vegetação, que proporcionam maiores ou menores dificuldades para as concessionárias na tarefa de construir linhas aéreas para a distribuição de energia, podem impelir os consumidores a produzirem ou comprarem sua energia elétrica. Se percebe nesta questão, que a opção pela geração de energia, em sua grande maioria, está vinculada à satisfação do consumo próprio. Porém, existem outras razões para sua produção, como a compensação de energia para valores gerados menores ou iguais a 1MW, ou a venda da energia para valores acima deste patamar. Portanto, cinco estratégias são admissíveis para os negócios rurais, visíveis através do esboço da figura 5.2.

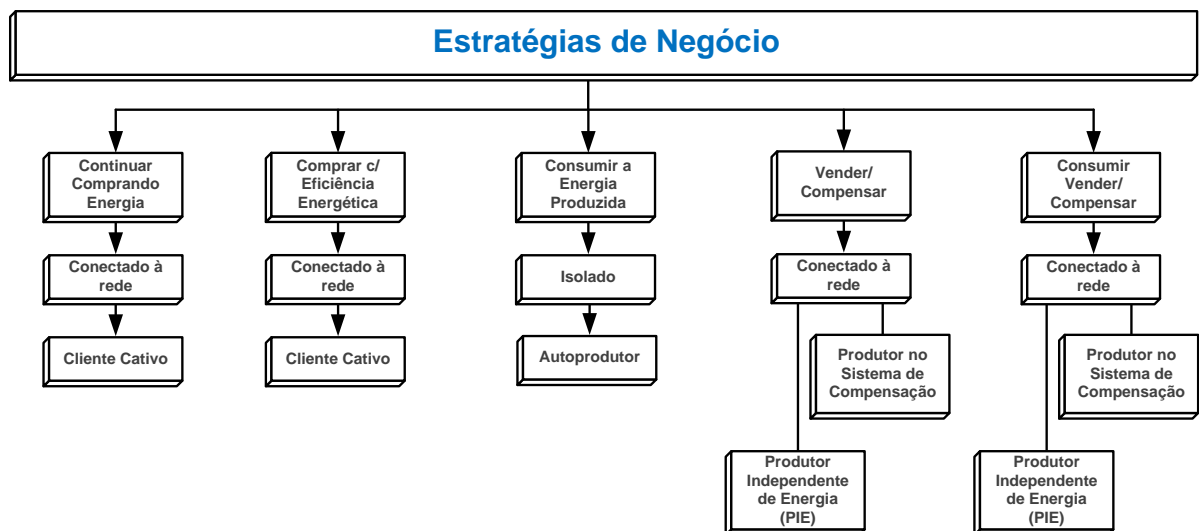


Figura 5.2: Estratégias de Negócios.

A primeira estratégia é continuar comprando energia da concessionária sem maiores preocupações com a eficiência energética, ou seja, não fazer investimentos em um sistema de produção própria de eletricidade. Quaisquer mudanças benéficas dependerão do potencial de efficientização a ser realizada na demanda ou de aguardar pelas melhorias do sistema pelo lado da oferta.

Situações comuns encontradas na região da fronteira-oeste do Rio Grande do Sul, são aquelas em que a carga está demasiadamente distante do ramal alimentador, beneficiando problemas como os oriundos do nível de tensão, provocando desligamentos inesperados, danos aos equipamentos e às plantações pela falta de irrigação. Nestas circunstâncias, continuar comprando energia da concessionária, mesmo com investimentos em eficiência energética (segunda opção), podem deixar de ser uma opção sensata, necessitando o produtor de novas estratégias, como a produção independente<sup>1</sup> e cooperativada.

A produção independente para consumo próprio pode resolver a falta de qualidade da energia apontada anteriormente, pois todo o gerenciamento de produção e carga é subordinada a administração do estabelecimento. Infelizmente, a maior desvantagem nesta situação é ter uma infraestrutura tecnológica, para gerir a demanda e carga, e não enxergá-la como uma oportunidade lucrativa. Situações de geração para consumo próprio são muito bem aplicadas nas regiões em que existem dificuldades físicas de locomoção proporcionadas pelo terreno. Também nas condições em que o retorno do investimento em longas linhas de distribuição, sejam consideradas inviáveis economicamente para as concessionárias.

Uma terceira estratégia a se considerar, é a de um ruralista vir a se tornar um mini, micro ou Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE), existindo para isso um estabelecimento rural possuidor de excelentes condições para o aproveitamento energético, adotando a estratégia de apenas vender energia, reduzindo ao máximo o seu consumo interno na propriedade. A aquisição de uma propriedade rural com estas condições por uma empresa ou cooperativa, significaria não pagar mais energia e se tornar autosuficiente em eletricidade.

A estratégia mais complexa entre as mencionadas, possibilita a inversão do fluxo de potência a qualquer tempo. É a mais interessante justamente pela capacidade de venda/compensação ou compra, permitindo que sua administração escolha entre a oportunidade mais econômica, através de uma produção agropecuária ou energética.

## 5.4 Cenários tecnológicos

Um cenário pode ser definido como a condição hipotética de tecnologias que podem estar combinadas ou não e que tem a finalidade de promover uma avaliação de viabilidade.

Para a escolha do cenário mais favorável, o critério econômico, a oferta de energia, e o fator de capacidade foram decisivos. Cada um destes quesitos foi pensado para que respondesse a uma das respectivas perguntas:

---

<sup>1</sup>Diferente de Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE)

- **Critério Econômico** - Qual é a combinação tecnológica que se deve investir para se obter energia ao menor custo;
- **Critério Oferta máxima** - Qual é a oferta de energia que esta combinação disponibiliza;
- **Critério Fator de Capacidade** - Como se comporta a geração destes recursos ao longo do tempo.

No quesito econômico o custo por kW no cenário é levado em conta para avaliar o quanto se deve gastar na instalação de 1kW. A oferta de energia permite que se avalie a opção estratégica do negócio, compra, venda ou compensação de energia, ou ainda a combinação destas opções em determinados períodos. Por último o **Fator de Capacidade** (FC), que é a razão entre o valor médio gerado e a capacidade de máxima geração em um intervalo de tempo, que permite se avaliar o quanto o recurso fornecedor de energia oscila entre a geração média ( $Pot_{Ativa.Med}$ ) e a máxima ( $Pot_{Ativa.Max}$ ), equação 5.2. Durante os trabalhos foram considerados dois períodos: durante os 12 meses de um ano; e durante as 24 horas de um dia.

$$FC = \frac{Pot_{At.Med}}{Pot_{At.Max}} \quad (5.2)$$

Na figura 5.3, fica visível a diferença entre custos de instalação em  $R\$/kW$ , e o fator de capacidade para cada uma das fontes no período de um ano.

Uma questão importante ainda em relação ao fator de capacidade é que o recurso hídrico possui uma capacidade instalada de 900kW para os dois pontos no riacho e a barragem, no entanto, se a capacidade instalada fosse menor que 900kW e maior que a máxima geração entre os 12 meses, não reduziria sua produção. Isto não é válido para a geração fotovoltaica que tendo uma capacidade instalada menor consequentemente tem reduzida sua produção de energia.

Outra peculiaridade entre os recursos é que o número máximo de turbinas hidráulicas possui sua limitação na quantidade de água e no desnível do terreno. Já os recursos eólico e solar por não possuírem limites quanto a sua fonte primária, tem o número de equipamentos limitados apenas pelo espaço físico necessário à instalação.

#### 5.4.1 Cenário Hidreletricidade

O cenário onde a hidroeletricidade fornece totalmente a energia pode ser utilizado como fonte para as cargas permanentes e temporárias e ainda usar a estratégia de venda/compensação de excedentes devido a geração ultrapassar a carga praticamente durante o ano inteiro. Seu

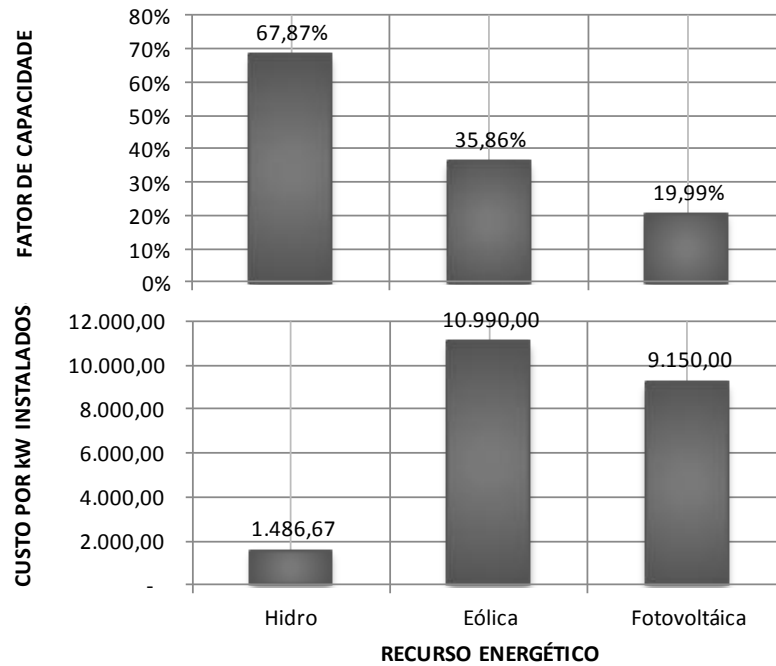


Figura 5.3: Custos dos recursos instalados em R\$/kW e fator de capacidade.

baixo valor de investimento, se comparada às demais, e elevado fator de capacidade a torna uma das melhores opções, tendo a desvantagem da dependência total do regime de águas. A representação gráfica da figura 5.4, apresenta os dois períodos distintos, irrigante de dezembro ao mês de março e não irrigante no restante do tempo.

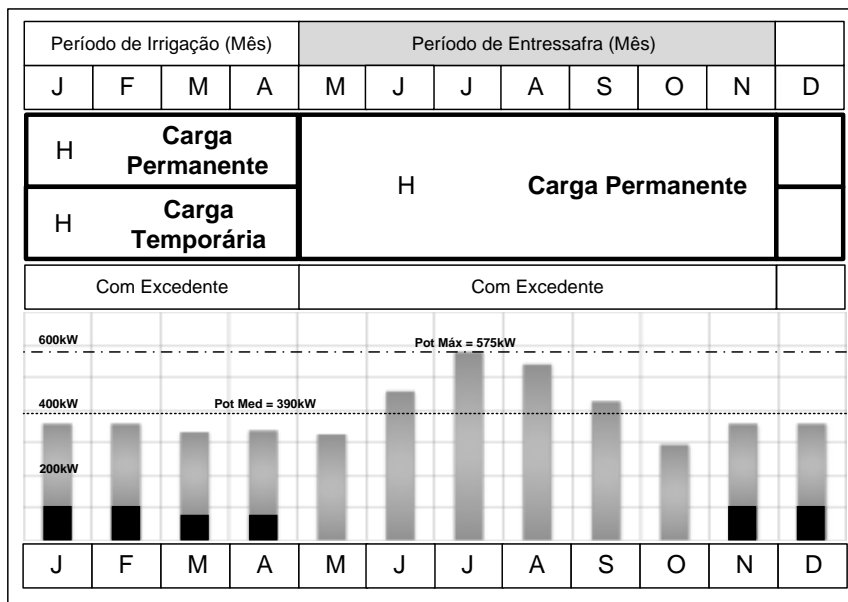


Figura 5.4: Cenário Hidroelétrico com excedente. Aproveitamento no riacho em cor mais clara e barragem em cor escura.

Durante o intervalo da entressafra a irrigação não ocorre, fazendo com que a carga seja reduzida drasticamente pela parada total das bombas d'água. A figura 5.4 também inclui a contribuição da potência ativa mensal nos dois pontos de aproveitamento no riacho em cor mais clara, e do aproveitamento da barragem em cor escura. Nos meses de maior quantidade de chuvas ocorre a potência máxima de geração. Chuvas bem distribuídas durante o ano todo poderiam fazer com que o fator de capacidade se tornasse ainda maior, beneficiando a produção de grãos, pastagem e geração.

### 5.4.2 Cenário Eólico

O fornecimento de energia eólica para uma fazenda que tem uma demanda máxima de 392kW, se considerada a carga total permanente mais a de irrigação, é praticamente inviável. De acordo com a equação 5.2 e 5.3, seria necessária uma potência instalada bastante superior a demanda para que a geração eólica suprisse as necessidades de energia.

$$Pot_{Instalada} = \frac{Pot_{Demandada}}{FC} \quad (5.3)$$

$$Pot_{Instalada} = \frac{392kW}{0,3586} = 1.093,14kW \approx 1,1MW$$

Esta potência instalada se comparada ao hidráulico que é de:

$$Pot_{Instalada} = \frac{392kW}{0,6787} = 577,57kW = 0,6MW$$

A potência eólica precisaria ser 1,8 vezes maior que o potencial hidráulico. Outro argumento impeditivo é que o custo da instalação deste equipamento ainda é muito elevado. Por volta de 2006, na cidade de Osório, estado do Rio Grande do Sul, 75 aerogeradores de 2MW de potência nominal foram instalados com um custo total de projeto de R\$ 670 milhões (36). Na época cada aerogerador custou R\$ 8,94 milhões de reais. Inaugurada em 2012, a Usina Eólica Cerro Chato, no interior da cidade de Santana do Livramento, teve um valor total de R\$ 440 milhões investidos em uma potência instalada de 90MW (37). A razão entre investimento e potência instalada dá um valor de R\$ 9,7 milhões por aerogerador. Se o custo de investimento encontrado através orçamento para 1kW, de 4.500 reais, mantivesse uma relação linear, seriam necessários:

$$Custo_{1,1MW} = (4.500,00 \frac{R\$}{kW}) \cdot (1.100kW) = R\$4.954.000,00$$

Que é obviamente um valor reduzido pela produção em escala destes pequenos aerogeradores, parecendo razoável os valores considerados nos projetos eólicos mencionados anteriormente. Ainda assim, para investimentos menores como a alimentação apenas dos conjuntos ou elementos individuais, e de forma complementar a geração fotovoltaica, a energia extraída dos ventos é atrativa pela possibilidade de se operar em pleno ilhamento, independente do sol e da chuva. A figura 5.5 ilustra em barras o percentual da potência ativa média mensal que pode ser gerada com a força dos ventos, em linhas tracejadas sua média anual percentual e o seu valor máximo percentual com base na potência instalada de 1kW.

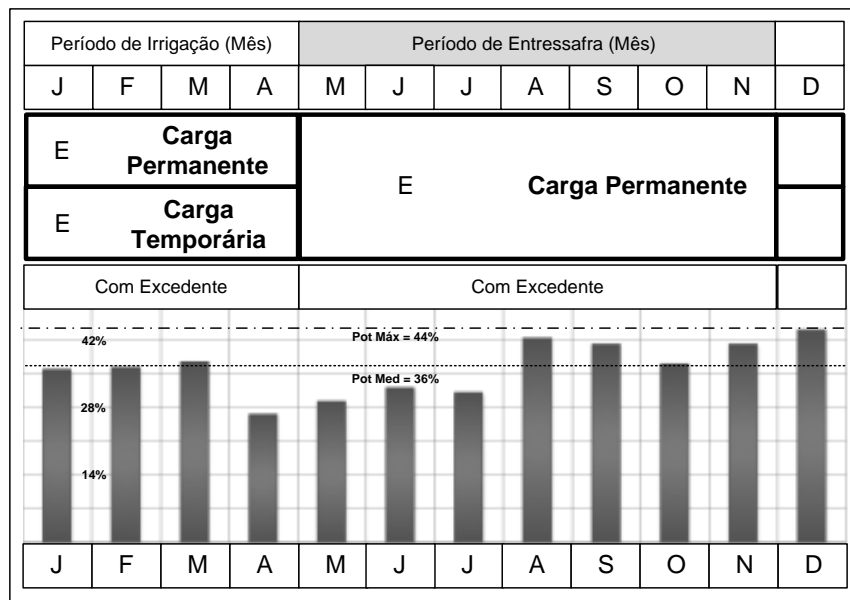


Figura 5.5: Cenário geração eólica com excedente.

Percebe-se que em nenhum momento a potência permanece nula, o que já não ocorre com a geração de energia solar.

### 5.4.3 Cenário Fotovoltaico

O caso da geração fotovoltaica é muito semelhante ao fornecimento 100% dedicado dos aerogeradores, uma geração intermitente e ainda cara se comparada ao recurso hídrico. A área ocupada pelos arranjos de placas fotovoltaicas também acabam se tornando um problema se considerarmos que não poderá haver sombreamento devido a aproximação dos arranjos. Se cada arranjo de 1kW possui uma área mínima de 2 vezes sua superfície geradora que é por volta

de  $7,7m^2$ , logo precisa de aproximadamente  $15m^2/kW$ .

