

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CLODOALDO DE BORBA LAMBIASE

**SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE TOPOLOGIAS HÍBRIDAS DE FONTES
ALTERNATIVAS DE ENERGIA**

Porto Alegre

2016

CLODOALDO DE BORBA LAMBIASE

**SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE TOPOLOGIAS HÍBRIDAS DE
FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Energia

Linha de Pesquisa: Sistemas de Potência

ORIENTADOR: Dr. Sérgio Haffner

COORIENTADOR: Dr. Flávio Antonio Becon Lemos

Porto Alegre
2016

CIP - Catalogação na Publicação

Lambiase, Clodoaldo de Borba
SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE TOPOLOGIAS HÍBRIDAS DE
FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA / Clodoaldo de Borba
Lambiase. -- 2016.
139 f.

Orientador: Sérgio Haffner.
Coorientador: Flávio Antonio Becon Lemos.

Dissertação (Mestrado) -- Universidade Federal do
Rio Grande do Sul, Escola de Engenharia, Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Porto Alegre, BR-
RS, 2016.

1. Fontes alternativas de energia. 2. Sistemas
Híbridos. 3. Microrredes. 4. TRNSYS. I. Haffner,
Sérgio, orient. II. Antonio Becon Lemos, Flávio,
coorient. III. Título.

CLODOALDO DE BORBA LAMBIASE

SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE TOPOLOGIAS HÍBRIDAS DE FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Sérgio Haffner, UFRGS

Doutor pela Universidade Estadual de Campinas - Campinas, Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Mauricio Sperandio, UFSM

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina - Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University Of Technology- Gotemburgo, Suécia

Prof. Dr. Leonardo Elizeire Bremermann, UFSC

Doutor pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto - Porto, Portugal

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Valner João Brusamarello

Porto Alegre, novembro de 2016.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais por não terem medido esforços em favor dos seus filhos apesar das dificuldades.

AGRADECIMENTOS

À sociedade brasileira que considera importante a manutenção de uma universidade pública, gratuita e de qualidade.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, pela oportunidade de realização dos estudos na minha área de pesquisa.

Ao meu orientador Prof. Dr. Sérgio Haffner e ao coorientador Prof. Dr. Flávio A. B. Lemos pela atenção, empenho e disponibilidade que nortearam essa caminhada.

Aos colegas do PPGEE, em especial aos integrantes do LASEP pela convivência e por serem um grupo de referência na sua área de pesquisa.

Ao CPD da UFRGS pelo apoio fornecido durante os anos de estudo desde a graduação até a pós-graduação.

Aos colegas da CORSAN, em especial aos do Departamento de Eficiência Energética (DEFE) pela ajuda e pela oportunidade de desenvolvimento técnico.

Aos meus pais, Clóvis e Zilda, pelos cuidados para seguir o caminho certo e por terem lutado pela educação dos seus filhos.

Aos meus amigos e meu irmão pelos momentos de distração e por tornarem esse caminho menos cansativo.

À Bruna, pela grande compreensão nos momentos de angústia e cobranças nos momentos de desatenção.

O conhecimento é o mais precioso dos tesouros porque jamais pode ser dado, nem roubado, nem consumido.

Provérbio Sânscrito

RESUMO

A constituição de sistemas híbridos como alternativa ao fornecimento de energia da concessionária, gerando energia própria e operando de forma isolada ou interconectada ao sistema de distribuição, tem originado estudos e implementações em nível industrial, comercial e mais recentemente residencial. A principal discussão que surge são as análises das vantagens técnicas e econômicas pela opção desse tipo de instalação. Neste trabalho, é apresentado um estudo complementar às pesquisas realizadas, onde é projetado um sistema híbrido contendo aerogeradores, painéis fotovoltaicos, processo de eletrólise, célula a combustível, microturbina a gás e geradores diesel. Esse sistema é simulado e comparado técnica e economicamente a um sistema que contém apenas geradores diesel. O sistema híbrido proposto possui uma microrrede conectada a um típico sistema de distribuição mas com um limite de demanda contratada que impede a satisfação de todas as necessidades energéticas da instalação apenas com a energia da concessionária. Procura-se avaliar os impactos técnicos e econômicos do atendimento da demanda por eletricidade através deste sistema híbrido além de executar-se a otimização, via PSO, do dimensionamento deste sistema, que utiliza uma ordem de despacho para gerenciar as mini unidades geradoras de energia. Foi utilizado o software TRNSYS devido a sua característica de permitir estimar a potência e energia produzidas no intervalo de um ano com detalhamento horário de cada recurso, considerando estimativas reais e localizadas para a disponibilidade dos recursos eólicos e fotovoltaicos.

Palavras-chave: Fontes alternativas de energia, Sistemas Híbridos, Microrredes, TRNSYS.

ABSTRACT

The designing of hybrid systems as an alternative to power supply from power utility, generating their own energy in operating islanded or grid-tie to the power utility, has resulted in studies and implementations in industrial, commercial and residential level recently. The main discussion that arises is the analysis of the technical and economical advantages for this type of solution. This work presents a complementary study to the researches conducted nowadays, which is designed a hybrid system containing wind turbines, photovoltaic panels, electrolysis process, fuel cell, gas micro turbine and diesel generators. This system was simulated and was compared technically and economically to a system with only diesel gensets. The proposed hybrid system has a microrrede connected to a typical distribution system with a limited power demand value that prevents the satisfaction of all energy needs of the installation only with the utility power. This study evaluates the technical and economical impacts to meeting electric power consumption through this hybrid system and optimize using PSO, the design of this system that uses a dispatch order to manage the mini power generation units. The TRNSYS software was used due to its feature of allowing estimate the electric power and electric energy produced in one year apart with hourly details of each feature, considering actual estimates and localized availability of wind and photovoltaic resources.

Keywords: Alternative energy sources, hybrid systems, Microgrids, TRNSYS.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Pegada Ecológica versus Biocapacidade da Alemanha	18
Figura 2 - Pegada ecológica versus Biocapacidade do Brasil	18
Figura 3 - Exemplo de uma microrrede	26
Figura 4 - Classificação de sistemas de armazenamento de energia	29
Figura 5 - Foto da planta de demonstração na ilha de Utsira na Noruega	31
Figura 6 - Componentes de um painel fotovoltaico.....	43
Figura 7 - Normalização dos custos do CCV	55
Figura 8 - Fluxo de dados no GenOpt.....	65
Figura 9 - Comportamento dinâmico das partículas no PSO	67
Figura 10 - Topologia completa estudada.....	71
Figura 12 - Velocidade do Vento (m/s)	72
Figura 13 - Irradiação Solar (W/m ²)	73
Figura 14 - Perfil de carga horário em um dia típico.....	74
Figura 15 - Modelo completo simulado no TRNSYS	77
Figura 16 - Balanço energético da topologia I para cinco anos	84
Figura 18 - Balanço energético da topologia I para vinte anos	86
Figura 20 - Exemplo de um dia de operação do sistema completo (ciclo do hidrogênio).....	88
Figura 21 - Balanço energético para cinco anos de simulação.....	88
Figura 22 - Proporção de contribuição de cada fonte geradora de energia para cinco anos ...	89
Figura 23 - Comportamento do CCV para topologia não otimizada para cinco anos	90
Figura 24 - Tela exemplo do software GenOpt em funcionamento	93
Figura 25 - Desempenho da otimização para um ano de simulação.....	94
Figura 26 - Nível de hidrogênio para um ano de otimização	95
Figura 27 - Balanço energético para cinco anos (otimização de um ano)	96
Figura 28 - Proporção de participação das fontes geradoras.....	96
Figura 29 - Balanço energético da otimização para cinco anos	98
Figura 30 - Proporção de participação das fontes geradoras para cinco anos	99
Figura 31 - Balanço energético para dez anos de simulação.....	101
Figura 32 - Proporção de cada fonte de energia em relação ao total gerado para dez anos..	102

