

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Eduardo Possebon Sauer

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA
ATENDIMENTO DE CONSUMIDORES RURAIS INCLUINDO GD**

Santa Maria, RS
2017

Eduardo Possebon Sauer

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA
ATENDIMENTO DE CONSUMIDORES RURAIS INCLUINDO GD**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau de **Mestre em Engenharia Elétrica.**

Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS
2017

Eduardo Possebon Sauer

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA
ATENDIMENTO DE CONSUMIDORES RURAIS INCLUINDO GD**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 25 de setembro de 2017:

Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Luciane Neves Canha, Dr.^a (UFSM)

Nelson Knak Neto, Dr. (URI - Santo Ângelo)

Santa Maria, RS
2017

RESUMO

METODOLOGIA PARA ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA ATENDIMENTO DE CONSUMIDORES RURAIS INCLUINDO GD

AUTOR: Eduardo Possebon Sauer
ORIENTADOR: Daniel Pinheiro Bernardon

Este trabalho apresenta uma metodologia para análise técnica e econômica para o atendimento de cargas residenciais, com diferentes demandas e situadas na zona rural, com a utilização de fontes de geração distribuídas que podem trabalhar isoladas, conectadas ou ainda, de forma mista com a rede convencional de energia elétrica, isto é, parcialmente isolada e parcialmente conectada à rede de energia. Através da metodologia é possível reduzir custos de geração e definir a melhor topologia de rede, assim como o posicionamento das fontes de geração distribuída. A metodologia consiste em utilizar os dados referentes às fontes de geração distribuída e os dados referentes à rede de distribuição, para, através dos custos de suprimento de energia elétrica e dos custos da rede de distribuição, encontrar o valor presente líquido mínimo entre as fontes e a topologia de rede ótima. Diferentes fontes de geração distribuída serão avaliadas em três diferentes cenários, para então ser calculada a fonte de geração a ser utilizada dentre as analisadas e para a melhor configuração possível ser encontrada. As soluções demonstram que, assim como o tipo de terreno afeta as decisões, o tipo de fonte de energia também afeta, pois seus custos atuais em R\$/kWh ainda diferem muito de uma para outra. Em terrenos com grandes impedimentos, como rios e florestas, as redes de transmissão tendem a sofrer desvios, uma vez que impacta diretamente no custo. Por fim, diversos aspectos se apresentam importantes em um estudo que envolve fontes de geração distribuída, uma vez que em uma zona rural, encontramos desde rios e colinas interferindo na construção de redes de transmissão, como grandes campos de pastagem se apresentam para facilitar a construção das mesmas. Desta forma, através da metodologia empregada obtém-se como resultado final a melhor configuração de rede e a melhor seleção de fonte de energia para o atendimento das cargas.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Zona Rural. HOMER®. ViPQR®.

ABSTRACT

METHODOLOGY FOR TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS FOR RURAL CONSUMERS INCLUDING DG

AUTHOR: Eduardo Possebon Sauer
ADVISOR: Daniel Pinheiro Bernardon

This work presents a methodology for technical and economic analysis for the attendance of residential loads, with different demands and located in the rural area, with the use of distributed generation sources that can work isolated, connected, or even in a mixed way, with the conventional electric power grid, in other words, partially isolated and partially connected to the power network. Through the methodology, it is possible to reduce generation costs and define the best network topology, as well as the positioning of distributed generation sources. The methodology consists of using the data related to the distributed generation sources and the data related to the distribution network, in order to find the minimum net present value between the sources and the optimal network topology. Different sources of distributed generation will be evaluated in three different scenarios, to be then calculated the generation source to be used among the analyzed ones and for the best possible configuration to be found. The solutions demonstrate that just as the type of land affects decisions, the type of energy source also affects, since its current costs in R\$/kWh still differ greatly from one to another. In areas with major impediments, such as rivers and forests, transmission networks tend to suffer drift, since it directly affects the cost. Finally, several aspects are important in a study involving sources of distributed generation, since in a rural area, we find from rivers and hills interfering in the construction of transmission networks, as large pasture fields present themselves to facilitate the construction of their own. Thus, through the methodology employed, the final result is the best network configuration and the best selection of energy source to attend the loads.

Keywords: Distributed Generation. Rural Area. HOMER®. VIPOR®.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Perfil de carga típico em áreas rurais.....	19
Figura 2 - Fluxograma da metodologia proposta.....	41
Figura 3 - Tela principal do software HOMER®	46
Figura 4 - Tela de seleção de equipamentos a serem considerados	47
Figura 5 - Tela principal do software ViPOR® (com um exemplo aberto).....	48
Figura 6 - Solução do ViPOR® diante de um sistema exemplo	49
Figura 7 - Perfil de carga de cada uma das três cargas	50
Figura 8 - Legenda dos elementos visuais do software ViPOR®.....	52
Figura 9 - Configuração “A” para 12 consumidores.....	53
Figura 10 - Solução Configuração “A” para 12 consumidores.....	54
Figura 11 - Configuração “B” para 12 consumidores.....	55
Figura 12 - Solução Configuração “B” para 12 consumidores.....	56
Figura 13 - Configuração “C” para 12 consumidores	58
Figura 14 - Solução Configuração “C” para 12 consumidores	58
Figura 15 - Configuração “A” para 25 consumidores.....	60
Figura 16 - Solução Configuração “A” para 25 consumidores.....	61
Figura 17 - Configuração “B” para 25 consumidores.....	62
Figura 18 - Solução Configuração “B” para 25 consumidores.....	63
Figura 19 - Configuração “C” para 25 consumidores	65
Figura 20 - Solução Configuração “C” para 25 consumidores	65
Figura 21 - Configuração “A” para 51 consumidores.....	67
Figura 22 - Solução Configuração “A” para 51 consumidores.....	68
Figura 23 - Configuração “B” para 51 consumidores.....	70
Figura 24 - Solução Configuração “B” para 51 consumidores.....	70
Figura 25 - Configuração “C” para 51 consumidores	72
Figura 26 - Solução Configuração “C” para 51 consumidores	73
Figura 27 - Gráfico comparativo de custos.....	75
Figura 28 - Gráfico dos custos de geração centralizada e dos custos do sistema de distribuição	76
Figura 29 - Gráfico ilustrativo da extensão das linhas.....	78
Figura 30 - Carga 1 no HOMER®	85
Figura 31 - Modelagem Carga 1 no HOMER®.....	85
Figura 32 - Carga 2 no HOMER®	86
Figura 33 - Modelagem Carga 2 no HOMER®.....	86
Figura 34 - Carga 3 no HOMER®	87
Figura 35 - Modelagem Carga 3 no HOMER®.....	87
Figura 36 - Modelagem Rede Convencional no HOMER®	88
Figura 37 - Modelagem Biodigestor/Gerador a Óleo Diesel “1”	88
Figura 38 - Modelagem Biodigestor/Gerador a Óleo Diesel “2”	89

Figura 39 - Modelagem Biodigestor/Gerador a Óleo Diesel “3”	89
Figura 40 - Modelagem Biodigestor/Gerador a Óleo Diesel “4”	90
Figura 41 - Modelagem Biodigestor/Gerador a Óleo Diesel “5”	90
Figura 42 - Modelagem Painel Fotovoltaico	91
Figura 43 - Modelagem Painel Fotovoltaico “2”	91
Figura 44 - Obtenção VPL para Carga 1 com Rede Convencional	92
Figura 45 - Obtenção VPL para Carga 2 com Rede Convencional	92
Figura 46 - Obtenção VPL para Carga 3 com Rede Convencional	92
Figura 47 - Obtenção VPL para Carga 1 com B/D	93
Figura 48 - Obtenção VPL para Carga 2 com B/D	93
Figura 49 - Obtenção VPL para Carga 3 com B/D	93
Figura 50 - Obtenção VPL para Carga 1 com Painel Fotovoltaico	94
Figura 51 - Obtenção VPL para Carga 2 com Painel Fotovoltaico	94
Figura 52 - Obtenção VPL para Carga 3 com Painel Fotovoltaico	94
Figura 53 - Modelagem de Recurso Solar no HOMER®	95
Figura 54 - Entradas Econômicas no HOMER®	95
Figura 55 - Modelagem das Cargas	96
Figura 56 - VPLs para Fonte de Geração Isolada	96
Figura 57 - VPLs para B/D	97
Figura 58 - VPLs para a Rede Convencional	97
Figura 59 - Tipos de Terreno modelados	98
Figura 60 - Cargas distribuídas no terreno	98
Figura 61 - Dados da rede de distribuição	99
Figura 62 - Dados dos transformadores	99
Figura 63 - Seleção do Modo de Otimização	100
Figura 64 - Solução do Cenário com 12 Consumidores “A”	100
Figura 65 - Solução do Cenário com 12 Consumidores “A” 2	100
Figura 66 - Solução do Cenário com 12 Consumidores “B”	101
Figura 67 - Solução do Cenário com 12 Consumidores “B” 2	101
Figura 68 - Solução do Cenário com 12 Consumidores “C”	102
Figura 69 - Solução do Cenário com 12 Consumidores “C” 2	102
Figura 70 - Solução do Cenário com 25 Consumidores “A”	103
Figura 71 - Solução do Cenário com 25 Consumidores “A” 2	103
Figura 72 - Solução do Cenário com 25 Consumidores “B”	104
Figura 73 - Solução do Cenário com 25 Consumidores “B” 2	104
Figura 74 - Solução do Cenário com 25 Consumidores “C”	105
Figura 75 - Solução do Cenário com 25 Consumidores “C” 2	105
Figura 76 - Solução do Cenário com 51 Consumidores “A”	106
Figura 77 - Solução do Cenário com 51 Consumidores “A” 2	106
Figura 78 - Solução do Cenário com 51 Consumidores “B”	107
Figura 79 - Solução do Cenário com 51 Consumidores “B” 2	107

Figura 80 - Solução do Cenário com 51 Consumidores "C"	108
Figura 81 - Solução do Cenário com 51 Consumidores "C" 2.....	108

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Custos de Suprimento dos Painéis Fotovoltaicos	42
Tabela 2 - Características Específicas utilizadas nos Painéis Fotovoltaicos.....	43
Tabela 3 - Custos Específicos do Biodigestor	43
Tabela 4 - Custos de Suprimento do Biodigestor	43
Tabela 5 - Custos de Suprimento do Gerador a Óleo Diesel	44
Tabela 6 - Características Específicas do Gerador a Óleo Diesel.....	44
Tabela 7 - Custos e Características das Linhas	45
Tabela 8 - Custos e Características dos Transformadores	45
Tabela 9 - Multiplicadores para cada tipo de terreno	45
Tabela 10 - Cargas demandadas por cada uma das três cargas.....	50
Tabela 11 - VPLs para as cargas conectadas a rede convencional.....	51
Tabela 12 - VPLs para as cargas conectadas no painel fotovoltaico.	51
Tabela 13 - VPLs para as cargas conectadas no B/D.....	52
Tabela 14 - Custo das Soluções, Configuração “A”, 12 consumidores	54
Tabela 15 - Custos da Solução Vencedora, Configuração “A”, 12 consumidores.....	55
Tabela 16 - Características da Solução Vencedora, Configuração “A”, 12 consumidores.....	55
Tabela 17 - Custo das soluções, Configuração “B”, 12 consumidores.....	57
Tabela 18 - Custos da Solução Vencedora, Configuração “B”, 12 consumidores.....	57
Tabela 19 - Características da Solução Vencedora, Configuração “B”, 12 consumidores.....	57
Tabela 20 - Custo das soluções, Configuração “C”, 12 consumidores.....	59
Tabela 21 - Custos da Solução Vencedora, Configuração “C”, 12 consumidores.....	59
Tabela 22 - Características da Solução Vencedora, Configuração “C”, 12 consumidores.....	59
Tabela 23 - Custo das Soluções, Configuração “A”, 25 consumidores	51
Tabela 24 - Custos da Solução Vencedora, Configuração “A”, 25 consumidores.....	61
Tabela 25 - Características da Solução Vencedora, Configuração “A”, 25 consumidores.....	62
Tabela 26 - Custo das soluções, Configuração “B”, 25 consumidores.....	64
Tabela 27 - Custos da Solução Vencedora, Configuração “B”, 25 consumidores.....	64
Tabela 28 - Características da Solução Vencedora, Configuração “B”, 25 consumidores.....	64
Tabela 29 - Custo das soluções, Configuração “C”, 25 consumidores.....	66
Tabela 30 - Custos da Solução Vencedora, Configuração “C”, 25 consumidores.....	66
Tabela 31 - Características da Solução Vencedora, Configuração “C”, 25 consumidores.....	67
Tabela 32 - Custo das Soluções, Configuração “A”, 51 consumidores	69
Tabela 33 - Custos da Solução Vencedora, Configuração “A”, 51 consumidores.....	69
Tabela 34 - Características da Solução Vencedora, Configuração “A”, 51 consumidores.....	69
Tabela 35 - Custo das soluções, Configuração “B”, 51 consumidores.....	71

Tabela 36 - Custos da Solução Vencedora, Configuração “B”, 51 consumidores.....	71
Tabela 37 - Características da Solução Vencedora, Configuração “B”, 51 consumidores.....	72
Tabela 38 - Custo das soluções, Configuração “C”, 51 consumidores.....	73
Tabela 39 - Custos da Solução Vencedora, Configuração “C”, 25 consumidores.....	74
Tabela 40 - Características da Solução Vencedora, Configuração “C”, 51 consumidores.....	74
Tabela 41 - Soluções dos Cenários e Relação entre Geração Centralizada e Mista	74
Tabela 42 - Custos da Geração Centralizada e Custos com o Sistema de Distribuição.....	76
Tabela 43 - Extensões das Linhas	77

LISTA DE ABREVIações E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
B/D	Biodigestor/Gerador a Óleo Diesel
GD	Geração Distribuída
HOMER	Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources
IEA	International Energy Agency
MT	Média Tensão
NREL	National Renewable Energy Laboratory
O&M	Operação e Manutenção
ViPOR	The Village Power Optimization Model for Renewables
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	12
1.2	MOTIVAÇÃO	12
1.3	OBJETIVOS	13
1.4	ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS	13
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	15
2.1	PUBLICAÇÕES E TRABALHOS NA ÁREA	13
2.2	SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA CARGAS RURAIS	18
2.2.1	Cargas Rurais	18
2.2.2	Atendimento por Rede Convencional	19
2.2.3	Atendimento Isolado por Geração Distribuída	19
2.2.4	Atendimento por Sistema Híbrido	19
2.3	EQUACIONAMENTO	20
2.3.1	Equacionamento dos Aspectos Econômicos	21
2.3.2	Equacionamento do Arranjo Fotovoltaico	29
2.3.3	Equacionamento do Biodigestor e do Gerador a Óleo Diesel	38
3	METODOLOGIA	41
3.1	FORMULAÇÃO DO PROGRAMA	41
3.2	DEFINIÇÃO DOS CUSTOS DE SUPRIMENTO	42
3.2.1	Rede Convencional de Energia - Tarifa	42
3.2.2	Fontes de Geração Distribuída	42
3.2.2.1	Painéis Fotovoltaicos	42
3.2.2.2	Biodigestor	43
3.2.2.3	Gerador a Óleo Diesel	44
3.3	DEFINIÇÃO DOS CUSTOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	44
3.4	IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA	46
3.4.1	HOMER®	46
3.4.2	ViPOR®	48
4	ESTUDO DE CASOS	50
4.1	ESTUDO DE CASO: 12 CONSUMIDORES	53
4.2	ESTUDO DE CASO: 25 CONSUMIDORES	60
4.3	ESTUDO DE CASO: 51 CONSUMIDORES	67
4.4	ANÁLISE DOS RESULTADOS DOS ESTUDOS DE CASOS	74
5	CONCLUSÕES	79
	REFERÊNCIAS	81
	APÊNDICE A - TELAS ESPECÍFICAS DO SOFTWARE HOMER®	85
	APÊNDICE B - TELAS ESPECÍFICAS DO SOFTWARE ViPOR®	96

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

De acordo com o Planejamento Estratégico 2014-2017 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que consolida objetivos estratégicos e iniciativas necessárias para melhorar o desempenho da agência, um destes objetivos estratégicos, que também é um direcionador de atuação da mesma, trata-se de promover programas de eficiência energética, P&D, redes inteligentes, tarifas diferenciadas e microgeração (ANEEL, 2017b).

Sendo assim, a utilização de fontes renováveis de Geração Distribuída (GD) se torna cada vez mais frequente, pois, observando apenas pelos ganhos do setor elétrico, podemos citar que é economicamente atraente, pode receber uma diversidade de investimentos privados e tem um atendimento mais rápido ao crescimento da demanda, dentre outros (BARBOSA e AZEVEDO, 2013).

Este trabalho traz uma metodologia para análise técnica e econômica para o atendimento de cargas residenciais, com diferentes demandas e situadas na zona rural, com a utilização de fontes de geração distribuída que podem trabalhar isoladas, conectadas ou ainda, de forma mista a rede convencional de energia elétrica, isto é, parcialmente isolada e parcialmente conectada à rede de energia.

A metodologia tem sua base dividida em duas etapas, a primeira é relacionada à definição dos custos de suprimento de energia e a definição dos custos da rede de distribuição, enquanto a segunda etapa se refere à otimização da topologia de rede e cálculo dos elementos econômicos.

O estudo envolve cenários de simulação diversos, com as diferentes fontes de geração distribuídas, como os diferentes perfis de carga rurais, os diferentes tipos de terreno e as variações de pontos de conexão com a rede. E, ao final do estudo, obteve o melhor custo de geração de energia elétrica e topologia de rede para cada um dos cenários analisados.

1.2 MOTIVAÇÃO

Os custos em projetos de fontes de geração distribuída variam da casa dos milhares de reais até valores superiores a milhões de reais, devido ao seu alto custo

de implantação é necessário que os projetos sejam revistos várias vezes até se chegar a um valor economicamente adequado para sua implantação.

Este trabalho, através da otimização de custos, encontra o menor valor presente líquido que será gasto, assim como a posição ótima de transformadores, redes de energia e pontos de conexão das fontes de geração distribuída. Acarreta assim, em significativas reduções de custos de projetos.

Por estar intimamente relacionado a fontes de geração distribuída, acaba postergando investimentos em subestações, pois são localizadas próximo ao local de consumo, os custos com transmissão diminuem e ocorrem menores perdas de energia. Desta forma, tornando sua importância crescente no cenário atual.

1.3 OBJETIVOS

O objetivo principal desta dissertação é desenvolver uma metodologia para otimização de custos de geração de energia e encontrar a melhor configuração de atendimento e topologia (traçado da rede) de média e baixa tensão, assim como o posicionamento das fontes de geração distribuída.

Os objetivos específicos são:

- a) Definir os custos de suprimento de energia referentes às fontes de geração distribuída.
- b) Definir os custos referentes à rede de distribuição.
- c) Tendo em vista as restrições, determinar o melhor valor presente líquido (VPL) para as fontes de geração distribuída e a rede convencional de energia.
- d) Com o VPL obtido das fontes de energia, determinar a posição ótima das linhas de transmissão, transformadores e dos pontos de conexão de rede.

1.4 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

Para melhor apresentar o estudo desenvolvido na dissertação, os capítulos foram divididos da seguinte maneira:

O capítulo 2 apresenta as publicações e trabalhos na área, o suprimento de energia elétrica para as cargas rurais, apresentando as cargas e as formas de atendimento utilizadas e um equacionamento referente aos cálculos empregados no trabalho de forma direta ou indireta.

O capítulo 3 foi dividido em quatro tópicos. Sendo o primeiro, a apresentação da formulação do programa utilizado. O segundo, definição dos custos de suprimento, tanto da rede convencional de energia como das fontes de geração distribuída. No terceiro, são determinados os custos da rede de distribuição. No quarto, a metodologia é implementada.

Já o capítulo 4 apresenta a aplicação da metodologia pelos estudos de casos e os resultados obtidos para os projetos simulados.

Por fim, são apresentadas as considerações finais, bem como as propostas para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 PUBLICAÇÕES E TRABALHOS NA ÁREA

Neste capítulo serão apresentadas as publicações e trabalhos recentes relacionados a esta dissertação. De acordo com os trabalhos de Parhizi et al. (2015) que faz uma revisão sobre o estado da arte das pesquisas em MRs e também fala sobre softwares utilizados para cálculos de sistemas de MRs, aborda o Homer como um dos softwares de otimização que são utilizados atualmente.

De acordo com Molitor et al. (2014), que trata de atendimentos a distritos de cidades e ao atendimento de um grande número de construções, o HOMER® também foi utilizado. Já em Hassan, Pelov e Nuaymi (2015), o HOMER® é utilizado para auxiliar a encontrar uma nova arquitetura de célula inteligente e rede integrada com sistemas de energia renovável.

Em Vel et al. (2015), vemos uma abordagem similar à usada neste trabalho, mas para uma microrrede da zona rural indiana, porém é mais focado na seleção de GDs para atendimento de cargas. Liptak, Stone e Larrain (2015) apresentam o planejamento para atendimento com GD em um centro de saúde localizado na zona rural do Haiti. Lee, Shaw e Modi (2014) trazem uma comparação entre o armazenamento individual e o compartilhado de energia para perfis de demanda rurais na Uganda, onde o sistema é alimentado por painéis fotovoltaicos. Também na zona rural, Van Acker et al. (2014) trazem uma abordagem um pouco diferenciada, pois analisa se é viável a inserção de GDs na zona rural do Kenya, onde foi feita uma pesquisa de todos os dados de entrada para o software HOMER®. E Ganesan et al. (2015) apresentam uma nova estratégia inteligente de operação para MRs de painéis fotovoltaicos.

Wottrich (2010) mostra um estudo de pré-viabilidade, utilizando o HOMER®, envolvendo GDs conectadas a linhas de média tensão, utilizando como estudo de caso a Universidade Federal de Santa Maria. Rodrigues (2013) apresentou um estudo de viabilidade para inserção de microgeração de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos nas estações de telecomunicação, já Santos (2014) trouxe o desenvolvimento de uma metodologia para analisar o impacto da Tarifa Branca com GDs aos consumidores residenciais de baixa tensão. Amaral (2016) questiona a eficácia do Net Metering como mecanismo suficiente e testa em uma universidade

utilizando painéis fotovoltaicos. Cunha (2016), por outro lado, apresenta aplicação de estratégias de gerenciamento pelo lado da demanda com consumidores de baixa tensão e considerando tarifa branca e GDs.

Para Cristian, Bizon e Alexandru (2017) um estudo de três casos para dimensionar um sistema híbrido baseado em energia renovável, utilizando o HOMER® foi apresentado, utilizando painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas no município de Ramnicu Valcea. Uma análise comparativa foi feita, mostrando os prós e contras de cada caso, a fim de permitir ao investidor escolher o design mais conveniente e projetar otimamente uma microrrede.

O trabalho de Kumari et al. (2017) traz uma combinação de diferentes recursos renováveis, tendo como objetivo propor uma metodologia para a concepção de um sistema hídrico autônomo que minimizasse o custo de energia e a emissão de CO_2 utilizando o HOMER® para a região rural da aldeia Perumal Kovilpathy, apresentando, ao fim, as reduções de emissões e a economia obtida.

Do mesmo modo, Jamalayah, Raju e Srinivasarao (2017) buscam otimizar a operação de um sistema fotovoltaico utilizando as simulações do HOMER®, uma vez que fornece resultados de simulação altamente viáveis em comparação com as outras técnicas de dimensionamento vistas por esses autores.

Outros autores que seguiram este molde foram Swarnkar e Gidwani (2016) que buscaram otimizar um sistema de energia híbrida para fornecer carga elétrica de uma casa residencial localizada em Jahazpur, Bhilwara, na região Leste-Sul de Rajasthan, na Índia. A carga elétrica da casa foi calculada pelo consumo de energia de vários aparelhos elétricos usados e fornecidos pelo sistema de energia híbrida, incluindo os painéis fotovoltaicos, turbina eólica, bateria e gerador a diesel. A modelagem e otimização feita utilizando o HOMER®.

Para Shahinzadeh et al. (2016), o software HOMER® foi utilizado para determinar o tamanho dos recursos elétricos em uma microrrede, com interações com o mercado de energia. O objetivo do método proposto foi relacionado ao dimensionamento e gerenciamento ótimo de recursos renováveis e unidade de armazenamento considerando a satisfação de cargas e a redução de dependência de combustível fóssil para a cidade de Nain, localizada no centro do Irã. Os resultados apresentaram eficácia na abordagem proposta para dimensionamento ótimo e gerenciamento de energia de uma microrrede conectada à rede.

A pesquisa de Weber, Gao e Gao (2016) traz estudos de viabilidade para examinar melhores maneiras de impulsionar preços competitivos e acessíveis dentro do projeto, desenvolvimento, teste e avaliação de estações de geração de energia remota/backup. Com o HOMER Pro® como principal ferramenta de modelagem e simulação usada para refinar os conceitos de geração distribuída e sua aplicação em plataformas híbridas de pequena escala.

Swarnkar, Gidwani; e Sharma (2016) apresentaram a otimização do sistema de energia híbrida para a eletrificação do campus da Universidade Técnica de Rajasthan, localizado em Kota, Rajasthan, na Índia. Várias análises de sensibilidade e simulações foram feitas para otimizar o sistema usando a ferramenta de otimização HOMER Pro®.

Phurailatpam, Rajpurohit e Wang (2016) usaram o perfil de carga de uma aldeia no estado de Chhattisgarh da Índia para o estudo. Dados de irradiação solar e velocidade do vento e os preços dos vários componentes da microrrede foram inseridos no HOMER®. Então, realizadas simulações para determinar a configuração ideal do sistema que possui o menor custo do ciclo de vida para operação autônoma. Um estudo de caso especial para com uma conectividade parcial à grade também foi conduzido.

Shair e Abbas (2016) apresentaram um estudo de caso para uma solução econômica usando os recursos solares disponíveis, para lidar com a crise de energia para um local conectado à rede do governo, College of Technology Muzaffargarh (GCTM), no Paquistão. O sistema proposto foi simulado e validado pelo HOMER®. Os resultados mostraram redução de custos e redução dos poluentes.

Emmanuel, Owolawi e Srivastava (2017) abordaram o uso de fontes híbridas de energia renovável para fornecer energia a uma estação base, para reduzir as despesas operacionais e aliviar o efeito de gases de efeito estufa. Usando o HOMER® reduziram a emissão de carbono em mais de 87,47% e o consumo total de combustível fóssil em mais de 10.400 litros por ano.

Raghul, Vijayakumari e Mohanrajan (2016), em seus estudos, otimizaram uma microrrede localizada na zona rural na Universidade de Amrita, fazendo uso do HOMER® para reduzir o excesso de carga que ocorria por períodos prolongados. Considerando os períodos de perda de carga e o perfil de carga real da Universidade, de modo a chegar a melhor capacidade otimizada para funcionar de

forma independente, mesmo sob interrupções da rede, os resultados apresentaram uma redução de custos significativa.