A potência instalada necessária, pela equação 5.3 é de:

$$Pot_{Instalada} = \frac{392kW}{0,20} = 1.960kW$$

Com essa potência seriam necessários  $29.400m^2$  ou praticamente 3 hectares. Um exemplo real de que a exigência de grandes áreas é necessária para este tipo de geração é a Usina Fotovoltaica de Tauá, situada no estado do Ceará. A usina possui 4.680 painéis fotovoltaicos totalizando uma potência instalada de 1MW numa área de 1,2 hectares (38). O conjunto de placas não possui rastreamento do sol o que poderia acrescentar um rendimento na geração e aumento no espaço utilizado.

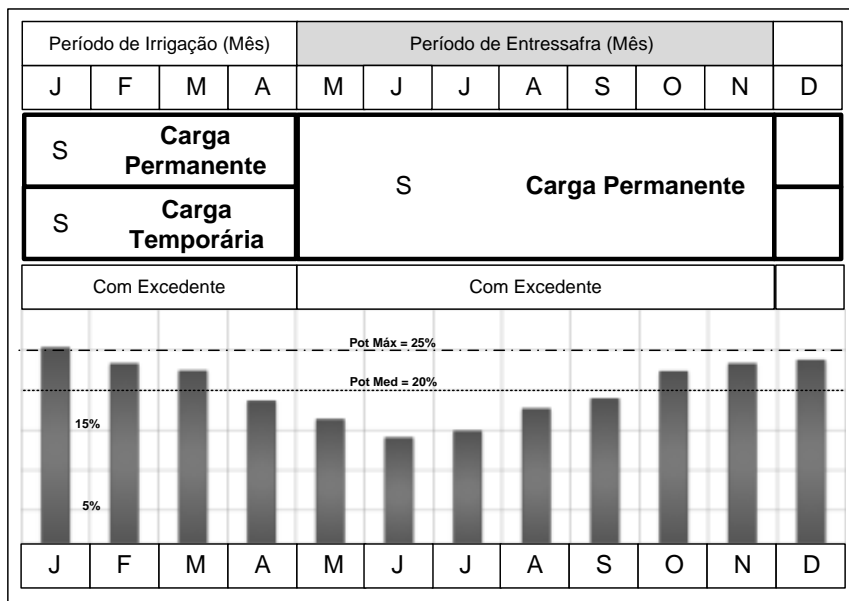


Figura 5.6: Cenário geração fotovoltaica com excedente.

No período de irrigação, Figura 5.6, a incidência solar é maior, proporcionando um **FC** melhor nos meses de dezembro a abril. Justamente o período de maio a novembro, em que ocorre maior precipitação na região (39), fornecendo água para a geração hidráulica, tem a ocorrência dos menores valores médios mensais de vento e sol. Esta constatação indica naturalmente quais recursos e quando devem ser privilegiados, permanecendo a dúvida sobre onde deve ser aplicado e quanto de fornecimento cada recurso deve ser responsável. Com esse objetivo um quarto cenário foi criado intuitivamente, o cenário das tecnologias combinadas.



#### 5.4.4 Cenário Recursos Combinados

Existem variadas formas de se combinar os recursos apresentados até o momento. Da forma mais simples pela utilização em pares de tecnologias com suas restrições e custos, ou por meio da mistura de opções.

No modelo concebido, em que é admitido a existência de quatro agrupamentos de consumidores e quatro bombas hidráulicas para irrigação (Figura 5.7), a combinação de tecnologias pode ser realizada se levado em consideração além dos aspectos já mencionados como o econômico, o critério da oferta, e o fator de capacidade, também os relativos à distribuição da carga e o período da oferta.

Algumas formas possíveis estão relacionadas abaixo, todas visando a autoprodução independentemente da energia da concessionária, ou seja, apoiada na estratégia de venda/compensação ou compra. São elas:

- Através do uso de dois recursos simultaneamente para toda a demanda, durante todo o período;
- Por meio de dois recursos usados simultaneamente ou individualmente para toda a demanda nos respectivos períodos de irrigação e entressafra;
- Com duas fontes, de maneira que um recurso contemple apenas a demanda permanente e outro apenas a temporária, nos respectivos períodos;
- Com três recursos usados simultaneamente para toda a carga, durante todo o período;
- Três recursos simultaneamente agrupados para demandas diferentes em períodos distintos.

É extremamente importante observar que o cenário com combinações de tecnologias tem relação direta com o modo que a energia é despachada. Ainda assim, é possível reorganizar as informações a partir dos critérios adotados anteriormente compondo um quadro de decisões ou mapa decisório, visto na figura 5.8. Este quadro inicia sua avaliação julgando quais recursos existem na propriedade, passando em seguida a precificação do fator de capacidade de geração. São aceitáveis valores de FC não menores que 20% para as fontes eólicas e Solar Fotovoltaica como é representado no quadro, de forma que o tempo de retorno financeiro seja menor que a vida útil destes equipamento, que foi considerado como 25 anos. Por sua vez, a hidroeletricidade pode ter um valor razoável de FC em torno de 40%, identificável através do período médio de chuvas na região de implantação. Do não condicionamento a este item, três oportunidades surgem

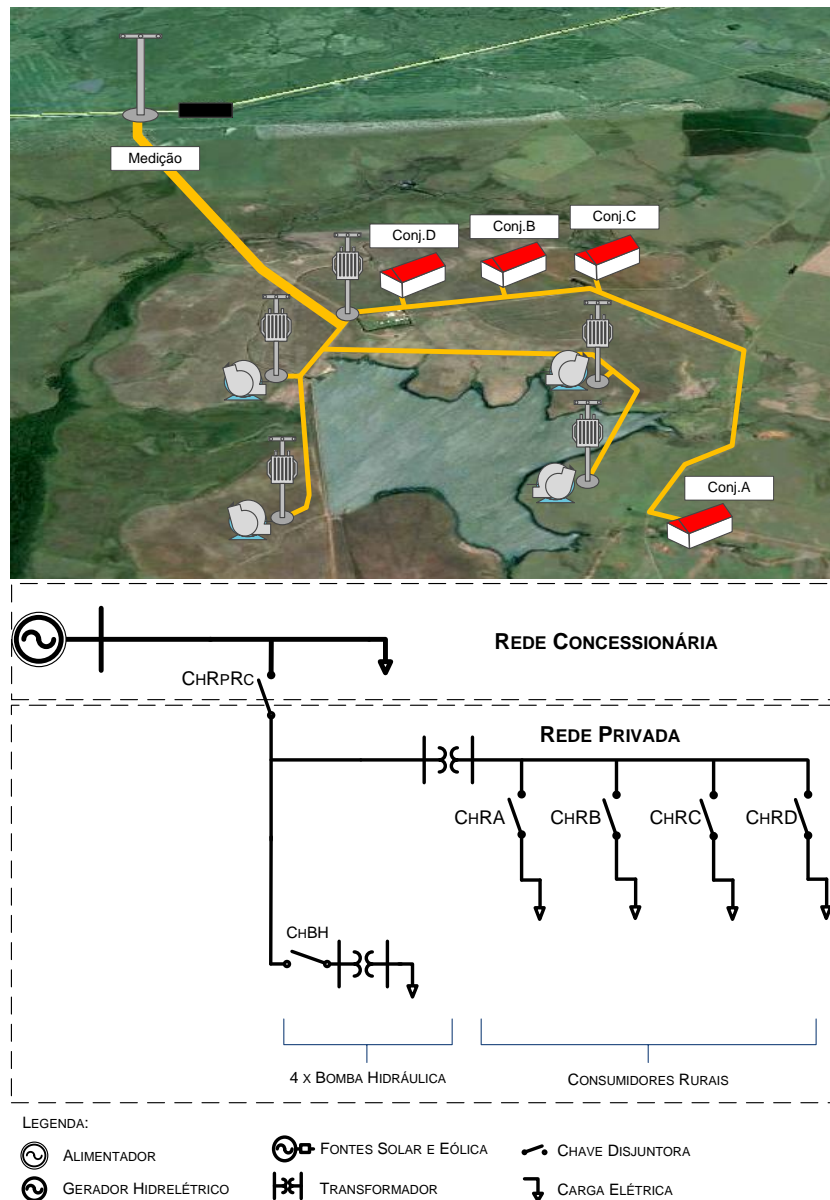


Figura 5.7: Esboço do sistema georreferenciado para o sistema elétrico.

como combinações dos recursos básicos: o Hidroelétrico com o Solar Fotovoltaica e o Eólico; a Hidroeletricidade com o Fotovoltaico; e a Hidroeletricidade com o Eólico. As duas fontes intermitentes juntas não são previstas sem a hidroeletricidade pois o custo destas tecnologias, como foi citado anteriormente nos cenários Eólico e Fotovoltaico, ainda são relativamente elevados.

O terceiro critério verifica a viabilidade econômica utilizando o método da taxa interna de retorno, que estima em quanto tempo e com qual taxa de juros o investimento pode ser realizado. Este critério conduz a seis cenários que são aceitos como possíveis oportunidades. O critério da Oferta procura identificar os cenários que são limitados por suas fontes. Isto se aplica ao cenário da hidroeletricidade quando não existe desnível suficiente ou volume d'água para abastecer a

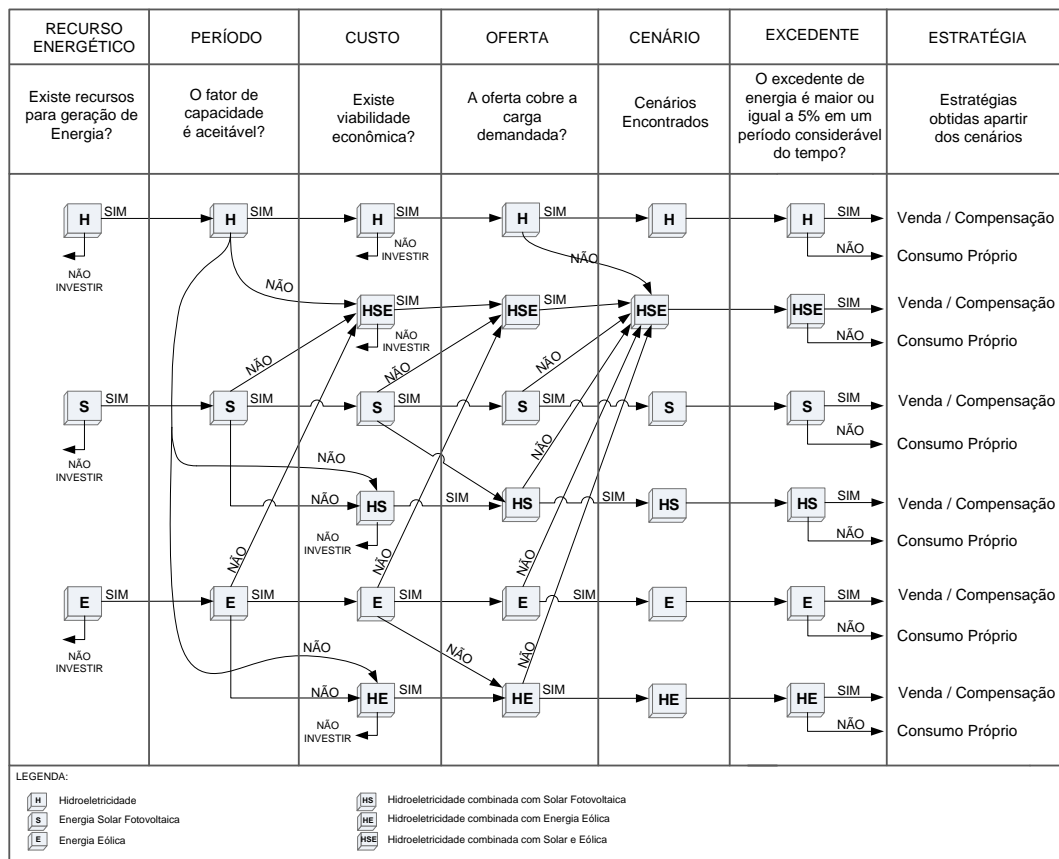


Figura 5.8: Quadro de decisões entre cenários de recursos renováveis.

demanda, ou quando, no caso das fontes intermitentes, os recursos naturais são barrados pelo espaço livre para a instalação.

O último crivo, o do excedente de energia, estabelece a condição para se decidir a estratégia entre duas opções somente, a venda/compensação ou o consumo próprio. Foi considerado o mínimo valor de excedente de 5% sobre a demanda, permanecendo o tempo nesta situação dependente do contrato com a concessionária. O valor de 5% foi baseado na legislação seminal americana PURPA ACT, de 1978, §292.205 *Crítérios para a qualificação de instalações cogeneradoras de energia*, contida na parte 292, seção 201 e 210.

No mapa decisório é possível observar que a cada resposta negativa aos critérios, ocorreu uma tendência de agrupamento de recursos, fortalecendo as opções de menor FC, viabilidade econômica, oferta e excedente. Obviamente, opções com excelentes condições não poderão ser desmerecidas por este motivo. A escolha decidida neste trabalho foi pela inserção da hidroeletricidade como principal fonte geradora, contudo, a estrutura das três tecnologias combinadas foi utilizada. A hidroeletricidade teve como principal objetivo prover energia para a carga temporária no período de irrigação e fornecer através de seu excedente meios de recu-

perar o investimento. As fontes renováveis intermitentes ficaram vinculadas aos conjuntos de cargas permanentes, com a possibilidade de funcionamento isolado não dependente somente dos recursos hídricos.

## **6 Usos Finais e Redistribuição Energética**

### **6.1 Introdução**

Este capítulo tem como objetivo a distribuição da demanda entre os recursos dimensionados de geração e outros selecionados como alternativos, visando a redução do consumo de eletricidade.

### **6.2 Os Usos Finais da Energia**

A energia secundária ou vetor energético é a forma estabelecida para o transporte da energia até o consumidor. A eletricidade tem esta função e mesmo sendo uma das melhores formas de se transmitir e distribuir a energia, possui perdas indesejadas. Quando a energia tem todas as perdas descontadas, neste processo de transmissão e distribuição, ela se torna a energia final. A energia final ao passar pelos equipamentos, seja qual for o serviço prestado por este equipamento, novamente tem uma redução de seu valor tornando-se a energia útil (Figura 6.1). Segundo Jannuzzi (24), a energia útil é aquela realmente demandada pelo consumidor como calor, luz, entretenimento ou movimento mecânico. Já a razão entre as energias final e útil que um dado equipamento de uso-final consome revela o quanto ele é eficiente.

Dissertar sobre quais usos-finais os equipamentos eletro-energéticos atendem com eficiência energética é de longe a preocupação desta etapa. O que se almeja é reconhecer que existem outros meios para se minimizar o consumo da energia elétrica, ou seja, que é possível substituir o vetor energético, tentando é claro reduzir custos e transformações de energia. Posteriormente uma comparação entre o custo da aplicação da geração distribuída sobre o consumo total ou sobre o consumo com esta manipulação energética será fundamental para que se perceba e justifique esta seção.

No modelo trabalhado todos os equipamentos são alimentados por energia elétrica (Energia

final), sendo que alguns consomem muita energia para cumprir sua função. Dividindo a carga em equipamentos de alto e baixo consumo, teríamos o chuveiro elétrico, o triturador de grãos e a bomba d'água como os maiores consumidores em qualquer tipo de cliente. Equipamentos deste tipo podem ter sua fonte energética substituída por outra que não necessite de eletricidade.

A alternativa adotada foi a de substituir a força elétrica para os serviços de movimento (Figura 6.1) pela força eólica dos cataventos,

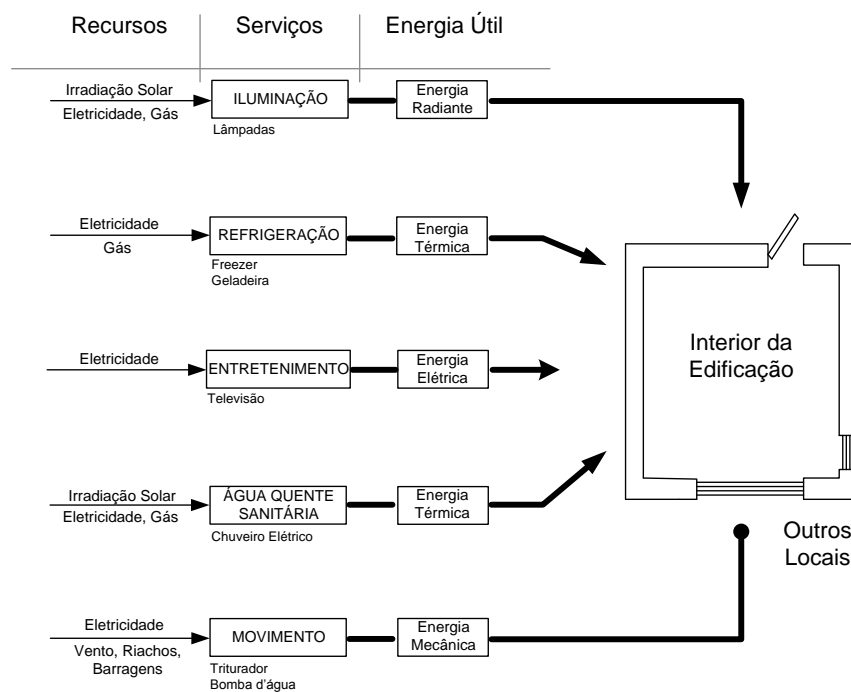


Figura 6.1: Recursos, Serviços e Energia Útil.

e o aquecimento d'água para uso sanitário por aquecedores solar. A admissão dos cataventos não é novidade no meio rural, sendo uma tecnologia bastante antiga. Três destes equipamentos foram escolhidos para o abastecimento de todos os conjuntos com base na capacidade de bombeamento d'água, e dois para a trituração de grãos. O custo de cada catavento é de 10.000 reais, ou para todos os conjuntos de forma agrupada um montante de 50.000 reais.