Figura 33 - Balanço energético para vinte anos de simulação 104

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Trabalhos estudados sobre o assunto de simulação de sistemas híbridos	35
Quadro 2 - Tipos de topologias	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Principais componentes utilizados e nativos no TRNSYS	40
Tabela 2 - Parâmetros do Type188	41
Tabela 3 - Variáveis de entrada do Type188.....	41
Tabela 4 - Variáveis de saída do modelo Type188.....	41
Tabela 5 - Parâmetros Type180e	44
Tabela 6 - Variáveis de entrada do modelo Type180e	44
Tabela 7 - Variáveis de saída do modelo Type180e.....	45
Tabela 8 - Parâmetros do componente aerogerador Type90.....	46
Tabela 9 - Variáveis de entrada do componente Type90.....	46
Tabela 10 - Variáveis de saída do componente Type90	46
Tabela 11 - Variáveis de entrada do componente Type160	47
Tabela 12 - Parâmetros do Componente Type160	47
Tabela 13 - Variáveis de saída do componente Type160	47
Tabela 14 - Parâmetros do componente Type173a.....	48
Tabela 15 - Variáveis de entrada do componente Type173a	48
Tabela 16 - Variáveis de saída do componente Type173a.....	49
Tabela 17 - Parâmetros do componente Type164	49
Tabela 18 - Entradas do componente Type164	49
Tabela 19 - Saídas do componente Type164.....	50
Tabela 20 - Parâmetros componente Type120	50
Tabela 21 - Entradas componente Type120.....	50
Tabela 22 - Saídas componente Type120	51
Tabela 23 - Parâmetros do componente Type6	52
Tabela 24 - Entradas do componente Type6	52
Tabela 25 - Saídas do componente Type6	52
Tabela 26 - Parâmetros componente Type109	53
Tabela 27 - Entradas componente Type109.....	53
Tabela 28 - Saídas componente Type109	54
Tabela 29 - Componentes desenvolvidos pelo autor	58

Tabela 30 - Parâmetros do componente da microturbina a gás.....	58
Tabela 31 - Entradas do componente da microturbina a gás.....	58
Tabela 32 - Saídas do componente da microturbina a gás	59
Tabela 33 - Parâmetros do componente do controlador mestre	61
Tabela 34 - Entradas do componente do controlador mestre	61
Tabela 35 - Saídas do componente do controlador mestre	62
Tabela 36 - Parâmetros do componente de cálculo do CCV.....	63
Tabela 37 - Entradas do componente para cálculo do CCV	64
Tabela 38 - Saídas do componente para cálculo do CCV	64
Tabela 39 - Crescimento populacional previsto para os próximos 20 anos	75
Tabela 40 - Dimensionamento inicial dos equipamentos da solução completa	76
Tabela 41 - Valores sugeridos experimentalmente.....	77
Tabela 42 - Modelos de referência	82
Tabela 43 - Custos unitários dos equipamentos	82
Tabela 44 - Insumos consumidos pelo sistema durante a operação	83
Tabela 45 - Energia e CCV da topologia I.....	85
Tabela 46 - Energia e CCV da topologia I.....	86
Tabela 47 - Energia e CCV da topologia completa para cinco anos,	91
Tabela 48 - Variáveis para otimização.....	91
Tabela 49 - Configurações do PSO.....	92
Tabela 50 - Características da simulação para um ano	93
Tabela 51 - Resultado da otimização do modelo completo	95
Tabela 52 - Energia e CCV resultante da simulação para cinco anos,	97
Tabela 53 - Características da otimização realizada para cinco anos	97
Tabela 54 - Resultado da otimização para o intervalo de cinco anos	97
Tabela 55 - Energia e CCV da otimização para cinco anos	99
Tabela 56 - Características da otimização realizada para dez anos	100
Tabela 57 - Dimensionamento resultante após otimização para dez anos	101
Tabela 58 - Energia fornecida e CCV para sistema otimizado	103
Tabela 59 - Características da otimização para vinte anos	103
Tabela 60 - Dimensionamento resultante após otimização para vinte anos.....	104
Tabela 61 - Energia fornecida e CCV para sistema otimizado	105
Tabela 62 - Resultado da simulação para o período de 20 anos das topologias.....	107

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AC	Corrente Alternada
CC	Célula a Combustível
CCV	Custo do Ciclo de Vida
DC	Corrente Contínua
DSSC	Células Solares Sensibilizadas por Corantes
EES	<i>Engine Equation Solver</i>
ER	Energia Renovável
FAE	Fonte Alternativa de Energia
FCV	<i>Fuel Cell Vehicle</i>
GA	Algoritmo Genético
GGD	Grupo Gerador Diesel
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
MPPT	Seguidor de Potência Máxima
O&M	Operação e Manutenção
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PQ	Pontos Quânticos
PSO	Otimização por Enxame de Partículas
PV	Painel Fotovoltaico
TE	Tarifa de Energia
μ T	Microturbina a Gás
Wp	watts de pico
VP	Valor Presente
VPP	<i>Virtual Power Plant</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	PEGADA ECOLÓGICA (<i>ECOLOGICAL FOOTPRINT</i>)	17
1.2	FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL	19
1.3	MOTIVAÇÃO	21
1.4	OBJETIVO	22
1.5	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	23
2	SISTEMAS HÍBRIDOS	24
2.1	MICRORREDES	24
2.2	SIMULAÇÃO DE MICRORREDES COM FRAMEWORKS	26
2.3	REGULAMENTAÇÃO DE MICRO E MINIGERAÇÃO	36
3	METODOLOGIA	37
3.1	FERRAMENTA DE SIMULAÇÃO (TRNSYS)	37
3.1.1	Benefícios do framework	37
3.1.2	Solução numérica	39
3.2	MODELOS NATIVOS DO TRNSYS	39
3.2.1	Barramento AC (Type188)	40
3.2.2	Painéis fotovoltaicos (Type180e)	41
3.2.3	Aerogerador	45
3.2.4	Processo de eletrólise	46
3.2.5	Célula a Combustível	48
3.2.6	Tanque de Hidrogênio (Type164b)	49
3.2.7	Grupo Gerador Diesel	50
3.2.8	Aquecedor de água	51

3.2.9	Dados climáticos	52
3.2.10	Controlador mestre.....	54
3.3	CUSTO DO CICLO DE VIDA	55
3.4	NOVOS MODELOS DESENVOLVIDOS	57
3.4.1	Microturbina.....	58
3.4.2	Controlador Mestre (com Microturbina)	59
3.4.3	Cálculo do Custo do Ciclo de Vida (CCV).....	62
3.5	FERRAMENTA DE OTIMIZAÇÃO (GENOPT)	64
3.5.1	Algoritmo de Otimização (PSO).....	66
4	SIMULAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS	69
4.1	PROJETO DA MICRORREDE.....	70
4.1.1	Dados Climáticos	71
4.1.2	Perfil de Consumo da instalação	73
4.1.3	Dimensionamento dos componentes.....	75
4.2	MICRORREDE MODELADA NO TRNSYS	76
4.3	ESTRATÉGIA DE CONTROLE	78
4.4	AVALIAÇÃO ECONÔMICA.....	79
4.4.1	Função Objetivo.....	79
4.4.2	Gerador diesel.....	80
4.4.3	Painéis fotovoltaicos.....	81
4.4.4	Custos de aquisição, operação, manutenção e insumos.....	81
4.5	TOPOLOGIA DE REFERÊNCIA: APENAS GERADORES DIESEL.....	83
4.6	TOPOLOGIA COMPLETA: SIMULAÇÃO SEM OTIMIZAÇÃO.....	86
4.7	AVALIAÇÃO DO PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO.....	91
4.7.1	Período de otimização: um ano	92
4.7.2	Período de otimização: cinco anos.....	97
4.7.3	Período de otimização: dez anos.....	100

4.7.4	Período de Otimização: vinte anos.....	103
4.8	SIMULAÇÃO DOS SISTEMAS OTIMIZADOS PARA VINTE ANOS.....	106
5	CONCLUSÃO	109
	REFERÊNCIAS.....	112
	ANEXO A – CUSTOS GERADOR DIESEL.....	117
	ANEXO B – CÓDIGO FONTE DO COMPONENTE PARA CÁLCULO DO CCV ...	119
	ANEXO C – CÓDIGO FONTE DA MICROTURBINA A GÁS.....	131
	APÊNDICE A – ARTIGOS EM CONGRESSO.....	137

1 INTRODUÇÃO

O tema da redução dos recursos naturais, imprescindíveis para a sobrevivência humana, está em evidência desde meados do século XX e a sua relevância tem aumentado concomitantemente ao aumento da degradação ao meio ambiente. Um dos muitos estudos já realizados sobre o assunto foi o projeto Pegada Ecológica (WACHERNAGEL; REES, 2016).