Rajan et al. (2017) propuseram uma estrutura de design de três etapas aprimorada para microrredes projetadas com escassez de capacidade fixa, que otimiza o custo usando priorização de carga, limiares de bateria e dados solares previstos na fase de projeto em vez de fase operacional para reduzir o gasto de capital. A estrutura usa o HOMER® para modelar microrredes que são otimizadas nos custos e local de instalação.

Por fim, Farret (2010) apresenta o aproveitamento de pequenas fontes de energia elétrica e faz um detalhamento minucioso delas. Todas estas publicações e trabalhos mostram como a utilização de MRs em zonas rurais e o uso de softwares de otimização estão em alta, assim como são eficazes e úteis, esta dissertação tem seu diferencial no que se refere a combinar o uso do software HOMER®, usado pelos autores apresentados acima, com o uso do software ViPOR®, que não aparecem trabalhando juntos, uma vez que a abrangência do ViPOR® se dá para uma região pequena.

2.2 SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA CARGAS RURAIS

2.2.1 Cargas Rurais

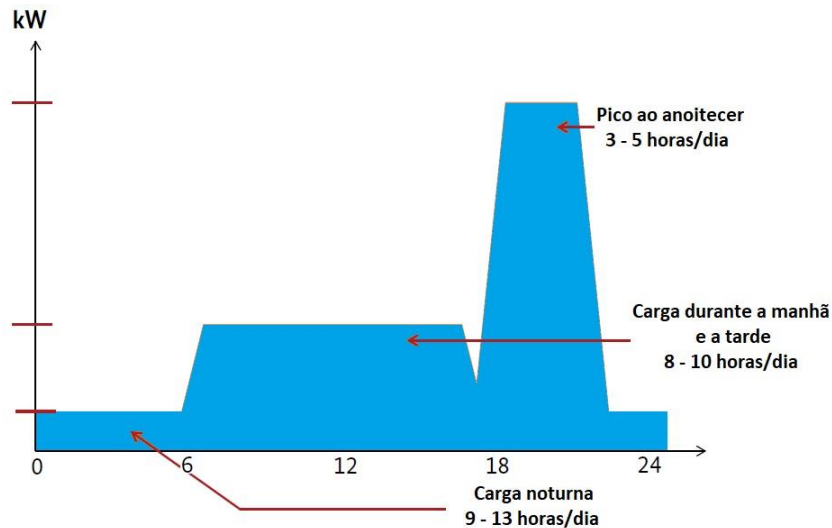
A cada ano que passa o consumo e a quantidade de energia demandadas aumentam, e, os recursos fósseis disponíveis vão diminuindo. Diante disso, se faz necessário gerenciar com eficiência e qualidade fontes de geração distribuída que atendam cargas localmente e que se adaptem as variações das cargas consumidoras.

De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), a carga de curva típica para uma pequena comunidade rural é normalmente composta por um pico no começo da noite, devido ao uso de luz, um pico entre a manhã e a tarde e, uma carga base. A carga base está presente na manhã e, em alguns casos, se estende as horas noturnas (madrugadas).

Em muitos casos, a carga pico é entre 2 a 5 vezes maior que o maior pico da carga base. A demanda de energia nas áreas rurais durante a madrugada é

geralmente muito baixa comparada aos picos noturnos e matinais. De acordo com a Figura 1, podemos verificar este comportamento.

Figura 1 - Perfil de carga típico em áreas rurais.



Fonte: Agência Internacional de Energia (2013) - Adaptado.

2.2.2 Atendimento por Rede Convencional

O atendimento das cargas pela rede convencional de energia, neste trabalho, se dará levando em conta a construção de uma linha de transmissão de um ponto de conexão (como uma subestação de energia) até as cargas consumidoras, não havendo utilização de outras fontes (GDs) para realizar o atendimento das cargas.

2.2.3 Atendimento Isolado por Geração Distribuída

O atendimento das cargas também poderá ser realizado por uma fonte de geração distribuída isoladamente, sem necessidade de rede, já que a fonte se situará junto à carga consumidora. Neste caso, as cargas serão atendidas somente pela fonte de geração distribuída, sem considerar a possibilidade de utilizar a rede convencional de energia.

2.2.4 Atendimento por Sistema Híbrido

O atendimento das cargas pelo sistema híbrido pode envolver tanto a utilização da rede convencional de energia como das fontes de geração distribuída, podendo ser utilizada qualquer combinação para que as cargas sejam supridas pelo menor custo possível.

Como o enfoque deste trabalho é para uma zona rural, as fontes de geração distribuída que serão utilizadas serão painéis fotovoltaicos, biodigestor e gerador a óleo diesel. Pequenas centrais hidrelétricas e aerogeradores não foram considerados, por terem maior dependência da posição geográfica e condições climáticas, portanto o autor optou por não fazer uso das mesmas.

Para os painéis fotovoltaicos, é necessário definir a potência, foram escolhidas várias potências diferentes de forma a deixar que o processo de otimização defina qual será a utilizada, assim como o capital investido para cada potência, podendo este ser linear ou não. Também é necessário que seja definido o custo de substituição dos painéis fotovoltaicos, pois ao final do tempo de vida, este valor será somado ao projeto.

Outro fator importante para o estudo é a definição correta do índice de insolação da área definida para a instalação dos painéis. O índice de radiação solar para os estudos foi obtido através de informações fornecidas pela NASA (National Aeronautics and Space Administration), sendo ele o da cidade de Santa Maria (RS).

Já para a composição do sistema de geração de biogás, considerou-se que para a alimentação do biodigestor tem-se uma fonte de produção de combustível sem custos de aquisição da matéria-prima, uma área na zona rural pode usar o estrume bovino, portanto sem custos para o seu abastecimento, sendo considerado apenas o custo do transporte do material necessário para manter a fonte de geração em funcionamento.

O biodigestor atuará de forma otimizada, onde irá funcionar para obter o melhor aproveitamento de biogás, atuando nas horas que for mais necessário, sendo o gerador a óleo diesel quem atuará nos momentos em que o biodigestor não atuar. O biodigestor e o gerador a óleo diesel trabalharão de forma conjunta a suprir as cargas consumidoras, sempre usando o que implicar em menor custo.

2.3 EQUACIONAMENTO

2.3.1 Equacionamento dos Aspectos Econômicos

O valor presente líquido de um sistema é o valor presente de todos os custos que incidem sobre o mesmo durante o tempo de vida, menos os valores presentes de todas as receitas obtidas durante o tempo de vida. Os custos incluem desde custos de capital, custos de reposição, custos de O&M, custos de combustíveis, penalidades por emissões, e, custos de compra da energia da rede.

O valor presente líquido total pode ser calculado usando a Equação 1, apresentada a seguir.

$$VPL = \frac{C_{anu,tot}}{FRC(i, R_{proj})} \quad (1)$$

onde:

VPL = Valor Presente Líquido (R\$);

$C_{anu,tot}$ = Custo Anualizado Total (R\$/ano);

FRC = Fator de Recuperação do Capital;

i = Taxa de Juros Real (%);

R_{proj} = Tempo de Vida do Projeto (anos).

O custo anualizado total é o soma dos custos anuais de cada componente do sistema, somados ao outro custo anualizado. É um valor importante, pois é utilizado tanto para calcular o custo de energia nivelado como o valor presente líquido total.

O capital inicial de cada componente é anualizado sobre o tempo de vida do projeto para calcular o custo de capital anualizado. O custo de capital anualizado de cada componente é calculado de acordo com a Equação 2.

$$C_{acap} = C_{cap} * FRC(i, R_{proj}) \quad (2)$$

onde:

C_{acap} = Custo de Capital Anualizado (R\$/ano);

C_{cap} = Custo Inicial do Capital do Componente (R\$/ano).

O fator de recuperação do capital é uma proporção utilizada para calcular o valor presente de uma anuidade. A Equação 3 apresenta o cálculo do fator de recuperação do capital.

$$FRC(i, N) = i(1 + i)^N \quad (3)$$

onde:

N = Número de anos.

A taxa de juros real é a taxa de desconto usada para converter entre os custos anualizados e os custos aplicados apenas uma vez. A taxa de juros real anual é relacionada a taxa de interesse nominal pela Equação 4, apresentada a seguir.

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad (4)$$

onde:

i' = Taxa de Juros Nominal;

f = Taxa de Inflação Anual.

Ao definir a taxa de juros desta forma, a inflação é avaliada através da análise econômica. Todos os custos, portanto, se tornam custos reais, o que significa que estão em definitivo em termos de Reais. O pressuposto é que a taxa de inflação é a mesma para todos os custos.

Outro fator importante, o tempo de vida do projeto é o tempo durante os custos do sistema ocorrem. O tempo de vida do projeto é usado para calcular o custo de reposição anualizada e o custo anualizado de capital para cada componente, assim como o valor presente líquido total do sistema.

Com uma forma de cálculo diferente, o “outro” custo de capital é anualizado da mesma forma que o custo de capital, como apresentado na Equação 5.

$$C_{acap,outro} = C_{cap,outro} * FRC(i, R_{proj}) \quad (5)$$

onde:

$C_{acap,outro}$ = Outro Custo de Capital Anualizado (R\$/ano);

$C_{cap,outro}$ = Outro Custo Inicial do Capital do Componente (R\$/ano).

O custo de capital fixo do sistema e o custo de capital associado com quaisquer medidas de eficiência de carga primária é agrupado no “outro” custo de capital. Os custos das medidas de eficiência são incluídos apenas se estas medidas estiverem em vigor para o sistema atual. A Equação 6 apresenta o “outro” custo de capital.

$$C_{cap,outro} = C_{cap,fixo} + C_{efi,1} + C_{efi,2} \quad (6)$$

onde:

$C_{cap,fixo}$ = Custo de Capital Fixo do Sistema (R\$);

$C_{efi,1}$ = Medidas de custo de eficiência (se houver) para carga primária 1 (R\$);

$C_{efi,2}$ = Medidas de custo de eficiência (se houver) para carga primária 2 (R\$).

O custo de capital fixo do sistema é o custo de capital que ocorre no início do projeto independentemente do tamanho ou arquitetura do sistema de energia. Ele é usado para calcular o outro custo de capital anualizado, de modo que afeta o valor presente líquido total de cada sistema, mas afeta todos pelo mesmo valor. Portanto, não tem efeito sobre os rankings do sistema.

Também necessário, o custo de reposição anualizado de um componente do sistema é o valor anualizado de todos os custos de reposição ocorrendo durante o tempo de vida do projeto, menos o valor de salvamento ao fim do tempo de vida do

projeto. A Equação 7 é utilizada para calcular o custo de reposição anualizado de cada componente.

$$C_{arep} = C_{rep} * f_{rep} * FRF(i, R_{comp}) - S * FRF(i, R_{proj}) \quad (7)$$

O f_{rep} é um fator que aparece, pois a vida útil do componente pode diferir da vida útil do projeto. A Equação 8 apresenta como o f_{rep} é definido.

$$f_{rep} = \begin{cases} \frac{FRC(i, R_{proj})}{FRC(i, R_{rep})}, & R_{rep} > 0 \\ 0, & R_{rep} = 0 \end{cases} \quad (8)$$

O R_{rep} , duração do custo de reposição, é apresentado na Equação 9.

$$R_{rep} = R_{comp} * INT\left(\frac{R_{proj}}{R_{comp}}\right) \quad (9)$$

Onde $INT()$ é a função inteira, que pega apenas o valor inteiro, sem realizar arredondamento.

O valor de salvamento é o valor restante em um componente do sistema de energia no final da vida útil do projeto. Assumindo depreciação linear de componentes, o valor de recuperação de um componente é diretamente proporcional à sua vida restante. Também pressupondo que o valor de salvamento é baseado no custo de substituição e não no custo de capital inicial. A Equação 10 apresenta o valor de salvamento.

$$S = C_{rep} * \left(\frac{R_{rem}}{R_{comp}}\right) \quad (10)$$

Onde R_{rem} é o tempo restante de vida de um componente ao final do tempo de vida do projeto, ele pode ser expresso pela Equação 11.

$$R_{rem} = R_{comp} - (R_{proj} - R_{rep}) \quad (11)$$

Algumas definições:

C_{rep} = Custo de Reposição do Componente (R\$);

FRF = Fator de Redução do Fundo;

R_{comp} = Tempo de Vida do Componente;

R_{proj} = Tempo de Vida do Projeto.

O fator de redução do fundo é a razão usada para calcular o valor futuro de uma série de fluxos de caixa anuais iguais. A Equação 12 apresenta o fator de redução do fundo.

$$FRF(i, N) = \frac{i}{(1 + i)^N - 1} \quad (12)$$

O outro custo de O&M pode ser expresso como a soma de:

- Custo fixo de O&M do sistema
- Penalidade por falta de capacidade
- Penalidade por emissões de poluentes

A Equação 13 é utilizada para calcular o outro custo de O&M.

$$C_{om,outro} = C_{om,fixo} + C_{cs} + C_{emissões} \quad (13)$$

onde:

$C_{om,fixo}$ = Custo Fixo de O&M do Sistema (R\$/ano);

C_{cs} = Penalidade por Falta de Capacidade (R\$/ano);

$C_{emissões}$ = Penalidade por Emissões de Poluentes (R\$/ano).

A Equação 14 é utilizada para calcular a penalidade por falta de capacidade.

$$C_{cs} = c_{cs} * E_{cs} \quad (14)$$

onde:

c_{cs} = Pena de Falta de Capacidade (R\$/kWh);

E_{cs} = Falta de Capacidade Total (kWh/ano).

A Equação 15 é utilizada para calcular a penalidade por emissões.

$$C_{emissões} = \frac{c_{CO_2}M_{CO_2} + c_{CO}M_{CO} + c_{UHC}M_{UHC} + c_{PM}M_{PM} + c_{SO_2}M_{SO_2} + c_{NO_x}M_{NO_x}}{1000} \quad (15)$$

onde:

c_{CO_2} = Penalidade por Emissões de CO_2 (R\$/tonelada);

c_{CO} = Penalidade por Emissões de CO (R\$/tonelada);

c_{UHC} = Penalidade por Emissões de Hidrocarbonetos Não-Queimados (R\$/tonelada);

c_{PM} = Penalidade por Emissões de Matéria Particulada (R\$/tonelada);

c_{SO_2} = Penalidade por Emissões de SO_2 (R\$/tonelada);

c_{NO_x} = Penalidade por Emissões de NO_x (R\$/tonelada);

M_{CO_2} = Emissões Anuais de CO_2 (Kg/ano);

M_{CO} = Emissões Anuais de CO (Kg/ano);

M_{UHC} = Emissões Anuais de Hidrocarbonetos Não-Queimados (Kg/ano);

M_{PM} = Emissões Anuais de Matéria Particulada (Kg/ano);

M_{SO_2} = Emissões Anuais de SO_2 (Kg/ano);

M_{NO_x} = Emissões Anuais de NO_x (Kg/ano).

É definido como custo de energia nivelado o custo médio por kWh de energia elétrica útil produzida pelo sistema. Para o cálculo do custo de energia nivelado é dividido o custo anualizado de produção de eletricidade pela produção total de energia elétrica útil. A Equação 16 apresenta a definição.

$$CEN = \frac{C_{anu,tot} - c_{boiler}E_{térmico}}{E_{prim,AC} + E_{prim,DC} + E_{def} + E_{grid,vendas}} \quad (16)$$

onde:

c_{boiler} = Custo Marginal da Caldeira (R\$/kWh);

$E_{térmico}$ = Carga Térmica Total Suprida (kWh/ano);

$E_{prim,AC}$ = Carga Primária Suprida por AC (kWh/ano);

$E_{prim,DC}$ = Carga Primária Suprida por DC (kWh/ano);

E_{def} = Carga Deferente Suprida (kWh/ano);

$E_{grid,vendas}$ = Venda Total da Rede (R\$/tonelada).

O custo marginal da energia térmica da caldeira é usado quando se calcula o custo nivelado de energia. A Equação 17 apresenta o cálculo do custo marginal da caldeira.

$$c_{boiler} = \frac{3.6 * (c_{fuel} + c_{boiler,emissões})}{\eta_{boiler} * LHV_{fuel}} \quad (17)$$

onde:

c_{fuel} = Custo do Combustível (R\$/kg do Combustível);

$c_{boiler,emissões}$ = Custo da Penalidade Associado com as Emissões da Caldeira (R\$/kg do Combustível);

η_{boiler} = Eficiência da Caldeira;

LHV_{fuel} = Menor Valor de Aquecimento do Combustível da Caldeira (MJ/kg).

O custo da penalidade associado com as emissões da caldeira é apresentado pela Equação 18.

$$c_{boiler,emissões} = \frac{c_{CO_2}\gamma_{CO_2} + c_{CO}\gamma_{CO} + c_{UHC}\gamma_{UHC} + c_{PM}\gamma_{PM} + c_{SO_2}\gamma_{SO_2} + c_{NO_x}\gamma_{NO_x}}{1000} \quad (18)$$

onde:

c_{CO_2} = Penalidade por Emissões de CO_2 (R\$/tonelada);

c_{CO} = Penalidade por Emissões de CO (R\$/tonelada);

c_{UHC} = Penalidade por Emissões de Hidrocarbonetos Não-Queimados (R\$/tonelada);

c_{PM} = Penalidade por Emissões de Matéria Particulada (R\$/tonelada);

c_{SO_2} = Penalidade por Emissões de SO_2 (R\$/tonelada);

c_{NO_x} = Penalidade por Emissões de NO_x (R\$/tonelada);

γ_{CO_2} = Coeficiente de Emissão de CO_2 da Caldeira;

γ_{CO} = Coeficiente de Emissão de CO da Caldeira;

γ_{UHC} = Coeficiente de Emissão de Hidrocarbonetos Não-Queimados da Caldeira;

γ_{PM} = Coeficiente de Emissão de Matéria Particulada da Caldeira;

γ_{SO_2} = Coeficiente de Emissão de SO_2 da Caldeira;

γ_{NO_x} = Coeficiente de Emissão de NO_x da Caldeira.

O coeficiente de emissões de CO_2 é apresentado pela Equação 19.

$$\gamma_{CO_2} = \frac{44}{12} * \left[f_{C,fuel}(1 - \gamma_{UHC}) - \frac{12}{28}\gamma_{CO} \right] \quad (19)$$

onde:

$f_{C,fuel}$ = Teor de Carbono do Combustível.

O coeficiente de emissões de SO_2 é apresentado pela Equação 20.

$$\gamma_{SO_2} = 2 * [f_{S,fuel}(1 - \gamma_{UHC} - x_{PM})] \quad (20)$$

onde:

$f_{S,fuel}$ = Teor de Enxofre do Combustível;

x_{PM} = A Proporção de Enxofre no Combustível Convertida em Matéria Particulada.

2.3.2 Equacionamento do Arranjo Fotovoltaico

A Equação 21 apresenta a fórmula para cálculo da saída de energia do arranjo do painel fotovoltaico.

$$P_{PV} = Y_{PV} * f_{PV} * \left(\frac{\overline{G_T}}{\overline{G_{T,STC}}} \right) * [1 + \alpha_P(T_C - T_{C,STC})] \quad (21)$$

onde:

Y_{PV} = Potência de Saída sob Testes e Condições Padrões (kW);

f_{PV} = Fator de Redução do PV (%);

$\overline{G_T}$ = Incidência de Radiação Solar no Arranjo PV (kW/m²);

$\overline{G_{T,STC}}$ = Radiação Incidente sob as Condições de Teste Padrão (1 kW/m²);

α_P = Coeficiente da Temperatura de Potência (%/°C);

T_C = Temperatura da Célula do Painel Fotovoltaico (°C);

$T_{C,STC}$ = Temperatura da Célula do Painel Fotovoltaico sob os Testes e Condições Padrões (25 °C).

Se o efeito de temperatura no arranjo do painel fotovoltaico não for modelado, então é assumido que o coeficiente de temperatura da potência é zero e a equação pode ser apresentada como na Equação 22.

$$P_{PV} = Y_{PV} * f_{PV} * \left(\frac{\overline{G_T}}{G_{T,STC}} \right) \quad (22)$$

A potência de saída do arranjo PV depende da quantia de radiação incidindo sobre a superfície dos painéis fotovoltaicos, os quais, no geral, não estão na horizontal, então a cada hora é necessário calcular a radiação solar global incidente na superfície do arranjo de PV.

A orientação do arranjo PV pode ser descrita usando dois parâmetros, o declive e o azimute. O declive é o ângulo formado entre a superfície do painel e a horizontal, então um declive zero indica que o painel está na posição horizontal, assim como se for 90° indica a orientação vertical dos painéis. O azimute é a direção para qual a superfície está voltada, por convenção, o azimute zero corresponde ao sul e valores positivos se referem a faces orientadas a oeste. Então, um azimute 45° corresponde à face orientada a sudeste e 90° volta a se referir a face orientada a oeste.

Os outros fatores relevantes a geometria da situação são latitude, tempo do ano e horário do dia. O tempo do ano afeta a declinação solar, a qual é a latitude na qual os raios solares incidem perpendicularmente a face da terra ao meio-dia. A Equação 23 apresenta o cálculo do declínio solar.

$$\delta = 23.45^\circ \text{seno} \left(360^\circ * \frac{(284+n)}{365} \right) \quad (23)$$

onde:

n = Dia do Ano (Valor entre 1 e 365).

A hora do dia afeta a localização do sol no céu, que pode ser descrita por um ângulo horário. A Equação 24 apresenta o ângulo horário.

$$\omega = (t_s - 12\text{horas}) * \frac{15^\circ}{\text{hora}} \quad (24)$$

onde:

t_s = Horário Solar.

O valor de t_s é 12 horas ao meio-dia e 13,5 horas 90 minutos depois. A Equação 25 segue do fato de o sol se mover no céu numa taxa de 15 graus por hora. Assume-se que toda informação dependente de horário, como a radiação solar e a carga elétrica, são especificados não no tempo solar, mas no tempo civil, também chamado de tempo local padrão.

$$t_s = t_c + \frac{\lambda}{\frac{15^\circ}{\text{hora}}} - Z_c + E \quad (25)$$

onde:

t_s = Tempo Solar;

t_c = Tempo Civil;

λ = Longitude (graus);

Z_c = Fuso Horário em Horas a Leste do GMT (hora);

E = Equação do Tempo.

A equação do tempo leva em conta os efeitos da obliquidade e a excentricidade da órbita terrestre. A Equação 26 apresenta a equação do tempo.

$$E = 3.82 * (0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.032077 \sin B - 0.014615 \cos 2B - 0.04089 \sin 2B) \quad (26)$$

Onde B é dado pela Equação 27.

$$B = 360^\circ \frac{(n - 1)}{365} \quad (27)$$

Onde n é o dia do ano iniciando em um no dia primeiro de janeiro.

Para uma superfície com qualquer orientação, pode-se definir o ângulo de incidência, através da Equação 28.

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \cos \gamma \sin \beta \\ & + \cos \delta \cos \phi \cos \omega \cos \beta \\ & + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \end{aligned} \quad (28)$$

onde:

θ = Ângulo de Incidência (graus);

β = Curva de Superfície (graus);

γ = Azimute da Superfície (graus);

ϕ = Latitude (graus);

δ = Declinação Solar (graus);

ω = Ângulo Horário (graus).

Um ângulo de incidência com grande importância é o ângulo de zênite, que é o ângulo entre a linha vertical e a linha do sol. O ângulo zênite é zero quando o sol está a pino, e 90° quando o sol está no horizonte. Como a superfície horizontal tem uma curva zero, pode-se encontrar a equação para o ângulo zênite igualando $\beta = 0$ na Equação 28, assim chegando à Equação 29.

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad (29)$$

onde:

θ_z = Ângulo de Zênite (graus).

Agora, volta-se para a questão da quantidade de radiação solar que chega no topo da atmosfera em um ponto particular da superfície terrestre. Assume-se que a saída do sol é constante no tempo. Mas a quantidade de luz solar que atinge o topo da atmosfera da Terra varia ao longo do ano porque a distância entre o sol e a terra varia ao longo do ano devido à excentricidade da órbita terrestre. Para calcular a radiação normal extraterrestre, definida como a quantidade de radiação solar atingindo uma superfície normal (perpendicular) aos raios do sol no topo da atmosfera terrestre, é utilizada a Equação 30.

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365} \right) \quad (30)$$

onde:

G_{on} = Radiação Normal Extraterrestre (kW/m²);

G_{sc} = Constante Solar (1,367 kW/m²);

n = Dia do Ano (entre 1 e 365).

Para calcular a radiação horizontal extraterrestre, definida como a quantidade de radiação solar atingindo a superfície horizontal no topo da atmosfera, é utilizada a Equação 31.

$$G_o = G_{on} \cos \theta_z \quad (31)$$

onde:

G_o = Radiação Horizontal Extraterrestre (kW/m²);

θ_z = Ângulo Zênite (graus).

A radiação horizontal extraterrestre média pode ser calculada através da Equação 32.

$$\overline{G}_o = \frac{12}{\pi} G_{on} \left[\cos \phi \cos \delta (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180^\circ} \sin \phi \sin \delta \right] \quad (32)$$

onde:

\overline{G}_o = Radiação Horizontal Extraterrestre Média em Relação ao Tempo (kW/m²);

ω_1 = Hora Angular ao Início do Tempo (graus);

ω_2 = Hora Angular ao Término do Tempo (graus).

A equação acima dá a quantidade média de radiação solar atingindo uma superfície horizontal no topo da atmosfera em qualquer etapa do tempo. Os dados de recursos solares dão a quantidade média de radiação solar atingindo uma superfície horizontal no fundo da atmosfera (a superfície da terra) em cada passo do tempo. A razão da radiação da superfície para a radiação extraterrestre é chamada de índice de clareza. A Equação 33 define o índice de clareza.

$$k_T = \frac{\overline{G}}{\overline{G}_o} \quad (33)$$

onde:

\overline{G} = A Radiação Horizontal Global na Superfície da Terra Calculada em Média ao Longo do Tempo (kW/m²);

Observando a radiação solar na superfície da Terra, algumas dessas radiações são as radiações do feixe, definidas como a radiação solar que viaja do sol para a superfície terrestre, sem qualquer dispersão pela atmosfera. A radiação do feixe (às vezes chamada de radiação direta) molda uma sombra. O resto da

radiação é radiação difusa, definida como radiação solar cuja direção foi alterada pela atmosfera terrestre. A radiação difusa vem de todas as partes do céu e não faz sombra. A soma do feixe e da radiação difusa é chamada de radiação solar global, que pode ser expressa pela Equação 34.

$$\bar{G} = \bar{G}_b + \bar{G}_d \quad (34)$$

onde:

\bar{G}_b = Radiação do Feixe (kW/m²);

\bar{G}_d = Radiação Difusa (kW/m²).

A distinção entre as radiações de feixe e difusa é importante ao calcular a quantidade de radiação incidente sobre uma superfície inclinada. A orientação da superfície tem um efeito mais forte na radiação do feixe, que vem de apenas uma parte do céu, do que na radiação difusa, que vem de todas as partes do céu.