A segunda solução escolhida para substituir os chuveiros, os aquecedores solar térmicos, não foram compartilhados como os cataventos, ficando cada cliente residencial com uma unidade e o público com duas. Seguindo a NBR 15.569 (40) foi realizada a classificação do equipamento, estimativa de consumo, cálculo do volume de armazenamento, de demanda de energia útil, produção média diária de energia do coletor e área coletora.

Inúmeras outras possibilidades e até mesmo soluções inovadoras poderiam fazer parte desta

redistribuição de energias, como por exemplo os tubos de luz (Light Tube ou Pipe Light), substituindo lâmpadas elétricas, biodigestores usados para aquecimento, entre outros.

Na figura 6.2 é apresentado o valor percentual dos equipamentos agrupados em baixo e alto consumo e suas respectivas distribuições. Como foi mencionado na seção 5.4.4, a energia proveniente dos recursos intermitentes ficou destinada aos conjuntos de clientes. Logo, a carga permanente além de ter alguns equipamentos distribuídos para alternativas não elétricas, tem o restante fornecido pelos meios solar e eólico.

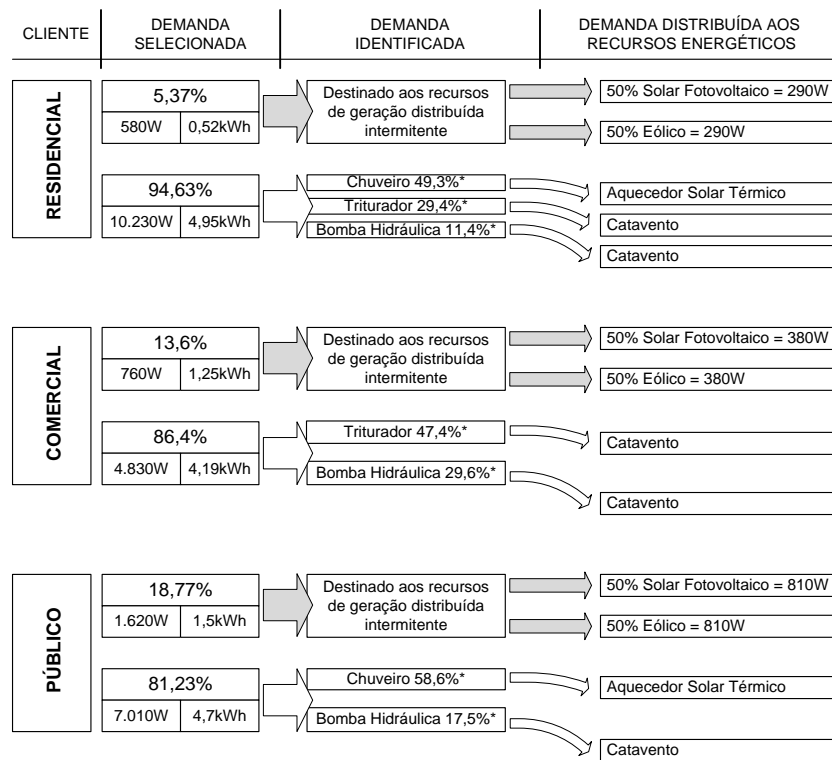


Figura 6.2: Distribuição da demanda energética.

Ainda que tenha sido realizado uma substituição do vetor energético para os equipamentos de maior consumo, sobrando apenas um valor menor que 20% da carga inicial prevista, não quer dizer que o consumo tenha se reduzido em igual proporção. Isto é devido ao fato de que o uso destes equipamentos trocados não possuem um tempo de uso elevado no contexto de qualquer um dos clientes, ainda que tenha afetado bastante os resultados (Figura 6.3).

### 6.3 Distribuição dos Recursos da Geração Distribuída

Com o fracionamento da carga permanente, a geração distribuída se torna o foco principal na sustentação da demanda. A parcela da carga de GD foi dividida entre as fontes intermitentes

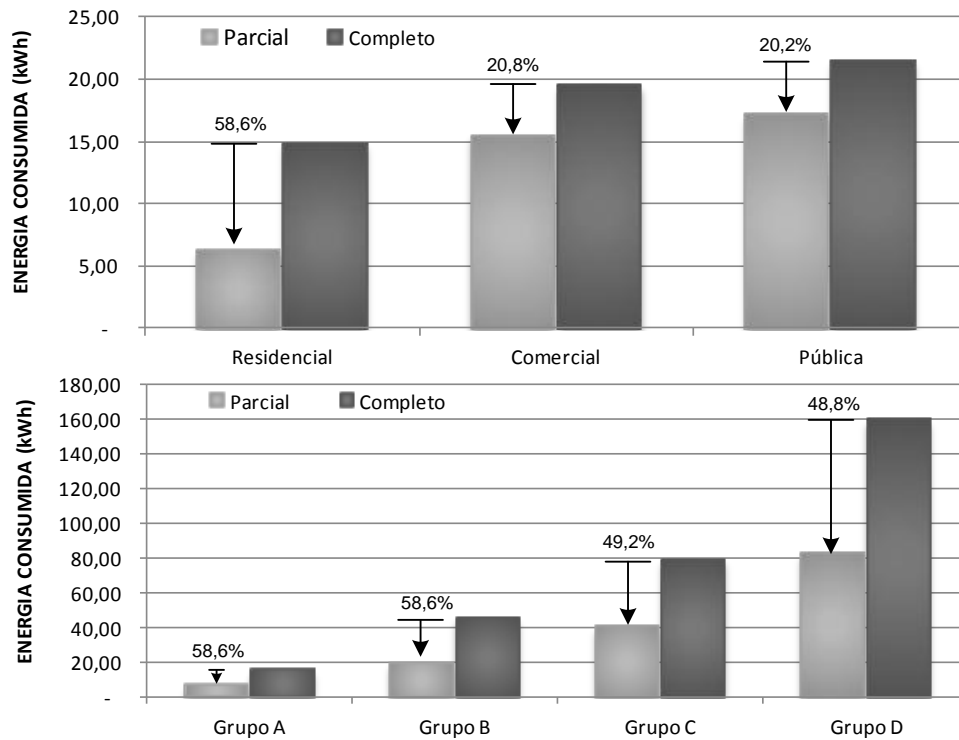


Figura 6.3: Diferença entre as energias consumidas pela demanda completa e parcial, entre Clientes Individuais (acima) e Grupos Consumidores (abaixo).

sem ter nenhum critério específico para isso, ficando determinado que cada tecnologia desse suporte a 50% da carga. Uma análise mais aprofundada levando em consideração critérios econômicos, técnicos, baseados em estatísticas históricas do local de instalação, poderiam levar a um dimensionamento mais adequado em situações como esta. Porém, a forma como foi realizada deixou claro que estas fontes são extremamente dependentes do potencial de energia que é propiciado pelo local de instalação.

O equipamento Eólico escolhido tem potência instalada de 1kW, o que poderia ser mais do que suficiente para a necessidade de 290W sob responsabilidade desta fonte. No entanto, isto não acontece justamente pela baixo fator de capacidade que o vento do local impõe ao equipamento. Desta forma, para garantir que a demanda seja atingida durante os 12 meses do ano, houve a necessidade de instalação de um maior número de equipamentos por cliente. O procedimento que efetivamente foi tomado para que isto acontecesse foi estabelecer que a média mensal de produção de energia em kWh, dividida por 30 dias em 24 horas de vento, fosse sempre maior que a demanda.

Por outro lado, também é possível imaginar que os 290W consumidos pelos clientes residenciais em 30 dias e em 24 horas ininterruptas, dariam um valor total de 208,8kWh. Bastando



responder quantos aerogeradores eram necessários para bancar a produção desta quantidade de energia (Equação 6.1).

$$(Pot_{Demandada}) \cdot (30_{Dias}) \cdot (24_{Horas}) < (Nr_{Aerogeradores}) \cdot (Energia_{Gerada}) \quad (6.1)$$

Da mesma forma, o consumo mensal de 273,60 e 583,20kWh foi atribuído para os clientes comerciais e públicos, o que resultou em um número de 2 aerogeradores para os clientes residenciais e públicos, e 4 para o comercial. A tabela 6.1 identifica a produção mensal de energia para 2 aerogeradores cobrindo o consumo de um cliente residencial, exatamente o que foi realizado para os demais.

Tabela 6.1: Número de aerogeradores de 1kW instalados para a demanda do perfil residencial.

<b>Mês</b>	<b>Aerogeradores</b>	<b>Oferta Média</b>	<b>Demanda Média</b>
<b>[-]</b>	<b>[-]</b>	<b>[kWh]</b>	<b>[kW]</b>
<b>1</b>	2	511,405	208,80
<b>2</b>	2	518,229	208,80
<b>3</b>	2	535,447	208,80
<b>4</b>	2	378,094	208,80
<b>5</b>	2	416,737	208,80
<b>6</b>	2	458,319	208,80
<b>7</b>	2	443,535	208,80
<b>8</b>	2	604,319	208,80
<b>9</b>	2	587,456	208,80
<b>10</b>	2	527,934	208,80
<b>11</b>	2	586,162	208,80
<b>12</b>	2	629,363	208,80

Esta forma de garantir o permanente abastecimento não elimina a utilização das baterias que acumulam a energia não utilizada durante as madrugadas e horários em que não existe demanda.

A formação dos módulos ou matrizes de placas fotovoltaicas, que foram apresentadas na seção 4.4, tiveram o seu número determinado pelo mesmo processo demonstrado pela formação eólica. Descontadas as perdas energéticas, cada placa de 205W usada possui uma energia útil de 26,76 kWh/Mês. A combinação das placas até satisfazer a equação 6.1 resultou nos número já mencionados e repetidos aqui, que são: 16 placas para os residenciais; 18 para os comerciais; e 38 para o público. A tabela 6.2 expõe os valores encontrados de energia solar para o cliente residencial.

Tabela 6.2: Número de módulos fotovoltaicos de 1kW instalados para a demanda do perfil residencial.

<b>Mês</b>	<b>Placas</b>	<b>Oferta Média</b>	<b>Demanda Média</b>
<b>[-]</b>	<b>[-]</b>	<b>[kWh]</b>	<b>[kW]</b>
<b>1</b>	16	428,108	208,80
<b>2</b>	16	403,541	208,80
<b>3</b>	16	392,849	208,80
<b>4</b>	16	330,648	208,80
<b>5</b>	16	290,777	208,80
<b>6</b>	16	251,183	208,80
<b>7</b>	16	268,431	208,80
<b>8</b>	16	318,196	208,80
<b>9</b>	16	339,659	208,80
<b>10</b>	16	395,888	208,80
<b>11</b>	16	408,240	208,80
<b>12</b>	16	406,003	208,80

## 6.4 Investimentos em Rede de Distribuição

A estratégia de gerir o consumo próprio fazendo uso da eficiência energética, dispensando os recursos da GD, nos conduz a uma interessante perspectiva com respeito ao fornecimento de energia da concessionária. O programa de universalização da energia elétrica, instituído pelo governo brasileiro a partir do decreto *n*<sup>o</sup> 4.873, de 11 de novembro de 2003, e que teve atuação até 2011, tinha o objetivo de estimular as concessionárias distribuidoras de energia a levar a eletricidade aos domicílios rurais. Os proprietários assistidos eram os de domicílio permanente com demanda máxima de 15kVA em baixa tensão (41).

Caso um cliente residencial viesse a fazer parte deste programa, a concessionária deveria prover infraestrutura para o fornecimento adequado a este estabelecimento. A potência instalada no caso suposto é de 10,8kVA, sem considerarmos a distribuição dos recursos energéticos, o que significa que um atendimento muito menor que 15kVA corre o risco de ser inviável dependendo da distância e se existem outros atendimentos no mesmo ramal de alimentação. Tomando como base a carga permanente instalada para os quatro conjuntos de clientes e ainda concebendo um valor de custo do quilômetro instalado de rede como sendo de R\$ 15.000 reais, isto resultaria nos valores de atendimento da tabela 6.3.

Os custos na tabela são diretamente proporcionais a distância do ramal alimentador até a carga. Estes investimentos sendo anualizados<sup>1</sup> no período de 25 anos a uma taxa de 12%, conforme equação 6.2, possuem valores tão elevados que se justificaria o uso da geração distribuída.

<sup>1</sup> Produto entre o investimento e o fator de recuperação do capital para uma série uniforme de parcelas.

Tabela 6.3: Custos de investimento na rede de distribuição para uma carga permanente completa.

Distância Rede		Investimento Concessionária	Consumo Médio	Demanda Máxima	Investimento Anualizado*	Investimento Unitário	Tarifa Requerida
Gp	[km]	[R\$]	[kWh]	[kW]	[R\$]	[R\$/kW]	[R\$/kWh]
<b>A</b>	5	79.000,00	441,15	5,96	10.072,50	13.255,03	1,90
	10	154.000,00	441,15	5,96	19.635,00	25.838,93	3,71
	15	229.000,00	441,15	5,96	29.197,49	38.422,82	5,52
	20	304.000,00	441,15	5,96	38.759,99	51.006,71	7,32
<b>B</b>	5	80.500,00	1.323,45	17,88	10.263,75	4.502,24	0,65
	10	155.500,00	1.323,45	17,88	19.826,25	8.696,87	1,25
	15	230.500,00	1.323,45	17,88	29.388,74	12.891,50	1,85
	20	305.500,00	1.323,45	17,88	38.951,24	17.086,13	2,45
<b>C</b>	5	81.500,00	2.346,45	25,00	10.391,25	3.260,00	0,37
	10	156.500,00	2.346,45	25,00	19.953,75	6.260,00	0,71
	15	231.500,00	2.346,45	25,00	29.516,24	9.260,00	1,05
	20	306.500,00	2.346,45	25,00	39.078,74	12.260,00	1,39
<b>D</b>	5	82.500,00	4.752,15	49,86	10.518,75	1.654,63	0,18
	10	157.500,00	4.752,15	49,86	20.081,25	3.158,84	0,35
	15	232.500,00	4.752,15	49,86	29.643,74	4.663,06	0,52
	20	307.500,00	4.752,15	49,86	39.206,24	6.167,27	0,69

\* - Investimento anualizado com uma taxa de desconto de 12% em um período de 25 anos.

$$Investimento_{Anualizado} = Investimento \cdot \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (6.2)$$

Para o grupo (Gp) ou conjunto de clientes **A**, por exemplo, o custo do investimento anualizado pela demanda, equivalente a uma distância de 5km é de 13.255,03 reais, o que poderia ser investido em geração do tipo intermitente. Ainda seguindo o exemplo do cliente **A**, o custo que estes proprietários necessitariam pagar por cada kWh gasto se este investimento fosse pago em 25 anos ficaria em torno de 1,90 reais. Este valor é elevado para 7,32 reais ou 385% na situação hipotética da carga ser a única a estar conectada a uma distância de 20km. O que é tratado aqui em termos de custos para uma concessionária não leva em consideração nenhum percentual de manutenção ou mesmo operação da rede, levando a crer que estes custos poderiam ser muito maiores do que se pensa.

Já o custo da energia de um cliente que decidisse somente investir em eficiência energética sem os riscos da GD, manipulando equipamentos alternativos ao uso da eletricidade e seus usos finais, decididamente estaria pagando para a concessionária os valores mensais vistos na figura 6.4 e por grupos na figura 6.5. Reduções com a energia elétrica consideráveis se comparada com os custos de uma carga completa.