1.1 PEGADA ECOLÓGICA (*ECOLOGICAL FOOTPRINT*)

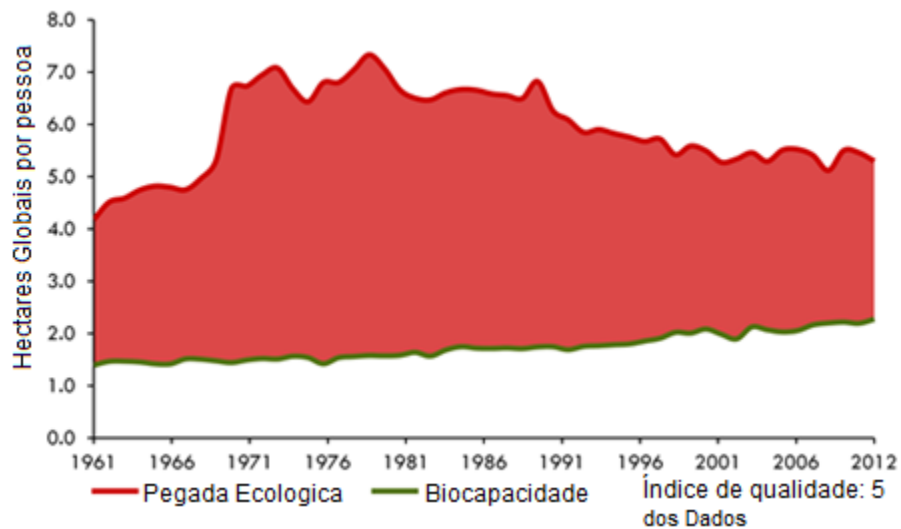
Em 1990, Mathis Wackernagel e William Rees da Universidade de Colúmbia Britânica (*University of British Columbia*) iniciaram um projeto chamado Pegada Ecológica (*Ecological Footprint*) para estudar as marcas que a civilização tem deixado na natureza. A pesquisa utiliza dados históricos (desde 1961) para elaborar os relatórios ambientais. Os dados são oriundos de instituições da ONU, dentre elas a Agência Internacional de Energia, e atualmente reúne 15.000 medidas ao ano, em cada um dos 200 países membros.

Os relatórios indicam que se todos os habitantes da Terra consumissem alimentos, roupas, combustíveis, medicamentos, energia e produzissem lixo conforme o estilo de vida de um cidadão americano médio seria preciso cinco planetas Terra para comportar esse consumo, ou seja, o consumo de recursos superaria a regeneração anual da Terra em cinco vezes. Isso causaria a derrocada do modo de vida como é conhecido em um período curto de tempo.

O principal conceito do projeto Pegada Ecológica é a Biocapacidade que mensura, de acordo com uma metodologia publicada em revistas científicas, os recursos hídricos, minerais, do solo e outros de cada nação. Segundo esse índice, algumas nações apresentam créditos anuais (Biocapacidade – Consumo), mas outras apresentam déficits, como é o caso dos Estados Unidos e da Alemanha, vista na Figura 1, os quais gastam além da sua capacidade e conseqüentemente consomem parte da Biocapacidade de outras nações como o Brasil, que apresenta crédito, conforme Figura 2.

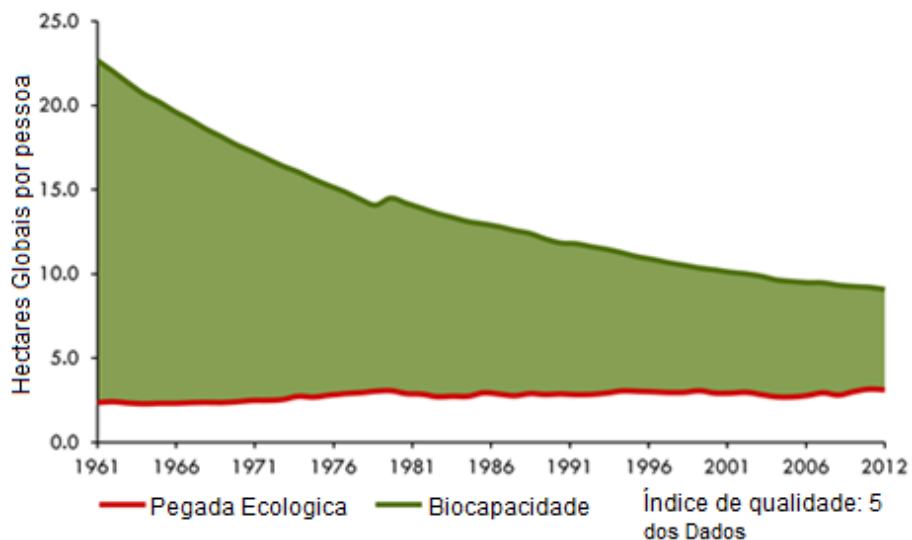
O índice de qualidade dos dados tem a função de representar a confiabilidade das informações exibidas para cada país de acordo com as limitações das fontes de dados em uma escala crescente de confiabilidade de um a seis. Isso porque, muitas vezes, os dados são limitados, não disponíveis ou contém erros aparentes que precisaram ser corrigidos de acordo com estimativas executadas pelos pesquisadores (WACHERNAGEL; REES, 2016).

Figura 1 - Pegada Ecológica versus Biocapacidade da Alemanha



Fonte: (WACHERNAGEL; REES, 2016)

Figura 2 - Pegada ecológica versus Biocapacidade do Brasil



Fonte: (WACHERNAGEL; REES, 2016)

Os estudos apontam que desde 1970 a humanidade está apresentando déficit anual com o planeta, pois todos os anos consome mais recursos naturais do que a Terra é capaz de regenerar em um período de 12 meses. Para desenvolver uma métrica fácil de ser

compreendida pela sociedade foi criado o “Dia de ultrapassagem da Terra” (*Earth Overshoot Day*) que indica o dia do ano corrente em que a civilização já consumiu todos os recursos naturais que a Terra poderia produzir em um ano. A cada ano esse dia chega mais cedo e neste ano de 2016 ele chegou no dia oito de agosto (NETWORK, 2016). A partir desse dia, todos os recursos naturais consumidos são adicionados ao déficit que vem aumentando desde a década de setenta.

Diante desse contexto, é importante implementar medidas em todas as áreas possíveis da atividade humana que otimizem os processos não somente do ponto de vista econômico mas também com vistas a possibilitar que a civilização possa viver dentro da capacidade sustentável do planeta.

Esta é uma das motivações deste trabalho que, dentro da atividade humana de geração de energia, estuda as possibilidades de inserção de fontes de energia renovável (FER) na expansão energética de consumidores atendidos por redes de distribuição limitadas. Os objetivos são mensurar os benefícios tanto do ponto de vista econômico como operacional da utilização das FERs como geração local em substituição a opções tradicionais como geradores diesel.

1.2 FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL

A utilização de energias renováveis (ERs) tem se intensificado pelo aumento da conscientização da população em relação a necessidade de auxiliar na redução da emissão de CO₂, por questões motivadoras como sucessivos aumentos de tarifas, políticas governamentais, redução no preço de tecnologias desse tipo de geração, principalmente solar e eólica, e como uma alternativa na postergação de investimentos na expansão de sistemas de transmissão e distribuição.