No entanto, na maioria dos casos, mede-se apenas a radiação horizontal global, não o feixe e os componentes difusos. Para isso, a Equação 35 apresenta a fração difusa como uma função do índice de clareza.

$$\frac{\bar{G}_d}{\bar{G}} \quad (35)$$

$$= \begin{cases} 1 - 0.09k_T, & k_T \leq 0.22 \\ 0.9511 - 0.1604k_T + 4.388k_T^2 - 16.638k_T^3 + 12.336k_T^4, & 0.22 < k_T \leq 0.8 \\ 0.165, & k_T > 0.8 \end{cases}$$

Para cada passo de tempo, usa-se a radiação horizontal global média para calcular o índice de clareza, depois a radiação difusa. Em seguida, calcula-se a radiação do feixe, subtraindo a radiação difusa da radiação horizontal global.

Usando o modelo HDKR, que pressupõe que existem três componentes para a radiação solar difusa: um componente isotrópico que vem de todas as partes do céu igualmente, um componente circunssole que emana da direção do sol e um brilho do horizonte componente que emana do horizonte. Antes de aplicar esse modelo, devem-se definir mais três fatores.

A Equação 36 define R_b , a razão da radiação do feixe sobre a superfície inclinada para a radiação do feixe na superfície horizontal.

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (36)$$

O índice de anisotropia, com o símbolo A_i , é uma medida da transmitância atmosférica da radiação do feixe. Esse fator é usado para estimar a quantidade de radiação difusa circumsolar, também chamado de radiação dispersa para frente. O índice de anisotropia é dado pela Equação 37.

$$A_i = \frac{\overline{G_b}}{\overline{G_o}} \quad (37)$$

O fator final que é necessário definir é um fator usado para explicar o "brilho do horizonte", ou o fato de que a radiação mais difusa vem do horizonte do que do resto do céu. Este termo está relacionado à nebulosidade e é dado pela Equação 38.

$$f = \sqrt{\frac{\overline{G_b}}{\overline{G}}} \quad (38)$$

O modelo HDKR calcula o incidente de radiação global na matriz fotovoltaica de acordo com a Equação 39.

$$\begin{aligned} \overline{G_T} = & (\overline{G_b} + \overline{G_d}A_i)R_b + \overline{G_d}(1 - A_i) \left(1 + \frac{\cos \beta}{2}\right) \left[1 + f \sin^3 \left(\frac{\beta}{2}\right)\right] \\ & + \overline{G_{\rho_g}} \left(1 - \frac{\cos \beta}{2}\right) \end{aligned} \quad (39)$$

onde:

β = Inclinação da Superfície (graus);

ρ_g = Reflexão do Solo (%).

Esta quantidade é usada para calcular a temperatura da célula e a potência de saída do arranjo PV.

A temperatura da célula fotovoltaica é a temperatura da superfície da matriz fotovoltaica. Durante a noite é igual à temperatura ambiente, mas a pleno sol a temperatura da célula pode exceder a temperatura ambiente em 30 ° C ou mais.

Se na janela de entradas da matriz fotovoltaica optar-se por considerar o efeito da temperatura na matriz fotovoltaica, então será calculada a temperatura da célula em cada etapa do tempo e usará isso no cálculo da saída de energia da matriz fotovoltaica.

Começa-se definindo um balanço energético para a matriz fotovoltaica, usando a Equação 40.

$$\tau\alpha G_T = \eta_c G_T + U_L(T_c - T_a) \quad (40)$$

onde:

τ = Transmitância Solar de Qualquer Cobertura Sobre a Matriz Fotovoltaica (%);

α = Absorção Solar da Matriz Fotovoltaica (%);

G_T = Radiação Solar Incidente Sobre o Painel Fotovoltaico (kW/m²);

η_c = Eficiência da Conversão Elétrica para a Matriz Fotovoltaica (%);

U_L = Coeficiente da Transmissão de Calor para os Arredores (kW/m².°C);

T_c = Temperatura do Painel Fotovoltaico (graus);

T_a = Temperatura Ambiente (graus).

A Equação 40 afirma que existe um equilíbrio entre, por um lado, a energia solar absorvida pela matriz fotovoltaica e, por outro lado, a saída elétrica mais a transferência de calor para os ambientes. A Equação 41 isola a temperatura da matriz fotovoltaica.

$$T_c = T_a + G_T \left(\frac{\tau\alpha}{U_L} \right) \left(\frac{1 - \eta_c}{\tau\alpha} \right) \quad (41)$$

2.3.3 Equacionamento do Biodigestor e do Gerador a Óleo Diesel

Se o gerador funcionar em uma hora específica é calculado o consumo de combustível para essa hora usando a Equação 42.

$$F = F_0 Y_{gen} + F_1 P_{gen} \quad (42)$$

onde:

F = Consumo de Combustível em Determinado Horário (L);

F_0 = Coeficiente de Interceptação da Curva de Combustível do Gerador (L/hr/kW);

F_1 = Inclinação da Curva de Combustível do Gerador (L/hr/kW);

Y_{gen} = Capacidade Nominal do Gerador (kW);

P_{gen} = Saída do Gerador em Determinado Horário (kW).

Define-se a eficiência elétrica do gerador à medida que a energia elétrica é distribuída e dividida pela energia química do combustível que entra. A Equação 43 dá essa relação:

$$\eta_{gen} = \frac{3.6 * P_{gen}}{\dot{m}_{fuel} * LHV_{fuel}} \quad (43)$$

onde:

P_{gen} = Potência de Saída (kW);

\dot{m}_{fuel} = Taxa de Fluxo Bruta do Combustível (kg/hr);

LHV_{fuel} = Menor Valor de Aquecimento do Combustível (MJ/kg).

A taxa de fluxo de massa do combustível está relacionada a F , o consumo de combustível do gerador, mas a relação exata depende das unidades do combustível. Se as unidades de combustível são de kg, então \dot{m}_{fuel} e F são iguais, então a equação para combustível é a Equação 44.

$$\dot{m}_{fuel} = F = F_0 Y_{gen} + F_1 P_{gen} \quad (44)$$

Se a unidade de combustível for Litro (L), a relação entre \dot{m}_{fuel} e F envolve a densidade. A equação para \dot{m}_{fuel} é a Equação 45.

$$\dot{m}_{fuel} = \rho_{fuel} * \frac{F}{1000} = \frac{\rho_{fuel} * (F_0 Y_{gen} + F_1 P_{gen})}{1000} \quad (45)$$

Onde ρ_{fuel} é a densidade do combustível em kg/m³. Se as unidades de combustível forem em m³, o fator de 1000 é desnecessário e a Equação 46 para o combustível móvel é apresentada a seguir.

$$\dot{m}_{fuel} = \rho_{fuel} * F = \rho_{fuel} * (F_0 Y_{gen} + F_1 P_{gen}) \quad (46)$$

Desenvolvendo ainda mais a equação de eficiência para o caso em que as unidades de combustível são em Litros. Neste caso, a Equação 47 surge.

$$\eta_{gen} = \frac{3600 * P_{gen}}{\rho_{fuel} * (F_0 Y_{gen} + F_1 P_{gen}) * LHV_{fuel}} \quad (47)$$

Se dividir o numerador e o denominador por Y_{gen} , a capacidade do gerador e definir um novo símbolo p_{gen} para a saída relativa do gerador, então teremos a Equação 48.

$$\eta_{gen} = \frac{3600 * p_{gen}}{\rho_{fuel} * (F_0 + F_1 p_{gen}) * LHV_{fuel}} \quad (48)$$

Essa equação dá a eficiência do gerador em função de sua saída relativa. É essa relação é traçada na curva de eficiência quando as unidades de combustível são em L. Se as unidades de combustível forem em m³, teremos a Equação 49.

$$\eta_{gen} = \frac{3.6 * p_{gen}}{\rho_{fuel} * (F_0 + F_1 p_{gen}) * LHV_{fuel}} \quad (49)$$

Por fim, se as unidades de combustível forem em kg, a equação de eficiência torna-se a Equação 50.

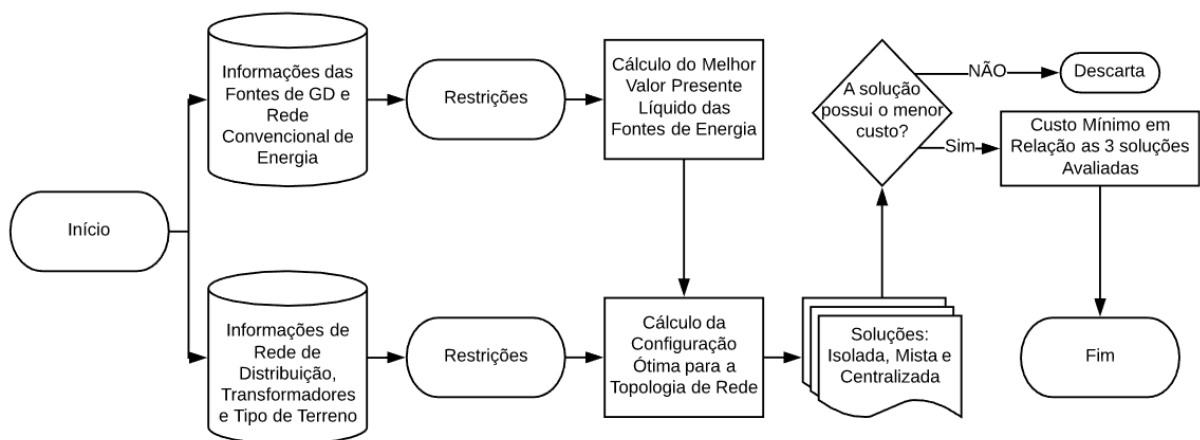
$$\eta_{gen} = \frac{3.6 * p_{gen}}{(F_0 + F_1 p_{gen}) * LHV_{fuel}} \quad (50)$$

Todo o equacionamento foi utilizado para alcançar os valores obtidos nas tabelas do Capítulo 3 (LILIENTHAL; LAMBERT e GILMAN, 2017).

3 METODOLOGIA

Esta dissertação apresenta uma metodologia desenvolvida para encontrar o melhor custo de suprimento de energia elétrica para cargas rurais e a melhor topologia de rede para atender uma área isolada da zona rural. A Figura 2 apresenta o fluxograma da metodologia proposta.

Figura 2 - Fluxograma da metodologia proposta.



Fonte: Autor.

3.1 FORMULAÇÃO DO PROGRAMA

A metodologia proposta tem como fórmula geral a Equação 51.

$$\begin{aligned}
 & \textit{Mínimo Custo do Projeto} \\
 & = \textit{Mínimo Custo de Suprimento de Energia} \\
 & + \textit{Mínimo Custo da Rede de Distribuição}
 \end{aligned}
 \tag{51}$$

Para encontrar o custo mínimo é necessário minimizar tanto os custos de suprimento de energia elétrica como os custos da rede de distribuição, com isso, se obtêm a melhor topologia de rede com o menor custo de suprimento de energia.

Entretanto, para tal, diversas restrições existem e que não foram levadas em conta. A qualidade de energia, assim como falhas e faltas de dispositivos não foram consideradas, também não foi considerada a falta de suprimentos, as diferentes

bandeiras tarifárias, impactos ambientais, outros tipos de fonte de GD e encargos tributários. Outra grande restrição é o fato de apenas uma fonte de geração distribuída poder trabalhar de forma isolada.

3.2 DEFINIÇÃO DOS CUSTOS DE SUPRIMENTO

A seguir serão definidos os custos de suprimento para as cargas consumidoras.

3.2.1 Rede Convencional de Energia - Tarifa

De acordo com a RGE Sul, as tarifas para um consumidor rural de baixa tensão variam entre R\$0,3164/kWh para a bandeira tarifária verde até R\$0,3464/kWh para a bandeira tarifária vermelha. Neste trabalho utilizaremos o valor da bandeira tarifária vermelha sem ICMS para um consumidor rural.

3.2.2 Fontes de Geração Distribuída

3.2.2.1 Painéis Fotovoltaicos

Para os painéis fotovoltaicos os custos de suprimento que serão utilizados, serão os da Tabela 1.

Tabela 1 - Custos de suprimento dos painéis fotovoltaicos.

Painéis Fotovoltaicos			
Potência (kW)	Capital	Reposição	O&M
1,75	R\$ 18.540,00	R\$ 18.540,00	Já inclusa no capital
5	R\$ 35.000,00	R\$ 35.000,00	Já inclusa no capital
12	R\$ 76.000,00	R\$ 76.000,00	Já inclusa no capital

Fonte: Autor.

Outras características importantes para as definições de custos dos painéis fotovoltaicos são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 - Características específicas utilizadas nos painéis fotovoltaicos.

Características Específicas	
Tempo de Vida	20 anos
Fator de Redução	80%
Inclinação	30 graus
Reflexão do Solo	20%
Considera Efeito da Temperatura	Sim

Fonte: Autor.

3.2.2.2 Biodigestor

Para a composição do sistema de geração de biogás, foi considerada que para a alimentação do biodigestor, tem-se uma fonte de produção de combustível sem custos de aquisição da matéria-prima, uma vez que é uma área na zona rural que pode usar o estrume bovino, portanto sem custos para o seu abastecimento. Mas com custos de frete para a matéria-prima ser transportada até o local.

Os custos específicos do biodigestor que serão utilizados neste trabalho serão de acordo com a Tabela 3.

Tabela 3 - Custos específicos do biodigestor.

Características Específicas do Biodigestor	
Tempo de Vida	60 mil horas
Carga Mínima	30%
Frete	40 reais por tonelada
Disponibilidade	Até 40 toneladas por dia

Fonte: Autor.

E os custos de suprimento do biodigestor são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Custos de suprimento do biodigestor.

Características de Suprimento do Biodigestor			
Potência (kW)	Capital	Reposição	O&M (R\$/hora)
15	R\$ 51.750,00	R\$ 25.000,00	0,161
30	R\$ 103.500,00	R\$ 50.000,00	0,322

Potência (kW)	Capital	Reposição	O&M (R\$/hora)
60	R\$ 207.000,00	R\$ 100.000,00	0,645

Fonte: Autor.

3.2.2.3 Gerador a Óleo Diesel

O gerador a óleo diesel, assim como o biodigestor, foi configurado para funcionar no modo otimizado, modo onde o gerador irá funcionar para obter o melhor aproveitamento, sendo ativado ou desativado sempre que necessário. Os custos de suprimento do gerador a óleo diesel e as características específicas foram especificados na Tabela 5 e 6, respectivamente.

Tabela 5 - Custos de suprimento do gerador a óleo diesel.

Características de Suprimento do Gerador a Óleo Diesel			
Potência (kW)	Capital	Reposição	O&M (R\$/hora)
15	R\$ 10.500,00	R\$ 5.000,00	0,06
30	R\$ 21.000,00	R\$ 10.000,00	0,12
60	R\$ 42.000,00	R\$ 20.000,00	0,24

Fonte: Autor.

Tabela 6 - Características específicas do gerador a óleo diesel.

Características Específicas do Gerador a Óleo Diesel	
Tempo de Vida	86000 horas
Carga Mínima	30%
Preço do Diesel	R\$ 3/litro *

*Preço praticado nos postos de Santa Maria (RS) em Julho/2017

Fonte: Autor.

3.3 DEFINIÇÃO DOS CUSTOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Os custos e características específicas da rede de distribuição serão abordados neste tópico, a Tabela 7 traz informações referentes às linhas de média e baixa tensão.

Tabela 7 - Custos e características das linhas.

Linha de Baixa Tensão	
Custo de Capital	20 R\$/metro
O&M	1% do capital por ano
Tempo de Vida	20 anos
Restrição da Linha de Baixa Tensão	600 metros
Linha de Média Tensão	
Custo de Capital	40 R\$/metro
O&M	1% do capital por ano
Tempo de Vida	20 anos

Fonte: Autor.

Como a Tabela 7 apresenta, a linha de baixa tensão tem uma restrição em seu comprimento. Os custos e características necessárias referentes aos transformadores serão apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 - Custos e características dos transformadores.

Transformadores	
Custo de Capital	R\$ 5.000
O&M	1% do capital por ano
Tempo de Vida	20 anos
Taxa de Juro Anual	6%

Fonte: Autor.

Já para cada um dos tipos de terreno que serão analisados neste trabalho, será inserido um multiplicador que irá influenciar no preço de construção da rede elétrica, os valores dos multiplicadores variam conforme a dificuldade para a rede ser implantada. Estes valores são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 - Multiplicadores para cada tipo de terreno.

Tipo de Terreno	Multiplicador
Estrada	1
Gramma	1,5
Floresta	4
Água	500

Fonte: Autor.

3.4 IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA

Com a definição dos custos concluída, é possível realizar a implementação da metodologia, que terá auxílio de dois programas computacionais.

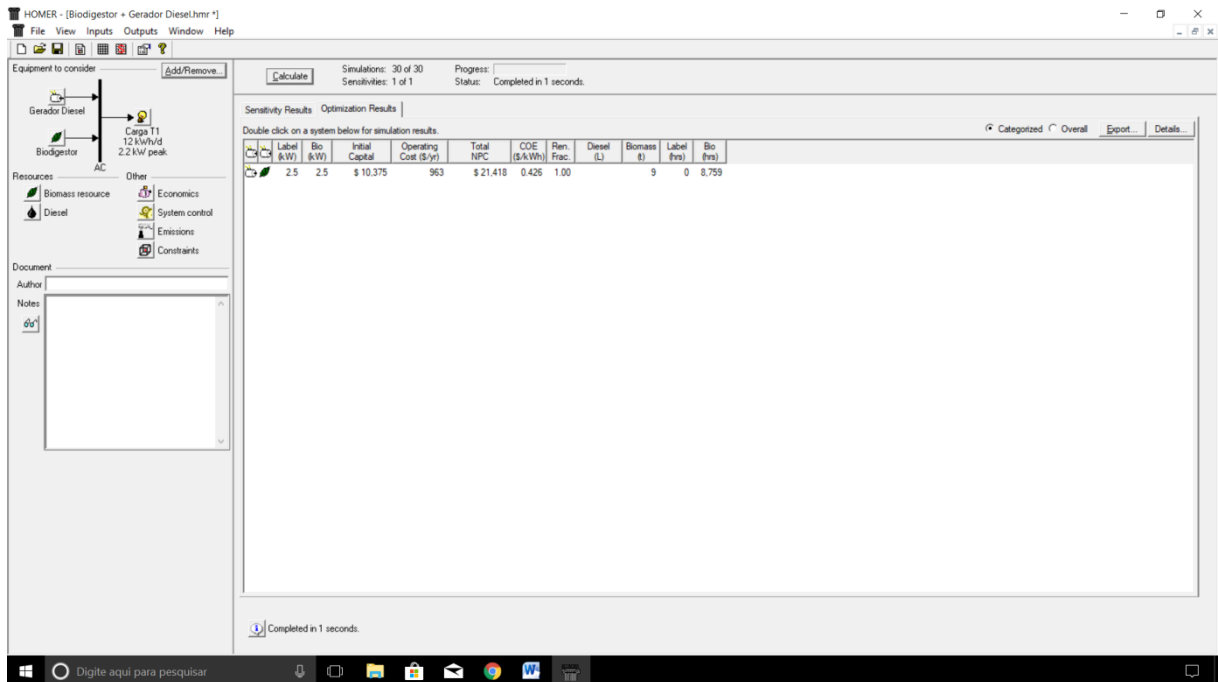
3.4.1 HOMER®

Agora que todos os dados para utilização no software foram coletados, pode-se fazer a análise deles e o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) através do programa HOMER Energy®, desenvolvido pela NREL. Este simplifica a tarefa de avaliar projetos de sistemas de energia ilhados e conectados à rede para uma variedade de aplicações. Os algoritmos de otimização e análise de sensibilidade facilitam a avaliação das muitas configurações possíveis do sistema.

O programa simula a operação de um sistema, fazendo cálculos do balanço energético para cada uma das 8760 horas do ano. Para cada hora, compara a demanda elétrica e térmica na hora com a energia que o sistema pode fornecer naquele momento, e calcula os fluxos de energia para e de cada componente do sistema. Para sistemas que incluem baterias ou geradores a combustível, decide, por hora, como operar os geradores e se deve carregar ou descarregar as baterias.

Os cálculos do custo do sistema contabilizam custos como o capital, a substituição, a operação e a manutenção, o combustível e os juros. Depois de simular todas as possíveis configurações do sistema, é exibida uma lista de configurações, ordenadas por valor presente líquido (LILIENTHAL et al. 2004). A Figura 3 apresenta a tela principal do software HOMER®.

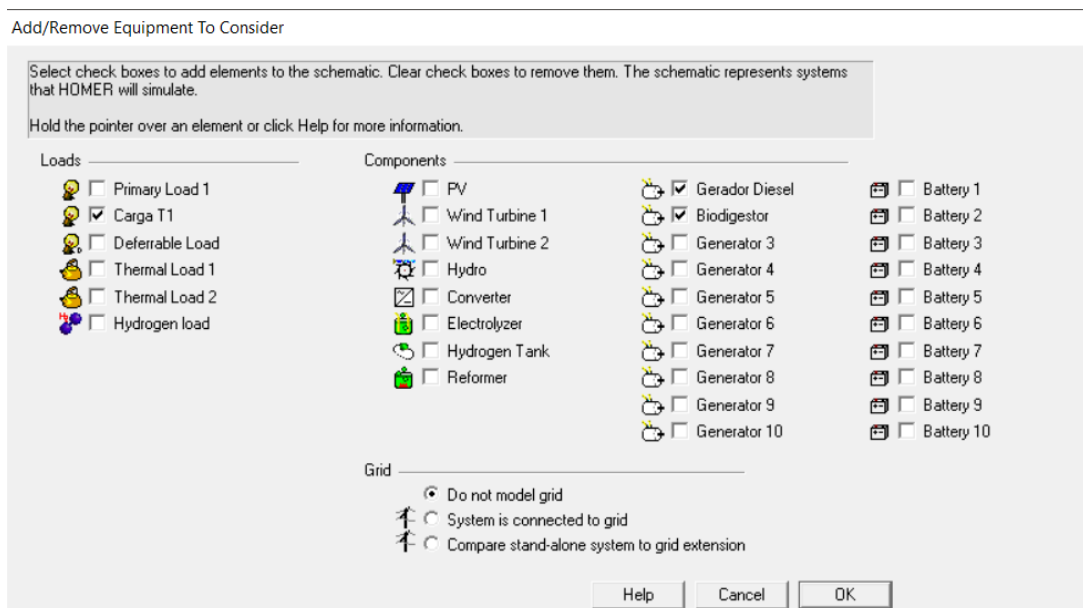
Figura 3 - Tela principal do software HOMER®.



Fonte: Software HOMER®.

A Figura 4 apresenta a tela de seleção de equipamentos a serem considerados pelo software, uma vez marcada a caixa de seleção, o equipamento aparecerá como na Figura 3, no canto superior esquerdo.

Figura 4 - Tela de seleção de equipamentos a serem considerados.



Fonte: Software HOMER®.

Um detalhamento mais profundo em relação ao software HOMER® pode ser encontrado no Apêndice A.

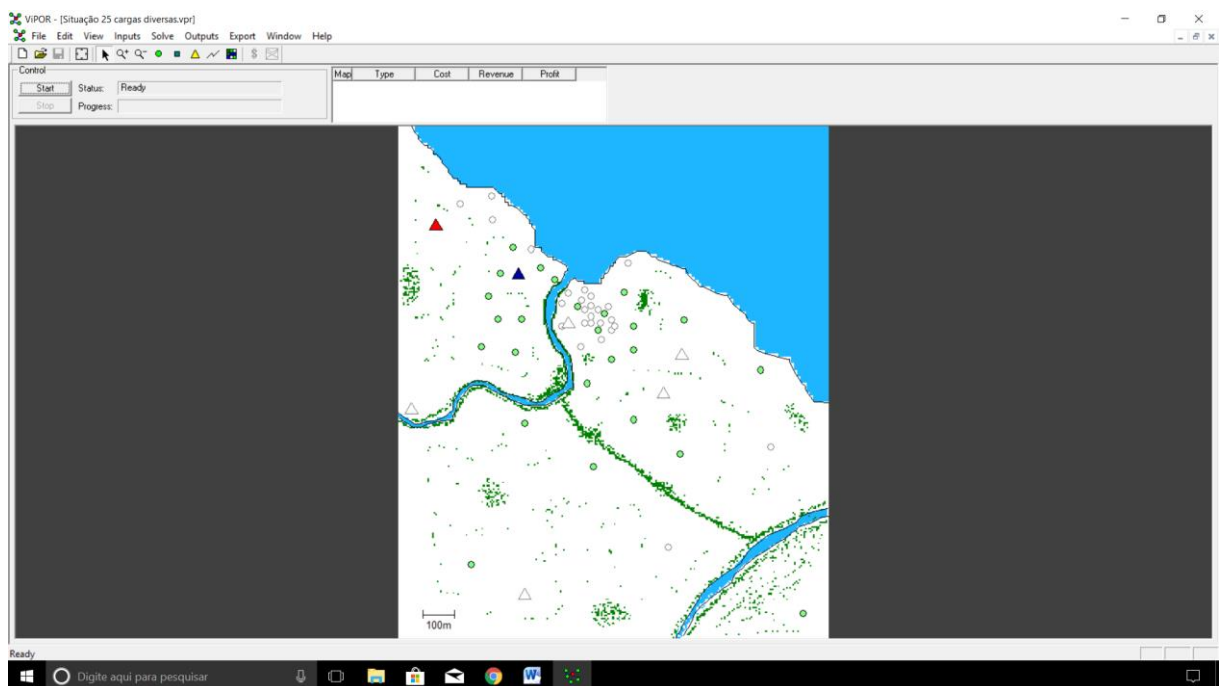
3.4.2 ViPOR®

Com as informações obtidas na seção 3.3, onde foram definidos os custos da rede de distribuição, é possível calcular a configuração ótima para a topologia de rede no cenário que se desejar. Para tal, será utilizado o software de otimização ViPOR®, desenvolvido pelo laboratório nacional de energia renovável dos Estados Unidos (NREL).

O ViPOR® é um modelo de otimização para projetar sistemas de eletrificação de pequenas áreas. Dado um mapa de uma área e algumas informações sobre os tamanhos de carga e os custos de equipamentos, o software seleciona quais cargas consumidoras devem ser alimentadas por sistemas de energia isolados e quais devem ser incluídas em uma grade de distribuição centralizada. A grade de distribuição é projetada otimamente com consideração do terreno local.

A Figura 5 apresenta a tela principal do software ViPOR®.

Figura 5 - Tela principal do software ViPOR® (com um exemplo aberto).