Uma concessionária que apoiasse seus consumidores a fazer uso da eficiência energética, consolidando os planejamentos pela demanda e pela oferta, se depararia com situações semelhantes a representada na tabela 6.4, que indica o investimento feito para a inserção de uma rede

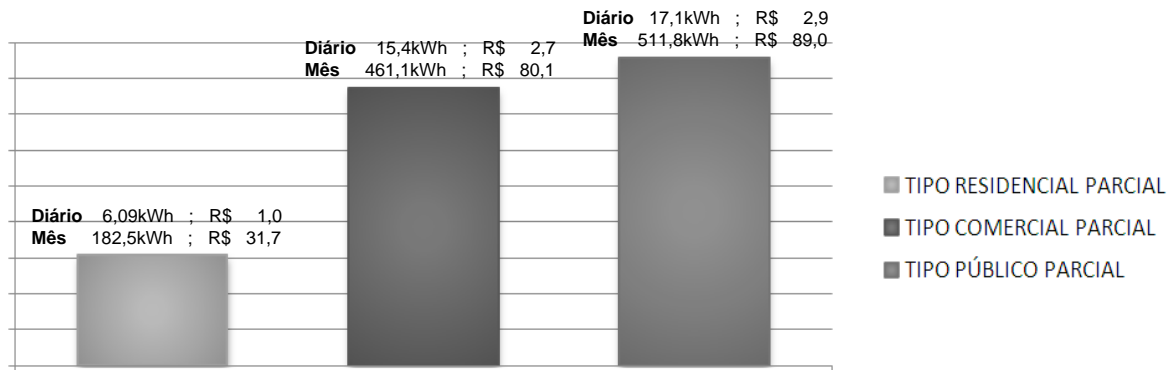


Figura 6.4: Custo do consumo para os clientes com carga parcial.

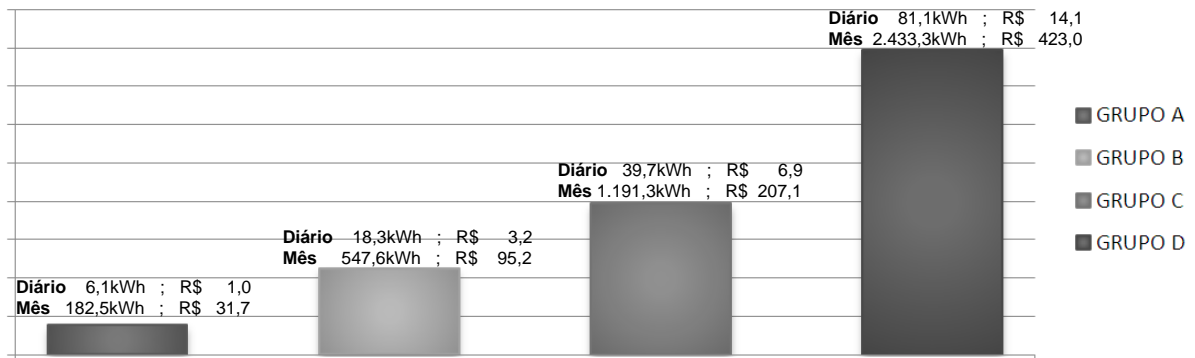


Figura 6.5: Custo do consumo para os grupos com carga parcial.

a diferentes distâncias.

O custo do investimento nela contida é diferente da tabela 6.3 por ter a potência de seus transformadores reduzidos. Os equipamentos utilizados para os conjuntos A, B e C são transformadores de 5kVA reconicionados de 3.000,00 reais e um para o grupo D de 10kVA, custando R\$ 4.000,00.

A primeira impressão e questionamentos que se faz em relação ao PIR é porque uma concessionária faria este tipo de planejamento se quanto mais os consumidores buscam os recursos de energia mais a empresa de concessão lucra com isso. Pela própria natureza do planejamento integrado, retardar o consumo é o mesmo que ter em mãos uma usina de energia a mínimo custo, assegurando a empresa tempo para planejar os investimentos de forma mais acertada.

Voltando a situação disposta na tabela 6.4, se percebe que possivelmente não exista melhor situação se não aquela de apoiar a geração dispersa, fazendo com que os próprios estabelecimentos rurais se tornem agentes do sistema elétrico, melhorando as condições técnicas. Outro fator contribuinte para que isto se confirme é, a exemplo do que já acontece nos Estados Unidos

Tabela 6.4: Custos de investimento na rede de distribuição para uma carga permanente parcial.

Distância Rede	Investimento Concessionária	Consumo Médio	Demanda Máxima	Investimento Anualizado*	Investimento Unitário	Tarifa Requerida	
Gp [km]	[R\$]	[kWh]	[kW]	[R\$]	[R\$/kW]	[R\$/kWh]	
<b>A</b>	5	78.000,00	182,55	0,58	9.945,00	134.482,76	4,54
	10	153.000,00	182,55	0,58	19.507,50	263.793,10	8,91
	15	228.000,00	182,55	0,58	29.069,99	393.103,45	13,27
	20	303.000,00	182,55	0,58	38.632,49	522.413,79	17,64
<b>B</b>	5	78.000,00	547,65	1,74	9.945,00	44.827,59	1,51
	10	153.000,00	547,65	1,74	19.507,50	87.931,03	2,97
	15	228.000,00	547,65	1,74	29.069,99	131.034,48	4,42
	20	303.000,00	547,65	1,74	38.632,49	174.137,93	5,88
<b>C</b>	5	78.000,00	1.191,30	3,48	9.945,00	22.413,79	0,70
	10	153.000,00	1.191,30	3,48	19.507,50	43.965,52	1,36
	15	228.000,00	1.191,30	3,48	29.069,99	65.517,24	2,03
	20	303.000,00	1.191,30	3,48	38.632,49	87.068,97	2,70
<b>D</b>	5	79.000,00	2.433,30	6,82	10.072,50	11.583,58	0,34
	10	154.000,00	2.433,30	6,82	19.635,00	22.580,65	0,67
	15	229.000,00	2.433,30	6,82	29.197,49	33.577,71	1,00
	20	304.000,00	2.433,30	6,82	38.759,99	44.574,78	1,33

\* - Investimento anualizado com uma taxa de desconto de 12% em um período de 25 anos.

da América (7), que o crescimento da carga seja cada vez maior numa proporção não compatível com os investimentos necessários, o que traria colapso ao sistema convencional.

## **7 *Viabilidade Econômica***

### **7.1 Introdução**

O presente capítulo visa definir os custos de investimentos e a viabilidade econômica para alguns cenários tecnológicos.

### **7.2 Custos de Investimentos**

Durante o transcurso deste trabalho algumas etapas foram realizadas até que se chegasse a alguma conclusão quanto a viabilidade do planejamento integrado em que está inserida a geração distribuída, e que será discutida nesta seção. De acordo com a figura 5.1, duas decisões necessitavam ser tomadas depois dos dimensionamentos e antes da análise de viabilidade: a escolha da estratégia de negócios; e a dos cenários de investimentos.

A estratégia escolhida foi a de vender e consumir energia enquadrando o proprietário no sistema de compensação de energia ou como produtor independente. Esta decisão foi tomada com base na avaliação prévia dos recursos naturais existentes na região que é superior a carga do estabelecimento, possuindo margem excedente. Uma consequência direta desta decisão é que o proprietário deverá estar disposto a custear um equipamento mais caro devido a capacidade maior de geração, do que aqueles necessários para a sua demanda.

Os cenários foram delineados depois da estratégia, porque seria mais fácil determinar quais equipamentos e tecnologias de geração poderiam ser utilizados e o que seria necessário gerenciar, pelo fato do estudo estar focado no objetivo da estratégia. Embora estimado nessa ordem, poderia ser adotado o contrário, passando ao fator técnico antes do econômico.

O quadro resumo visto na tabela 7.1 mostra a quantidade final de potência instalada que foi dimensionada para suportar as cargas permanentes através da geração eólica e solar, e da carga temporária de irrigação pela geração hidroelétrica. Apesar da certeza da estratégia, escolha dos cenários e exatidão dos cálculos, a dúvida permanece quanto a viabilidade econômica da

compra e instalação dos equipamentos propostos.

A análise de investimentos é a ferramenta adequada para situações como esta, pois é considerada como o conjunto de técnicas que permitem a comparação entre os resultados da tomada de decisões referentes a alternativas diferentes de forma científica (42). Ou seja, compara os investimentos e os custos associados de forma a determinar a viabilidade econômica.

Tabela 7.1: Potência Instalada dimensionada para o estabelecimento rural Orizícola [kW].

<b>TIPO</b>	<b>Hidro</b>	<b>Eólica</b>	<b>Solar</b>	<b>Total</b>
RESIDENCIAL	-	2,0	3,2	5,2
COMERCIAL	-	2,0	3,6	5,6
PÚBLICO	-	4,0	7,6	11,6
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>8,0</b>	<b>14,4</b>	<b>22,4</b>
CONJUNTO A	-	2,0	3,2	5,2
CONJUNTO B	-	6,0	9,6	15,6
CONJUNTO C	-	10,0	16,4	26,4
CONJUNTO D	-	22,0	36,8	58,8
CARGA TEMPORÁRIA	900,0	-	-	900,0
<b>TOTAL</b>	<b>900,0</b>	<b>40,0</b>	<b>66,0</b>	<b>1.006,0</b>
<b>CUSTO INSTALADO [kW]</b>	<b>1.486,7</b>	<b>4.500,0</b>	<b>9.150,0</b>	<b>-</b>
<b>INVESTIMENTO TOTAL [R\$]</b>	<b>1.338.000,0</b>	<b>180.000,0</b>	<b>603.900,0</b>	<b>2.121.900,0</b>

A técnica do Valor Presente Líquido (VPL) foi o método de análise que auxiliou nesta tarefa e consiste na soma algébrica entre o valor presente da dívida contraída através do investimento e a receita garantida pela produção de energia (Equação 7.1).

$$VPL(i) = FC_0 + \sum_{j=1}^n \left[ FC_j \cdot \frac{1}{(1+i)^j} \right] \quad (7.1)$$

Onde:

- $i$  é a taxa de desconto aplicado no valor da energia não paga para a concessionária ou recebida pela venda se o estabelecimento for produtor independente;
- $FC_0$  é o valor do investimento inicial no tempo presente;
- $j$  o índice do ano de recebimento
- $FC_j$  são as parcelas anuais não pagas ou recebidas pela energia;
- $\frac{1}{(1+i)^j}$  fator de conversão para o valor presente.

Também a Taxa Interna de Retorno (TIR) foi aplicada com a finalidade de verificar qual o período e com qual taxa de juros podem ser financiados estes investimentos (43), e compreende matematicamente a equação 7.2.

$$FC_0 + \sum_{j=1}^n \left[ FC_j \cdot \frac{1}{(1+i)^j} \right] = 0 \quad (7.2)$$

Onde  $i$ , a taxa de descontos, recebe o nome de TIR.

Os valores considerados desejáveis para a TIR são aqueles maiores ou iguais a 12% ao ano, pois é uma taxa equivalente a 0,9488% ao mês, acima daquelas praticadas pela maioria das instituições financeiras brasileiras. Isto é necessário pois quanto maior a diferença entre a TIR e a taxa de financiamento maior será a atratividade do investimento. A taxa de financiamento ou a taxa de outro investimento que se deseja comparar recebe a denominação de Taxa Mínima de Atratividade (TMA), pois pode englobar o custo de oportunidade e o riscos do negócio.

Praticamente todo o recurso que se deseja investir contempla os equipamentos de geração distribuída, contando que se tenha as redes internas da propriedade rural já instaladas. Desta forma, os três recursos foram avaliados separadamente e em conjunto, visando esclarecer algumas peculiaridades das fontes renováveis.

### 7.3 Viabilidade do Cenário Hidro

O cenário da geração hidroelétrica produz 3.376,84MWh anualmente, com uma potência instalada de 900kW e um fator de capacidade de 68%. Supondo que todo o custo da energia consumida pela irrigação mais o custo dos clientes individuais fossem convertidos para o pagamento das instalações hidroelétricas somente, de forma que este custo não variasse durante os anos, o investimento inicial não seria pago em menos de 13 anos. Ao ano o custo gasto com eletricidade é de 128.081,77 reais, contabilizado pela tarifa verde irrigante e baixa tensão **B2** rural, o que é suficiente para cobrir os investimentos se a taxa de desconto for de 4%a.a, figura 7.1.

A TIR, que é calculada em todas as projeções para um tempo de 20 anos, ficou em 7,18% o que talvez seja facilitado pelas agências financiadoras como o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), pois está abaixo do valor da TMA definida como atraente. Entretanto, não foi contabilizado o excedente produzido, o que necessitaria ser compensado de alguma forma. Uma das alternativas já citadas anteriormente, é a formação de cooperativas, de forma a fazer o aproveitamento de toda a energia gerada, reduzindo o tempo de retorno do investimento. De acordo com o Art.1º da Resolução Normativa nº 517, de 11 de dezembro de 2012, que altera a Resolução Normativa nº 482 que estabelece o Sistema de compensação, ambas da ANEEL, define que a compensação deverá ser feita por unidade consumidora de mesmo



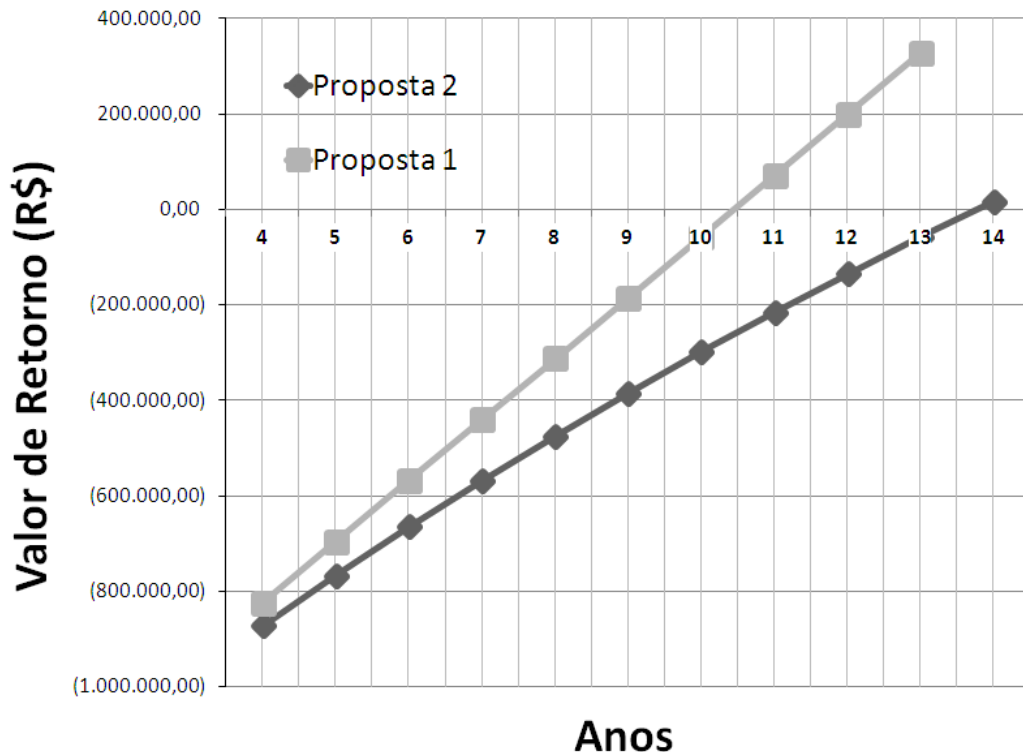


Figura 7.1: Viabilidade econômica para geração hidrelétrica. Taxa de desconto de 0%a.a. na Proposta 1 e 4%a.a. para a Proposta 2, com remuneração anual de 128.081,77 reais.

Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda. Assim a alternativa de formação de cooperativas com este objetivo é perfeitamente possível, pois fica o patrimônio da cooperativa sob a representação de um único CNPJ.

Em uma situação hipotética que o custo anual seja compensado por um valor de 200 mil reais, o período de retorno é diminuído para 8 anos, com uma taxa de desconto de 4%. É oportuno lembrar que o sistema de compensação não tem como objetivo proporcionar lucros para aqueles que desejam investir na microgeração ou minigeração, e sim criar um meio de que a energia excedente possa ser introduzida na rede. Na Resolução Normativa nº 517, no seu Art. 4º, §2º é previsto que “a potência instalada da GD participante do sistema de compensação de energia elétrica fica limitada à carga instalada, no caso de unidade consumidora do grupo B, ou à demanda contratada, no caso de consumidor do grupo A”. Em uma rápida avaliação do que já foi realizado até aqui é possível perceber que a geração está muito acima dos 400kW contratados no período de irrigação, contrariando o preconizado na resolução.

Uma segunda opção seria aumentar a produção de energia garantindo valores ainda maiores que um 1MW, para que se possa entrar no sistema de comercialização de energia. Tolmasquim (44) define os Produtores Independentes de Energia (PIE) como “as pessoas jurídicas ou as em-

presas reunidas em consórcio com concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco”. Para o aproveitamento hidráulico de potência superior a 1MW é necessário a concessão de energia de uso de bem público, além de ter que contribuir com os encargos financeiros da exploração de energia elétrica. Um produtor independente pode comercializar sua potência ou energia com os consumidores livres, concessionária ou permissionário de serviço público de energia elétrica, conjunto de consumidores ou aquele que demonstre que a concessionária local não assegura o fornecimento dentro de 180 dias, contados pela solicitação.