Ao longo dos últimos anos fontes alternativas de energia (FAEs), enquadradas em micro e minigeração, têm sido estudadas e utilizadas para o fornecimento de energia em locais isolados, como é o caso de ilhas e locais de difícil acesso (comunidades isoladas) ou em locais atendidos por redes com recursos limitados de suprimento e expansão (KYRIAKARAKOS et al., 2011; YANINE; SAUMA, 2013). A característica principal deste tipo de opção quando interligada a um sistema de distribuição é a possibilidade de operar de forma ilhada, quando

há um corte no suprimento, ou reduzir a demanda de energia da rede da concessionária, possibilitando uma otimização da relação consumo/geração de energia no sistema da microrrede.

Na fase de projeto e concepção de uma microrrede, é importante o aprofundamento dos estudos para a seleção do tipo de fonte que será utilizada, analisando fatores como distribuição dos ventos, nível de insolação e disponibilidade de combustíveis, por exemplo, gás ou matéria orgânica. Esta definição é fundamental na análise da viabilidade econômica e técnica da implantação e no tempo de retorno do investimento. Após a seleção do tipo de geração que será utilizada, deve-se estudar o comportamento da demanda dos consumidores que serão parte da microrrede, analisando sazonalidades e picos de consumo. Isso é fundamental para a fase de operação, onde deverão ser simuladas diversas condições de despacho de geração (tipos de fontes e potência) para atender a demanda, tal que seja atrativo do ponto de vista econômico e técnico.

Para permitir uma avaliação consistente das opções de utilização de uma microrrede (projeto e operação) é necessária uma análise do desempenho desta solução ao longo do tempo. Esta tarefa é realizada com a utilização de software de simulação de cenários em base temporal para analisar opções de microrredes. Entre esses softwares podem ser citados o HOGA, TRNSYS e HOMERpro (SINHA; CHANDEL, 2014). No trabalho de Dufo-López e Bernal-Agustín (2005) é utilizado o HOGA para avaliação do fornecimento de energia elétrica para diferentes perfis de carga através de um sistema híbrido. A topologia de geração escolhida é composta de painéis fotovoltaicos (PVs), gerador diesel e baterias para o armazenamento. Boonbumroong *et al.* (2011) utilizam os softwares TRNSYS e HOMERpro com a representação de um barramento em corrente alternada (AC) para o acoplamento dos equipamentos como a turbina eólica, PVs, gerador diesel e banco de baterias para o armazenamento. Karavas *et al.* (2015) e Kyriakarakos *et al.* (2011, 2013, 2015) inseriram múltiplas fontes de energias renováveis como PVs, turbina eólica, célula a combustível (CC), eletrolisador e banco de baterias na topologia simulada no TRNSYS, diferenciando-se entre si pelo sistema de controle utilizado para realizar a decisão da potência despachada por cada unidade de geração. Essa solução é analisada em comparação a um arranjo contendo um gerador diesel mais baterias em um intervalo de vinte anos. A solução mostrou-se economicamente atrativa, mas o perfil de carga avaliado era de baixo consumo.

No presente trabalho, uma topologia de microrrede composta por um grupo gerador diesel (GGD), microturbinas a gás (μ T), painéis fotovoltaicos, aerogeradores, eletrólise para

geração de hidrogênio (H_2) com posterior consumo na célula a combustível é simulada com a finalidade de gerar energia e água quente. É utilizado o software TRNSYS para simulação de períodos de um, cinco, dez e vinte anos, com detalhamento horário, sendo considerada a variação da disponibilidade de cada um dos recursos, incluindo os renováveis em função da localização da instalação e das horas do dia ou época do ano. Ao final, é realizada a comparação econômica e técnica entre o sistema proposto e uma solução tradicional, composta por geradores diesel, que permite evidenciar quais são as melhores opções de atendimento.

1.3 MOTIVAÇÃO

Necessidades como água quente, eletricidade e combustível (gás) são as maiores demandas em residências localizadas em áreas urbanas e rurais. Satisfazer essas necessidades de uma forma ecologicamente sustentável, economicamente viável, tecnicamente segura e confiável é um dos focos dos novos sistemas de distribuição. Adicionalmente, a inserção de resiliência e oportunidade de desenvolvimento social e econômico de comunidades rurais tem impulsionado a inserção do conceito de microrredes (CAO; ALANNE, 2015; KYRIAKARAKOS, 2012).

Nas últimas décadas, o uso de energias renováveis tem se intensificado para suprir as necessidades energéticas de áreas remotas (BURAN et al., 2003). Entretanto, devido à inconstância de produção de energia elétrica dessas fontes, ainda persiste o problema da falta de simultaneidade entre a geração e o consumo, originando a necessidade de grandes unidades de armazenamento de energia elétrica. Essas, quando são bancos de bateria, apresentam altos custos devido ao tempo de vida da bateria, perda de carga e o descarte especial.

Unidades de reserva a base de hidrogênio são uma proposta de solução em oposição a grandes bancos de bateria. Associados a eletrólise, célula a combustível e tanque de hidreto de metal são capazes de fornecer água potável, energia elétrica e combustível respectivamente (CAO; ALANNE, 2015; KYRIAKARAKOS et al., 2015b).

A interligação dessas diferentes fontes tem impulsionado o uso de microrredes, apresentando vantagens como a possibilidade de operação em ilha ou interconectada e

resiliência no fornecimento de energia com o uso da operação autônoma e gestão inteligente da demanda (KYRIAKARAKOS et al., 2013).

1.4 OBJETIVO

Este trabalho tem por objetivo analisar as vantagens técnicas e econômicas da inclusão de fontes alternativas de energia na expansão energética de uma instalação elétrica hipotética atendida por uma rede de distribuição de energia elétrica precária sem possibilidade de aumento da demanda contratada. O emprego de um grupo gerador diesel, com capacidade para atender a integralidade da carga, é ponto comum em ambas as topologias a serem estudadas, por se tratar de uma solução energética tradicional e de fácil instalação e operação. Isso tem por objetivo verificar os benefícios que algumas configurações contendo fontes de energias renováveis como geração eólica e energia solar fotovoltaica proporcionariam ao reduzir o uso dos geradores diesel.

A análise da operação do sistema será realizada para os períodos de cinco, dez ou vinte anos, incluindo detalhamento horário. Nessa análise, será considerada a variação da disponibilidade de cada um dos recursos energéticos em função dos dados climáticos da localidade da instalação, das horas do dia e época do ano. O sistema híbrido completo a ser comparado com a solução de referência (geradores diesel) será otimizado pelo algoritmo de otimização *Particle Swarm Optimization* (PSO) e em seguida será realizada a comparação econômica entre o sistema otimizado e a topologia de referência. Também serão analisadas as consequências de otimizar-se o sistema para um horizonte inferior ao período total de operação.

Tem-se por objetivo evidenciar os benefícios tangíveis em questões como redução do consumo de combustíveis fósseis, aumento de independência energética, redução da emissão de gás carbônico e redução de custos de investimento e operação, inclusive.

1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação analisa os benefícios de fontes alternativas de energia em sistemas híbridos dividindo o assunto em cinco capítulos com o seguinte conteúdo:

- o Capítulo 1 introduz o assunto ao leitor, expõe a motivação e delimita o trabalho pelo seu objetivo,
- o Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica sobre microrredes, sobre simulação de sistemas híbridos e apresenta alguns conceitos importantes para o restante do trabalho,
- o Capítulo 3 descreve a metodologia utilizada, a escolha das fontes alternativas de energia, a otimização e a avaliação econômica,
- o Capítulo 4 apresenta o projeto da microrrede, o despacho, a função objetivo, os resultados e os analisa pela perspectiva técnica e econômica,
- finalmente, o Capítulo 5 apresenta as principais conclusões desta dissertação, as contribuições e limitações e indica potenciais tópicos para trabalhos futuros.