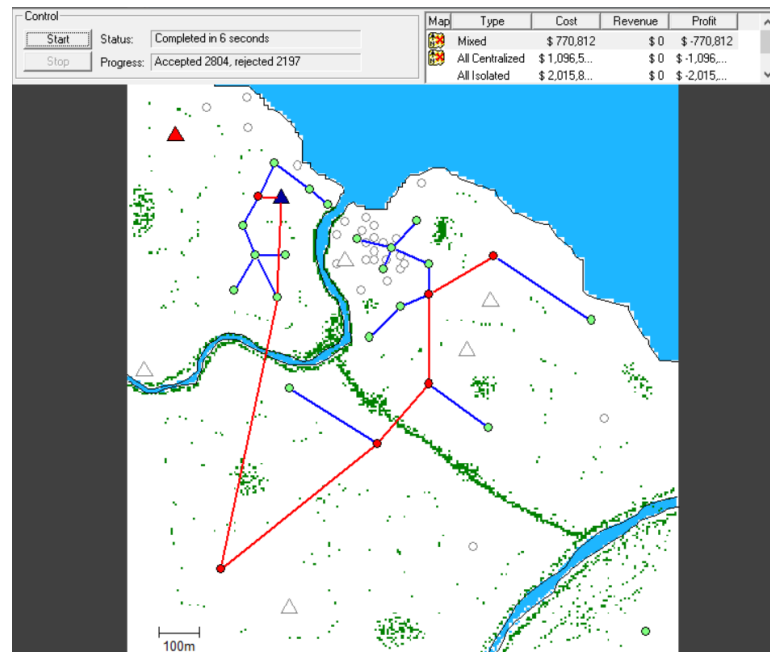
Fonte: Software ViPOR®.

Um exemplo de cálculo da melhor topologia de rede é apresentado na Figura 6, que apresenta os três tipos de solução que o software traz: centralizada, isolada e mista. Sendo a solução centralizada, uma solução que pode ter as cargas alimentadas somente pela rede convencional, somente por uma fonte de geração centralizada ou a combinação da rede convencional com a fonte de geração centralizada.

A solução isolada permite apenas uma fonte operando neste modo, e para esta solução, a fonte isolada atende todas as cargas, ou seja, para cada carga que tiver, haverá uma fonte isolada alimentando. Por fim, a solução mista ou híbrida, é a solução que permite quaisquer tipos de combinação de fontes.

Um detalhamento mais profundo em relação ao software ViPORA® pode ser encontrado no Apêndice B.

Figura 6 - Solução do ViPORA® diante de um sistema exemplo.



Fonte: Software ViPORA®.

4 ESTUDO DE CASOS

Para demonstrar a metodologia utilizada, a seguir serão apresentados vários estudos de casos que encontram a melhor configuração. Para este trabalho, foram definidas pelo autor, três cargas elétricas rurais com base no perfil de carga típico em áreas rurais da IEA. A Tabela 10 apresenta as cargas demandadas, hora a hora, diariamente por cada uma das três cargas.

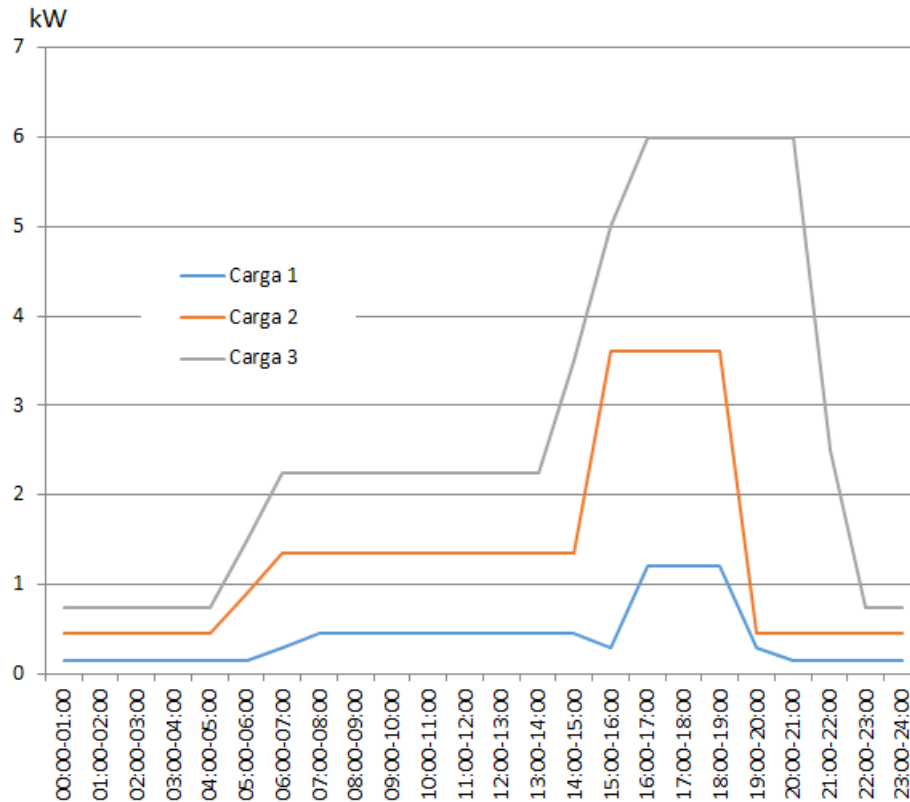
Tabela 10 - Cargas demandadas por cada uma das três cargas.

Hora	Carga 1 (kW)	Carga 2 (kW)	Carga 3 (kW)
00:00-01:00	0,15	0,45	0,75
01:00-02:00	0,15	0,45	0,75
02:00-03:00	0,15	0,45	0,75
03:00-04:00	0,15	0,45	0,75
04:00-05:00	0,15	0,45	0,75
05:00-06:00	0,15	0,9	1,5
06:00-07:00	0,3	1,35	2,25
07:00-08:00	0,45	1,35	2,25
08:00-09:00	0,45	1,35	2,25
09:00-10:00	0,45	1,35	2,25
10:00-11:00	0,45	1,35	2,25
11:00-12:00	0,45	1,35	2,25
12:00-13:00	0,45	1,35	2,25
13:00-14:00	0,45	1,35	2,25
14:00-15:00	0,45	1,35	3,5
15:00-16:00	0,3	3,6	5
16:00-17:00	1,2	3,6	6
17:00-18:00	1,2	3,6	6
18:00-19:00	1,2	3,6	6
19:00-20:00	0,3	0,45	6
20:00-21:00	0,15	0,45	6
21:00-22:00	0,15	0,45	2,5
22:00-23:00	0,15	0,45	0,75
23:00-24:00	0,15	0,45	0,75

Fonte: Autor.

O perfil de carga de cada uma destas cargas é apresentado pela Figura 7.

Figura 7 - Perfil de carga de cada uma das três cargas.



Fonte: Autor.

Após as cargas modeladas, a rede e as fontes de geração foram também modeladas de forma a atender todas as novas cargas. A rede elétrica e as fontes de geração mantêm as mesmas definições aplicadas no Capítulo 3.

As Tabelas 11, 12 e 13 apresentam os VPLs encontrados para as três cargas com a rede convencional e cada uma das fontes de geração.

Tabela 11 - VPLs para as cargas conectadas na rede convencional.

Rede Convencional de Energia					
Cargas	Carga 1		Carga 2		Carga 3
Valor Presente Líquido	R\$	13.777,00	R\$	45.827,00	R\$ 94.409,00
Custo de Operação Anual	R\$	1.201,00	R\$	3.995,00	R\$ 8.231,00

Fonte: Autor.

Tabela 12 - VPLs para as cargas conectadas no painel fotovoltaico.

Painel Fotovoltaico					
Cargas	Carga 1		Carga 2		Carga 3

Painel Fotovoltaico			
Valor Presente Líquido	R\$ 80.626,00	R\$ 253.157,00	R\$ 610.489,00
Custo de Operação Anual	R\$ 1.900,00	R\$ 5.819,00	R\$ 16.112,00

Fonte: Autor.

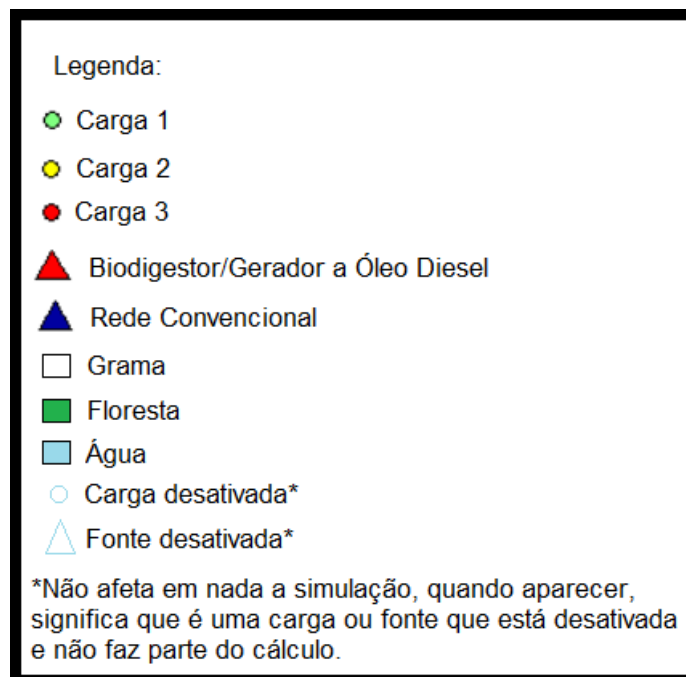
Tabela 13 - VPLs para as cargas conectadas no B/D.

Biodigestor/Gerador a Óleo a Diesel			
Cargas	Carga 1	Carga 2	Carga 3
Valor Presente Líquido	R\$ 21.407,00	R\$ 44.673,00	R\$ 120.808,00
Custo de Operação Anual	R\$ 962,00	R\$ 2.238,00	R\$ 5.868,00

Fonte: Autor.

Para melhor representar o que a metodologia proporciona serão apresentados três estudos de casos onde serão apresentadas as situações de 12 consumidores, 25 consumidores e 51 consumidores. E, como forma de ilustrar, a Figura 8 apresenta uma legenda de todos os elementos presentes na tela das soluções do software ViPOR®.

Figura 8 - Legenda dos elementos visuais do software ViPOR®.



Fonte: Autor.

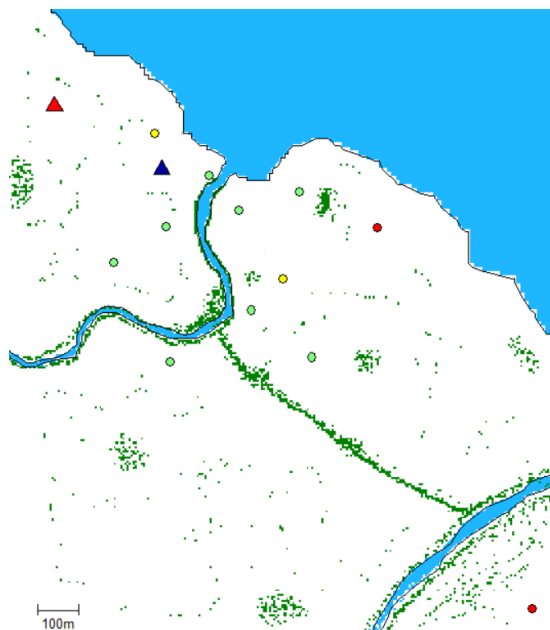
Além dos elementos da Figura 8, sempre que houver uma linha azul ligando dois elementos, ela representa uma rede de baixa tensão, enquanto que se a linha for vermelha, representa uma linha de média tensão. Quando houver um transformador na solução, ele será um ponto vermelho na tela, idêntico ao da carga 3, podendo ser diferenciado da carga, pois estará separando a linha de baixa da de média tensão.

Cada um dos estudos de caso terá 3 configurações, que são elas: Configuração “A”, Configuração “B” e Configuração “C”. A única alteração de uma configuração para outra é o ponto de conexão para o Biodigestor/Gerador a Óleo Diesel (B/D), pois o ponto de conexão da rede convencional é fixo, uma vez que o propósito do estudo é encontrar a melhor configuração de rede com melhor custo, ou seja, cada um dos estudos de caso prevê se seria viável a implantação de uma fonte de geração distribuída, ou o prolongamento da rede convencional já existente.

4.1 ESTUDO DE CASO: 12 CONSUMIDORES

Este estudo engloba uma zona rural com baixa incidência de consumidores, onde as cargas estão distantes uma da outra. A Figura 9 apresenta a zona a ser avaliada pela metodologia.

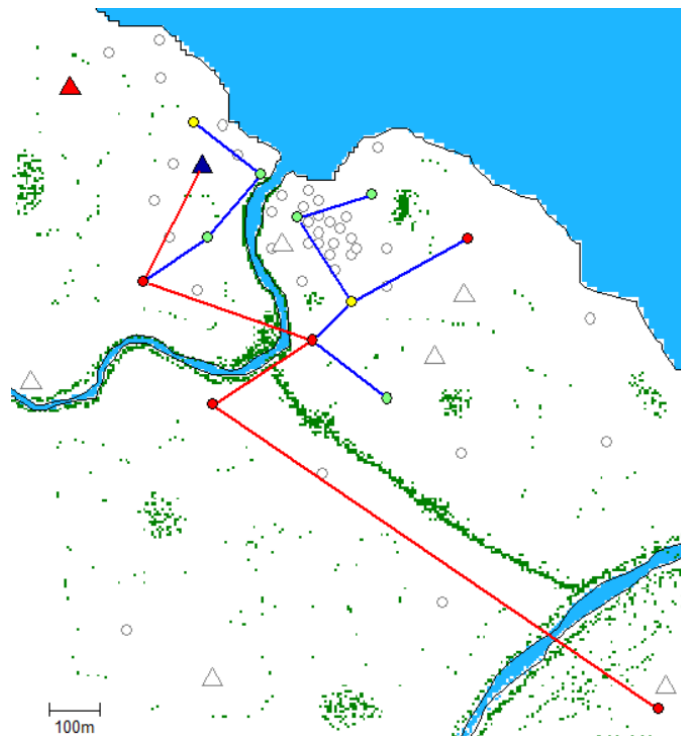
Figura 9 – Configuração “A” para 12 consumidores.



Fonte: Software ViPOR®.

Para esta avaliação inicial, usou-se 12 cargas de demandas variáveis, de acordo com a Tabela 10. A Figura 10 apresenta a solução para a Configuração “A”.

Figura 10 - Solução Configuração “A”, 12 consumidores.



Fonte: Software ViPOR®.

O B/D não se mostrou útil e não teve utilização, a rede convencional realizou a alimentação para todas as 12 cargas. As Tabelas 14,15 e 16 apresentam o custo de cada uma das três soluções possíveis, o detalhamento de custos da solução vencedora e as características da solução vencedora respectivamente.

Tabela 14 - Custo das soluções, Configuração “A”, 12 consumidores.

Tipo de Solução	Custo
Centralizada	R\$ 1.125.222,00
Mista	R\$ 1.185.685,00
Isolada	R\$ 2.372.545,00

Fonte: Autor.

Tabela 15 - Custos da solução vencedora, Configuração “A”, 12 consumidores.

Detalhamento de Custos da Solução Vencedora	
Custos de Componente	VPL
Geração Centralizada	R\$ 396.206,00
Geração Isolada	R\$ -
Sistema de Distribuição	R\$ 729.016,00
Total	R\$ 1.125.222,00
Por Carga	R\$ 93.768,50

Fonte: Autor.

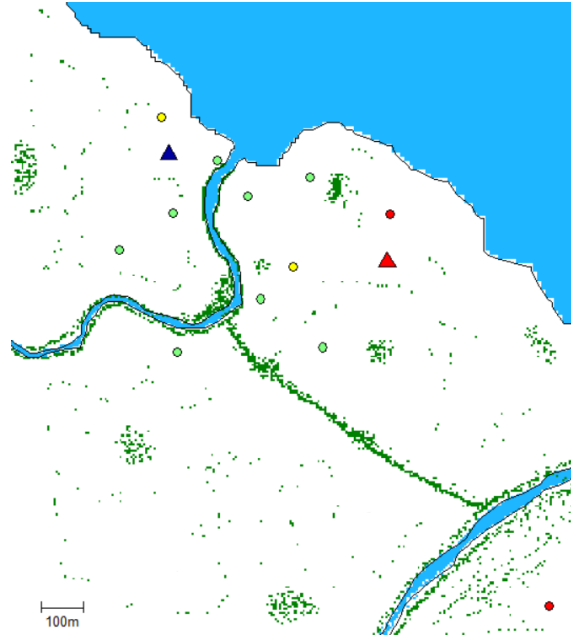
Tabela 16 - Características da solução vencedora, Configuração “A”, 12 consumidores.

Características da Solução Vencedora	
Número de Cargas Centralizadas	12
Número de Cargas Isoladas	0
Carga Centralizada Total (kWh/dia)	270
Carga Isolada Total (kWh/dia)	0
Comprimento Total da Linha de BT (metros)	1379
Comprimento Total da Linha de MT (metros)	1893
Número de Transformadores	4

Fonte: Autor.

Após esta análise, a posição das cargas continuou a mesma, mas foi alterada a posição do ponto de conexão do B/D, conforme Figura 11.

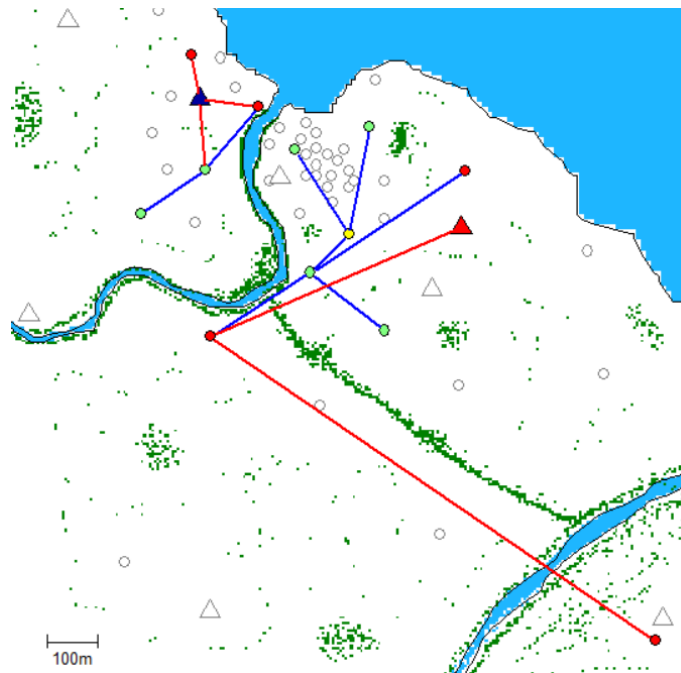
Figura 11 - Configuração “B” para 12 consumidores.



Fonte: Software ViPOR®.

Para esta configuração, a Figura 12 apresenta a solução.

Figura 12 - Solução Configuração "B", 12 consumidores.



Fonte: Software ViPOR®.

O B/D se mostrou útil, realizando a alimentação da maioria das cargas, e a rede convencional realizou a alimentação de 4 cargas. As Tabelas 17,18 e 19 apresentam o custo de cada uma das três soluções possíveis, o detalhamento de custos da solução vencedora e as características da solução vencedora respectivamente.

Tabela 17 - Custo das soluções, Configuração “B”, 12 consumidores.

Tipo de Solução	Custo
Centralizada	R\$ 897.029,00
Mista	R\$ 956.525,00
Isolada	R\$ 2.372.545,00

Fonte: Autor.

Tabela 18 - Custos da solução vencedora, Configuração “B”, 12 consumidores.

Detalhamento de Custos da Solução Vencedora	
Custos de Componente	VPL
Geração Centralizada	R\$ 395.303,00
Geração Isolada	R\$ -
Sistema de Distribuição	R\$ 501.726,00
Total	R\$ 897.029,00
Por Carga	R\$ 74.752,42

Fonte: Autor.

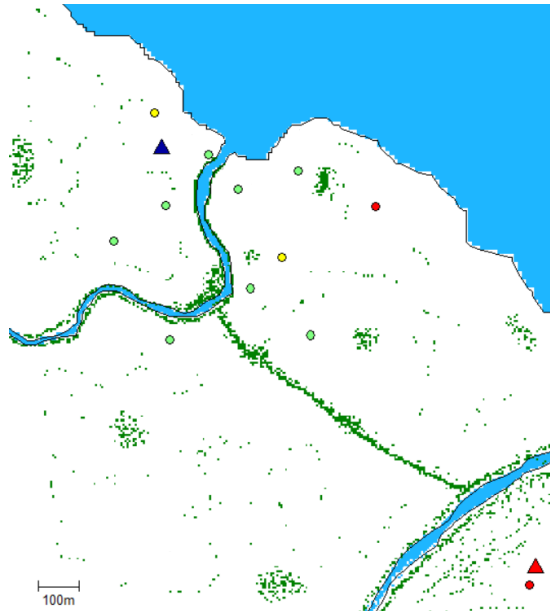
Tabela 19 - Características da solução vencedora, Configuração “B”, 12 consumidores.

Características da Solução Vencedora	
Número de Cargas Centralizadas	12
Número de Cargas Isoladas	0
Carga Centralizada Total (kWh/dia)	270
Carga Isolada Total (kWh/dia)	0
Comprimento Total da Linha de BT (metros)	1610
Comprimento Total da Linha de MT (metros)	1937
Número de Transformadores	4

Fonte: Autor.

Após esta análise, a posição das cargas continuou a mesma, mas foi alterada apenas a posição do ponto de conexão do B/D, conforme Figura 13.

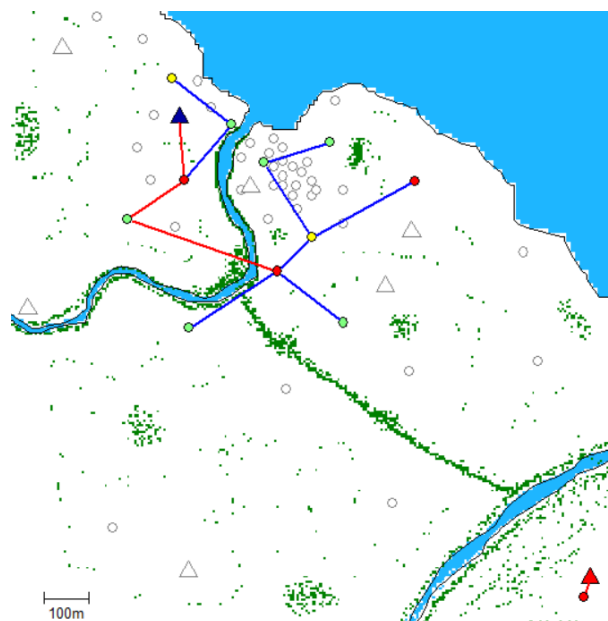
Figura 13 - Configuração “C” para 12 consumidores.



Fonte: Software VIPOR®.

Para esta configuração, a Figura 14 apresenta a solução.

Figura 14 - Solução Configuração “C”, 12 consumidores.



Fonte: Software ViPOR®.

O B/D foi usado, realizando a alimentação de apenas uma carga, e a rede convencional realizou a alimentação das 11 cargas restantes. As Tabelas 20,21 e 22 apresentam o custo de cada uma das três soluções possíveis, o detalhamento de custos da solução vencedora e as características da solução vencedora respectivamente.

Tabela 20 - Custo das soluções, Configuração “C”, 12 consumidores.

Tipo de Solução	Custo
Centralizada	R\$ 764.218,00
Mista	R\$ 820.175,00
Isolada	R\$ 2.372.545,00

Fonte: Autor.

Tabela 21 - Custos da solução vencedora, Configuração “C”, 12 consumidores.

Detalhamento de Custos da Solução Vencedora	
Custos de Componente	VPL
Geração Centralizada	R\$ 407.790,00
Geração Isolada	R\$ -
Sistema de Distribuição	R\$ 356.428,00
Total	R\$ 764.218,00
Por Carga	R\$ 63.684,83

Fonte: Autor.

Tabela 22 – Características da solução vencedora, Configuração “C”, 12 consumidores.

Características da Solução Vencedora	
Número de Cargas Centralizadas	12
Número de Cargas Isoladas	0
Carga Centralizada Total (kWh/dia)	270
Carga Isolada Total (kWh/dia)	0
Comprimento Total da Linha de BT (metros)	1613
Comprimento Total da Linha de MT (metros)	688
Número de Transformadores	3

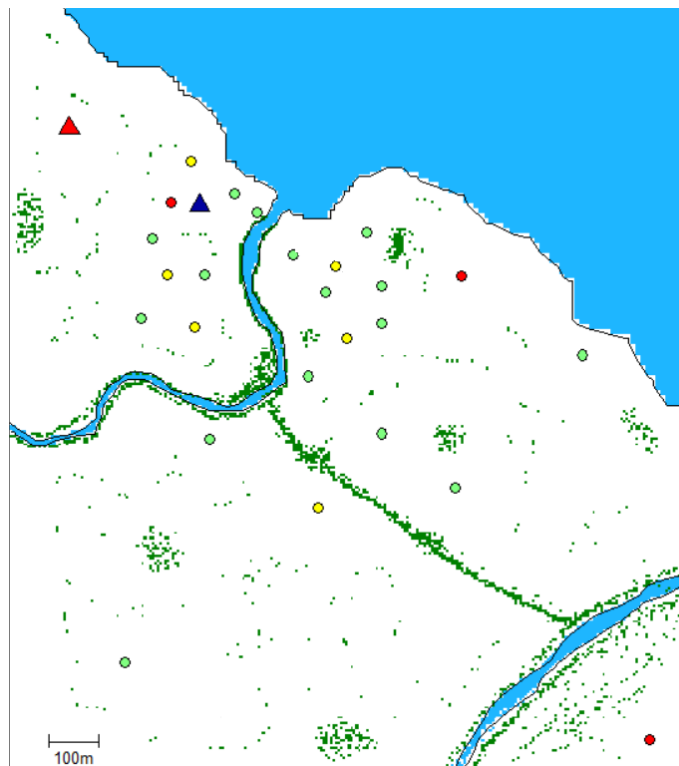
Fonte: Autor.

Para o próximo estudo de caso, foram considerados 25 consumidores, simulando uma região com população superior a anterior e com cargas mais próximas umas das outras.

4.2 ESTUDO DE CASO: 25 CONSUMIDORES

Este estudo engloba uma zona rural com moderada incidência de consumidores, onde as cargas não estão tão distantes uma da outra. A Figura 15 apresenta a zona a ser avaliada pela metodologia.

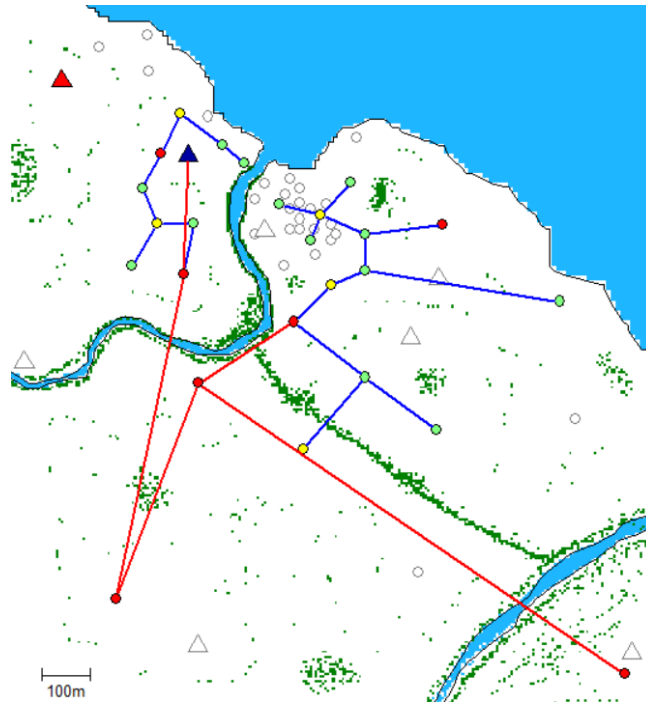
Figura 15 - Configuração “A” para 25 consumidores.