## **7.4 Viabilidade do Cenário Eólico e Solar**

O cenário Eólico analisado pelo custo da energia, ou melhor, pela metade do custo, pois arca somente com 50% da energia consumida pela demanda permanente, não possui viabilidade. Os 4.542,23 reais gastos para pagar a metade do consumo anual da demanda permanente, não é o suficiente para recuperar o investimento de 180.000,00 reais em aerogeradores (Tabela 7.1), pois o tempo de recuperação do investimento ultrapassa a vida útil do equipamento que está sendo considerado como 25 anos. Muito provavelmente aerogeradores de potências nominais maiores sejam mais viáveis do que os de 1kW utilizados, proporcionando uma economia de escala e eventual redução dos custos.

A geração solar também é inviável, possuindo o agravante de ter um fator de capacidade de apenas 20%. Se percebe que as tecnologias de geração intermitente ainda possuem o custo elevado se comparado ao consagrado sistema hidroelétrico, de fator de demanda muito acima destes dois estudados.

## **7.5 Viabilidade dos Cenários Combinados**

A combinação dos cenários compensa através do recurso hidroelétrico a condição de inviabilidade das fontes intermitentes. Na situação em que o custo anual da energia para demanda permanente e temporária é usado para pagar o investimento que é de R\$ 2.121.900,00, ocorreria além dos 40 anos, muito acima da vida útil sugerida para os intermitentes. Já em um caso em que todo o excedente fosse remunerado pela tarifa da concessionária, o valor aplicado para pagar o investimento passaria dos 128.081,77 para 356.991,94 reais. Este valor resultaria em um retorno em menos de 12 anos com uma taxa de desconto a 12% ao ano, contando com uma TIR de 16,82%, visualizado pela figura 7.2. Os recursos de geração combinados tem a vantagem de

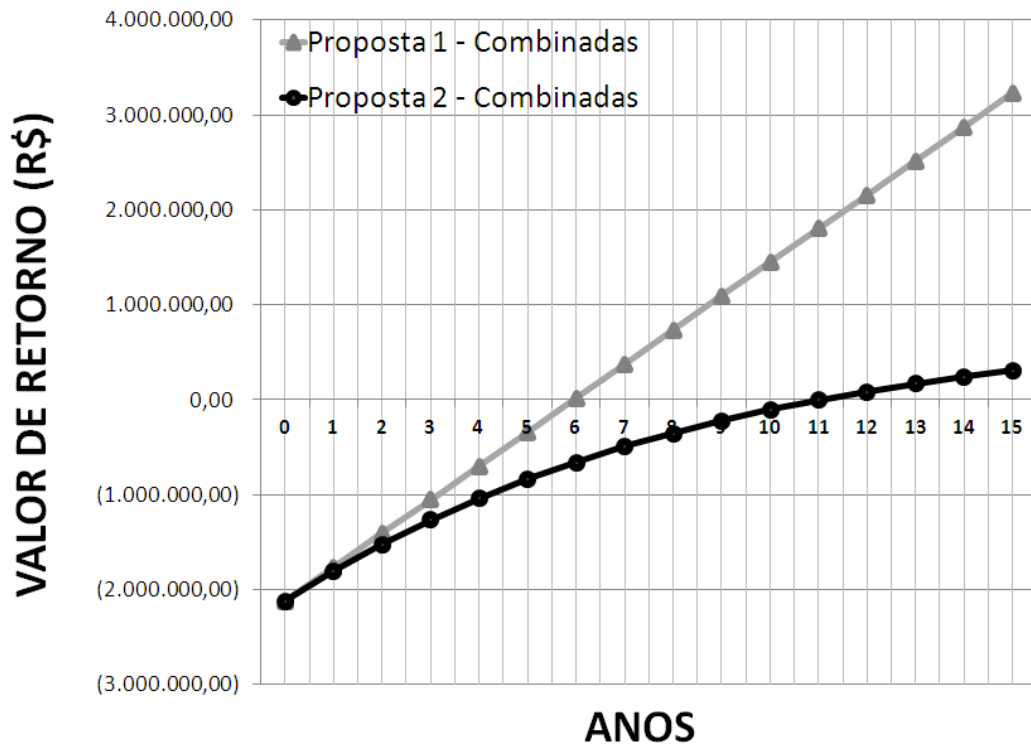


Figura 7.2: Viabilidade econômica para geração hidroeétrica e tecnologias combinadas. Proposta 1 com taxa zero e Proposta 2 com taxa de 12% a.a.

balancear os investimentos ainda caros das intermitentes.

Em uma outra situação onde é comparado a demanda total e a distribuída (Tabelas 7.2 e 7.3), o recurso da geração hidroeétrica dá condições de viabilidade para o cenário combinado, mesmo com um custo total elevado.

Tabela 7.2: Geração Distribuída para a Demanda Completa - Investimentos, Produção e Custos.

Cenário	Investimento	Produção Média	Potência Instalada	Investimento Anualizado*	Tarifa Requerida	Custo Investimento
-	[R\$]	[kWh]	[kW]	[R\$]	[R\$/kWh]	[R\$/kW]
<b>H</b>	1.338.000,00	281.403,74	900,00	170.594,96	0,05	1.486,67
<b>E</b>	1.030.500,00	59.129,71	229,00	131.388,72	0,19	4.500,00
<b>S</b>	4.895.250,00	58.982,68	535,00	624.144,23	0,88	9.150,00
<b>HES</b>	7.263.750,00	399.516,13	1.664,00	926.127,91	0,19	4.365,23

\* - Investimento anualizado com uma taxa de desconto de 12% em um período de 25 anos.

A tabela 7.3 por sua vez, demonstra o quão importante é o tratamento da demanda, onde se vê a redução imediata dos valores de investimento das fontes eólica e solar. Cabe ressaltar que a hidroeletricidade não tem seu valor modificado por que seu uso é destinado a demanda temporária da irrigação, sendo possível a redução dos custos, no entanto, que não foi pesquisado neste trabalho.

Tabela 7.3: Geração Distribuída para a Demanda Distribuída - Investimentos, Produção e Custos.

<b>Cenário</b>	<b>Investimento</b>	<b>Produção Média</b>	<b>Potência Instalada</b>	<b>Investimento Anualizado*</b>	<b>Tarifa Requerida</b>	<b>Custo Investimento</b>
–	[R\$]	[kWh]	[kW]	[R\$]	[R\$/kWh]	[R\$/kW]
<b>H</b>	1.338.000,00	281.403,74	900,00	170.594,96	0,05	1.486,67
<b>E</b>	180.000,00	10.328,33	40,00	22.949,99	0,19	4.500,00
<b>S</b>	603.900,00	7.276,37	66,00	76.997,23	0,88	9.150,00
<b>HES</b>	2.121.900,00	299.008,45	1.006,00	270.542,19	0,08	2.109,24

\* - Investimento anualizado com uma taxa de desconto de 12% em um período de 25 anos.

Um dos resultados mais compensadores foi a do custo da tarifa mínima dos cenários combinados ser de 0,08 reais, completamente viável para um estabelecimento que necessite reaver o investimento o mais rápido possível.

## 8 *Aplicação de Redes Inteligentes*

### 8.1 Introdução

O estabelecimento rural imaginado possui uma rede própria interna ou microrrede contendo algumas ramificações comuns a este tipo de atividade agrícola que permite a propriedade fazer manutenção e adequação dos locais de bombeamento.

Uma *Microgrid* ou microrrede pode ser considerada como uma rede desenvolvida para suprir energia elétrica ou térmica, para uma pequena comunidade, bairro, ou qualquer outro tipo de agrupamento que necessite de insumos energéticos. Sua principal característica é possuir um sistema de geração distribuída em seu interior com diferentes níveis de tensão, uma vez que as tecnologias são frequentemente diferentes. Os geradores empregados são enquadrados também como renováveis em sua grande maioria, dependendo da força cinética da água, vento, térmica pelo biogás e biomassa, ou solar.

Neste capítulo será abordado a estrutura de uma microrrede rural, os equipamentos utilizados, o funcionamento e suas configurações hipotéticas. No final é relatado superficialmente a metodologia de avaliação de impactos e benefícios de duas importantes organizações de pesquisa, sendo estes impactos e benefícios posteriormente relacionados por aspectos e atores.

### 8.2 Estrutura sem GD

A estrutura da microrrede dada pelo estudo de caso, desconsiderando a GD pretendida para implantação, contém um sistema de medição indireta, que contabiliza a demanda e o consumo de energia ativa e reativa para tarifação rural irrigante. O restante da carga tem somente uma leitura de consumo por ser excluída pela concessionária do desconto irrigante. Cada uma das quatro bombas d'água de 100 HP (74,6 kW), possui seu próprio transformador na rede temporária, de potência nominal de 100kVA, que são distribuídos nas proximidades das fontes hidráulicas.

Nesta fase do estudo todos os agrupamentos de clientes, seja ele A, B, C ou D, estão agrupados em um ramal de baixa tensão pertencente a rede sem geração, com um único transformador de 100kVA escolhido para sua alimentação. Foi considerado para fins de controle interno do estabelecimento rural que para cada conjunto de clientes estaria disponível um medidor de consumo de baixa tensão.

O controle das bombas d'água e medição é realizado por meios manuais, assim como toda determinação de vazão, nível da barragem e riacho. Não existe nada automatizado para a operação e manutenção a não ser a proteção obrigatória cobrada pela concessionária junto à medição.

### 8.3 Estrutura com GD

Chowdhury (45), diz que uma *Microgrid* deve ser equipada com um sistema de controle para prover a requerida flexibilidade às operações de funcionamento interno, de conexão com a rede e para a própria manutenção. Relata que é essencial que se tenha interfaces de controle em que atua a eletrônica de potência nos equipamentos de geração. No caso de micro e minigeração estas interfaces nem sempre existem dependendo do equipamento, porém, é necessário em todas as chaves disjuntoras alocadas para que se possa controlar, manualmente a distância ou inteligentemente por um supervisor, a operação, a medição e a proteção.

Desta forma, a rede é organizada em três blocos: a dos grupos consumidores de baixa tensão; aquela que contém as bombas e turbinas hidráulicas; e a Central de Controle. Em cada uma existem chaves disjuntoras vistas na figura 8.1, que permitem a execução de alguma operação importante na microrrede. A seguir estão listadas as chaves e suas funções:

- **ChRpRc** - disjuntora que permite o acoplamento entre a Rede Privada e a Rede Concessionária;
- **ChRH** - executa a ligação entre a Central de Controle e a parte hidráulica de irrigação e minigeração;
- **ChGH1, 2 e 3** - faz a conexão da geração hidrelétrica com o ramal hidráulico;
- **ChBH1, 2, 3 e 4** - energizam as bombas hidráulicas de irrigação;
- **ChRR** - permite o fluxo de energia entre a Central de Controle e os conjuntos de Clientes Rurais;

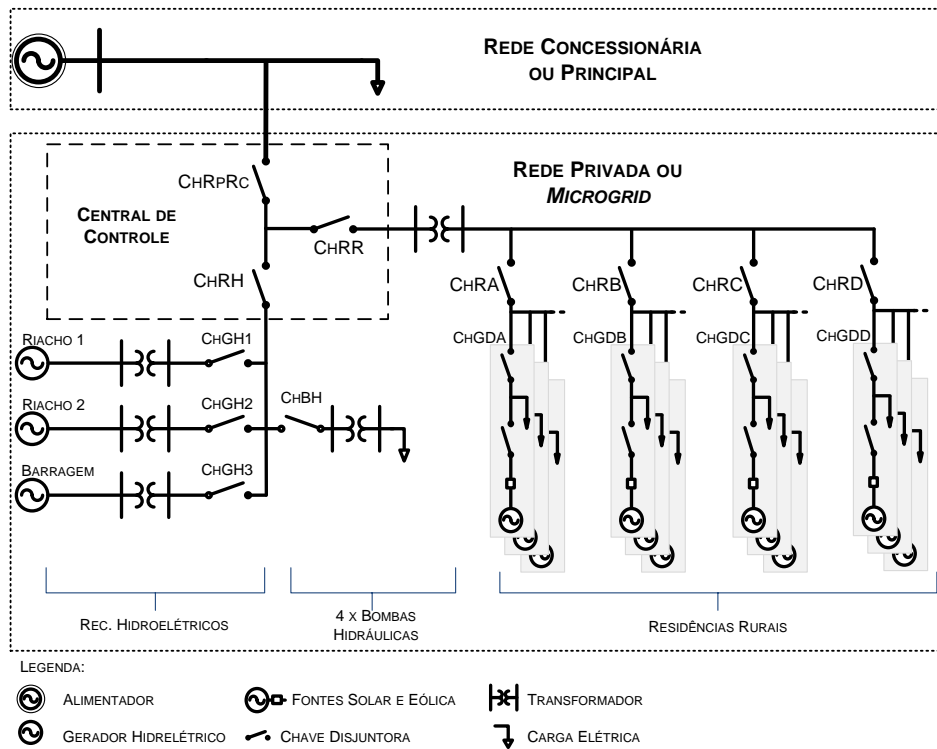


Figura 8.1: Diagrama unifilar da região de atuação da Microrrede, chaves disjuntoras e supervisorio.

- **ChRA, B, C e D** - chaves que dão condições dos conjuntos permanecerem isolados, ligados aos demais ou à concessionária de energia;
- **ChGDA, B, C e D** - são as chaves que representam a opção de abastecer os conjuntos com energia proveniente das fontes renováveis.

É necessário que todas as chaves sejam monitoradas pela Central de Controle onde se encontra o sistema supervisorio, e que outras funções estejam presentes nos equipamentos distribuídos, como o envio de dados da medição elétrica, de sensores diversos, etc.

## 8.4 Equipamentos

A Central de controle reúne os equipamentos adequados para receber os sinais do sensoriamento distribuídos pela propriedade, para processar, e para tomar as decisões sobre como agir. Suas ações serão executadas sobre as chaves obrigatoriamente e sobre os dispositivos de controle que possuírem as interfaces de eletrônica de potência requeridas. De forma geral, a Central é responsável apenas por dois objetivos, módulos ou funções fundamentais: de proteção e controle; e de tornar a rede operacional.

A proteção e controle diz respeito aos requisitos de segurança durante as atividades de acoplamento das diversas fontes renováveis com a rede, do controle do nível de tensão, defasagem e frequência. Também determinando se o sistema é capaz de suprir a energia demandada antes de uma passagem para o modo de operação isolado (*stand-alone*), e durante a exportação de excedentes. Em outras palavras, pode-se dizer que a proteção e controle é a camada de tecnologia aplicada encarregada pelo perfeito funcionamento da rede, cuidando para que a proteção atue o mais rápido possível, de forma coordenada e seletiva, evitando danos à rede.

Para cumprir com esta finalidade alguns equipamentos são determinantes como:

- As Chaves Disjuntoras apresentadas na figura 8.1, com controle manual próprio e telecomandado;
- Medidor para Net Metering<sup>1</sup> dotado de comunicação sem fio para transmissão de dados em ambos os sentidos. Deve permitir a leitura remota pelo consumidor, e o controle de conexão/desconexão com a rede;
- Medidor de energia em média e baixa tensão que possibilita a medição de energia ativa e reativa nos dois sentidos de fluxo energético em todas as chaves, exceto nas ChGH e ChBH. O medidor deve possuir comunicação sem fio para transmissão dos dados de medição;
- Medidor de energia em média e baixa tensão de único sentido, para medição das energias ativas e reativas, com transmissão de dados por meios sem fio, para as chaves da exceção do item anterior;
- O controle do conjunto gerador hidráulico e dos controladores de carga de geração eólica e fotovoltaica devem ser possuidores de mecanismo de sincronização de frequência e nível de tensão, através de comunicação sem fio. O conjunto hidráulico deve possuir proteção contra sobrevelocidade;
- Equipamento supervisor para processamento das informações das três fontes renováveis envolvidas.

Entre os dispositivos enunciados acima, algumas características são comuns a todos. Os sistemas de comunicações devem ter a capacidade de transmitir os dados a uma distância mínima de 1km. Devem ser dotados de proteção contra curto-circuito, descargas atmosféricas, sub e sobretensão.

---

<sup>1</sup>Equipamentos que permitem a medição nos dois sentidos do fluxo de potência registrando os custos e a compensação.



Os equipamentos que se encontram na camada operacional da *microgrid* mensuram também as variáveis ambientais. Quando somadas às elétricas, este conjunto de dados possibilita a avaliação da situação atual da rede, projeções operacionais para diferentes perspectivas futuras, buscando a melhor situação técnica e econômica. Os atributos de redes inteligentes se fazem presentes junto a essa função que relaciona os benefícios citados anteriormente e que serão explorados ainda em seção posterior.

O sensoriamento e as variáveis que permitem a operacionalização da microrrede são listadas junto aos equipamentos de geração, controle e proteção, sendo eles:

- Geradores Hidroelétricos - Presença de sensor de nível, fluxo d'água, rotação e temperatura do gerador. Medição de tensão, corrente, potência ativa, reativa, aparente, fator de potência, distorção harmônica e frequência.
- Geradores Eólicos - Anemômetros distribuídos por conjunto de clientes, para coletar a direção e a intensidade do vento. Tensão e corrente fornecidos pelos controladores de carga e pelo conjunto de baterias presente em cada cliente individual (Armazenamento CC), visto que os aerogeradores permanecem localizados centralizados por grupo consumidor, porém, individualizados por cliente;
- Geradores Solar Fotovoltaicos - Leitura de tensão e corrente fornecidas pelo controlador de carga e pelo conjunto de baterias presentes em cada cliente individual;
- Chaves Disjuntoras - Sensor de posição de aberto ou fechado em cada chave.