Durante o desenvolvimento desta dissertação foram escritos e apresentados dois artigos em congressos relacionados ao assunto deste trabalho. As referências destes artigos estão listadas no APÊNDICE A.

2 SISTEMAS HÍBRIDOS

No meio ambiente, é possível encontrar os recursos energéticos necessários para cobrir a demanda cada vez maior por eletricidade. Entretanto, a energia gerada a partir de fontes renováveis é variável e, quando necessita conversores para realizar a conexão, pode apresentar problemas associados à qualidade do produto. Por um longo período de tempo a geração de energia elétrica baseou-se em tipos diferentes de combustíveis e agora enfrenta o desafio de mudar a sua matriz energética. Essa mudança deve apoiar-se em combinações de diferentes fontes de energia, renováveis e não renováveis, devido às suas características de geração. Fontes de energia como hidráulica, geotérmica, biomassa, eólica, solar, hidrogênio, nuclear e combustíveis fósseis precisam formar um sistema híbrido e operar em conjunto para o fornecimento de energia elétrica em uma área de atendimento comum. A forma como é possível realizar a integração de algumas dessas diferentes fontes de energia para geração local suscita o estudo de microrredes (FATHIMA; PALANISAMY, 2015).

2.1 MICRORREDES

Embora tenha crescido o interesse e as pesquisas sobre o tema nos últimos anos, o conceito de microrredes não é considerado novo e esteve presente desde os primeiros sistemas de geração local de energia elétrica, como é o caso da Usina *Pearl Street* (540 kW – 110V_{DC}) de New York em 1883 (SULZBERGER, 2013). Entretanto, a política de centralização da geração em grandes usinas para permitir ganho de escala e exploração de grandes fontes remotas, como é o caso de usinas hidrelétricas e a carvão, associado ao desenvolvimento da tecnologia de transmissão de corrente alternada (AC), conduziu a hegemonia dos grandes sistemas (macrogrids) de geração e transmissão.

Entretanto, nos últimos anos, alguns fatores estão incentivando a constituição de microrredes, tais como: estímulo à produção de energia através de fontes renováveis de

energia, aspectos regulatórios, desenvolvimento tecnológico dos equipamentos de geração, queda no custo de conversores estáticos e aspectos de sustentabilidade e redução da emissão de carbono.

Como forma de aprofundar o conhecimento e as respectivas vantagens e limitações da operação de microrredes, vários projetos têm sido desenvolvidos em nível nacional e internacional, dentre os quais o projeto CERTS nos Estados Unidos (DOLAN TECHNOLOGY CENTER, 1999), os projetos MICROGRIDS e MORE-MICROGRIDS na Europa (“More Microgrids Project”, 2013) e o projeto MICROGER no Brasil (PB026, 2014).

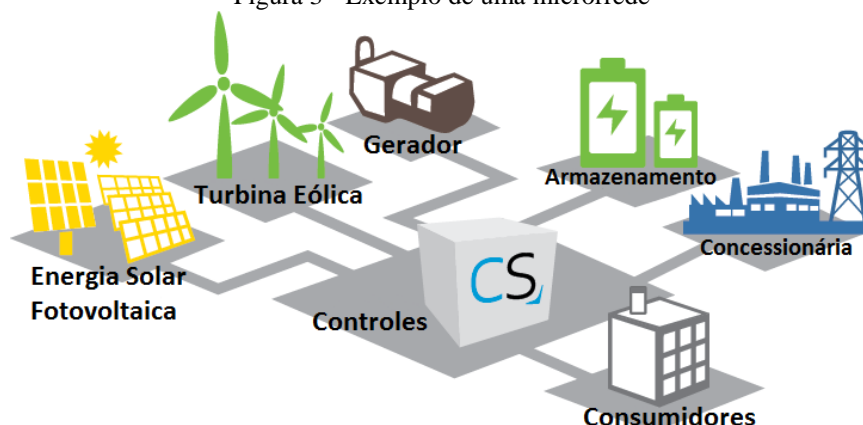
Microrrede pode ser definida como um sistema de energia em pequena escala, quando comparado ao sistema principal no qual está conectado (macrorrede), o qual possui recursos de geração (principalmente fontes renováveis) e controle de carga, podendo operar de forma interligada ou de maneira isolada (ilhado) quando ocorrem problemas no suprimento de energia do sistema interligado. Quando operando de forma ilhada, uma microrrede pode atender total ou parcialmente a carga do seu sistema, sendo capaz de regular a tensão e a frequência da rede (PB026, 2014).

Um sistema de média tensão com recursos de geração distribuída ou uma rede de baixa tensão que possua mini e microgeração podem operar como microrredes de forma ilhada, desde que tenham condições de operação, possuam sistemas de proteção e controle adequadas e garantam a adequação do sistema. Cabe observar que uma microrrede também pode ser constituída de uma rede de um shopping, de uma indústria, de um centro de processamento de dados e até mesmo de uma residência, bastando para isso que atenda às condições descritas anteriormente.

Além do conceito de microrredes, outros conceitos fazem parte do contexto que envolve o estudo de sistemas híbridos como o *Fuel Cell Vehicle* (FCV) e a *Virtual Power Plant* (VPP). O conceito de FCV trata de um veículo provido de uma célula a combustível que gera energia elétrica a partir do hidrogênio. Já a VPP é definida como a união flexível de fontes de geração de energia distribuída com coordenação para otimização dos recursos, capacidade para atuar no mercado de energia e para oferecer serviços análogos aos encontrados nas distribuidoras de energia elétrica (JUSTO *et al.*, 2013).

Uma grande vantagem de uma microrrede, como a da Figura 3, é a sua modularidade, o que permite que expansões possam ser realizadas de forma ágil e de acordo com a necessidade de atendimento à carga, não dependendo de um planejamento integrado com a distribuidora.

Figura 3 - Exemplo de uma microrrede



Fonte: adaptado de (CLEANSPARK, 2015)

2.2 SIMULAÇÃO DE MICRORREDES COM FRAMEWORKS

Alguns pesquisadores têm se debruçado sobre o estudo das microrredes que integram fontes alternativas de energia através de sistemas híbridos. Fontes alternativas como os painéis fotovoltaicos (PVs), turbina eólica, microturbinas, geradores à diesel, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e células a combustível podem ser integradas de diferentes formas, criando um ambiente de operação de acordo com o arranjo de fontes escolhido e o tipo de conexão com a concessionária de energia elétrica local.

Uma parte importante no projeto e operação de uma microrrede é a simulação das diversas condições de geração (tipos de fontes e potência) para atender a demanda. Uma pesquisa bibliográfica permite encontrar várias soluções para auxiliar nesta tarefa como os softwares HOMER, HOGA e TRNSYS.

O software HOMER (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*) foi desenvolvido em 1993 nos Estados Unidos pela NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) para a simulação e otimização de sistemas híbridos conectados ou não ao sistema de potência. A ferramenta permite simulações de até 8760 horas por ano com resultados estratificados em tabelas e gráficos. Nos resultados são apresentados custos relativos a manutenção, operação, investimento, energia entre outros de acordo com as informações inseridas pelo usuário como localização geográfica do sistema híbrido, perfil de consumo e seleção das fontes de geração de energia (SINHA; CHANDEL, 2014).

Pesquisadores da Universidade de Zaragoza (Espanha) desenvolveram o software HOGA (*Hybrid Optimization by Genetic Algorithm*) para a otimização do dimensionamento de sistemas híbridos contendo sistemas fotovoltaicos, turbinas eólicas, turbinas hidráulica, células a combustível, tanques de H₂, sistemas de eletrólise, sistema de armazenamento, sistemas de geração com combustíveis fósseis e etc. Além da otimização do dimensionamento dos equipamentos pelo uso do Algoritmo Genético (GA), a ferramenta também disponibiliza a análise paramétrica com um baixo custo computacional. A análise econômica dos sistemas híbridos também está disponível, tanto para sistemas conectados ao sistema de potência quanto para os desconectados. A versão mais recente chamada iHOGA permite que se considere os efeitos de perda de rendimento dos equipamentos ao longo do tempo (SINHA; CHANDEL, 2014).