Fonte: Software ViPOR®.

Para esta avaliação inicial, usou-se 25 cargas de demandas variáveis, de acordo com a Tabela 10. A Figura 16 apresenta a solução para a Configuração “A”.

Figura 16 - Solução Configuração “A”, 25 consumidores.



Fonte: Software VIPOR®.

O B/D não se mostrou útil e não teve utilização, a rede convencional realizou a alimentação para todas as 25 cargas. As Tabelas 23,24 e 25 apresentam o custo de cada uma das três soluções possíveis, o detalhamento de custos da solução vencedora e as características da solução vencedora respectivamente.

Tabela 23 - Custo das soluções, Configuração “A”, 25 consumidores.

Tipo de Solução	Custo
Centralizada	R\$ 1.495.482,00
Mista	R\$ 1.548.382,00
Isolada	R\$ 4.640.670,00

Fonte: Autor.

Tabela 24 - Custos da solução vencedora, Configuração “A”, 25 consumidores.

Detalhamento de Custos da Solução Vencedora	
Custos de Componente	VPL
Geração Centralizada	R\$ 792.224,00
Geração Isolada	R\$ -

Custos de Componente	VPL
Sistema de Distribuição	R\$ 703.258,00
Total	R\$ 1.495.482,00
Por Carga	R\$ 59.819,28

Fonte: Autor.

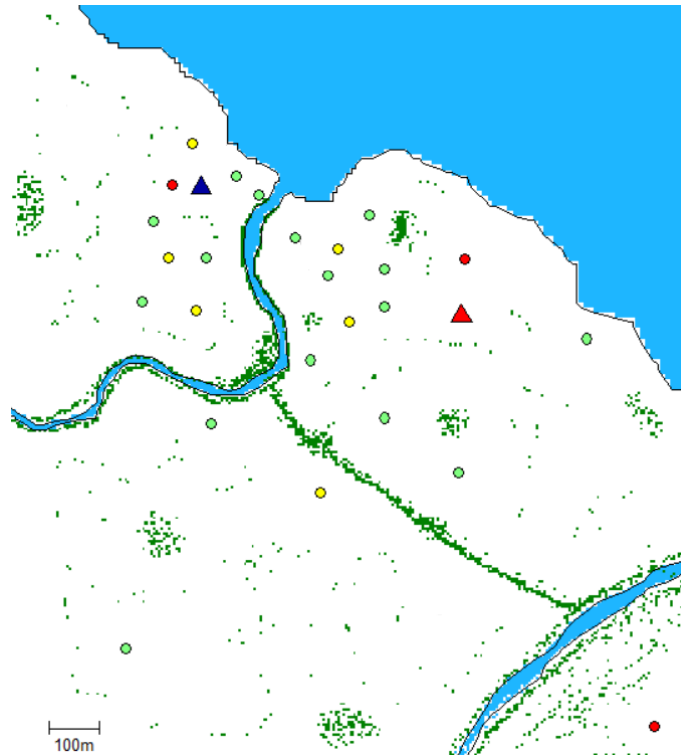
Tabela 25 - Características da solução vencedora, Configuração “A”, 25 consumidores.

Características da Solução Vencedora	
Número de Cargas Centralizadas	25
Número de Cargas Isoladas	0
Carga Centralizada Total (kWh/dia)	539
Carga Isolada Total (kWh/dia)	0
Comprimento Total da Linha de BT (metros)	2407
Comprimento Total da Linha de MT (metros)	2679
Número de Transformadores	5

Fonte: Autor.

Após esta análise, a posição das cargas continuou a mesma, mas foi alterada a posição do ponto de conexão do B/D, conforme Figura 17.

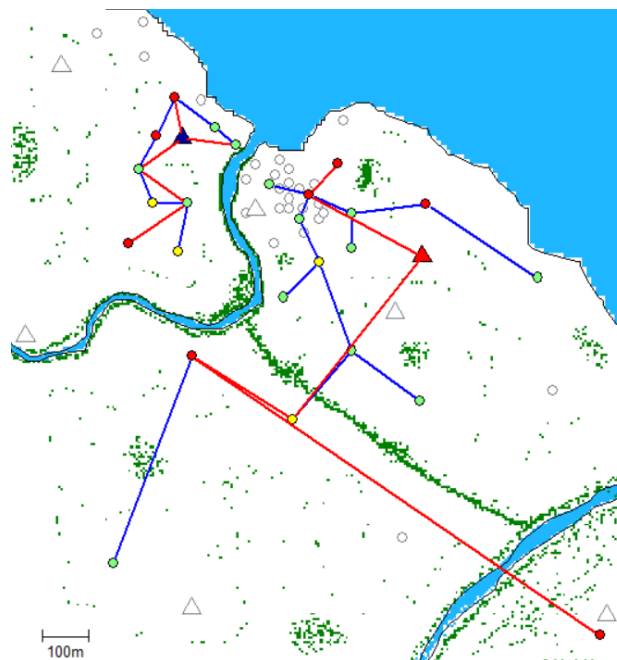
Figura 17 - Configuração “B” para 25 consumidores.



Fonte: Software ViPOR®.

Para esta configuração, a Figura 18 apresenta a solução.

Figura 18 - Solução Configuração "B", 25 consumidores.



Fonte: Software ViPOR®.

O B/D se mostrou útil, realizando a alimentação da maioria das cargas, e a rede convencional realizou a alimentação de 9 cargas. As Tabelas 26,27 e 28 apresentam o custo de cada uma das três soluções possíveis, o detalhamento de custos da solução vencedora e as características da solução vencedora respectivamente.

Tabela 26 - Custo das soluções, Configuração “B”, 25 consumidores.

Tipo de Solução	Custo
Centralizada	R\$ 1.443.853,00
Mista	R\$ 1.492.658,00
Isolada	R\$ 4.640.670,00

Fonte: Autor.

Tabela 27 - Custos da solução vencedora, Configuração “B”, 25 consumidores.

Detalhamento de Custos da Solução Vencedora	
Custos de Componente	VPL
Geração Centralizada	R\$ 849.067,00
Geração Isolada	R\$ -
Sistema de Distribuição	R\$ 594.786,00
Total	R\$ 1.443.853,00
Por Carga	R\$ 57.754,12

Fonte: Autor.

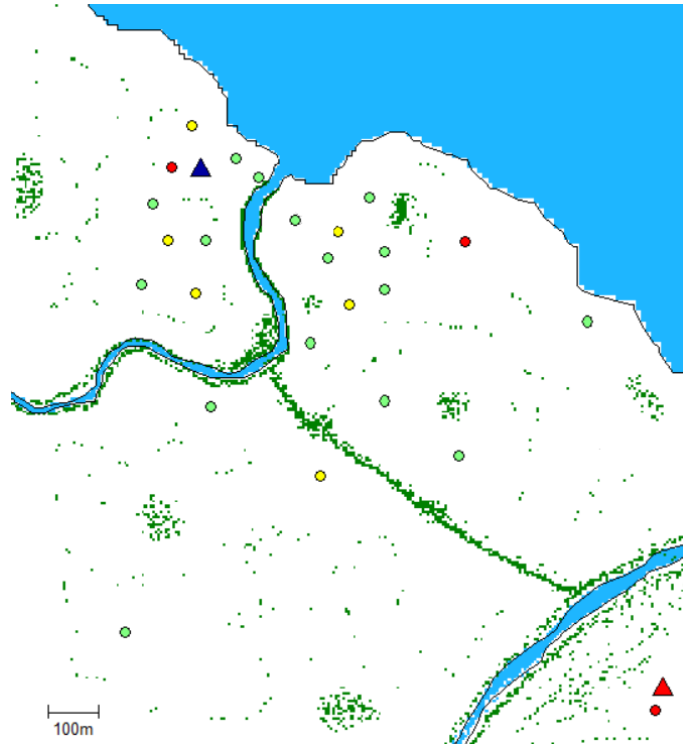
Tabela 28 - Características da solução vencedora, Configuração “B”, 25 consumidores.

Características da Solução Vencedora	
Número de Cargas Centralizadas	25
Número de Cargas Isoladas	0
Carga Centralizada Total (kWh/dia)	539
Carga Isolada Total (kWh/dia)	0
Comprimento Total da Linha de BT (metros)	2608
Comprimento Total da Linha de MT (metros)	2721
Número de Transformadores	6

Fonte: Autor.

Após esta análise, a posição das cargas continuou a mesma, mas foi alterada apenas a posição do ponto de conexão do B/D, conforme Figura 19.

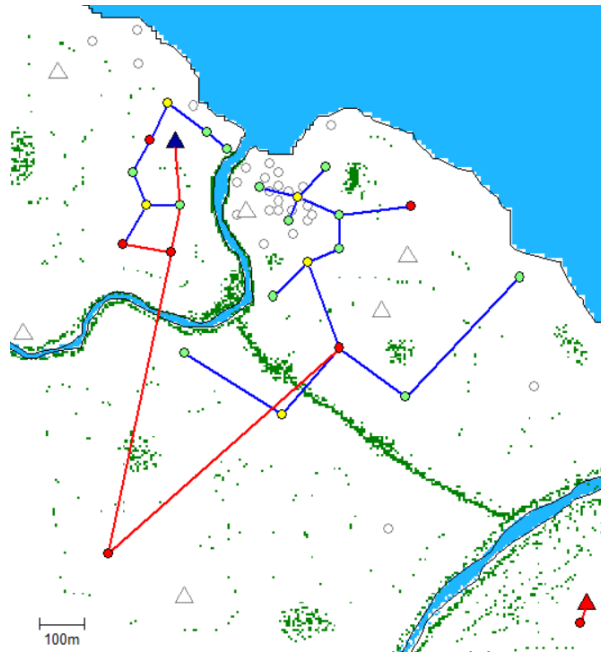
Figura 19 - Configuração “C” para 25 consumidores.



Fonte: Software ViPOR®.

Para esta configuração, a Figura 20 apresenta a solução.

Figura 20 - Solução Configuração “C”, 25 consumidores.



Fonte: Software ViPOR®.

O B/D foi usado, realizando a alimentação de apenas uma carga, e a rede convencional realizou a alimentação das 24 cargas restantes. As Tabelas 29,30 e 31 apresentam o custo de cada uma das três soluções possíveis, o detalhamento de custos da solução vencedora e as características da solução vencedora respectivamente.

Tabela 29 - Custo das soluções, Configuração “C”, 25 consumidores.

Tipo de Solução	Custo
Centralizada	R\$ 1.137.639,00
Mista	R\$ 1.196.631,00
Isolada	R\$ 4.640.670,00

Fonte: Autor.

Tabela 30 - Custos da solução vencedora, Configuração “C”, 25 consumidores.

Detalhamento de Custos da Solução Vencedora	
Custos de Componente	VPL
Geração Centralizada	R\$ 789.787,00
Geração Isolada	R\$ -
Sistema de Distribuição	R\$ 347.852,00

Custos de Componente	VPL
Total	R\$ 1.137.639,00
Por Carga	R\$ 45.505,56

Fonte: Autor.

Tabela 31 - Características da solução vencedora, Configuração “C”, 25 consumidores.

Características da Solução Vencedora	
Número de Cargas Centralizadas	25
Número de Cargas Isoladas	0
Carga Centralizada Total (kWh/dia)	539
Carga Isolada Total (kWh/dia)	0
Comprimento Total da Linha de BT (metros)	2536
Comprimento Total da Linha de MT (metros)	1754
Número de Transformadores	5

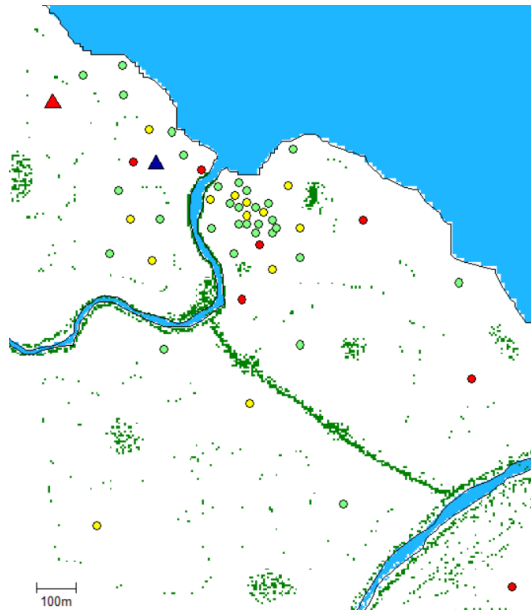
Fonte: Autor.

Para o próximo estudo de caso, foram considerados 51 consumidores, simulando uma região com população muito superior a anterior e com cargas mais próximas ainda umas das outras.

4.3 ESTUDO DE CASO: 51 CONSUMIDORES

Este estudo engloba uma zona rural com alta incidência de consumidores, onde as cargas não estão tão distantes uma da outra. A Figura 21 apresenta a zona a ser avaliada pela metodologia.

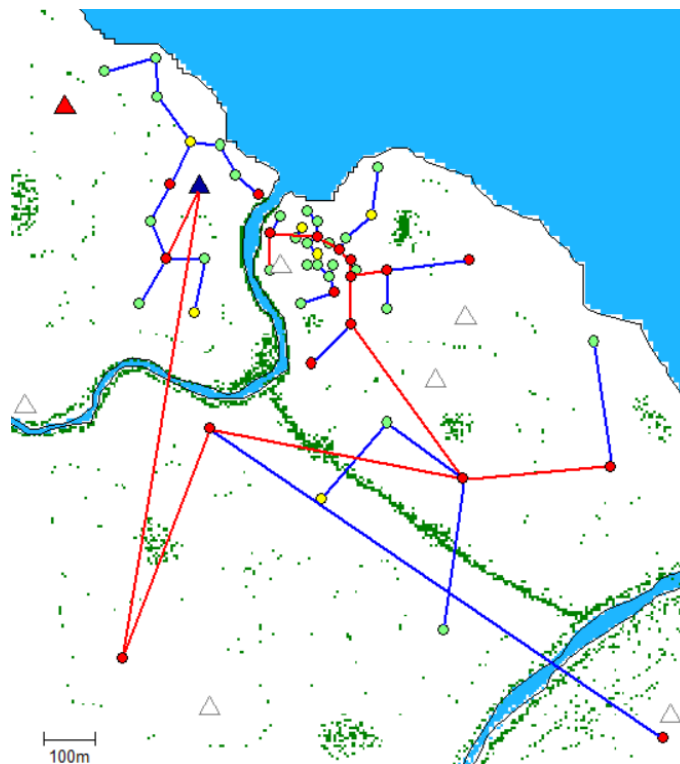
Figura 21 – Configuração “A” para 51 consumidores.



Fonte: Software ViPOR®.

Para esta avaliação inicial, usou-se 51 cargas de demandas variáveis, de acordo com a Tabela 10. A Figura 22 apresenta a solução para a Configuração “A”.

Figura 22 - Solução Configuração “A”, 51 consumidores.



Fonte: Software ViPOR®.

O B/D não se mostrou útil e não teve utilização, a rede convencional realizou a alimentação para todas as 51 cargas. As Tabelas 32,33 e 34 apresentam o custo de cada uma das três soluções possíveis, o detalhamento de custos da solução vencedora e as características da solução vencedora respectivamente.

Tabela 32 - Custo das soluções, Configuração “A”, 51 consumidores.

Tipo de Solução	Custo
Centralizada	R\$ 2.418.619,00
Mista	R\$ 2.487.520,00
Isolada	R\$ 10.064.115,00

Fonte: Autor.

Tabela 33 - Custos da solução vencedora, Configuração “A”, 51 consumidores.

Detalhamento de Custos da Solução Vencedora	
Custos de Componente	VPL
Geração Centralizada	R\$ 1.726.129,00
Geração Isolada	R\$ -
Sistema de Distribuição	R\$ 692.490,00
Total	R\$ 2.418.619,00
Por Carga	R\$ 47.423,90

Fonte: Autor.

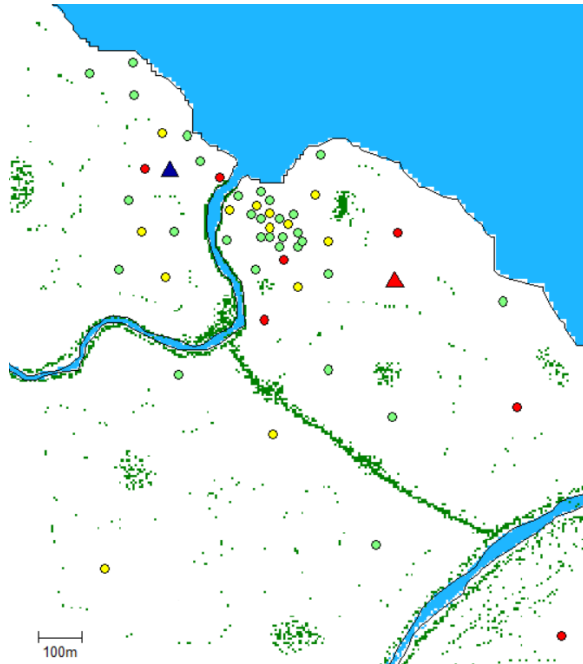
Tabela 34 - Características da solução vencedora, Configuração “A”, 51 consumidores.

Características da Solução Vencedora	
Número de Cargas Centralizadas	51
Número de Cargas Isoladas	0
Carga Centralizada Total (kWh/dia)	1165,5
Carga Isolada Total (kWh/dia)	0
Comprimento Total da Linha de BT (metros)	3986
Comprimento Total da Linha de MT (metros)	3124
Número de Transformadores	12

Fonte: Autor.

Após esta análise, a posição das cargas continuou a mesma, mas foi alterada a posição do ponto de conexão do B/D, conforme Figura 23.

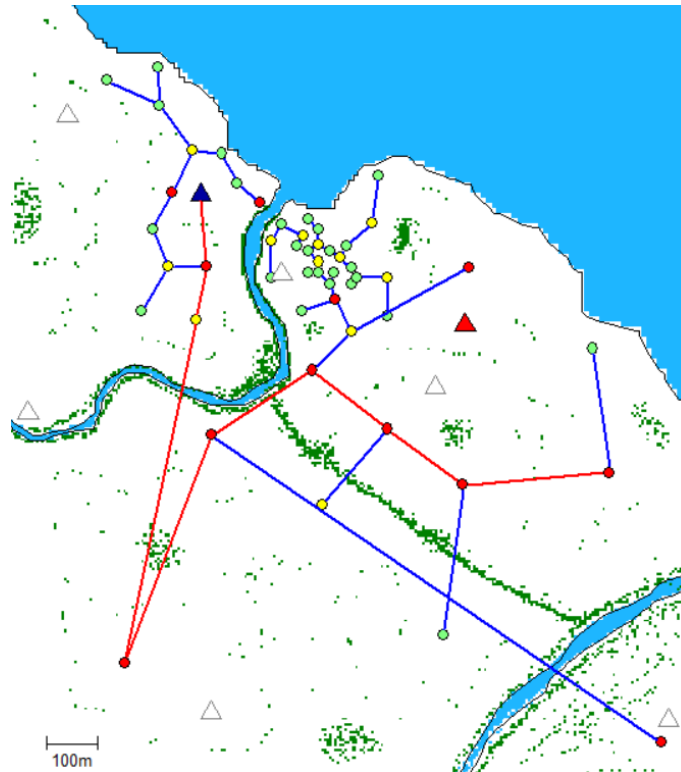
Figura 23 - Configuração “B” para 51 consumidores.



Fonte: Software ViPOR®.

Para esta configuração, a Figura 24 apresenta a solução.

Figura 24 - Solução Configuração “B”, 51 consumidores.



Fonte: Software VIPOR®.

O B/D não se mostrou útil, e a rede convencional realizou a alimentação de todas as cargas. As Tabelas 35,36 e 37 apresentam o custo de cada uma das três soluções possíveis, o detalhamento de custos da solução vencedora e as características da solução vencedora respectivamente.

Tabela 35 - Custo das soluções, Configuração “B”, 51 consumidores.

Tipo de Solução	Custo
Centralizada	R\$ 2.315.267,00
Mista	R\$ 2.381.226,00
Isolada	R\$ 10.064.115,00

Fonte: Autor.

Tabela 36 - Custos da solução vencedora, Configuração “B”, 51 consumidores.

Detalhamento de Custos da Solução Vencedora	
Custos de Componente	VPL
Geração Centralizada	R\$ 1.714.545,00

Custos de Componente	VPL
Geração Isolada	R\$ -
Sistema de Distribuição	R\$ 600.722,00
Total	R\$ 2.315.267,00
Por Carga	R\$ 45.397,39

Fonte: Autor.

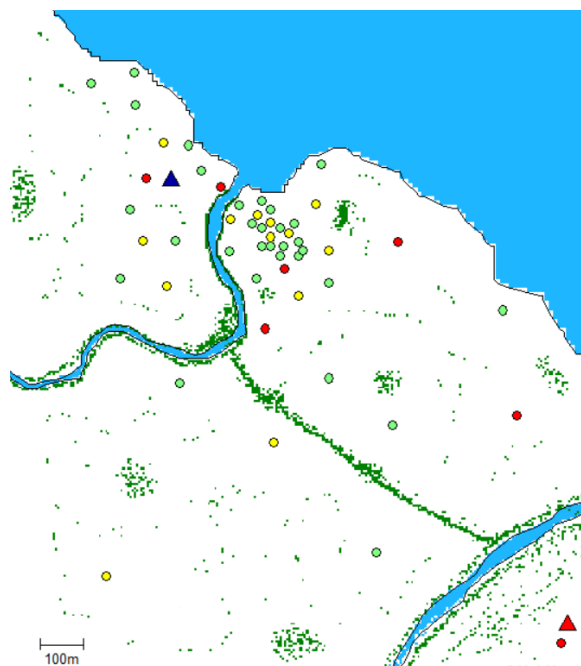
Tabela 37 - Características da solução vencedora, Configuração “B”, 51 consumidores.

Características da Solução Vencedora	
Número de Cargas Centralizadas	51
Número de Cargas Isoladas	0
Carga Centralizada Total (kWh/dia)	1165,5
Carga Isolada Total (kWh/dia)	0
Comprimento Total da Linha de BT (metros)	4170
Comprimento Total da Linha de MT (metros)	2275
Número de Transformadores	7

Fonte: Autor.

Após esta análise, a posição das cargas continuou a mesma, mas foi alterada apenas a posição do ponto de conexão do B/D, conforme Figura 25.

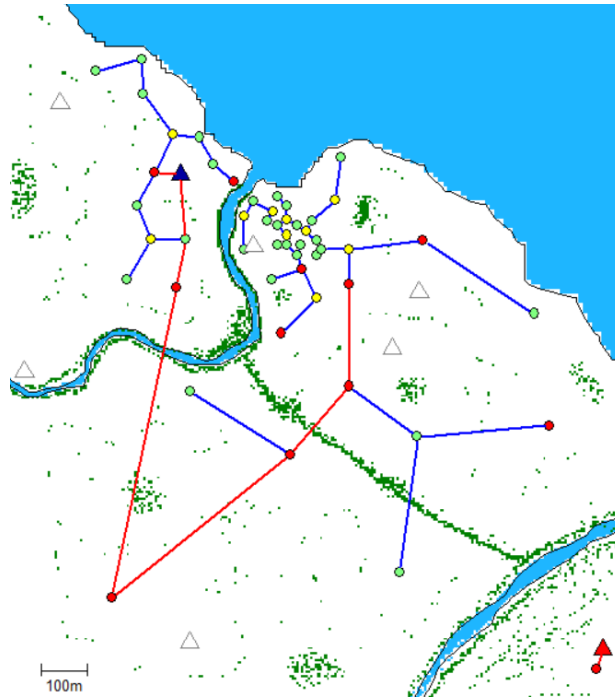
Figura 25 - Configuração “C” para 51 consumidores.



Fonte: Software VIPOR®.

Para esta configuração, a Figura 26 apresenta a solução.

Figura 26 - Solução Configuração “C”, 51 consumidores.



Fonte: Software VIPOR®.

O B/D foi usado, realizando a alimentação de apenas uma carga, e a rede convencional realizou a alimentação das 50 cargas restantes. As Tabelas 38,39 e 40 apresentam o custo de cada uma das três soluções possíveis, o detalhamento de custos da solução vencedora e as características da solução vencedora respectivamente.

Tabela 38 - Custo das soluções, Configuração “C”, 51 consumidores.

Tipo de Solução	Custo
Centralizada	R\$ 2.113.898,00
Mista	R\$ 2.169.269,00
Isolada	R\$ 10.064.115,00

Fonte: Autor.

Tabela 39 - Custos da solução vencedora, Configuração "C", 51 consumidores.

Detalhamento de Custos da Solução Vencedora	
Custos de Componente	VPL
Geração Centralizada	R\$ 1.712.109,00
Geração Isolada	R\$ -
Sistema de Distribuição	R\$ 401.789,00
Total	R\$ 2.113.898,00
Por Carga	R\$ 41.448,98

Fonte: Autor.

Tabela 40 - Características da solução vencedora, Configuração "C", 51 consumidores.

Características da Solução Vencedora	
Número de Cargas Centralizadas	51
Número de Cargas Isoladas	0
Carga Centralizada Total (kWh/dia)	1165,5
Carga Isolada Total (kWh/dia)	0
Comprimento Total da Linha de BT (metros)	3469
Comprimento Total da Linha de MT (metros)	1924
Número de Transformadores	7

Fonte: Autor.

4.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS DOS ESTUDOS DE CASOS

Para a análise de resultados dos estudos, não foram considerados os estudos individualmente, mas sim os três estudos em conjunto. A Tabela 41 apresenta as soluções de cada cenário e a relação entre a geração centralizada e a mista.

Tabela 41 - Soluções dos cenários e relação entre geração centralizada e mista.