É fundamental que se observe na proposta deste estudo, que não existe o controle de eletrodomésticos nos clientes individuais, apesar de algumas pesquisas precursoras das *Smart Grids* apontarem excelentes ganhos de eficiência energética, mas principalmente a manipulação da configuração da rede e de seus elementos.

## 8.5 Funcionamento

Quando se pensa nos benefícios que uma microrrede pode trazer ao desenvolvimento rural, os custos dos equipamentos e a complexidade da função de proteção e controle torna difícil de se visualizar que a operação da rede tem relação direta com o período e horário de despacho da energia produzida. Nesta seção será abordado o caso base (*Baseline*) quando não existem

fontes de geração, divisões em períodos e o funcionamento da rede opera manualmente, determinando as variáveis que influenciam, os equipamentos envolvidos, os benefícios e a produção de energia.

### 8.5.1 Baseline

Uma rede privada sem a geração renovável disponível é o caso até então estudado e visto na figura 5.7 na qual é incapaz de ser atuante impedindo qualquer desabastecimento de energia que porventura venha a ocorrer, e sofrendo com os riscos de seca ou excesso de chuvas que podem afetar a produtividade. Entretanto, é com esta configuração que as chaves disjuntoras permanecem em qualquer situação de risco ou desligamento do supervisor, caso não seja o sistema interligado de distribuição o responsável pelo problema (Figura 8.2), e naquelas situações de manutenção em que seja necessário o desligamento total do equipamento GD.

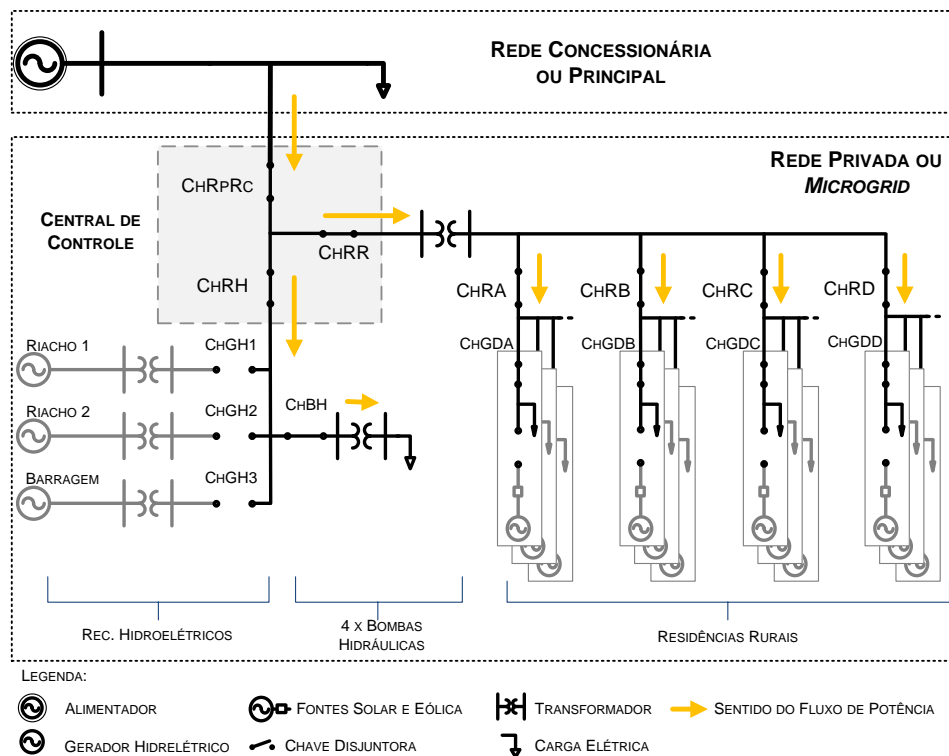


Figura 8.2: Diagrama unifilar do caso base durante a irrigação.

### 8.5.2 Atuação da Microrrede no Período de Irrigação

No período de irrigação a prioridade para o estabelecimento é a água requerida para o cultivo de arroz para o seu desenvolvimento perfeito. Dependendo das condições climáticas e

do regime de chuvas pode ocorrer que as águas necessitem ser drenadas em um volume maior do que o normal e que isto influencie a produção da energia deixando a exportação para a concessionária em um segundo plano. De outra forma, pode haver chuvas em excesso levando a produção agrícola ao prejuízo e oportunizando uma excelente geração de energia hidrelétrica.

Durante um dia normal a microrrede também sofreria várias configurações diferentes, podendo prever os horários de impacto no sistema de distribuição, para aproveitamento das diferentes bandeiras tarifárias impostas no sistema de compensação ou que atendam a eventuais critérios do contrato se produtor independente (PIE). Em outros momentos também pode alimentar dispositivos de armazenamento como baterias ou mesmo mudar sua configuração para a manutenção própria. Logo se percebe o quanto o clima afeta os objetivos da microrrede, tanto quanto a busca pelo melhor perfil de geração em períodos normais, e que isto se mostra como uma vantagem.

A forte característica de adaptabilidade que a rede inteligente possui, procura extrair de qualquer situação ganhos que antes não poderiam ser alcançados, como por exemplo, estar fornecendo energia para outros estabelecimentos rurais após incidentes que impossibilitem a manutenção da rede de distribuição em poucas horas.

Assim, algumas hipóteses de configuração da microrrede foram estruturadas, explorando o potencial de oportunidades, e detalhes de funcionamento com o equipamento que já foi relacionado.

### **Período de Irrigação - Primeira Hipótese**

A modalidade tarifária verde, mais adequada para os produtores rurais orizícolas, faz com que grande parte dos estabelecimentos liguem suas bombas hidráulicas no horário da noite, geralmente entre as 21h e 6h da manhã, para irrigar a um custo reduzido pelo desconto do irrigante. Concomitante a esse consumo acentuado ocorre o menor consumo entre os clientes individuais. Logo, é oportuno que todo o excedente esteja a disposição da concessionária, fornecendo a maior quantidade possível de energia, inclusive a gerada por meio eólico e solar (Figura 8.3).

Estando a rede no caso de *baseline*, a central de controle entra em modo de operação, verificando se os níveis de água nos reservatórios, vento ou insolação são suficientes para alimentar a carga própria, e proporcionar o envio de excedentes à concessionária. Feito isso, escolhe o modo de configuração mais apropriada para o horário, com base nas tarifas se pertencente ao sistema de compensação ou termos de contrato caso PIE. Por sua vez a função de proteção e controle

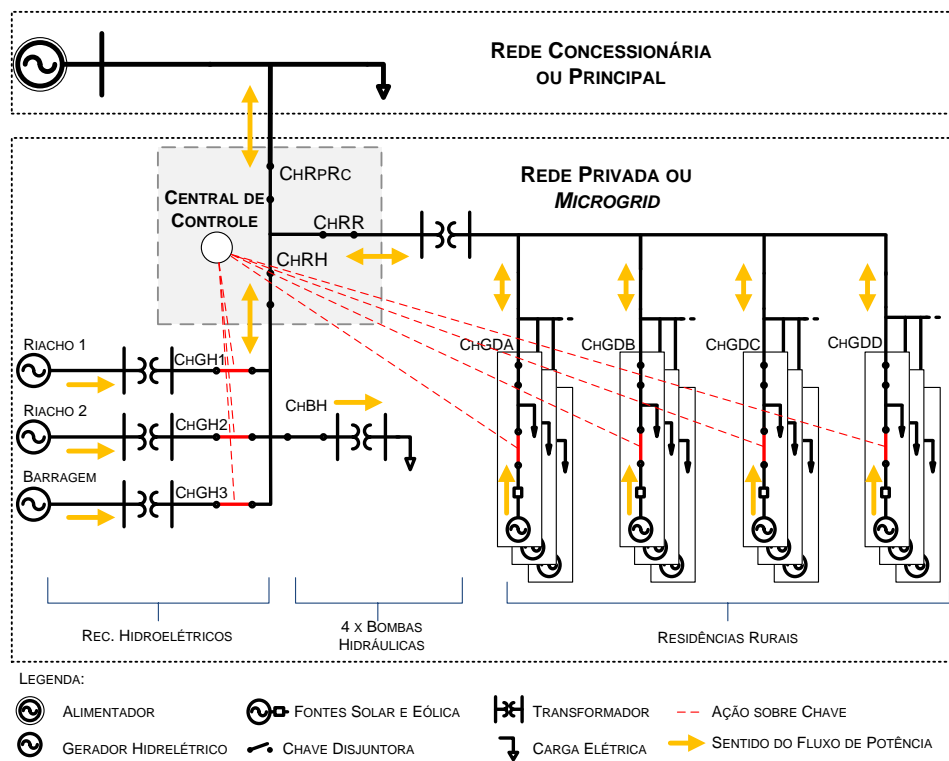


Figura 8.3: Diagrama unifilar da primeira hipótese de funcionamento.

assume o controle do supervisor, acionando os geradores hidráulicos para que permaneçam na mesma frequência e acima do nível de tensão da rede principal sensorizada. Após ocorrer o sincronismo e depois de verificado que o sistema está sob total supervisão e segurança, o módulo de operação é retomado e coordena as disjuntoras **ChGH** para executar o chaveamento em tempos diferentes, evitando acumular as distorções no sinal de tensão e corrente. Como as disjuntoras **ChR** e **ChGD** já estão fechadas pela microrrede partir do caso base, aos medidores de *Net Metering* é solicitado que verifiquem suas condições de carga ou excedente, de forma que cada medidor tenha decisão própria sobre a situação. No caso de ocorrer excedentes o equipamento de *Net Metering* solicita permissão ao supervisor para ele o próprio realize a ligação com a rede, sendo isso feito coordenadamente, conexão por conexão.

Caso contrário, a conexão com a microrrede é suspensa e a geração distribuída passa a alimentar o consumidor de forma totalmente isolada.

O diagrama da figura 8.4 mostra de forma simplificada a distribuição da GD no interior da propriedade e os meios de eletrônica de potência que devem ser subentendidos, o armazenamento, medição e controle que podem ser efetuados. O armazenamento foi previsto de duas formas, com baterias em corrente contínua ou em corrente alternada - por meio de alguma estocagem energética (aquecendo água, resfriando, etc).

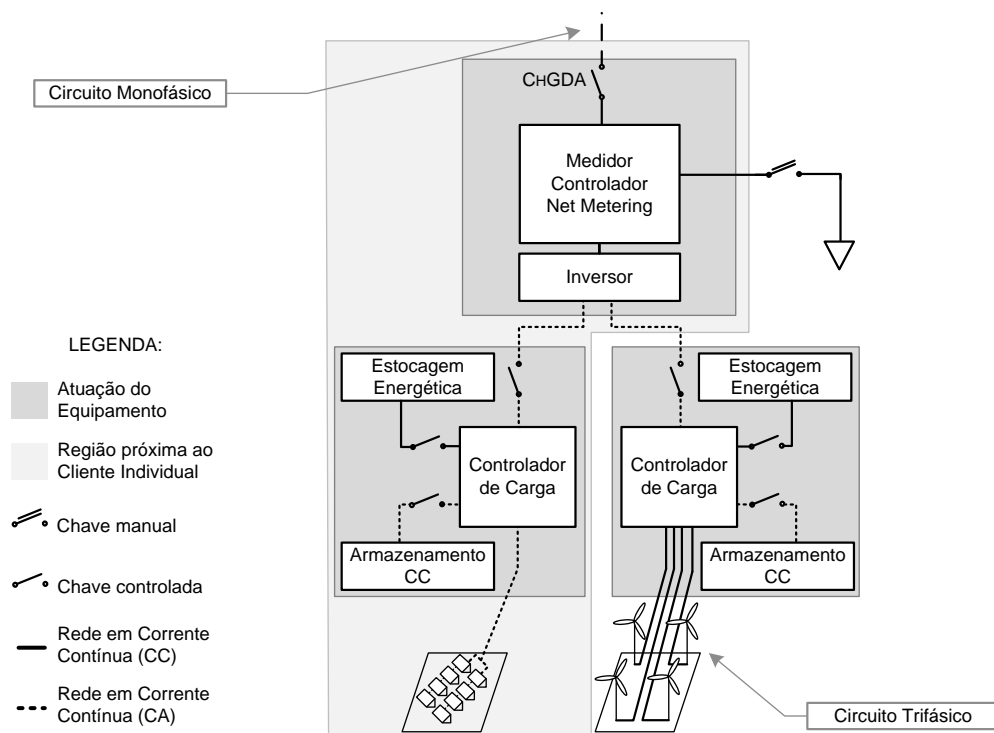


Figura 8.4: Diagrama unifilar do chaveamento, controle, conversão e armazenamento da geração distribuída solar e eólica.

### Período de Irrigação - Segunda Hipótese

Próximo das 6h da manhã a central de controle inicia novas verificações, pelo módulo de proteção e controle em busca de defeitos ou erros, passando ao módulo de operação para que seja realizada a reconfiguração da *microgrid*. Neste horário os consumidores agregados ao estabelecimento iniciam suas atividades diárias consumindo maior quantidade de eletricidade e para não ocorrer o risco de desabastecimento ou inversão do fluxo, os clientes são desconectados da rede ficando isolados. Na sequência, o módulo de operação verifica as atuais condições de recursos e após determina que as chaves **ChR** e **ChGD** sejam abertas, conforme apresentado na figura 8.5. Se algum cliente necessitar ser alimentado com energia elétrica de outro fornecedor, a chave **ChGD** de seu grupo consumidor não abrirá assim como a **ChR**, ficando a desconexão de cada cliente por conta do medidor de *Net Metering*. Uma vantagem das residências ficarem isoladas é ter as perdas reduzidas, não sendo necessário transformação de energia, o que ocorre quando a alimentação é externa, existindo maior probabilidade de falhas.

O restante do sistema não é mudado, exportando o que for possível para a concessionária, enquanto sua irrigação própria estiver conectada pelas chaves **ChBH**.

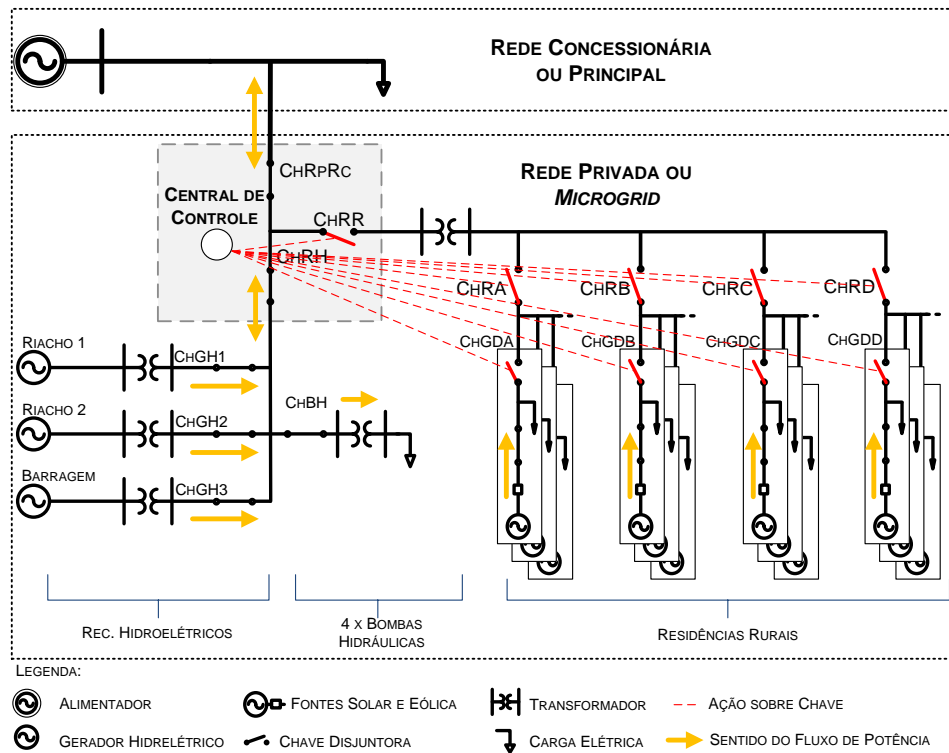


Figura 8.5: Diagrama unifilar da segunda hipótese de funcionamento.

### Período de Irrigação - Terceira Hipótese

A terceira configuração, horário das 14h até 21h, visa novamente suprir a concessionária com o máxima quantidade de energia. Para isso as bombas de irrigação são desligadas através da chave **ChBH** durante o horário de pico, contemplando benefícios na compensação e auxiliando a concessionária na manutenção da rede de distribuição.