O TRNSYS (*Transient Energy System Simulation Program*) é um software desenvolvido em uma parceria entre as Universidades do Colorado e a Universidade do Wisconsin em 1975. Inicialmente o seu objetivo era a simulação de sistemas térmicos mas com o passar desses mais de 40 anos, outros componentes foram sendo adicionados até chegar em um *framework* para simulação de sistemas híbridos. Os sistemas híbridos simulados podem conter fontes de energia que dependam de dados climáticos como PVs e turbina eólica, unidades de armazenamento de energia como células a combustível e baterias além de fontes clássicas como geradores diesel e a rede de distribuição. O programa é graficamente flexível e é desenvolvido em FORTRAN sendo dividido em duas partes: *kernel* e bibliotecas. O *kernel* processa as equações dos modelos para que a solução numérica chegue a convergência dentro da tolerância. As bibliotecas são os modelos que representam os equipamentos a serem simulados no sistema híbrido (SINHA; CHANDEL, 2014). A otimização dos sistemas não é tão facilitada como no HOMER e HOGA, mas as simulações são muito precisas e podem gerar arquivos TXT como resultado da simulação. Esses arquivos permitem que programas dedicados a otimização como o GENOPT sejam utilizados para esse fim.

Existem outros softwares para a simulação de sistemas híbridos, mas nos trabalhos estudados esses foram os softwares utilizados como no caso do trabalho de Dufo-López; Bernal-Agustín (2005), onde os autores, também criadores do software de simulação HOGA, estudaram o fornecimento de energia elétrica para diferentes tipos de consumidores (doméstico e rural) e perfis de carga (baixo, alto e muito alto) através de um sistema híbrido. Foram realizados comparativos entre sistemas híbridos e sistemas exclusivamente com PVs. A topologia escolhida pelos autores foi otimizada por meio de um algoritmo genético (GA) e

seu projeto final continha PVs, gerador diesel e baterias para o armazenamento. Esta referência é similar ao trabalho de Bala e Siddique (2009) que também utilizou o HOGA para as simulações. Ambos os trabalhos desconsideravam as células a combustível e as turbinas eólicas, que são as fontes de energias renováveis mais promissoras e utilizadas atualmente (FATHIMA; PALANISAMY, 2015).

Em geral, a unidade de *backup* escolhida é o gerador diesel, mas Koutroulis *et al.* (2006) estudaram o uso de um banco de baterias em conjunto com uma turbina eólica e/ou PV, para o fornecimento de eletricidade a uma residência. Estudos anteriores não consideravam o número de recargas da bateria, ângulo de inclinação dos PVs e a altura de instalação dos aerogeradores. A partir de uma biblioteca de equipamentos existentes no mercado, um algoritmo genético foi utilizado para a otimização dos componentes acoplados em DC e dos parâmetros desconsiderados nos estudos anteriores. As simulações tinham por objetivo uma rejeição de carga igual a zero, ou seja, que o sistema sempre atendesse integralmente a carga. Os modelos dos equipamentos simulados não foram apresentados, o que dificulta a reprodução do trabalho por outros pesquisadores.

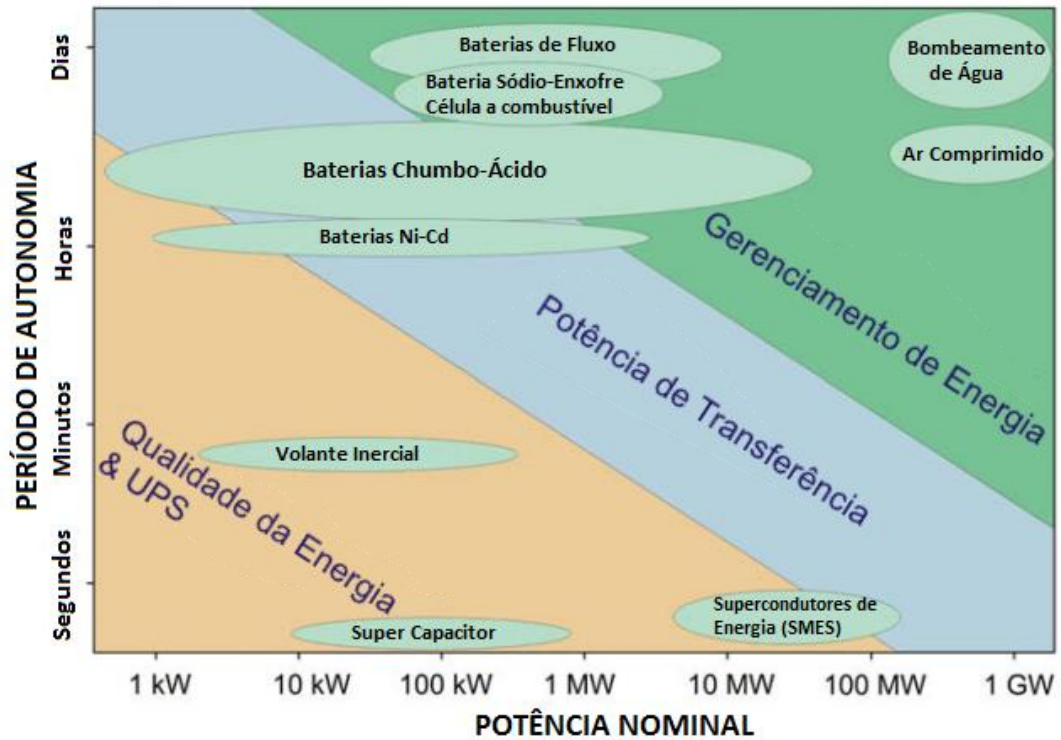
Um estudo de outras opções de unidades de armazenamento foi feito por Kaldellis, Zafirakis e Kondili (2010) com a finalidade de propor uma metodologia de cálculo com base em soluções energéticas apenas com PV e sistemas de armazenamento de energia. Uma revisão dos sistemas de armazenamento de energia existentes foi apresentada nesse trabalho e um resumo das opções de armazenamento consta na Figura 4. Nessa figura os sistemas de armazenamento são classificados em três áreas, determinadas pela potência nominal e pelo período de autonomia, a saber:

- a área de qualidade da energia abrange principalmente sistemas de armazenamento com autonomia de no máximo algumas horas e com potência inferior a 100 MW;
- a área potência de transferência abrange sistemas que armazenam energia a fim de sustentar manobras de transferência entre sistemas de potência;
- a área gerenciamento de energia abrange sistemas que tem por finalidade o armazenamento por longos períodos de tempo.

Essa classificação, por exemplo, indica que baterias chumbo-ácido transitam pelas três zonas de armazenamento de energia mas com maior prevalência nas áreas de transferência e gerenciamento. Os autores finalizam o estudo afirmando que um sistema PV com um sistema de armazenamento bem dimensionado pode fornecer energia de qualidade e sem a

necessidade de geração baseada em combustíveis fósseis para pequenos perfis de consumo como em ilhas e locais remotos.

Figura 4 - Classificação de sistemas de armazenamento de energia



Fonte: adaptado de KALDELLIS; ZAFIRAKIS; KONDILI (2010)

No trabalho de Kashefi Kaviani, Riahy e Kouhsari (2009) buscou-se apresentar um sistema apenas com fontes de energias renováveis, sem baterias, contendo PVs, turbina eólica e célula a combustível. O objetivo foi estudar a confiabilidade e minimizar os custos para 20 anos de operação desta topologia. As simulações foram realizadas no software Matlab e a otimização foi realizada utilizando enxame de partículas (PSO), com o objetivo de encontrar o dimensionamento ótimo do sistema com menor custo e maior confiabilidade. Para a questão da confiabilidade, os autores a mensuram pela aplicação de uma tarifa de energia não entregue ao consumidor em torno de US\$ 5,6/kWh, diferente de outros estudos que incluíam penalidades fixas por evento ocorrido. Os autores alertam para o ponto de falha adicionado pelo inversor de frequência. Apesar da baixa eficiência do sistema de eletrólise em relação à opção de armazenamento via baterias, os autores indicam o uso de sistemas a base de H₂. Esta situação é justificada porque para operação de longo prazo os sistemas a base de hidrogênio apresentam mais flexibilidade e robustez.