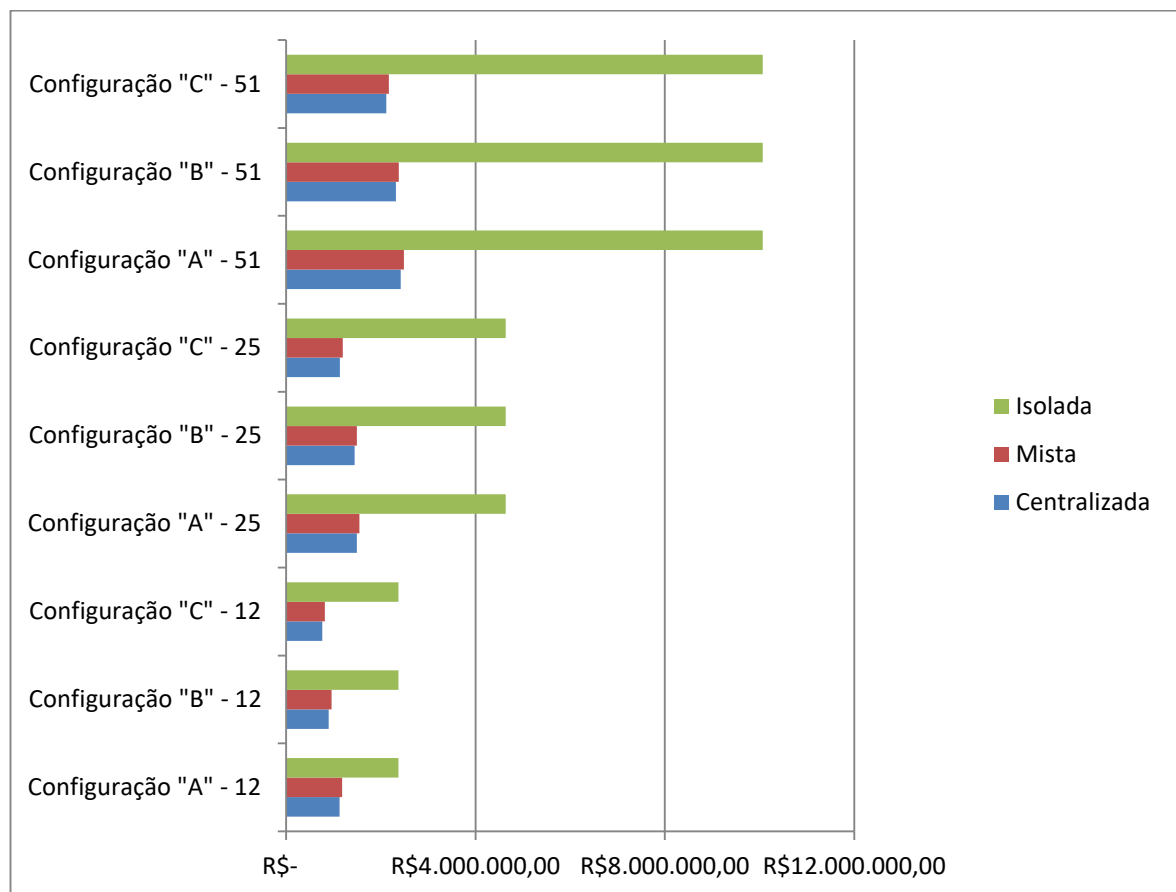
Cenário	Centralizada	Mista	Isolada	Relação CM
Configuração "A" - 12	R\$ 1.125.222,00	R\$ 1.185.685,00	R\$ 2.372.545,00	95%
Configuração "B" - 12	R\$ 897.029,00	R\$ 956.525,00	R\$ 2.372.545,00	94%
Configuração "C" - 12	R\$ 764.218,00	R\$ 820.175,00	R\$ 2.372.545,00	93%
Configuração "A" - 25	R\$ 1.495.482,00	R\$ 1.548.382,00	R\$ 4.640.670,00	97%
Configuração "B" - 25	R\$ 1.443.853,00	R\$ 1.492.658,00	R\$ 4.640.670,00	97%

Cenário	Centralizada	Mista	Isolada	Relação CM
Configuração "C" - 25	R\$ 1.137.639,00	R\$ 1.196.631,00	R\$ 4.640.670,00	95%
Configuração "A" - 51	R\$ 2.418.619,00	R\$ 2.487.520,00	R\$ 10.064.115,00	97%
Configuração "B" - 51	R\$ 2.315.267,00	R\$ 2.381.226,00	R\$ 10.064.115,00	97%
Configuração "C" - 51	R\$ 2.113.898,00	R\$ 2.169.269,00	R\$ 10.064.115,00	97%

Fonte: Autor.

A partir da Tabela 41, a Figura 27 apresenta de forma mais clara as diferenças.

Figura 27 - Gráfico comparativo de custos.



Fonte: Autor.

Dos dados apresentados na Tabela 41 e através da Figura 27, pode-se concluir que a geração exclusivamente isolada feita por painéis fotovoltaicos está distante de ser viável em relação as outras duas opções.

Porém, a solução mista (híbrida) obteve custos muito próximos ao da geração centralizada, e, observando a relação das duas soluções, pode-se perceber a aproximação de custos conforme ocorreu o aumento de demanda. Portanto, se a demanda fosse mais elevada, a solução mista passaria a ser a mais adequada, uma vez que para suprir uma carga muito afastada e de demanda muito alta em relação às outras, o painel fotovoltaico se faria viável.

A Tabela 42 apresenta uma análise mais detalhada da solução vencedora, apresentando os custos da geração centralizada em comparação com os custos com o sistema de distribuição.

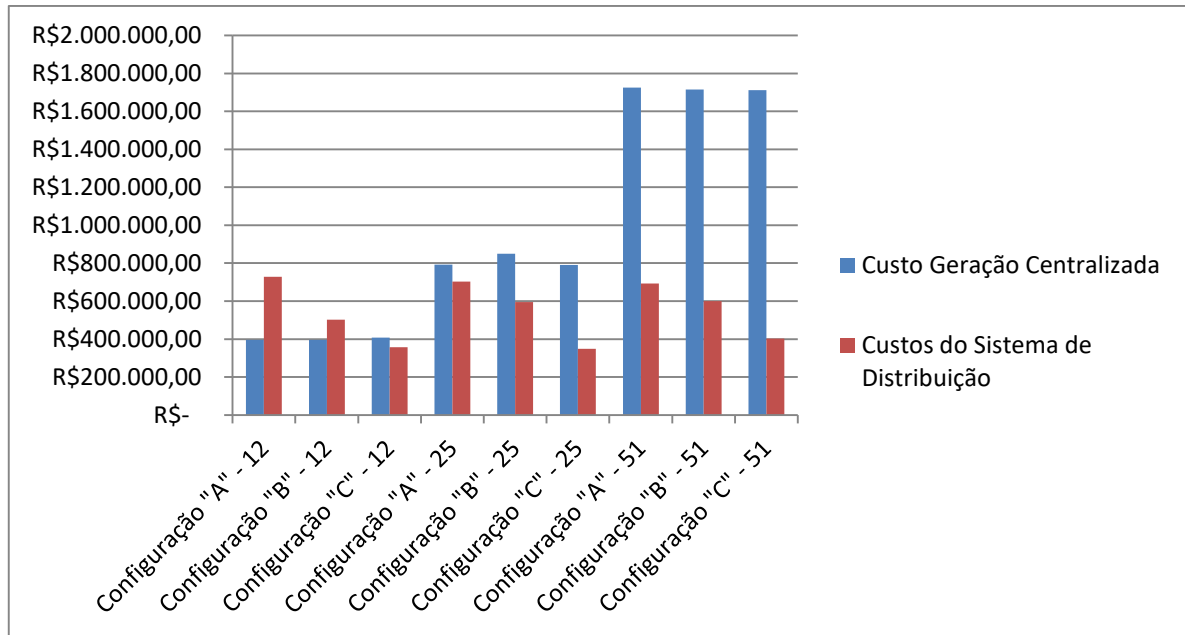
Tabela 42 - Custos da geração centralizada e custos com o sistema de distribuição.

Cenário	Custos da Geração Centralizada	Custos do Sistema de Distribuição
Configuração "A" - 12	R\$ 396.206,00	R\$ 729.016,00
Configuração "B" - 12	R\$ 395.303,00	R\$ 501.726,00
Configuração "C" - 12	R\$ 407.790,00	R\$ 356.428,00
Configuração "A" - 25	R\$ 792.224,00	R\$ 703.258,00
Configuração "B" - 25	R\$ 849.067,00	R\$ 594.786,00
Configuração "C" - 25	R\$ 789.787,00	R\$ 347.852,00
Configuração "A" - 51	R\$ 1.726.129,00	R\$ 692.490,00
Configuração "B" - 51	R\$ 1.714.545,00	R\$ 600.722,00
Configuração "C" - 51	R\$ 1.712.109,00	R\$ 401.789,00

Fonte: Autor.

A Figura 28 apresenta um gráfico ilustrativo, que demonstra como os valores da geração centralizada se alteram conforme o número de cargas aumenta.

Figura 28 - Gráfico dos custos de geração centralizada e dos custos do sistema de distribuição.



Fonte: Autor.

De acordo com a Figura 28, enquanto os custos do sistema de distribuição variam relativamente pouco, os custos de geração centralizada aumentam com o aumento das cargas consumidoras. Conforme houvesse acréscimo de cargas consumidoras, o impacto que o custo do sistema de distribuição teria, seria cada vez menor no projeto.

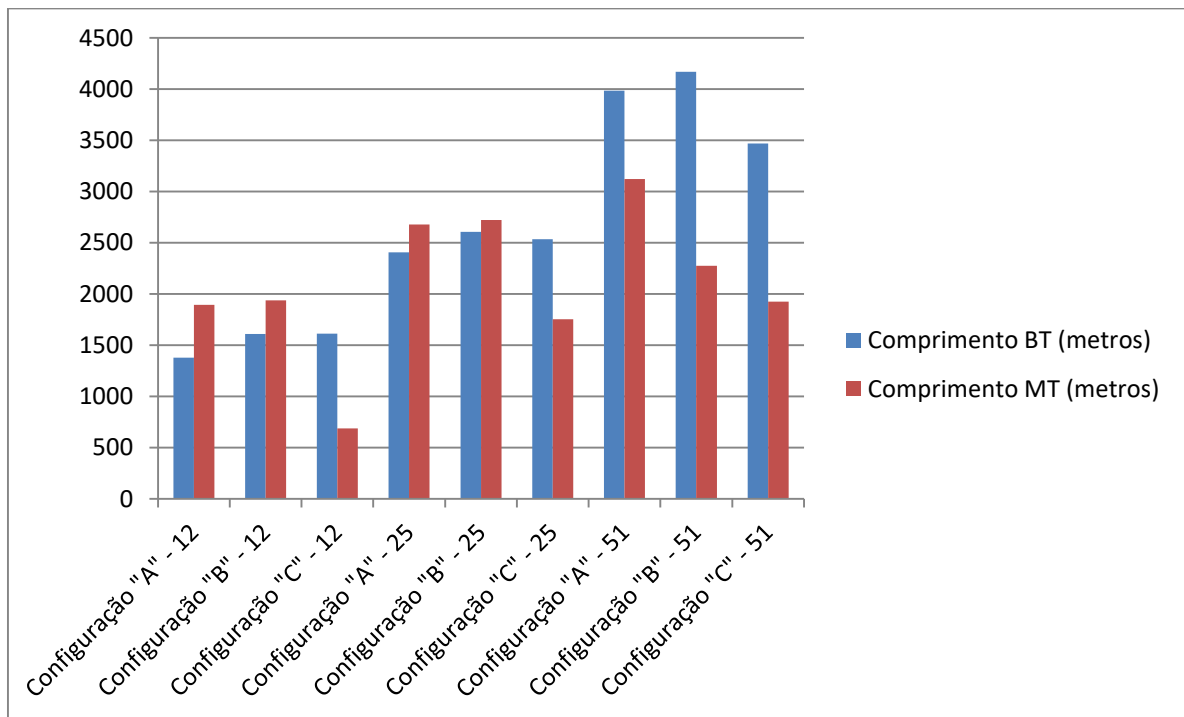
A Tabela 43 e a Figura 29 apresentam os comprimentos das linhas de BT e MT em cada um dos cenários.

Tabela 43 - Extensões das linhas.

Cenário	Comprimento BT (metros)	Comprimento MT (metros)
Configuração "A" - 12	1379	1893
Configuração "B" - 12	1610	1937
Configuração "C" - 12	1613	688
Configuração "A" - 25	2407	2679
Configuração "B" - 25	2608	2721
Configuração "C" - 25	2536	1754
Configuração "A" - 51	3986	3124
Configuração "B" - 51	4170	2275
Configuração "C" - 51	3469	1924

Fonte: Autor.

Figura 29 - Gráfico ilustrativo da extensão das linhas.



Fonte: Autor.

Por apresentarem valores com uma variação muito grande e devido as restrições de comprimento da linha de BT, não se pode prever o comportamento das extensões das linhas conforme houvesse um aumento no número de cargas consumidoras.

5 CONCLUSÕES

A presente dissertação buscou atender todos os objetivos propostos, começando pela definição dos custos de suprimento de energia referentes a GD e logo em seguida definindo os custos referentes a rede de distribuição. Ao serem definidos todos os custos, através da metodologia foram determinados os valores presentes líquidos, que por sua vez, possibilitaram a determinação das posições ótimas dos elementos de rede.

Alguns pontos prejudicam a implantação das fontes alternativas de energia, como por exemplo, seu alto custo de instalação e dificuldade de acesso dos consumidores quando se tem um ou vários obstáculos, como um rio ou floresta, a serem transpostos.

Ao avaliar os três estudos de caso propostos, verifica-se a grande quantidade de fatores que influenciam na escolha da fonte geradora de energia que melhor atenda cada perfil de carga localizada em uma região.

Quando as fontes geradoras centralizadas se situam próximas às cargas, percebe-se que os resultados favorecem que elas sejam conectadas a estas. Fator este que praticamente exclui a instalação de uma fonte isolada do ponto de vista financeiro, pois a fonte de geração isolada tem o custo de instalação mais caro entre as fontes analisadas.

Quando o cenário uma carga muito distante da fonte de geração e somado a isso, o terreno que separa essa carga mais afastada da fonte apresenta alto fator de dificuldade para implantação da rede, percebeu-se que o valor da solução mista se aproximou muito do valor da solução centralizada, indicando que, caso houvesse aumento de cargas e demanda, a solução mista se tornaria a mais viável a ser implantada, com um painel fotovoltaico atendendo a carga mais afastada, ao invés de construir uma extensa rede até a carga.

Um fator determinante para que nos estudos de casos tenham aparecido respostas economicamente viáveis para a implantação do sistema centralizado e com tendência de migrar para o sistema misto de geração de energia, foram os obstáculos.

Com cargas próximas umas das outras, quando o obstáculo era um rio, o sistema desviava do trecho de maior largura para passar pelo seu local menos largo para então suprir as cargas desejadas. Assim como, no momento em que as cargas

eram mais elevadas e os gastos seriam maiores, os painéis fotovoltaicos começaram a surgir de forma mais significativa na solução mista.

Foi observado que os custos do sistema de distribuição tiveram um impacto cada vez menor conforme o número de cargas consumidoras aumentou.

Por fim, frente aos objetivos propostos e aos resultados obtidos nas simulações, entende-se que a metodologia proposta é útil e pode ser aplicada de forma eficaz em regiões rurais e até mesmo em regiões isoladas.

Trabalhos futuros

Como perspectivas futuras desta dissertação, pode-se:

- Analisar aspectos de qualidade de energia e englobar um maior número de fontes renováveis de energia nos estudos;
- Realizar os mesmos procedimentos para tarifas de energia de outras regiões e considerar a compensação da energia excedente;
- Analisar faltas na rede e/ou nas fontes de geração e seus impactos nos custos de geração;
- Realizar simulações prevendo uma melhora na eficiência e redução dos custos dos painéis fotovoltaicos.

REFERÊNCIAS

- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração Distribuída**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 22 jun. 2017a.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Planejamento Estratégico 2014-2017**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/planejamento-estrategico-ciclo-2014-2017>>. Acesso em: 17 mai. 2017b.
- ALTOÉ, L.; COSTA, J. M.; FILHO, D. O.; MARTINEZ, F. J. R.; FERRAREZ, A. H.; VIANA, L. de A. **Políticas públicas de incentivo à eficiência energética**. Estud. av. vol.31 no.89 São Paulo Jan./Abr. 2017. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-40142017000100285&script=sci_arttext&tlng=pt>. Acesso em: 18 mai. 2017.
- AMARAL, Ricardo. **Impacto técnico e econômico da energia solar fotovoltaica em prédios públicos através de geração distribuída**. 2016. 179 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal, Santa Maria, RS, 2016.
- BARBOSA, Wilson Pereira Filho; AZEVEDO, Abílio César Soares de. **Geração Distribuída: vantagens e desvantagens**. II Simpósio de Estudos e Pesquisas Ambientais na Amazônia. 2013. Disponível em: <http://www.feam.br/images/stories/arquivos/mudnacaclimatica/2014/artigo_gd.pdf>. Acesso em: 20 mai. 2017.
- BORGES, P. V. de S. **Análise Regulatória e Econômica de Microrredes Elétricas no Brasil**. Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.
- CRISTIAN, Hoarcă; BIZON, Nicu; ALEXANDRU, Bădită. **Design of hybrid power systems using HOMER simulator for different renewable energy sources**. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRONICS, COMPUTERS AND ARTIFICIAL INTELLIGENCE, 9., 2017. IEEE Conferences. Targoviste: ECAI, 2017. p. 1 - 7.
- CUNHA, Murilo Vargas da. **Estratégias de gerenciamento pelo lado da demanda aplicadas aos consumidores de BT considerando a tarifa branca e a geração distribuída**. 2016. 101 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal, Santa Maria, RS, 2016.
- EMMANUEL, Balogun O.; OWOLAWI, Pius A.; SRIVASTAVA, Viranjay M.. **Hybrid power systems for GSM and 4G base stations in South Africa**. In: IEEE AFRICON, 1., 2017. IEEE Conferences. Cape Town: AFRICON, 2017. p. 1003 - 1008.
- FARRET, Felix Alberto. **Aproveitamentos de pequenas fontes de energia elétrica**. 2. ed. rev. e ampl. – Santa Maria: Ed. da UFSM, 244 p. 2010.

GANESAN, A. S.; GOVINDARAJAN, B.; RAMESH, R.; VEL, V.; VIJAYARAGHAVAN, V. **Dynamic and intelligent load servicing strategy for a stand-alone solar PV-based microgrid**. IEEE Global Humanitarian Technology Conference (GHTC). 2015.

HASSAN, H. A. H; PELOV, A.; NUAYMI, L. **Integrating Cellular Networks, Smart Grid, and Renewable Energy: Analysis, Architecture, and Challenges**. IEEE Access. p. 2755 – 2770. Vol. 3. 2015

IEA - AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. **Rural Electrification with PV Hybrid Systems**. Disponível em: <https://www.giz.de/en/downloads/Sizing_handbook_150dpi_for_web.pdf>. Acesso em: 24 jun. 2017.

JAMALIAH, A.; RAJU, Ch. Padmanabha; SRINIVASARAO, R.. **Optimization and operation of a renewable energy based pv-fc-micro grid using homer**. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INVENTIVE COMMUNICATION AND COMPUTATIONAL TECHNOLOGIES, 2017. IEEE Conferences. Coimbatore: ICICCT, 2017. p. 450 - 455.

KUMARI, Jagriti et al. **Economic analysis of hybrid energy system for rural electrification using HOMER**. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INNOVATIONS IN ELECTRICAL, ELECTRONICS, INSTRUMENTATION AND MEDIA TECHNOLOGY, 2017. IEEE Conferences. Coimbatore: ICEEIMT, 2017. p. 151 - 156.

LEE, M.; SHAW, G. C.; MODI, V. **Battery storage: Comparing shared to individually owned storage given rural demand profiles of a cluster of customers**. IEEE Global Humanitarian Technology Conference (GHTC), 2014.

LILIENTHAL, P.; LAMBERT, T.; GILMAN, P. **Homer Energy**. Disponível em: <http://www.homerenergy.com/HOMER_pro.html>. Acesso em 10 mai. 2017.

LIPTAK, S.; STONE, A.; LARRAIN, F. **Power supply of a rural off-grid health center - A case study**. IEEE Global Humanitarian Technology Conference (GHTC), 2015.

LOPES, J. A. P.; MADUREIRA, A. G.; MOREIRA, C. C. L. M. **A view of microgrids**. WIREs Energy Environ, v. 2, p. 86–103, Jan./Fev. 2013.

MENDONÇA, L. P. **Introdução às Microrredes e seus desafios**. Monografia (Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

MOLITOR, C.; GROß, S.; ZEITZ, J.; MONTI, A. **MESCOS - A Multienergy System Cosimulator for City District Energy Systems**. IEEE Transactions on Industrial Informatics (Volume: 10, Issue: 4, p. 2247 – 2256). 2014.

NASCIMENTO, R. S. do; ALVES, G. M. **Fontes Alternativas e Renováveis de Energia no Brasil: métodos e benefícios ambientais**. In: XX Encontro Latino Americano de Iniciação Científica, XVI Encontro Latino Americano de Pós-Graduação e VI Encontro de Iniciação à Docência – Universidade do Vale do

Paraíba. 2016. Disponível em: <http://www.inicepg.univap.br/cd/INIC_2016/anais/arquivos/0859_1146_01.pdf>. Acesso em: 03 jun. 2017.

PARHIZI, S.; LOTFI, H.; KHODAEI, A.; BAHRAMIRAD, S. **State of the Art in Research on Microgrids: A Review**. IEEE Access (Volume: 3, p. 890 - 925). 2015.

PHURAILATPAM, C.; RAJPUROHIT, B. S.; WANG, L.. **Optimization of DC microgrid for rural applications in India**. In: IEEE REGION 10 CONFERENCE, 2016. IEEE Conferences. Singapore: TENCON, 2016. p. 3610 - 3613.

QUEIROZ, Renato. **Da geração centralizada à geração distribuída: questões que exigirão uma coordenação centralizada**. In Energia elétrica. Blog Infopetro 2017.

RAJAN, Gandhi et al. **Rural Indian microgrid design optimization — Intelligent battery sizing**. In: IEEE GLOBAL HUMANITARIAN TECHNOLOGY CONFERENCE, 2017. IEEE Conferences. San Jose, CA: GHTC, 2017. p. 1 - 5.

RAGHUL, N.; VIJAYAKUMARI, A.; MOHANRAJAN, S. R.. **Renewable generators' capacity optimization for a micro-grid in rural feeder using HOMER — A case study**. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON EMERGING TECHNOLOGICAL TRENDS, 2016. IEEE Conferences. Kollam: ICEET, 2016. p. 1 - 6.

RGE Sul. **Tarifas, taxas e tributos**. Disponível em: <<https://www.rgesul.com.br/clientes-residenciais-comerciais/Paginas/informacoes/tarifas-taxas-tributos.aspx>>. Acesso em: 13 jun. 2017.

RODRIGUES, Mauro Fonseca. **Instalação de microgeração distribuída com fonte fotovoltaica nas estações de telecomunicações**. 2013. 125 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal, Santa Maria, RS, 2013.

SANTOS, Laura Lisiane Callai dos. **Metodologia para análise da tarifa branca e da geração distribuída de pequeno porte nos consumidores residenciais de baixa tensão**. 2014. 93 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal, Santa Maria, RS, 2014.

SHAHINZADEH, Hossein et al. **Optimal sizing and energy management of a grid-connected microgrid using HOMER software**. In: SMART GRIDS CONFERENCE, 2016. IEEE Conferences. Kerman: SGC, 2016. p. 1 - 6.

SHAIR, Jan; ABBAS, Muhammad Khurum. **Economic viability of grid tied solar PV energy system in Muzaffargarh, Pakistan**. In: INTERNATIONAL MULTI-TOPIC CONFERENCE, 19., 2016. IEEE Conferences. Islamabad: INMIC, 2016. p. 1 - 6.

SWARNKAR, Norat Mal; GIDWANI, Lata. **Analysis of hybrid energy system for supply residential electrical load by HOMER and RETScreen: A case in Rajasthan, India**. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON RECENT ADVANCES AND INNOVATIONS IN ENGINEERING, 2016. IEEE Conferences. Jaipur: ICRAIE, 2016. p. 1 - 6.

SWARNKAR, Norat Mal; GIDWANI, Lata; SHARMA, Ronak. **An application of HOMER Pro in optimization of hybrid energy system for electrification of technical institute.** In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENERGY EFFICIENT TECHNOLOGIES FOR SUSTAINABILITY, 2016. IEEE Conferences. Nagercoil: ICEETS, 2016. p. 56 - 61.

VAN ACKER, V.; SZABLYA, S. J.; LOUIE, H.; SLOUGHTER, J. M.; PIRBHAI, A. S. **Survey of energy use and costs in rural kenya for community microgrid business model development.** IEEE Global Humanitarian Technology Conference (GHTC), 2014.

VEL, V.; MEGHANA, K.; RAMESH, R.; SEKAR, H.; VIJAYARAGHAVAN, V. **Flexible D-agent architecture for DER operation in a rural Indian microgrid.** IEEE Global Humanitarian Technology Conference (GHTC), 2015.

ViPOR. **The Village Power Optimization Model for Renewables.** Disponível em: <http://luiscosta.free.fr/Docs/models_nrel_vpmodels.pdf>. Acesso em: 28 jun. 2017.

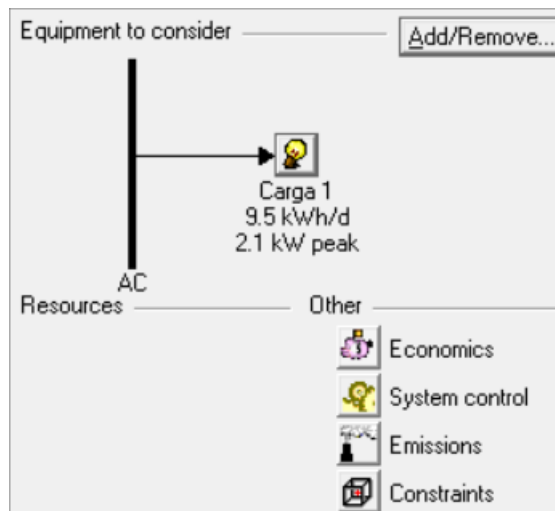
WEBER, Jeffrey A.; GAO, David Wenzhong; GAO, Tianlu. **Affordable mobile hybrid integrated renewable energy system power plant optimized using HOMER Pro.** In: NORTH AMERICAN POWER SYMPOSIUM, 2016. IEEE Conferences. Denver, CO: NAPS, 2016. p. 1 - 6.

WOTTRICH, Breno. **Modelo para a análise econômica e financeira em projetos de geração distribuída de energia com fontes alternativas.** 2010. 106 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal, Santa Maria, RS, 2010.