É imperativo que se entenda, que o excedente é a energia não utilizada pelas bombas hidráulicas ou pelos consumidores individuais. Os controladores de carga e o sistema medidor de *Net Metering* devem ser capazes de calcular o que pode ser dado além da carga demandada, não comprometendo a energia armazenada no banco de baterias. A limitação ocorre pelo sensoriamento de corrente máxima exportável, que deve ser menor que o limite de proteção do sistema.

O sistema retornando para a hipótese 1 justamente no período de maior demanda, pode não ter excedente e forçar o desligamento da chave **ChRpRc**, que liga a microrrede a rede principal. Se isso ocorrer as chaves **ChRH**, **ChRR** e **ChR** são simultaneamente desligadas, e o gerador do Riacho 1 se torna a referência de tensão e frequência para a geração hidráulica. Outra vez ficando os clientes residenciais isolados, permanecendo abastecidos pelo seu sistema de geração

próprio ou pelo banco de baterias.

### 8.5.3 Atuação da Microrrede no Período de Entressafra

As diferenças que ocorrem entre o período de irrigação e entressafra dizem respeito não somente ao custo diferenciado da tarifa de energia, mas também pela razão que existe esta diferença - o regime de chuvas. Devido a barragem ter sua água deplecionada para a irrigação e para a geração hidrelétrica durante praticamente todo o período de safra, ela deve ser conservada sem uso nos meses de maio a outubro, acumulando água como fonte de *backup*. Conforme os dados obtidos pelo INMET, a região é privilegiada em precipitações no período de safra e consegue ter reposição se respeitado o intervalo mínimo estipulado (Figura 8.6). Como con-

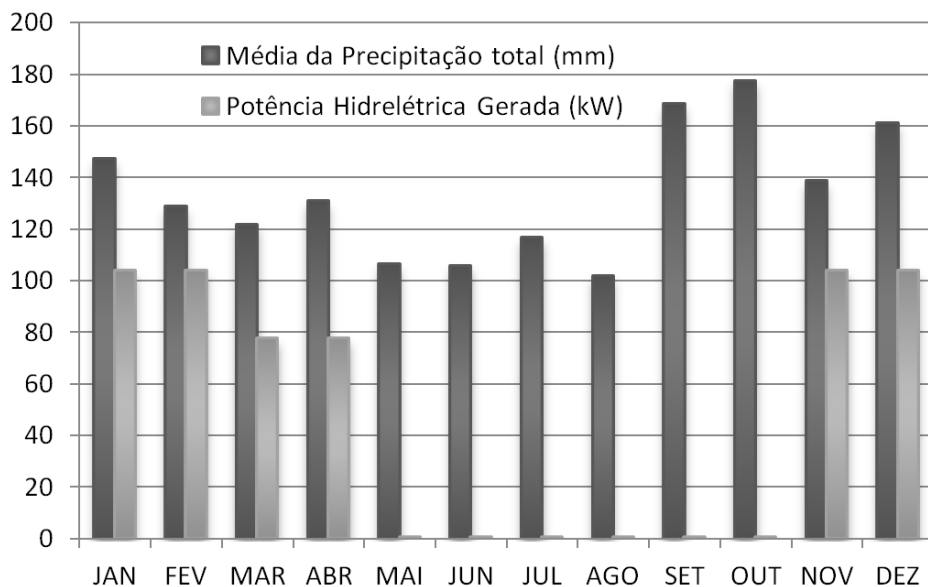


Figura 8.6: Média da precipitação total da região e Potência hidrelétrica gerada mensalmente barragem. Fonte: INMET, média de precipitação entre os anos de 2003 a 2012.

sequência a micro central da barragem não opera durante este intervalo, a não ser em ocasiões em que ocorra excessivas chuvas, evitando o vertimento e o desperdício do potencial energético.

As situações previstas para a entressafra seguem o mesmo padrão avaliado para a irrigação, porém, sem a geração hidráulica completa e obviamente sem as bombas de irrigação. Neste período o excedente é máximo e novamente o aspecto econômico se torna importante, pois a energia gerada podem ser:

- Compensada;
- Comercializada se o produtor possuir mais de 1MW;

- Usada para o processo de secagem do arroz ou para algum outro processo.

Se a ideia for compensar, talvez encontre dificuldade na legislação que prevê ao consumidor compensado o limite da geração igual a carga instalada para BT ou a demanda contratada para o subgrupo A4. Ainda assim, se esta compensação fosse possível, não se realizaria pois a energia produzida é sempre maior que o consumido, ou seja, os créditos com a concessionária expirariam com o tempo, para este caso estudado. Por outro lado se a GD hidrelétrica fosse reduzida e a eólica e solar fossem deixadas de lado (investimentos também), indiscutivelmente essa opção seria mais interessante pelo resgate mais rápido daquilo que foi investido.

## 8.6 Impactos e Benefícios

Algumas vantagens deste estudo de caso com aplicação de redes inteligentes serão apresentados aqui, tendo como base a visão metodológica para estimar benefícios e custos de projetos de redes inteligentes da EPRI (9). O documento da referência foi elaborado na experiência de 9 demonstrações de projetos *Smart Grid* Americanos, com o objetivo de catalizar a formação conceitual e criar padrões de comparação do que seria uma rede inteligente. Atualmente outro grande centro de pesquisas usa esta mesma referência para delinear seus projetos, o *Joint Research Centre* (JRC) do *Institute for Energy and Transport* da Comissão Europeia (46), que é o responsável pelos estudos da eficiência energética, e das tecnologias inovadoras e sustentáveis na Europa.

As metodologias da EPRI e da JRC deixam claro a diferença entre os benefícios e os resultados obtidos com um projeto deste tipo. Consideram como resultados ou impactos todas as ações que causem melhorias ao sistema, como por exemplo, uma ação que resulte na redução no pico de carga. Porém, se este resultado não trouxer uma redução monetária não poderá ser definida como benefícios.

Pela EPRI a dinâmica para abordar tais custos e benefícios são realizados nos 10 passos relacionados abaixo, e distribuídos em três fases distintas: a de caracterização; de levantamento dos benefícios; e a de comparação, dentre os quais alguns já esboçados superficialmente. Os passos por sua vez são:

- Caracterização do Projeto:
  1. Elementos do projeto - quando é repassado as tecnologias e objetivos;
  2. Funções - identifica o conjunto padronizado de funções da rede *Smart*;



3. Caracterização - avalia a principal característica do projeto.

- Levantamento dos Benefícios

1. Benefícios - mapeia as funções da padronização;
2. Baseline - define a referência;
3. Dados - identifica os dados necessários para estimar o caso de referência e os benefícios;
4. Quantificação - calcula os benefícios estimados;
5. Monetização - monetariza os valores quantificados.

- Comparação:

1. Custos - estimar os custos mais relevantes;
2. Custo benefício - comparação dos custos benefícios.

Foi considerado que a caracterização do projeto tenha sido feito durante o processo de construção e desenvolvimento do trabalho, assim como as etapas 1 e 2 do levantamento dos benefícios. As outras etapas não foram realizadas pela complexidade e exigência de tempo necessários para a sua avaliação. No entanto, foi decidido por apenas citar os impactos e benefícios proporcionados pelas redes *Smart*, incluindo a distribuidora como integrada ao sistema de inteligência em alguns itens.

Os principais atores envolvidos e que percebem estes impactos em sua maior intensidade são as propriedades rurais e as concessionárias de distribuição. Outros elementos que atuam implicitamente são as indústrias, que participam vendendo as soluções tecnológicas, e o governo que influencia com políticas de incentivos fiscais, e programas de financiamentos a taxas reduzidas.

Dentre os muitos aspectos existentes quatro foram destacados: o técnico; o econômico; o social; e o ambiental. Sendo que os dois últimos não tiveram ênfase durante os dimensionamentos.

### **Impacto/Benefício Técnico**

- Para a propriedade:

- com a produção de energia com reduzida distorção harmônica;

- redução dos danos nos equipamentos causados pelos níveis errôneos de tensão regulados após faltas;
  - redução nas interrupções de energia pelo capacidade de ilhamento;
  - redução das perdas técnicas com a diminuição das distâncias entre geradores e a demanda;
  - possibilidade de controle do consumo e demanda em cada nó da microgrid;
  - controle de multas de ultrapassagem da demanda contratada;
  - controle rígido do horário de irrigação evitando desperdícios e a entrada nos horários de ponta;
  - possibilidade de expansão do sensoriamento para controle da lâmina d'água;
  - sistema de proteção integrado;
- Para a concessionária:
    - redução das perdas técnicas;
    - redução do carregamento das redes e conseqüente aumento da vida útil;
    - melhoria do nível de tensão;
    - opção de isolamento de parte do ramal na ocasião de acidentes ou incidentes envolvendo a rede à montante;
    - medição e faturamento à distância;
    - transferência da carga no horário de pico;
    - redução de perdas comerciais pelo monitoramento *online* das potências consumidas;
    - redução de sobrecargas e desligamentos;
    - melhoria dos índices de qualidade (DIC, FIC, DEC, FEC, DMIC).

### **Impacto/Benefício Econômico**

- Para a propriedade:
  - reduz os gastos com a compra de energia;
  - reduz o consumo de energia pelo controle do horário de irrigação;
  - aumenta a produtividade do agronegócio, pois além de propiciar controle na irrigação fornece meios de monitorar a umidade, temperatura, vazão, entre outras variáveis que permitem ações preventivas de controle da produção;

- reduz os custos de substituição e manutenção por falta de qualidade na energia.
- Para a concessionária:
  - redução dos custos com leituristas;
  - reduz os custos com deslocamentos desnecessários das equipes de manutenção que é facilitada pela detecção por sensoriamento;
  - reduz eventuais multas pagas pelo não cumprimento dos índices de qualidade;
  - atrasa ou mesmo torna desnecessário o investimento em reforços nas redes de distribuição.

### **Impacto/Benefício Social**

- Para a propriedade:
  - diminuição dos riscos com acidentes envolvendo eletricidade;
  - melhoria da qualidade de vida pela redução das quedas de energia e queima dos equipamentos;
  - valorização do serviço no campo;
  - oportuniza a qualificação técnica dos funcionários.
- Para a concessionária:
  - reduz o desgaste das equipes de manutenção.

### **Impacto/Benefício Ambiental**

- Para a propriedade:
  - mitigação das ocorrências e efeitos de incêndios no campo, pelo monitoramento, controle e sensoriamento;
  - Controle da quantidade e qualidade da água empregada e retornada para os meios hídricos;
  - Redução dos gases tóxicos pela diminuição do uso de combustíveis fósseis das bombas de backup nas ocorrências de falta de energia.
- Para a concessionária:
  - redução da compra de energia fazendo que em consequência as geradoras reduzam a necessidade de gastos com combustíveis (salvo hidrelétricas).

## **9    *Considerações Finais***

### **9.1    Introdução**

O modelo que foi criado e abordado como estudo de caso, atingiu inúmeros resultados positivos. Neste capítulo serão abordados em três seções os resultados mais significantes. A primeira seção se destina àqueles resultados que têm vínculos com o dimensionamento, a segunda com a viabilidade, e a terceira seção com o intuito de discutir a implantação da rede inteligente.

### **9.2    Resultados dos Dimensionamentos**

O perfil mais marcante das propriedades agrícolas de plantação de arroz, talvez seja a forma com que as ações de gerenciamento da energia são realizados. O uso da eletricidade e do diesel geralmente é feito no processo produtivo sem muito controle e de forma intuitiva, com baixos níveis de automação. A qualidade do solo, do cultivar, do período de semeadura e o clima, são algumas das variáveis que tomam conta das preocupações de quem gerencia o funcionamento destes estabelecimentos, e que buscam a maior produtividade por área plantada.

Dimensionada no Capítulo 4, a geração distribuída renovável conduz o proprietário a muitas oportunidades que em alguns momentos parecem ser exageradamente positivas. Entretanto, levantamentos mal elaborados e sem a devida prescrição histórico de dados de vento, irradiação, do regime pluvial e hídrico, podem sim conduzir a estimativas perigosas a um pretense investidor. Apesar de não ter sido almejado os aspectos técnicos específicos do local de instalação dos três recursos estudados, é outro fator que contribui sensivelmente ao desempenho da geração, colaborando para o insucesso das funcionalidades.

A contribuição do Capítulo 5, foi a de orientar um produtor rural sobre quais opções são possíveis na gestão entre as atividade de consumir, consumir com eficiência ou produzir energia associada aos demais atributos. O importante papel de um pré-projeto que defina o que se é

permitido e o que se deseja fazer com a eletricidade produzida, pode condicionar o investimento a cenários que não proporcionem lucros ou mesmo que demandem fortunas. Durante o estudo de caso o que balizou as decisões foram as figuras 5.1 e 5.8, criando uma metodologia de avaliação que é baseada no planejamento integrado.

Uma alternativa para favorecer a viabilidade do proposto, que era da energia eólica e solar assumirem a carga permanente, foi a de reduzir a demanda por meio de energias não-elétricas, resultado principal atingido pelo Capítulo 6. Isso proporcionou uma redução da potência elétrica instalada sem prejuízos aos serviços e usos-finais, e uma economia nos investimentos com geração distribuída, que será esclarecida na seção 9.3.

Para as concessionárias esta redução de eletricidade é de dupla via quando se pensa em instalações de redes de distribuição rural já construídas, favorecendo a distribuidora por não sobrecarregar estas linhas, e prejudicando na venda da energia. Já numa situação em que fosse solicitado a distribuidora construir novas linhas, poderia ser inviável dependendo do nível de isolamento dos demais clientes e da distância do ramal de alimentação. Isso é comprovado pelas tabelas 6.3 e 6.4 da seção 6.4, em que os custos para atender a carga de um consumidor do Grupo A a 5km, que é de 1,90 R\$/kWh para a carga completa, passa a ser 4,54 R\$/kWh para a carga distribuída. Um aumento maior que o dobro da situação de demanda completa.

### **9.3 Resultados de Viabilidade**

A distribuição da demanda entre os equipamentos consumidores de eletricidade e os de outras fontes de energia, beneficiaram a implantação da GD no caso estudado. Duas tabelas foram apresentadas no Capítulo 9 e dizem respeito aos custos para a carga completa e distribuída. Em ambas são verificados os investimentos totais em geração distribuída nos quatro cenários escolhidos para análise. Também é visto a produção total de energia, a potência instalada, o valor do investimento anualizado, a tarifa mínima cobrada para pagar o investimento e o custo por kW que é igual nas duas tabelas.

Na tabela 7.2 se verifica que os maiores investimentos estão relacionados a geração solar fotovoltaica, que tem necessidade de uma potência instalada maior. Este fato é explicado pelo baixo fator de capacidade da tecnologia que não ultrapassou 20%, enquanto a eólica chegou a 36%. Outro aspecto interessante da GD, foi a tarifa mínima encontrada para a hidroeletricidade, que ficou com um valor irrisório se comparada com os demais cenários.

## 9.4 Resultados da Implantação de uma Rede Inteligente

Os inúmeros aspectos positivos permitidos com uma rede inteligente, estão fazendo com que concessionárias de diferentes regiões do Brasil, busquem parcerias com as universidades. Um dos objetivos almejados pelos pesquisadores, é fazer com que a rede tenha ao menos os medidores eletrônicos para controlar o fluxo de energia e coletar as faturas a distância, sem interferências humanas como se realiza atualmente com os leituristas.

Mesmo com as diferentes características de clima, vegetação, relevo e sociais, a tendência é que com o passar dos anos o regulador procure adaptar o sistema brasileiro a condições semelhantes a dos Estados Unidos e Europa, onde o lado da demanda é tão valorizado quando o lado da oferta.

Assim, foi considerado como principal resultado deste trabalho a concepção do modelo com GD instalada, onde foi diagnosticado a complexidade da tarefa de controlar as inúmeras variáveis existentes no meio rural, e reconhecer os elementos fundamentais de funcionamento.

## 9.5 Trabalhos Futuros

As ideias sugeridas para trabalhos futuros são:

- Construção de um modelo computacional otimizado para uso em um maior número de demandas individualizadas e geração distribuída, de forma a simular diversas situações diferentes, com abrangência na micro e minigeração;
- Desenvolver uma relação de benefícios quantificáveis com base neste estudo de caso e modelo, facilitando comparações com outros projetos *Smart Grids* encontrados na literatura;
- Desenvolver uma planilha que possa dar apoio a decisão entre a comercialização da energia e o sistema de compensação;
- Reestruturar o modelo estudado para pequenas agroindústrias, utilizando procedimentos semelhantes aos descritos anteriormente;
- Detalhar os requisitos técnicos de automação, medição e chaveamento à distância, para uma microrrede rural, de forma a ter baixo custo e elevada robustez.