Um dos aspectos a melhorar no estudo de Kashefi Kaviani, Riahy e Kouhsari (2009) seria a avaliação econômica que foi realizada extrapolando-se o resultado anual da simulação para vinte anos. Outro ponto de atenção é o crescimento da carga que foi desconsiderado durante esses vinte anos.

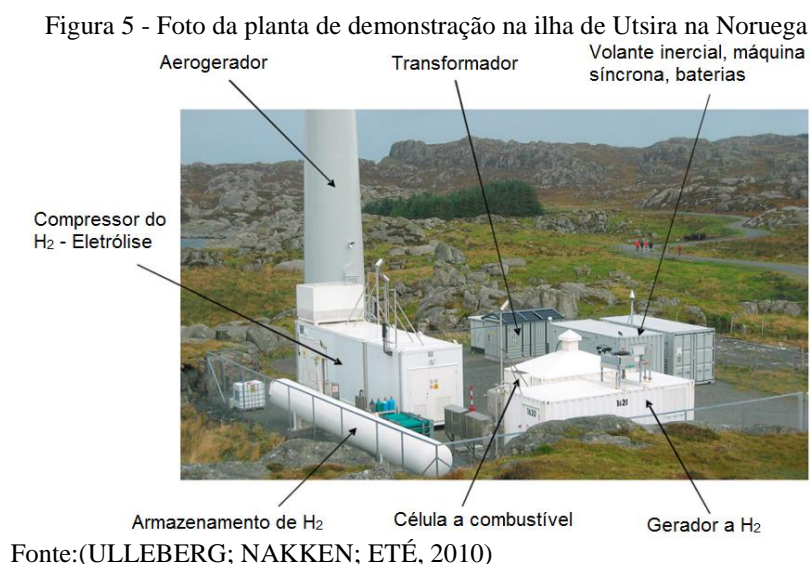
Para perfis de carga com baixo consumo essas abordagens que baseiam-se em armazenamento via baterias podem funcionar. Entretanto, conforme o consumo médio de potência aumenta as dimensões e os custos das unidades de armazenamento tendem a aumentar, em uma relação desproporcional, com a finalidade de não deixar o sistema com falta de energia elétrica. Em muitos estudos não foi considerada a célula a combustível como opção de fonte de *backup*, sendo que as principais simulações foram realizadas para um perfil de carga de baixo consumo.

Os autores Chaurey e Kandpal (2010) afirmaram que em comparação a sistemas individuais de microgeração, microrredes com controle centralizado são mais atrativas economicamente conforme crescem a densidade de carga e a potência necessária individualmente. Um indicador resultante da razão do número de famílias dividido pelos quilômetros ($N_{\text{famílias}}/\text{km}$) foi utilizado para o estudo de sistemas isolados de microgeração em comparação à sistemas interligados por microrredes. Esse indicador mensura a densidade de economias existentes em uma área e nesse estudo representa o limite inferior de atratividade para o uso de uma microrrede. Utilizando microgeração solar e a partir de simulações realizadas no software HOMER chegou-se à conclusão que esse indicador $N_{\text{famílias}}/\text{km}$, limite inferior de atratividade da microrrede, decresce em uma proporção maior que o aumento da potência individual necessária. Ou seja, a microrrede se torna cada vez mais atrativa conforme a carga individual de cada consumidor aumenta.

Um sistema híbrido contendo geração eólica, fotovoltaica, e baterias para o armazenamento de energia conectado à rede da concessionária foi estudado por Mohammadi, Hosseinian e Gharehpetian (2012). Esse sistema foi testado em uma microrrede e como geração distribuída para avaliar o dimensionamento ótimo dessas duas formas de conexão ao sistema de distribuição conforme o enquadramento no mercado de energia elétrica. Os mercados avaliados pelos autores foram *pool*, *bilateral* e *hybrid*, sendo utilizado o algoritmo PSO para a otimização do dimensionamento dos equipamentos como PVs, aerogeradores e banco de baterias. As consequências técnicas são óbvias, segundo os próprios autores, e apontam para a redução do dimensionamento dos componentes de geração local, tanto para geração distribuída como para a microrrede, devido a compra de energia da distribuidora

quando o sistema participa do mercado *hybrid*. O interesse principal pelo trabalho desses autores advém da pouca quantidade de estudos encontrados que analisam sistemas conectados à rede da distribuidora.

O estudo de Ulleberg, Nakken e Eté (2010) indica que é possível fornecer energia elétrica para comunidades em zonas remotas pela geração de energia eólica e com o armazenamento de energia a médio prazo na forma de hidrogênio. O histórico de operação de uma instalação demonstrativa em especial, localizada na ilha de Utsira na Noruega (Figura 5), foi analisado no trabalho dos autores. Tratava-se de um sistema operando de forma ilhada e projetado para suprir o consumo de energia de dez residências, por um período de dois a três dias, a partir de uma turbina eólica e de um sistema de armazenamento a hidrogênio.



O trabalho avaliou a possibilidade de usar esse sistema, melhorado a partir de simulações com componentes desenvolvidos pelos próprios autores no TRNSYS, para fornecer energia elétrica ininterruptamente para as dez residências sem rejeição de carga. Ao final os modelos desenvolvidos pelos autores foram incorporados à biblioteca padrão do TRNSYS e do *Engine Equation Solver* (EES).

Os resultados encontrados no estudo indicam que, para as condições encontradas na ilha selecionada, o redimensionamento para maior de alguns componentes, como o tanque de H₂ e a célula a combustível, e a substituição do gerador a hidrogênio por uma célula a combustível permitiriam que o objetivo fosse alcançado. Entretanto, os custos necessários para a compra e manutenção dos equipamentos envolvidos no armazenamento de energia na forma de hidrogênio eram elevados e dificultavam a competitividade desse processo frente a

outras soluções comerciais tradicionais, como por exemplo sistemas híbridos baseados em geradores diesel e turbinas eólicas.

Em outro estudo realizado por Cao e Alanne (2015), os autores dimensionaram fontes de energia renováveis para suprir as necessidades como combustível (veículos), energia elétrica e água quente de um edifício conectado à distribuidora de energia. O objetivo do trabalho era projetar um prédio com balanço de energia anual nulo, ou muito próximo, pois insere-se no contexto de uma nova legislação da União Europeia que previa essa característica para novos prédios a partir do ano de 2021.

O combustível gerado foi o hidrogênio (H_2) e a água quente foi obtida pela cogeração de calor da célula a combustível e pelo auxílio de um aquecedor elétrico. Os autores também estudaram o impacto da alteração dos patamares de nível crítico dos tanques de hidrogênio. Foi constatado que um alívio no limite inferior de nível do tanque estimulava o uso do H_2 na célula a combustível para geração de energia e consequente cogeração de água quente, o que no balanço energético era mais eficiente do que o fornecimento do hidrogênio como combustível. As simulações foram realizadas no software TRNSYS e a partir de pequenos ajustes na operação os objetivos foram alcançados.

Boonbumroong *et al.* (2011) estudaram uma técnica de otimização das configurações de um sistema híbrido típico operando de forma isolada. A função objetivo é o custo do ciclo de vida calculado com o auxílio de um componente criado pelos autores para considerar o valor presente do investimento, os custos com operação/manutenção e o custo com reposição dos equipamentos. É incentivado o uso de barramento em AC para o acoplamento das fontes alternativas de energia. Uma importante observação diz respeito a demanda energética da instalação, quando a razão kWh/dia for superior a cem faz-se necessário a incorporação de geradores diesel à topologia projetada. Em razão disso a topologia escolhida para as simulações continha turbina eólica, painéis fotovoltaicos, gerador diesel e banco de baterias para o armazenamento. As simulações foram executadas para um período de vinte anos no TRNSYS e HOMERpro. Os resultados obtidos indicaram que as variantes do PSO que melhor se adaptam ao problema, no caso estudado, foram o PSO com coeficiente de contração e o PSO em uma malha.