APÊNDICE A - TELAS ESPECÍFICAS DO SOFTWARE HOMER®

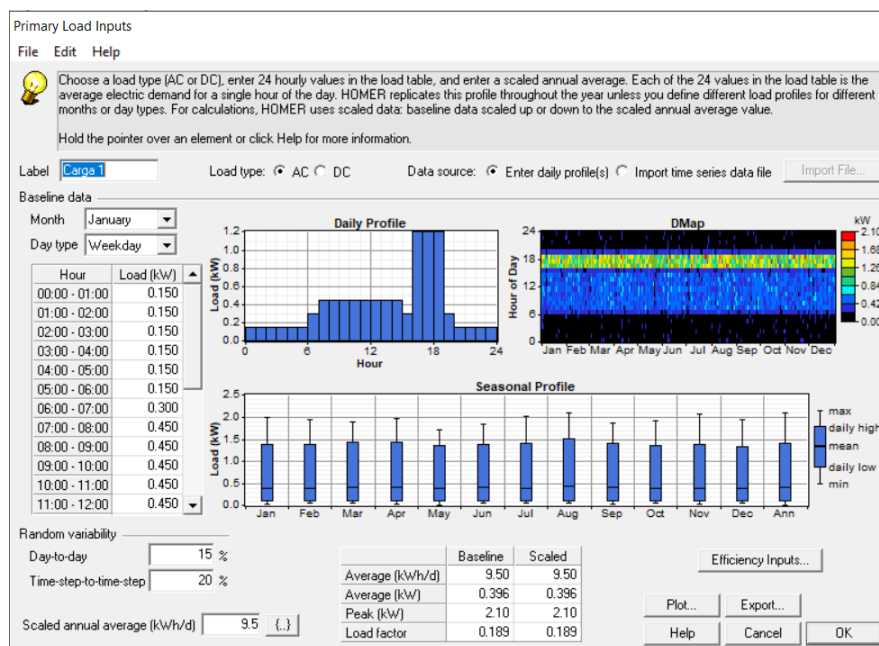
As imagens a seguir são as telas específicas modeladas no software HOMER®.

Figura 30 - Carga 1 no HOMER®.



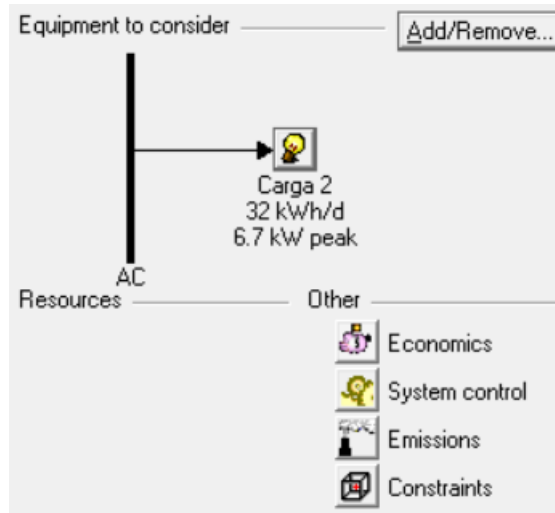
Fonte: Software HOMER®.

Figura 31 - Modelagem Carga 1 no HOMER®.



Fonte: Software HOMER®.

Figura 32 - Carga 2 no HOMER®.



Fonte: Software HOMER®.

Figura 33 - Modelagem Carga 2 no HOMER®.

Primary Load Inputs

File Edit Help

Choose a load type (AC or DC), enter 24 hourly values in the load table, and enter a scaled annual average. Each of the 24 values in the load table is the average electric demand for a single hour of the day. HOMER replicates this profile throughout the year unless you define different load profiles for different months or day types. For calculations, HOMER uses scaled data: baseline data scaled up or down to the scaled annual average value. Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Label: Load type: AC DC Data source: Enter daily profile(s) Import time series data file

Baseline data

Month: Day type:

Hour	Load (kW)
00:00 - 01:00	0.450
01:00 - 02:00	0.450
02:00 - 03:00	0.450
03:00 - 04:00	0.450
04:00 - 05:00	0.450
05:00 - 06:00	0.900
06:00 - 07:00	1.350
07:00 - 08:00	1.350
08:00 - 09:00	1.350
09:00 - 10:00	1.350
10:00 - 11:00	1.350
11:00 - 12:00	1.350

Random variability

Day-to-day: %

Time-step-to-time-step: %

Scaled annual average (kWh/d):

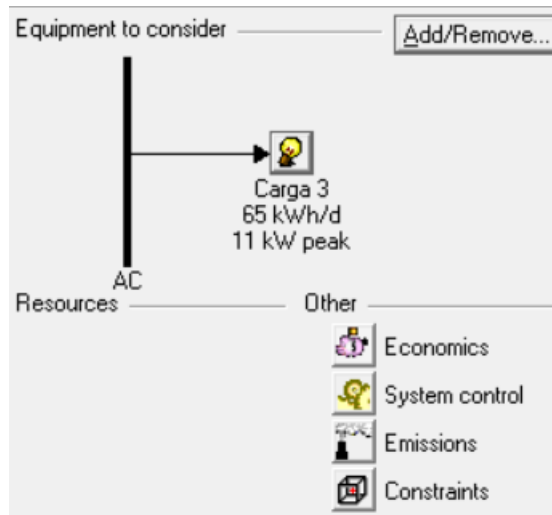
Efficiency Inputs...

	Baseline	Scaled
Average (kWh/d)	31.6	31.6
Average (kW)	1.32	1.32
Peak (kW)	6.75	6.74
Load factor	0.195	0.195

Plot... Export... Help Cancel OK

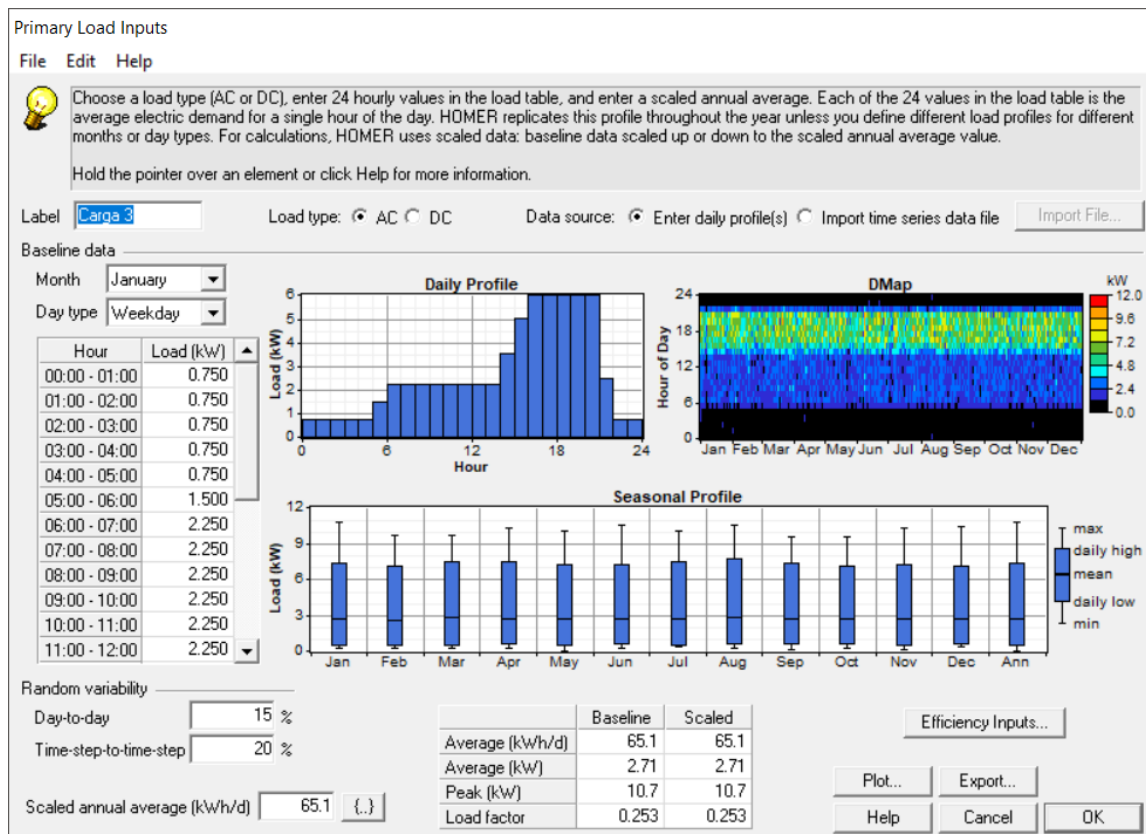
Fonte: Software HOMER®.

Figura 34 - Carga 3 no HOMER®.



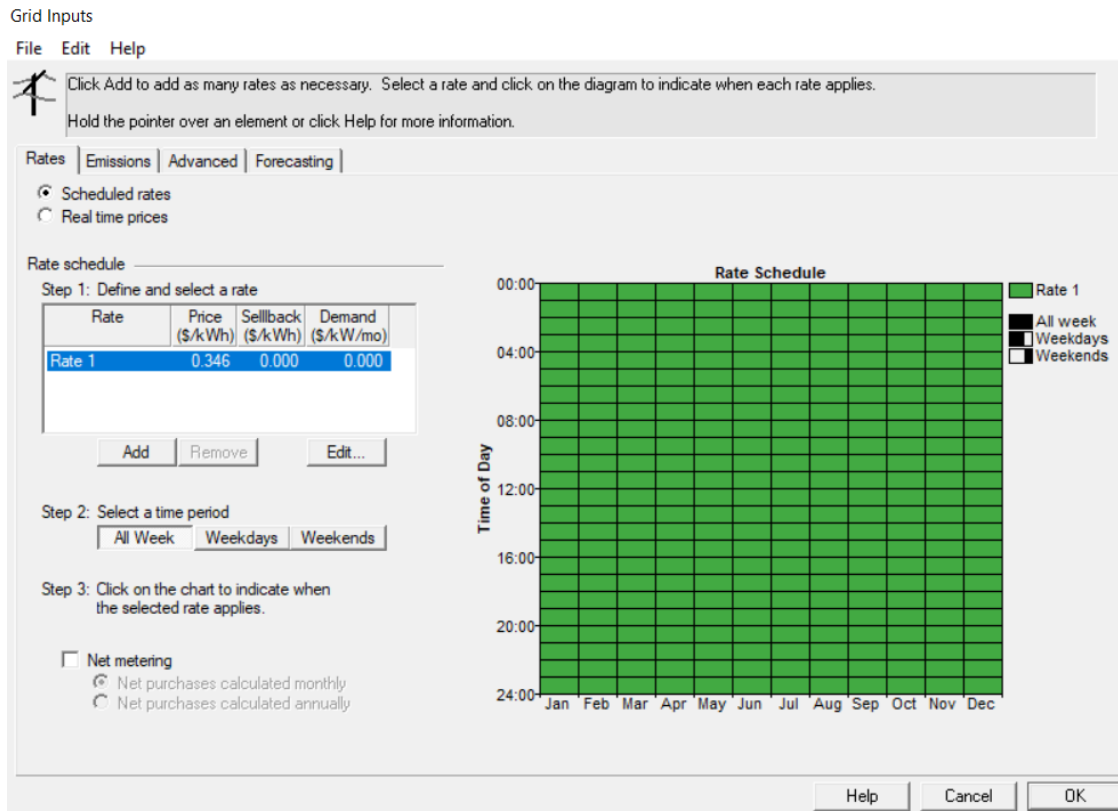
Fonte: Software HOMER®.

Figura 35 - Modelagem Carga 3 no HOMER®.



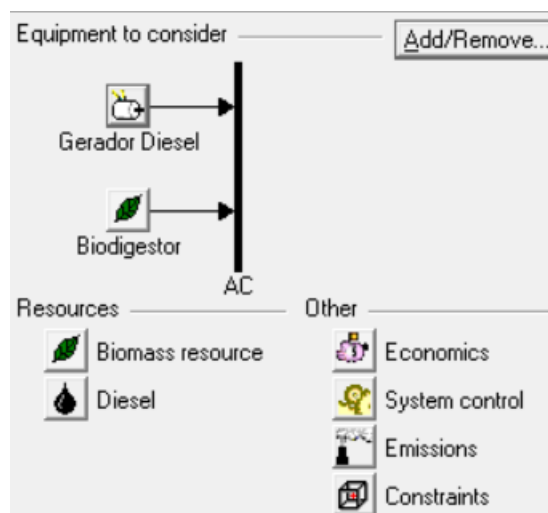
Fonte: Software HOMER®.

Figura 36 - Modelagem Rede Convencional no HOMER®.



Fonte: Software HOMER®.

Figura 37 - Modelagem Biodigestor/Gerador a Óleo Diesel "1".



Fonte: Software HOMER®.

Figura 38 - Modelagem Biodigestor/Gerador a Óleo Diesel “2”.

Generator Inputs

File Edit Help

Choose a fuel, and enter at least one size, capital cost and operation and maintenance (O&M) value in the Costs table. Note that the capital cost includes installation costs, and that the O&M cost is expressed in dollars per operating hour. Enter a nonzero heat recovery ratio if heat will be recovered from this generator to serve thermal load. As it searches for the optimal system, HOMER will consider each generator size in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Cost Fuel Schedule Emissions

Costs

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/hr)
15.000	10500	5000	0.060
30.000	21000	10000	0.120
60.000	42000	20000	0.240
{..}	{..}	{..}	{..}

Sizes to consider

Size (kW)
0.000
2.500
5.000
50.000
150.000

Properties

Description Gerador Diesel Type AC DC

Abbreviation Label

Lifetime (operating hours) 87600 {..}

Minimum load ratio (%) 30 {..}

Cost Curve

Help Cancel OK

Fonte: Software HOMER®.

Figura 39 - Modelagem Biodigestor/Gerador a Óleo Diesel “3”.

Generator Inputs

File Edit Help

Choose a fuel, and enter at least one size, capital cost and operation and maintenance (O&M) value in the Costs table. Note that the capital cost includes installation costs, and that the O&M cost is expressed in dollars per operating hour. Enter a nonzero heat recovery ratio if heat will be recovered from this generator to serve thermal load. As it searches for the optimal system, HOMER will consider each generator size in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Cost Fuel Schedule Emissions

Step 1: Select an operating mode

Forced on Forced off Optimized

Step 2: Select a time period

All week Weekdays Weekends

Step 3: Click on the chart to indicate when the selected operating mode applies.

Generator Schedule

Help Cancel OK

Fonte: Software HOMER®.

Figura 40 - Modelagem Biodigestor/Gerador a Óleo Diesel “4”.

Generator Inputs

File Edit Help

Choose a fuel, and enter at least one size, capital cost and operation and maintenance (O&M) value in the Costs table. Note that the capital cost includes installation costs, and that the O&M cost is expressed in dollars per operating hour. Enter a nonzero heat recovery ratio if heat will be recovered from this generator to serve thermal load. As it searches for the optimal system, HOMER will consider each generator size in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Cost Fuel Schedule Emissions

Costs

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/hr)
5,000	17250	8333	0.054
15,000	51750	25000	0.161
30,000	103500	50000	0.322
{.}	{.}	{.}	{.}

Sizes to consider

Size (kW)
2,500
5,000
15,000
30,000
60,000
150,000

Properties

Description: Biodigestor Type: AC DC

Abbreviation: Bio

Lifetime (operating hours): 60000 {..}

Minimum load ratio (%): 30 {..}

Cost Curve

Help Cancel OK

Fonte: Software HOMER®.

Figura 41 - Modelagem Biodigestor/Gerador a Óleo Diesel “5”.

Biomass Resource Inputs

File Edit Help

The biomass resource is the source of biogas (gasified biomass) for generator fuel. Enter the average monthly availability of biomass feedstock and its price per tonne. For calculations, HOMER uses scaled data: baseline data scaled up or down to the scaled annual average value.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Data source: Enter monthly averages Import time series data file

Baseline data

Month	Available Biomass (tonnes/day)
January	0.800
February	0.800
March	0.800
April	0.800
May	0.800
June	0.800
July	0.800
August	0.800
September	0.800
October	0.800
November	0.800
December	0.800
Annual average:	0.800

Biomass Resource

Properties

Average price (\$/t): 40 {..}

Carbon content (%): 2 {..}

Gasification ratio (kg/kg): 0.73 {..}

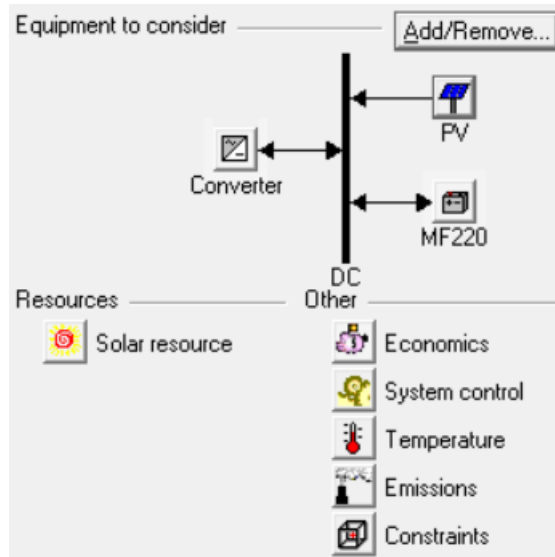
LHV of biogas (MJ/kg): 16.8 {..}

Scaled annual average (t/d): 0.8 {..}

Plot... Export... Help Cancel OK

Fonte: Software HOMER®.

Figura 42 - Modelagem Painel Fotovoltaico.



Fonte: Software HOMER®.

Figura 43 - Modelagem Painel Fotovoltaico “2”.

PV Inputs

File Edit Help

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the PV (photovoltaic) system, including modules, mounting hardware, and installation. As it searches for the optimal system, HOMER considers each PV array capacity in the Sizes to Consider table.

Note that by default, HOMER sets the slope value equal to the latitude from the Solar Resource Inputs window.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1.750	18540	18540	0
5.000	35000	35000	0
12.000	76000	76000	0
{..}	{..}	{..}	{..}

Sizes to consider

- Size (kW)
- 0.000
- 1.750
- 5.000
- 12.000
- 20.000
- 50.000
- 75.000

Cost Curve

Properties

Output current AC DC

Lifetime (years) {..}

Derating factor (%) {..}

Slope (degrees) {..}

Azimuth (degrees W of S) {..}

Ground reflectance (%) {..}

Advanced

Tracking system

Consider effect of temperature

Temperature coeff. of power (%/°C) {..}

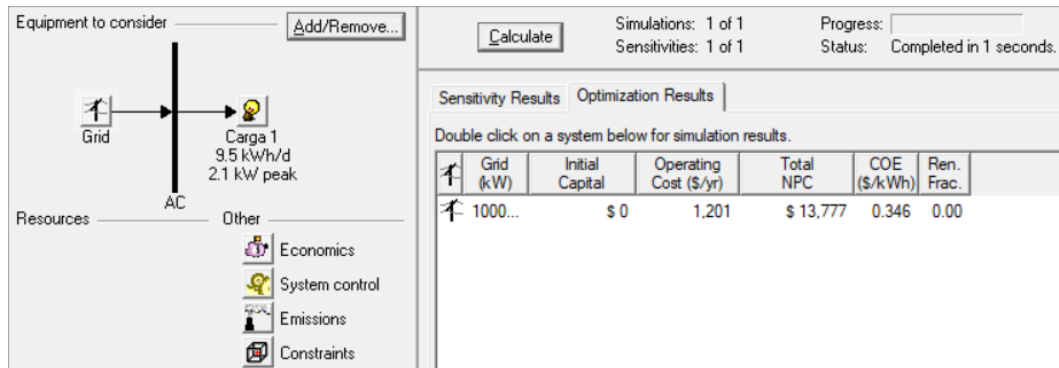
Nominal operating cell temp. (°C) {..}

Efficiency at std. test conditions (%) {..}

Help Cancel OK

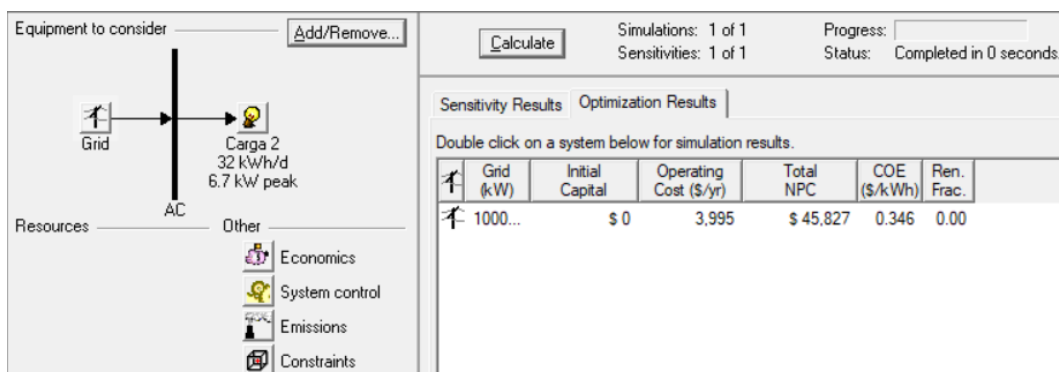
Fonte: Software HOMER®.

Figura 44 - Obtenção VPL para Carga 1 com Rede Convencional.



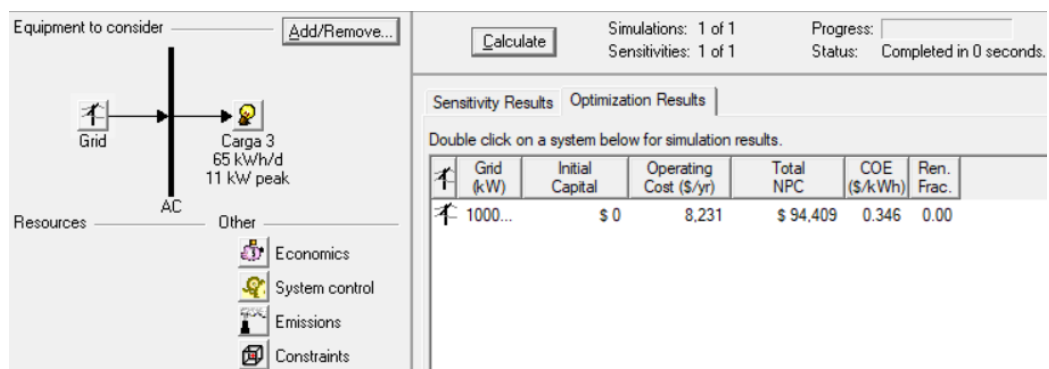
Fonte: Software HOMER®.

Figura 45 - Obtenção VPL para Carga 2 com Rede Convencional.



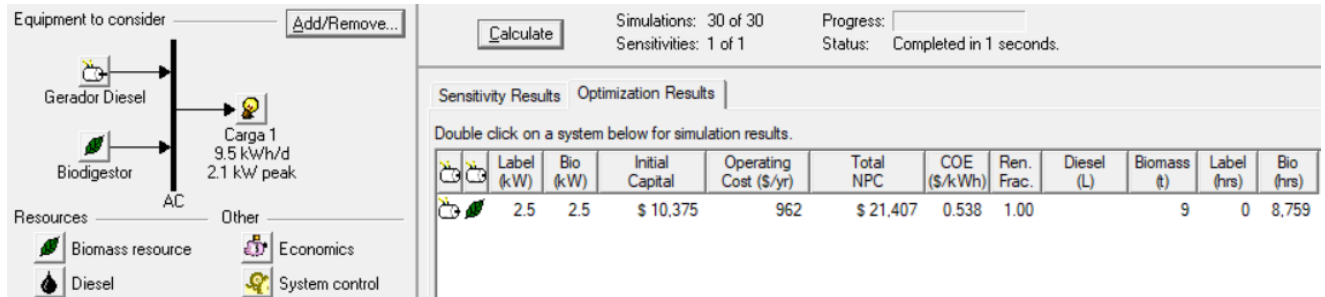
Fonte: Software HOMER®.

Figura 46 - Obtenção VPL para Carga 3 com Rede Convencional.



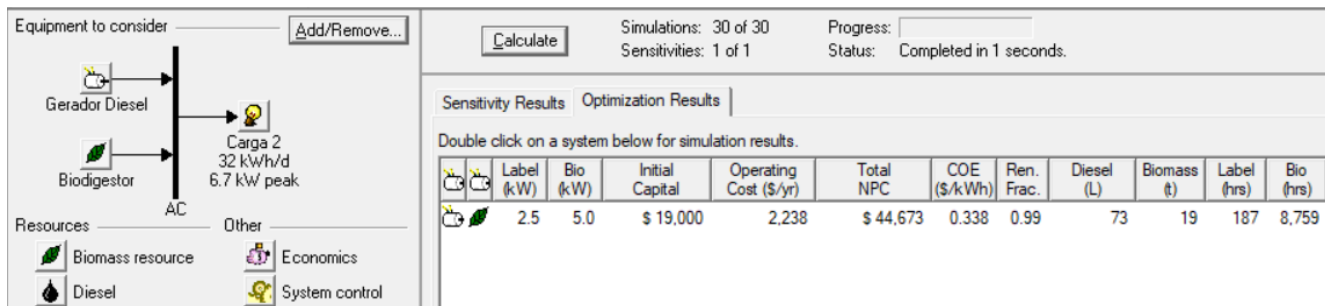
Fonte: Software HOMER®.

Figura 47 - Obtenção VPL para Carga 1 com B/D.



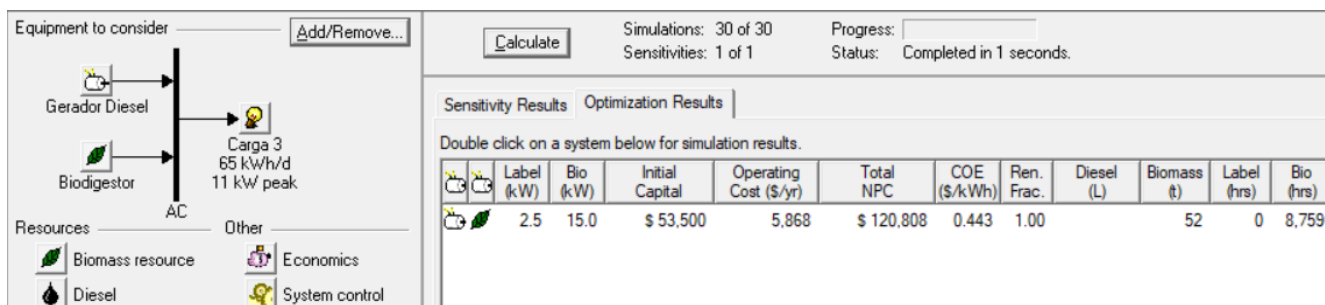
Fonte: Software HOMER®.

Figura 48 - Obtenção VPL para Carga 2 com B/D.



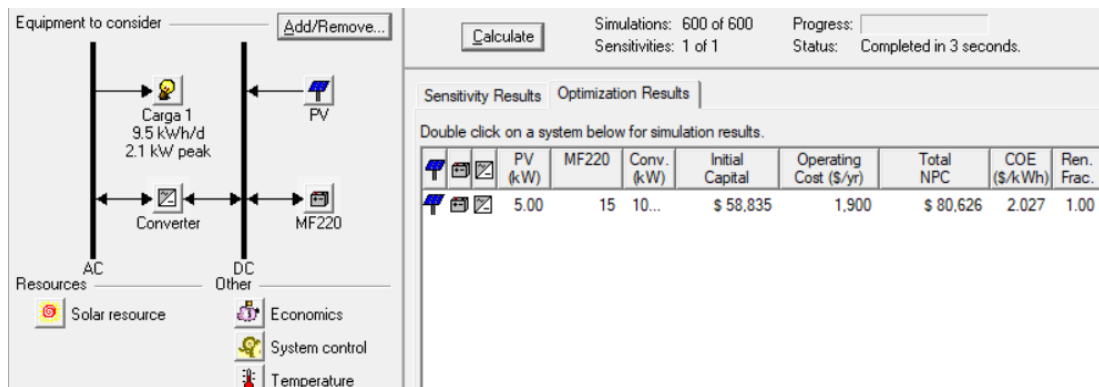
Fonte: Software HOMER®.