## *Referências Bibliográficas*

- 1 Beyond Petroleum. *BP Statistical Review of World Energy*. London: BP, 2011. 10 p.
- 2 Agência Nacional de Energia Elétrica. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. Brasília: Aneel, 2008. ISBN 9788587491107.
- 3 EPE. *Balanço Energético Nacional 2011*. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2011.
- 4 CAMARGO, C. C. D. B. *Gerenciamento pelo Lado da Demanda - Metodologia para Identificação do Potencial de Conservação de Energia Elétrica de Consumidores Residenciais*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis, SC, 1996.
- 5 American Public Power Association. *U.S. ELECTRIC UTILITY INDUSTRY STATISTICS*. Washington, DC, 2013. 3 p.
- 6 FOX-PENNER, P. *Smart Power: Climate Change, the Smart Grid, and the Future of Electric Utilities*. Washington, DC: Island Press, 2010. 327 p.
- 7 GELLINGS, C. W. *The Smart Grid - Enabling Energy Efficiency and Demand Response*. 1. ed. Lilburn: The Fairmont Press, Inc., 2009.
- 8 SIOSHANSI, F. P. *Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy*. Waltham: Academic Press, 2011. 568 p. ISBN 0123864526.
- 9 Electric Power Research Institute (EPRI). *Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects*. Palo Alto, CA, 2010.
- 10 KELMAN, J. *Desafios do Regulador*. Rio de Janeiro, RJ: Synergia, 2009.
- 11 MALFA, E. *ABB on Sustainable Energy Markets*. Brescia: Università di Brescia, 2002.
- 12 LORA, E. E. S.; HADDAD, J. *Geração Distribuída, Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais*. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- 13 EPE. *Plano Nacional de Energia 2030 - Análise Retrospectiva*. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2007.
- 14 KAGAN, N.; ROBBIA, E. J. a.; SCHMIDT, H. P. *Estimação de indicadores de qualidade da energia elétrica*. São Paulo: Blucher, 2009.
- 15 ROCHA, J. M. As raízes do declínio econômico da Metade Sul do Rio Grande do Sul: uma análise da racionalidade econômica dos agentes produtivos da região. *Anais da Primeiras Jornadas de História Geral Comparada*, FEE, 2000. Disponível em: <<http://www.fee.tche.br/sitefee/download/jornadas/1/s12a5.pdf>>.

- 16 PEREIRA, C. Revista Lavoura Arrozeira. 458, Porto Alegre, p. 03, ago. 2012. Disponível em: <[http://www.irga.rs.gov.br/uploads/revista/edicoes/1347309321revista\\_irga\\_FINAL.pdf](http://www.irga.rs.gov.br/uploads/revista/edicoes/1347309321revista_irga_FINAL.pdf)>.
- 17 Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). *Censo Agropecuário 2006 - SEGUNDA APURAÇÃO*. Rio de Janeiro: IBGE, 2011.
- 18 MARCOLIN, E.; ROBAINA, A. D. Consumo de Energia e Eficiência das Estações de Bombeamento de Lavouras de Arroz Irrigado. *Ciência Rural*, v. 32, n. 2, p. 229–235, abr. 2002. ISSN 0103-8478. Disponível em: <[http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0103-84782002000200008&lng=pt&nrm=iso&tlng=pt](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-84782002000200008&lng=pt&nrm=iso&tlng=pt)>.
- 19 Instituto Rio Grandense do Arroz (IRGA). *Custo de Produção: Safra 2010/2011*. 2010. 4 p. Disponível em: <[http://www.irga.rs.gov.br/uploads/anexos/1293728428Custos\\_de\\_Producao.pdf](http://www.irga.rs.gov.br/uploads/anexos/1293728428Custos_de_Producao.pdf)>.
- 20 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Procedimentos de Regulação Tarifária*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=702&idPerfil=2>>.
- 21 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Resolução Normativa nr 414, de 9 de setembro*. 2010.
- 22 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Resolução Normativa nr 418, de 23 de novembro*. 2010.
- 23 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Resolução Normativa nr 479, de 3 de abril*. 2012.
- 24 JANNUZZI, G. M.; SWISHER, J. N. P. *Planejamento Integrado de Recursos Energéticos*. Campinas: Editora Autores Associados, 1997.
- 25 Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Balanço Energético Nacional 2012*. 1. ed. Rio de Janeiro: EPE, 2012.
- 26 Governo do Rio Grande do Sul. *Atlas Socioeconômico do Estado do Rio Grande do Sul*. 2011. Disponível em: <<http://www.scp.rs.gov.br/atlas/>>.
- 27 FARRET, F. A. *Aproveitamento de Pequenas Fontes de Energia Elétrica*. 2. ed. Santa Maria: Editora UFSM, 2010.
- 28 ELETROBRAS (MME/DNAEE). *Manual de Minicentrals Hidrelétricas*. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 1970.
- 29 AMARANTE, O. A. C. do et al. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. Brasília: Eletrobras, 2001.
- 30 MASTERS, G. M. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. Hoboken: John Wiley & Sons, 2004.
- 31 WIKIPÉDIA. *Radiação Solar*. 2012. Disponível em: <[http://pt.wikipedia.org/wiki/Radia%C3%A7%C3%A3o\\_solar](http://pt.wikipedia.org/wiki/Radia%C3%A7%C3%A3o_solar)>.
- 32 NREL. *PVWatts*. 2012. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/rredc/pvwatts/>>.



- 33 NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. *PVWatts*. 2012. Disponível em: <<http://redc.nrel.gov/solar/calculators/pvwatts/version1/>>.
- 34 UDAETA, M. E. M. *Planejamento Integrado de Recursos Energéticos - PIR- para o Setor Elétrico*. 353 p. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 1997.
- 35 NEWNAN, D. G.; LAVELLE, J. P. *Fundamentos de Engenharia Econômica*. 1. ed. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., 2000.
- 36 WIKIPÉDIA. *Parque Eólico de Osório*. 2009. Disponível em: <[http://pt.wikipedia.org/wiki/Parque\\_eólico\\_de\\_Osório](http://pt.wikipedia.org/wiki/Parque_eólico_de_Osório)>.
- 37 SHÜLER, N. *Inauguração do Complexo Eólico Cerro Chato em Santana do Livramento*. 2012. Disponível em: <<http://www.rs.gov.br/noticias/1/103528/Governador-inaugura-Complexo-Eolico-Cerro-Chato-em-Santana-do-Livramento/5/221//>>.
- 38 Grupo EBX. *Solar Tauá*. Disponível em: <<http://www.mpx.com.br/pt/nossos-negocios/geracao-de-energia/usinas-em-operacao/Paginas/solar-taua.aspx>>.
- 39 Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). *Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa (BDMEP)*. 2012. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=bdmep/bdmep>>.
- 40 Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). *NBR 15569: Sistema de Aquecimento Solar de Água em Circuito Direto, Projeto e Instalação*. Rio de Janeiro, RJ: ABNT, 2008. 36 p.
- 41 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Resolução nr 223, de 29 de Abril*. 2003. 1–11 p.
- 42 VERAS, L. L. *Matemática Financeira: Uso de Calculadoras Financeiras, Aplicações ao Mercado Financeiro, Introdução à Engenharia Econômica*. 4. ed. Rio de Janeiro, RJ: Atlas, 2001.
- 43 MOTTA, R. d. R.; CALÔBA, G. M. *Análise de Investimentos: Tomada de Decisão em Projetos Industriais*. São Paulo: Atlas, 2010.
- 44 TOLMASQUIM, M. T. *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*. Brasília: Synergia, 2011. 54 p.
- 45 CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S. P.; CROSSLEY, P. *Microgrids and Active Distribution Networks*. [S.l.]: Iet, 2009. 297 p. ISBN 9781849190145.
- 46 Joint Research Centre. *Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment*. Westerduinweg, 2012.

## APÊNDICE A – Planilha Administradora

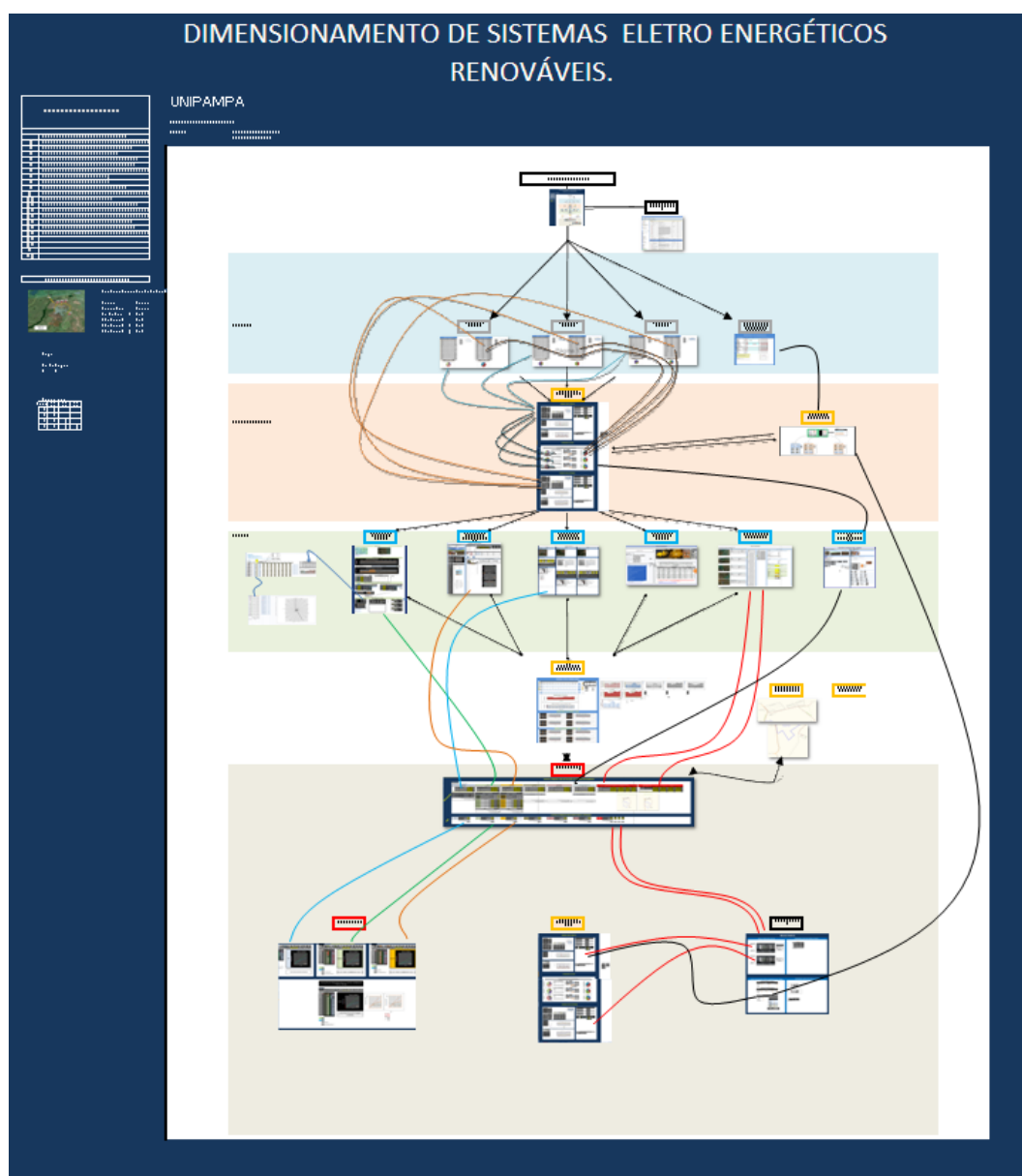


Figura A.1: Planilha Administradora - Relação entre planilhas.

## APÊNDICE B – Planilha Consolidadora

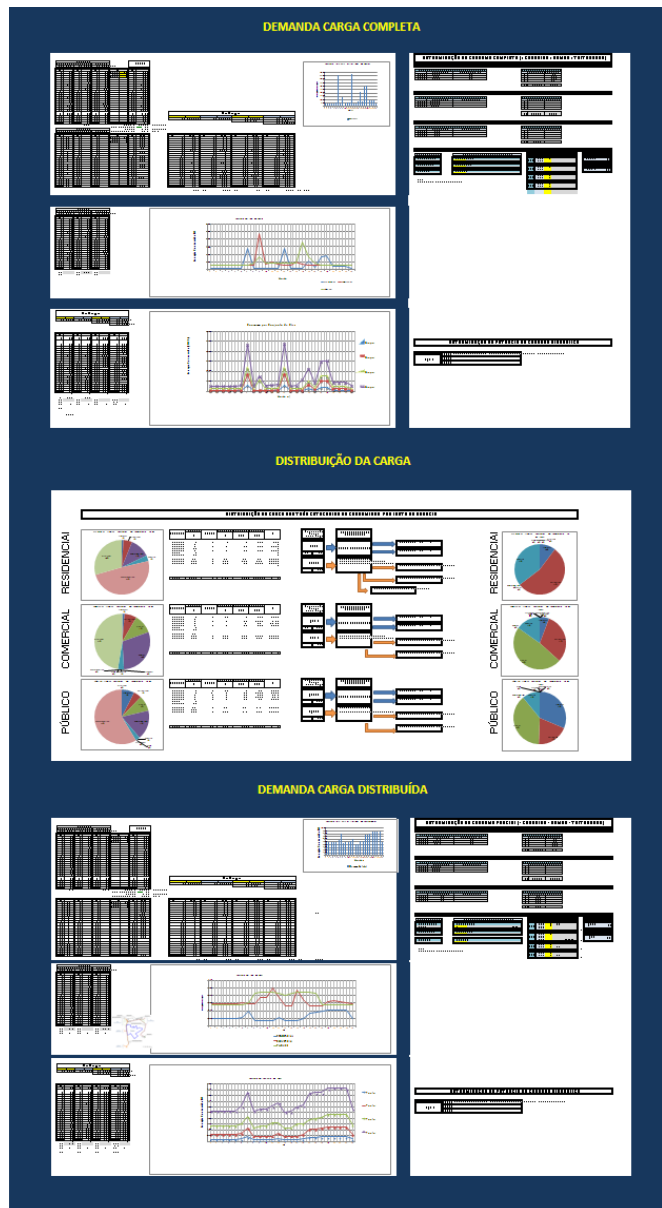


Figura B.1: Planilha Consolidadora - Distribuição de Recursos.

## APÊNDICE C – Planilha Econômica 1

The image displays two screenshots of a software interface for economic planning. The top screenshot shows a detailed view of investment costs for a complete load network, with various data tables and a sidebar on the left. The bottom screenshot shows a similar view for a partial load network, with a focus on maintenance and operation costs. The interface uses a blue and white color scheme with yellow highlights for key data points.

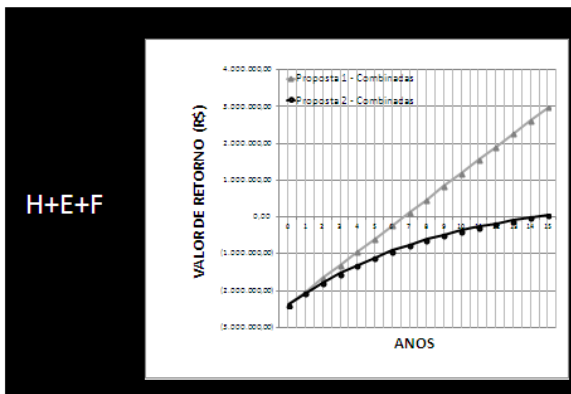
Figura C.1: Planilha Econômica 1 - Relação de Custos de Investimentos, Manutenção e Operação.

# APÊNDICE D - Planilha Econômica 2

## AVALIAÇÃO DE VIABILIDADE PARA AS 3 FONTES COMBINADAS (Custos X Energia)

RESUMO: 20																				
DATA: 04/09/2014 14:15:43	PROJECTO: 001	PROGRAMA: 001	ACTIVIDADE: 001	OPERACAO: 001	CONTO: 001	PERIODO: 001	UNID: 001	VALOR: 001	STATUS: 001											

Dados de Custo e Energia Mês			
Mês	Projeto A - Combustível	Projeto B - Combustível	Projeto C - Combustível
1	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
2	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
3	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
4	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
5	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
6	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
7	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
8	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
9	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
10	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
11	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
12	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
13	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
14	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
15	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
16	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
17	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
18	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
19	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
20	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
21	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
22	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
23	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
24	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
25	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
26	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
27	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
28	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
29	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
30	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
31	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
32	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
33	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
34	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
35	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
36	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
37	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
38	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
39	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
40	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
41	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
42	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
43	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
44	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
45	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
46	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
47	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
48	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
49	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
50	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
51	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
52	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
53	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
54	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
55	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
56	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
57	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
58	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
59	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44
60	10.320.149,44	11.341.149,44	12.362.149,44



CUSTO DE GERAÇÃO PARA AS 3 FONTES COMBINADAS VENDENDO O EXCEDENTE PARA A CONCESSIONÁRIA

- PROPOSTA 1 - Custo de Energia - R\$ 0,113
- PROPOSTA 2 - Custo de Energia - R\$ 0,113

Figura D.1: Planilha Econômica 2 - Viabilidade Econômica.