Figura 49 - Obtenção VPL para Carga 3 com B/D.



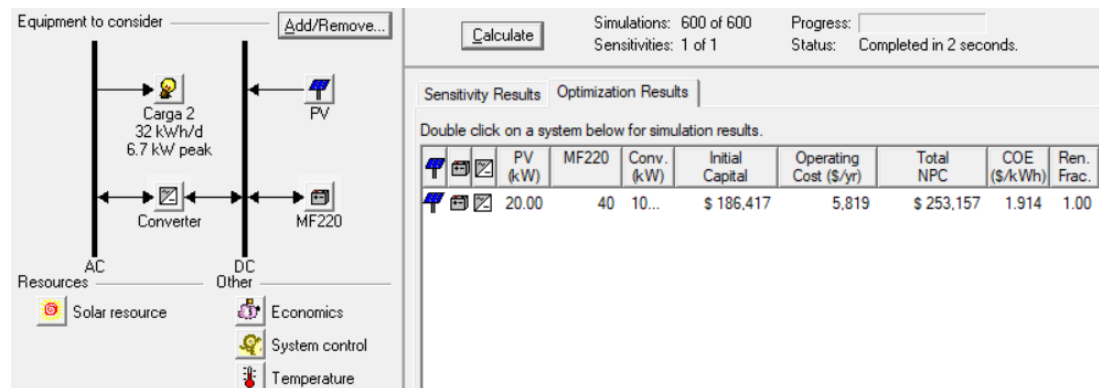
Fonte: Software HOMER®.

Figura 50 - Obtenção VPL para Carga 1 com Painel Fotovoltaico.



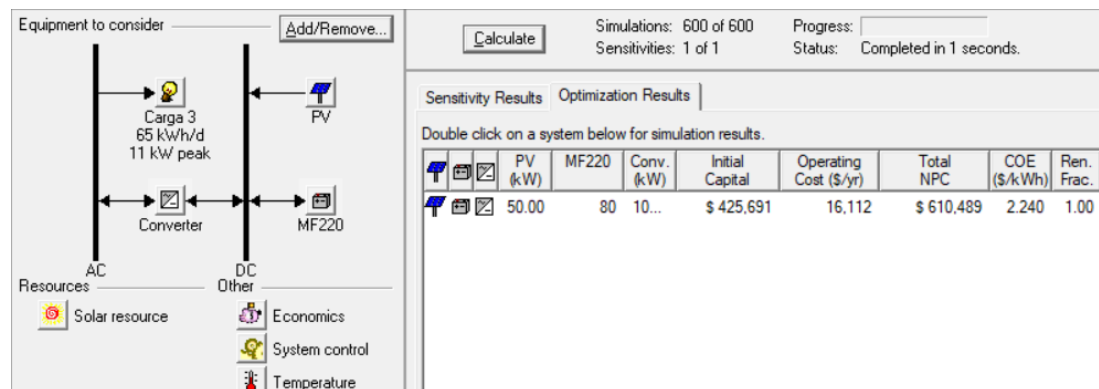
Fonte: Software HOMER®.

Figura 51 - Obtenção VPL para Carga 2 com Painel Fotovoltaico.



Fonte: Software HOMER®.

Figura 52 - Obtenção VPL para Carga 3 com Painel Fotovoltaico.




Fonte: Software HOMER®.

Figura 53 - Modelagem de recurso solar no HOMER®.

Solar Resource Inputs

File Edit Help

 HOMER uses the solar resource inputs to calculate the PV array power for each hour of the year. Enter the latitude, and either an average daily radiation value or an average clearness index for each month. HOMER uses the latitude value to calculate the average daily radiation from the clearness index and vice-versa.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Location

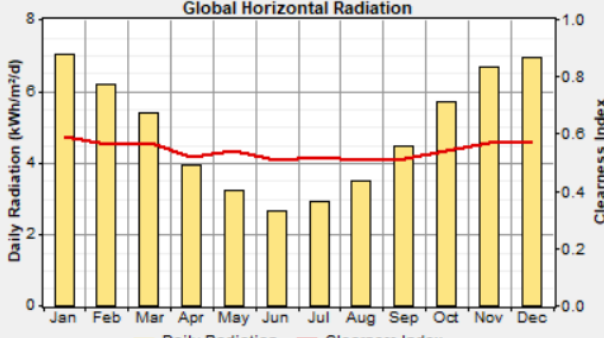
Latitude North South Time zone
Longitude East West (GMT-03:00) Greenland, Eastern South America

Data source: Enter monthly averages Import time series data file

Baseline data

Month	Clearness Index	Daily Radiation (kWh/m ² /d)
January	0.590	7.039
February	0.563	6.206
March	0.568	5.385
April	0.518	3.929
May	0.540	3.236
June	0.510	2.672
July	0.522	2.904
August	0.507	3.486
September	0.514	4.474
October	0.544	5.685
November	0.571	6.654
December	0.572	6.950
Average:	0.550	4.879

Global Horizontal Radiation



Plot... Export...
Help Cancel OK


Scaled annual average (kWh/m²/d) {..}

Fonte: Software HOMER®.

Figura 54 – Entradas econômicas no HOMER®.

Economic Inputs

File Edit Help

 HOMER applies the economic inputs to each system it simulates to calculate the system's net present cost.

Hold the pointer over an element name or click Help for more information.

Annual real interest rate (%) {..}

Project lifetime (years) {..}

System fixed capital cost (\$) {..}

System fixed O&M cost (\$/yr) {..}

Capacity shortage penalty (\$/kWh) {..}

Help Cancel OK

Fonte: Software HOMER®.

APÊNDICE B – TELAS ESPECÍFICAS DO SOFTWARE VIPOR®

Figura 55 - Modelagem das cargas.

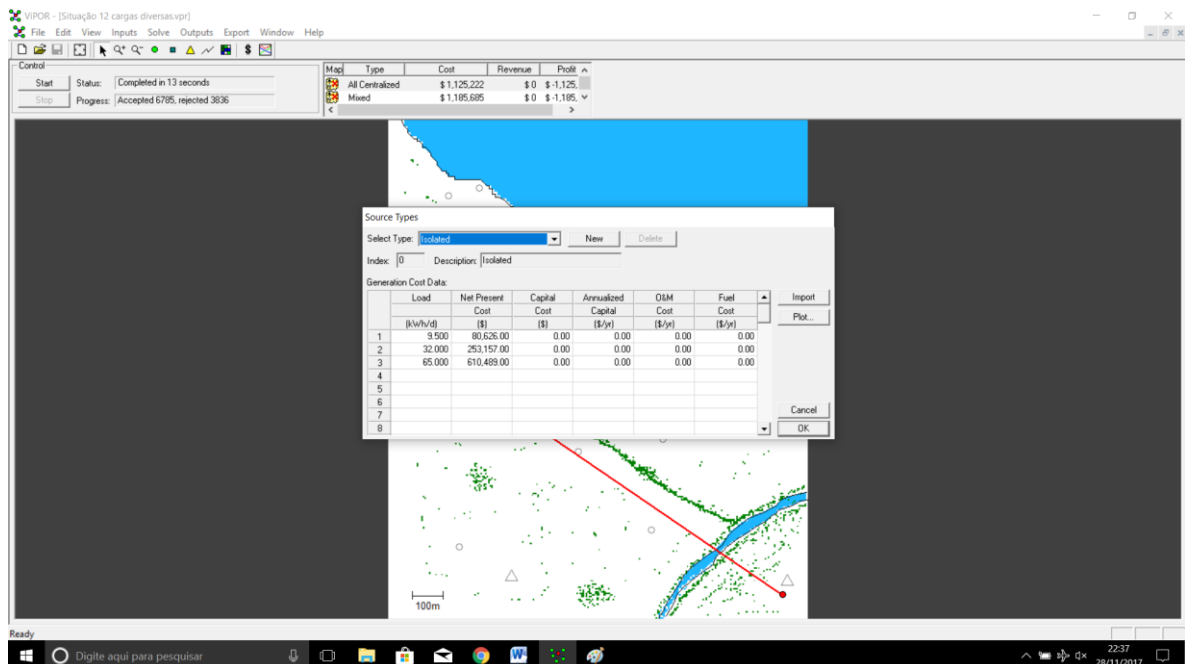
Load Types

Type	Description	Color	On-Grid		Off-Grid		New	Delete
			Load	Fee	Load	Fee		
			(kWh/d)	(\$/month)	(kWh/d)	(\$/month)		
0	Carga 1	...	9.500	0.00	9.500	0.00		
1	Carga 2	...	32.000	0.00	32.000	0.00		
2	Carga 3	...	65.000	0.00	65.000	0.00		
3		...	0.000	0.00	0.000	0.00		
4		...	0.000	0.00	0.000	0.00		
5		...	0.000	0.00	0.000	0.00		

Cancel
OK

Fonte: Software ViPOR®.

Figura 56 - VPLs para a fonte de geração isolada.



Fonte: Software ViPOR®.

Figura 57 - VPLs para o B/D.

Source Types

Select Type: **Biodigestor/GeradorDiesel**

Index: Description: Color:

Generation Cost Data:

	Load	Net Present	Capital	Annualized	O&M	Fuel	▲
		Cost	Cost	Capital	Cost	Cost	
	(kW/h/d)	(\$)	(\$)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	
1	9.500	21,407.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2	32.000	44,673.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
3	65.000	120,808.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
4							
5							
6							
7							
8							▼

Fonte: Software ViPOR®.

Figura 58 - VPLs para a rede convencional.

Source Types

Select Type: **Rede Convencional**

Index: Description: Color:

Generation Cost Data:

	Load	Net Present	Capital	Annualized	O&M	Fuel	▲
		Cost	Cost	Capital	Cost	Cost	
	(kW/h/d)	(\$)	(\$)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	
1	9.500	13,777.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2	32.000	45,827.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
3	65.000	94,409.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
4							
5							
6							
7							
8							▼

Fonte: Software ViPOR®.

Figura 59 - Tipos de terreno modelados.

Terrain Types

Type	Description	Color	Multiplier
0	Grass		1.500
1	Forest		4.000
2	Water		500.000
3	Road		1.000

Buttons: New, Delete, Cancel, OK

Fonte: Software ViPOR®.

Figura 60 - Cargas distribuídas no terreno.

Nodes

Load Points | Dummy Nodes | Sources

#	Easting (m)	Northing (m)	Load Type	Description	Incl.
0	501181.9	1278.5	Carga 1	Added manually	<input type="checkbox"/>
1	501035.8	1197.0	Carga 1	Added manually	<input checked="" type="checkbox"/>
2	501316.6	1071.3	Carga 2	Added manually	<input checked="" type="checkbox"/>
3	501546.4	1194.7	Carga 3	Added manually	<input checked="" type="checkbox"/>
4	501286.0	1134.7	Carga 1	Added manually	<input type="checkbox"/>
5	501274.7	1227.5	Carga 1	Added manually	<input type="checkbox"/>
6	501387.9	1176.6	Carga 1	Added manually	<input type="checkbox"/>
7	501232.8	1185.7	Carga 1	Added manually	<input type="checkbox"/>
8	501283.8	1185.7	Carga 1	Added manually	<input type="checkbox"/>
9	501316.6	1164.2	Carga 1	Added manually	<input type="checkbox"/>
10	501212.5	1236.6	Carga 1	Added manually	<input checked="" type="checkbox"/>
11	501232.8	1227.5	Carga 1	Added manually	<input type="checkbox"/>
12	501253.2	1185.7	Carga 1	Added manually	<input type="checkbox"/>
13	501274.7	1164.2	Carga 1	Added manually	<input type="checkbox"/>
14	501295.1	1215.1	Carga 2	Added manually	<input type="checkbox"/>
15	501387.9	1101.9	Carga 1	Added manually	<input type="checkbox"/>
16	501253.2	1263.4	Carga 1	Added manually	<input type="checkbox"/>
17	501161.5	1176.6	Carga 1	Added manually	<input type="checkbox"/>
18	501241.9	996.6	Carga 1	Added manually	<input checked="" type="checkbox"/>
19	501387.9	883.4	Carga 1	Added manually	<input checked="" type="checkbox"/>

Buttons: New, Delete, Import..., Cancel, OK

Fonte: Software ViPOR®.

Figura 61 - Dados da rede de distribuição.

Distribution

Wire | Transformers

Low Voltage Line

Capital Cost: 20 \$/m

O&M Cost: 1 % of capital per year

Lifetime: 20 yr

Medium Voltage Line

Capital Cost: 40 \$/m

O&M Cost: 1 % of capital per year

Lifetime: 20 yr

Constraints

Max LV Length: 600 m

Close

Fonte: Software ViPOR®.

Figura 62 - Dados dos transformadores.

Distribution

Wire | Transformers

Transformers

Capital Cost: 5000 \$

O&M Cost: 1 % of capital per year

Lifetime: 20 yr

Connection Charges

Capital Cost: 0 \$

O&M Cost: 0 % of capital per year

Lifetime: 0 yr

Other

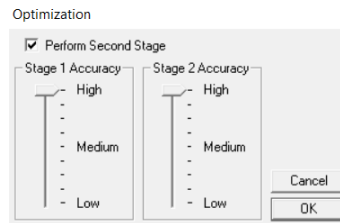
Real Interest Rate: 6 %

Project Lifetime: 20 yr

Close

Fonte: Software ViPOR®.

Figura 63 - Seleção do modo de otimização.



Fonte: Software ViPOR®.

Figura 64 - Solução do cenário com 12 consumidores "A".

Costs						
Component	Net Present (\$)	Initial Capital (\$)	Total Annualized (\$/yr)	Annualized Capital (\$/yr)	Annual O&M (\$/yr)	Annual Fuel (\$/yr)
Centralized Generation:	396,206	0	0	0	0	0
Isolated Generation:	0	0	0	0	0	0
Distribution System:	729,016	656,019	-1	-1	6,560	
Totals:	1,125,222	656,019	-1	-1	6,560	0
Per Load:	93,769	54,668	-1	-1	547	0

Revenue		Profit	
	Net Present (\$)	Annual (\$/yr)	
Centralized Loads:	0	0	Net Present Profit: -1,125,222 \$
Isolated Loads:	0	0	Annualized Profit: -1 \$/yr
Total:	0	0	Levelized COE: -1.#Q0 \$/kWh
			Levelized Profit: -1.#Q0 \$/kWh

Fonte: Software ViPOR®.

Figura 65 - Solução do cenário com 12 consumidores "A" 2.

Costs			
Centralized Loads:	12	Total Centralized Load:	270.0 kWh/d
Isolated Loads:	0	Total Isolated Load:	0.0 kWh/d
LV Line Length:	1,379 m	No. of Transformers:	4
MV Line Length:	1,893 m	Max. Transformer Load:	135.0 kWh/d

Fonte: Software ViPOR®.

Figura 66 - Solução do cenário com 12 consumidores "B".

Solution ×

Costs Other

Component	Net Present (\$)	Initial Capital (\$)	Total Annualized (\$/yr)	Annualized Capital (\$/yr)	Annual O&M (\$/yr)	Annual Fuel (\$/yr)
Centralized Generation:	395,303	0	0	0	0	0
Isolated Generation:	0	0	0	0	0	0
Distribution System:	501,726	452,117	-1	-1	4,521	
Totals:	897,029	452,117	-1	-1	4,521	0
Per Load:	74,752	37,676	-1	-1	377	0

Revenue	Net Present (\$)	Annual (\$/yr)
Centralized Loads:	0	0
Isolated Loads:	0	0
Total:	0	0

Profit	Value
Net Present Profit:	-897,029 \$
Annualized Profit:	-1 \$/yr
Levelized COE:	-1.#QO \$/kWh
Levelized Profit:	-1.#QO \$/kWh

Close

Fonte: Software ViPOR®.

Figura 67 - Solução do cenário com 12 consumidores "B" 2.

Solution ×

Costs Other

Centralized Loads:	<input type="text" value="12"/>	Total Centralized Load:	<input type="text" value="270.0"/> kWh/d
Isolated Loads:	<input type="text" value="0"/>	Total Isolated Load:	<input type="text" value="0.0"/> kWh/d
LV Line Length:	<input type="text" value="1,610"/> m	No. of Transformers:	<input type="text" value="4"/>
MV Line Length:	<input type="text" value="1,937"/> m	Max. Transformer Load:	<input type="text" value="144.5"/> kWh/d

Close

Fonte: Software ViPOR®.

Figura 68 - Solução do cenário com 12 consumidores "C".

Solution ×

Costs | Other

Costs

Component	Net Present (\$)	Initial Capital (\$)	Total Annualized (\$/yr)	Annualized Capital (\$/yr)	Annual O&M (\$/yr)	Annual Fuel (\$/yr)
Centralized Generation:	407,790	0	0	0	0	0
Isolated Generation:	0	0	0	0	0	0
Distribution System:	356,428	321,266	-1	-1	3,213	
Totals:	764,218	321,266	-1	-1	3,213	0
Per Load:	63,685	26,772	-1	-1	268	0

Revenue	Net Present (\$)	Annual (\$/yr)
Centralized Loads:	0	0
Isolated Loads:	0	0
Total:	0	0

Profit	Value
Net Present Profit:	-764,218 \$
Annualized Profit:	-1 \$/yr
Levelized COE:	-1.#QO \$/kWh
Levelized Profit:	-1.#QO \$/kWh

Close

Fonte: Software VIPOR®.

Figura 69 - Solução do cenário com 12 consumidores "C" 2.

Solution ×

Costs | Other

Centralized Loads:	12	Total Centralized Load:	270.0 kWh/d
Isolated Loads:	0	Total Isolated Load:	0.0 kWh/d
LV Line Length:	1,613 m	No. of Transformers:	3
MV Line Length:	688 m	Max. Transformer Load:	144.5 kWh/d

Close

Fonte: Software VIPOR®.

Figura 70 - Solução do cenário com 25 consumidores "A".

Solution ×

Costs Other

Component	Net Present (\$)	Initial Capital (\$)	Total Annualized (\$/yr)	Annualized Capital (\$/yr)	Annual O&M (\$/yr)	Annual Fuel (\$/yr)
Centralized Generation:	792,223	0	0	0	0	0
Isolated Generation:	0	0	0	0	0	0
Distribution System:	703,258	633,416	-1	-1	6,334	
Totals:	1,495,482	633,416	-1	-1	6,334	0
Per Load:	59,819	25,337	-1	-1	253	0

Revenue	Net Present (\$)	Annual (\$/yr)
Centralized Loads:	0	0
Isolated Loads:	0	0
Total:	0	0

Profit	
Net Present Profit:	-1,495,482 \$
Annualized Profit:	-1 \$/yr
Levelized COE:	-1.#QO \$/kWh
Levelized Profit:	-1.#QO \$/kWh

Close

Fonte: Software VIPOR®.

Figura 71 - Solução do cenário com 25 consumidores "A" 2.

Solution ×

Costs Other

Centralized Loads:	25	Total Centralized Load:	539.0 kWh/d
Isolated Loads:	0	Total Isolated Load:	0.0 kWh/d
LV Line Length:	2,407 m	No. of Transformers:	5
MV Line Length:	2,679 m	Max. Transformer Load:	246.5 kWh/d

Close

Fonte: Software VIPOR®.

Figura 72 - Solução do cenário com 25 consumidores "B".

Solution ×

Costs | Other

Component	Net Present (\$)	Initial Capital (\$)	Total Annualized (\$/yr)	Annualized Capital (\$/yr)	Annual O&M (\$/yr)	Annual Fuel (\$/yr)
Centralized Generation:	849,067	0	0	0	0	0
Isolated Generation:	0	0	0	0	0	0
Distribution System:	594,786	536,610	-1	-1	5,366	
Totals:	1,443,853	536,610	-1	-1	5,366	0
Per Load:	57,754	21,464	-1	-1	215	0

Revenue	Net Present (\$)	Annual (\$/yr)
Centralized Loads:	0	0
Isolated Loads:	0	0
Total:	0	0

Profit	Value
Net Present Profit:	-1,443,853 \$
Annualized Profit:	-1 \$/yr
Levelized COE:	-1.#QO \$/kWh
Levelized Profit:	-1.#QO \$/kWh

Close

Fonte: Software ViPOR®.

Figura 73 - Solução do cenário com 25 consumidores "B" 2.

Solution ×

Costs | Other

Centralized Loads:	<input type="text" value="25"/>	Total Centralized Load:	<input type="text" value="539.0"/> kWh/d
Isolated Loads:	<input type="text" value="0"/>	Total Isolated Load:	<input type="text" value="0.0"/> kWh/d
LV Line Length:	<input type="text" value="2,608"/> m	No. of Transformers:	<input type="text" value="6"/>
MV Line Length:	<input type="text" value="2,721"/> m	Max. Transformer Load:	<input type="text" value="237.0"/> kWh/d

Close

Fonte: Software ViPOR®.

Figura 74 - Solução do cenário com 25 consumidores "C".

Solution						
Costs						
Component	Net Present (\$)	Initial Capital (\$)	Total Annualized (\$/yr)	Annualized Capital (\$/yr)	Annual O&M (\$/yr)	Annual Fuel (\$/yr)
Centralized Generation:	789,786	0	0	0	0	0
Isolated Generation:	0	0	0	0	0	0
Distribution System:	347,852	314,580	-1	-1	3,146	
Totals:	1,137,639	314,580	-1	-1	3,146	0
Per Load:	45,506	12,583	-1	-1	126	0

Revenue		Profit	
	Net Present (\$)	Annual (\$/yr)	
Centralized Loads:	0	0	Net Present Profit: -1,137,639 \$
Isolated Loads:	0	0	Annualized Profit: -1 \$/yr
Total:	0	0	Levelized COE: -1.#QO \$/kWh
			Levelized Profit: -1.#QO \$/kWh

Close

Fonte: Software VIPOR®.

Figura 75 - Solução do cenário com 25 consumidores "C" 2.

Solution			
Costs			
Centralized Loads:	25	Total Centralized Load:	539.0 kWh/d
Isolated Loads:	0	Total Isolated Load:	0.0 kWh/d
LV Line Length:	2,536 m	No. of Transformers:	5
MV Line Length:	1,754 m	Max. Transformer Load:	256.0 kWh/d

Close

Fonte: Software ViPOR®.

Figura 76 - Solução do cenário com 51 consumidores "A".

Solution ×

Costs		Other				
Costs						
Component	Net Present (\$)	Initial Capital (\$)	Total Annualized (\$/yr)	Annualized Capital (\$/yr)	Annual O&M (\$/yr)	Annual Fuel (\$/yr)
Centralized Generation:	1,726,129	0	0	0	0	0
Isolated Generation:	0	0	0	0	0	0
Distribution System:	692,490	627,286	-1	-1	6,273	
Totals:	2,418,619	627,286	-1	-1	6,273	0
Per Load:	47,424	12,300	-1	-1	123	0

Revenue		Profit	
	Net Present (\$)	Annual (\$/yr)	
Centralized Loads:	0	0	Net Present Profit: -2,418,619 \$
Isolated Loads:	0	0	Annualized Profit: -1 \$/yr
Total:	0	0	Levelized COE: -1.#QO \$/kWh
			Levelized Profit: -1.#QO \$/kWh

Close

Fonte: Software ViPOR®.

Figura 77 - Solução do cenário com 51 consumidores "A" 2.

Solution ×

Costs		Other	
Centralized Loads:	51	Total Centralized Load:	1,165.5 kWh/d
Isolated Loads:	0	Total Isolated Load:	0.0 kWh/d
LV Line Length:	3,986 m	No. of Transformers:	12
MV Line Length:	3,124 m	Max. Transformer Load:	302.0 kWh/d

Close

Fonte: Software ViPOR®.

Figura 78 - Solução do cenário com 51 consumidores "B".

Solution ×

Costs		Other				
Component	Net Present (\$)	Initial Capital (\$)	Total Annualized (\$/yr)	Annualized Capital (\$/yr)	Annual O&M (\$/yr)	Annual Fuel (\$/yr)
Centralized Generation:	1,714,545	0	0	0	0	0
Isolated Generation:	0	0	0	0	0	0
Distribution System:	600,722	542,439	-1	-1	5,424	
Totals:	2,315,267	542,439	-1	-1	5,424	0
Per Load:	45,397	10,636	-1	-1	106	0

Revenue		Profit	
	Net Present (\$)	Annual (\$/yr)	
Centralized Loads:	0	0	Net Present Profit: -2,315,267 \$
Isolated Loads:	0	0	Annualized Profit: -1 \$/yr
Total:	0	0	Levelized COE: -1.#QO \$/kWh
			Levelized Profit: -1.#QO \$/kWh

Close

Fonte: Software ViPOR®.

Figura 79 - Solução do cenário com 51 consumidores "B" 2.

Solution ×

Centralized Loads:	51	Total Centralized Load:	1,165.5 kWh/d
Isolated Loads:	0	Total Isolated Load:	0.0 kWh/d
LV Line Length:	4,170 m	No. of Transformers:	7
MV Line Length:	2,275 m	Max. Transformer Load:	622.0 kWh/d

Close

Fonte: Software ViPOR®.

Figura 80 - Solução do cenário com 51 consumidores "C".

Solution ×

Costs		Other				
Costs						
Component	Net Present (\$)	Initial Capital (\$)	Total Annualized (\$/yr)	Annualized Capital (\$/yr)	Annual O&M (\$/yr)	Annual Fuel (\$/yr)
Centralized Generation:	1,712,108	0	0	0	0	0
Isolated Generation:	0	0	0	0	0	0
Distribution System:	401,789	363,976	-1	-1	3,640	
Totals:	2,113,898	363,976	-1	-1	3,640	0
Per Load:	41,449	7,137	-1	-1	71	0

Revenue		Profit	
	Net Present (\$)	Annual (\$/yr)	
Centralized Loads:	0	0	Net Present Profit: -2,113,898 \$
Isolated Loads:	0	0	Annualized Profit: -1 \$/yr
Total:	0	0	Levelized COE: -1.#QO \$/kWh
			Levelized Profit: -1.#QO \$/kWh

Close

Fonte: Software ViPOR®.

Figura 81 - Solução do cenário com 51 consumidores "C" 2.

Solution ×

Costs		Other	
Centralized Loads:	51	Total Centralized Load:	1,165.5 kWh/d
Isolated Loads:	0	Total Isolated Load:	0.0 kWh/d
LV Line Length:	3,469 m	No. of Transformers:	7
MV Line Length:	1,924 m	Max. Transformer Load:	631.5 kWh/d

Close

Fonte: Software ViPOR®.