A manutenção do serviço diante de distúrbios e a proteção contra faltas foram estudadas por Justo *et al.* (2013) para sistemas contendo múltiplas fontes alternativas de energia, inclusive para aplicações contendo célula a combustível, e que estão conectadas ou não ao sistema de distribuição. Os autores também realizaram um comparativo entre

barramento de baixa tensão em corrente alternada e corrente contínua para microrredes. Concluiu-se que as redes AC possuem vantagens para média tensão, entretanto para baixa tensão as desvantagens apresentadas como problemas de sincronismo, correntes de *inrush* causadas por transformadores e o uso de motores de indução pesam favoravelmente para a opção em corrente contínua. A utilização de barramento em corrente contínua poderá ser uma opção após a normatização do nível de tensão e caso as opções de equipamentos disponíveis comercialmente para utilização residencial atinjam um valor de diversidade e preços acessível aos consumidores.

Nos trabalhos de Kyriakarakos *et al.* (2011, 2012, 2013 e 2015) múltiplas fontes de energia renovável foram inseridas na topologia da solução simulada no TRNSYS. As topologias estudadas contaram com PVs, turbina eólica, célula a combustível, equipamento de eletrólise e banco de baterias. Foram estudados diferentes tipos de controle como:

- centralizado (KYRIAKARAKOS *et al.*, 2011);
- gestão pelo lado da demanda com lógica *fuzzy* (KYRIAKARAKOS *et al.*, 2012b);
- centralizado com sistemas multiagente e lógica *fuzzy* além de redes de petri (KYRIAKARAKOS *et al.*, 2012a);
- gestão pelo lado da demanda com lógica *fuzzy* e substituição da bateria por capacitor híbrido (KYRIAKARAKOS *et al.*, 2015a).

A geração através da utilização de múltiplas fontes de energia renovável adicionou estabilidade e autonomia ao sistema apesar do crescimento de sua complexidade de operação. Foi realizado um comparativo dessas soluções com um sistema composto de gerador diesel mais baterias em um intervalo de vinte anos. As soluções apresentadas se mostraram atrativas economicamente, mas o perfil de carga avaliado, apenas duas residências, era de baixo consumo.

No trabalho de Karavas *et al.* (2015) utilizou-se como base os trabalhos de Kyriakarakos *et al.* (2011, 2012, 2013 e 2015) para propor a investigação de uma microrrede descentralizada que contivesse as mesmas fontes de energia renovável estudadas. O processo decisório para o despacho envolveu lógica *fuzzy* programada em Matlab em conjunto com o TRNSYS para as simulações do comportamento dos componentes. O algoritmo de otimização PSO foi utilizado para estimar o melhor dimensionamento dos componentes. O trabalho indica que a opção descentralizada gerencia de forma tecnicamente melhor os recursos a sua disposição, entretanto a desvantagem de ser um pouco menos atraente economicamente que a

opção centralizada. Isso é compensado pelo fato da descentralização da geração adicionar mais segurança e estabilidade a instalação de uma forma geral.

O Quadro 1 resume os trabalhos estudados nessa revisão bibliográfica sobre o tema de simulação de sistemas híbridos além de contextualizar a localização (ver última linha) desta dissertação frente aos outros trabalhos. Não foi inserida uma coluna para microturbinas a gás pois nenhum dos trabalhos estudados utilizou-as. Esta é uma contribuição importante para o tema estudado.

Quadro 1 - Trabalhos estudados sobre o assunto de simulação de sistemas híbridos

Autores	Componentes do sistema						Objet.	Frame-Work	AO ^c	Período
	SCEE ^a	P V	C C	AE ^b	G G D	SCD ^d				
(DUFO-LÓPEZ; BERNAL- AGUSTÍN, 2005)		•		•	•		MCC ¹ MCT ²	HOGA	GA	1 ano
(BALA; SIDDIQUE, 2009)		•		•	•		MCT ² MPG ⁴	HOGA	GA	1 ano
(KOUTROULIS et al., 2006)	•	•		•			MCC ¹ MCT ²		GA	20 anos
(KALDELLIS; ZAFIRAKIS; KONDILI, 2010)		•		•			PMP ⁶ MCT ² MPG ⁴			
(KASHEFI KAVIANI; RIAHY; KOUHSARI, 2009)	•	•	•	•			MCT ² MC ⁵	MATLAB	PSO	20 anos
(CHAUREY; KANDPAL, 2010)		•		•			MSI ⁸	HOMER		1 ano
(MOHAMMADI; HOSSEINIAN; GHAREHPETIAN, 2012)	•	•		•		•	MCT ²		PSO	6 anos
(ULLEBERG; NAKKEN; ETÉ, 2010)	•		•	•			MDT ³	TRNSYS		
(CAO; ALANNE, 2015)	•	•	•	•		•	MDT ³ ZDAC ⁹	TRNSYS		1 ano
(BOONBUMROON G et al., 2011)	•	•		•	•		MCT ²	TRNSYS HOMER	PSO	20 anos
(KYRIAKARAKOS et al., 2011, 2012a, 2012b, 2013)	•	•	•	•			MCT ²	TRNSYS Matlab	PSO	20 anos
(KARAVAS et al., 2015)	•	•	•	•			SCSD ⁷ MCT ² MDT ³	TRNSYS Matlab	PSO	20 anos
(LAMBIASE, 2016)	•	•	•	•	•	•	MCC ¹ MCT ² MPG ⁴	TRNSYS	PSO	1, 5, 10 e 20 anos

¹Mínimo Corte de Carga (MCC)²Mínimo Custo Total (MCT)³Maximizar Desempenho Técnico (MDT)⁴Minimizar Poluição Gerada (MPG)⁵Maximizar a Confiabilidade (MC)⁶Propor Método de Projeto (PMP)⁷Sistemas Centralizados vs Sistemas Descentralizados (SCSD)⁸Microrrede vs Sistema Individual (MSI)⁹Zero Déficit Anual com a Concessionária (ZDAC)^aSistema de Conversão de Energia Elétrica (SCEE)^bArmazenamento de Energia (AE)^cAlgoritmo de Otimização(AO)^dSistema Conectado à Distribuidora(SCD)

2.3 REGULAMENTAÇÃO DE MICRO E MINIGERAÇÃO

No Brasil, a primeira regulamentação em relação ao tema de micro e minigeração foi a Resolução 482 da ANEEL. Essa resolução expõe as condições gerais para acesso de microgeração e minigeração ao sistema de distribuição de energia elétrica, e foi regulamentada em 17 de abril de 2012. Nessa resolução, estão definidos os limites para o enquadramento de fontes em microgeração e minigeração conforme as definições presentes no artigo 2º:

- microgeração distribuída: unidades com potência instalada igual ou inferior a 75 kW;
- minigeração distribuída: unidades com potência instalada acima de 75 kW e menor ou igual a 3 MW.

O limite de potência instalada para micro e minigeração obedece aos valores impostos pela Resolução 482 no Artigo 4º. A potência instalada fica condicionada à potência disponibilizada conforme inciso LX, Artigo 2º da Resolução Normativa nº 414, ou seja, para o caso do grupo A (consumidores conectados em média tensão) a potência instalada deve ser igual ou inferior ao valor de demanda contratada.

O sistema de compensação de energia elétrica estabelece que a potência gerada que exceda o consumo local pode ser injetada na rede da concessionária, como se esta fosse uma bateria, e créditos serão registrados em favor do consumidor. Quando a unidade consumidora utilizar mais energia do que produz, ou seja, apresentar déficit, essa diferença será debitada dos créditos anteriormente armazenados.

O valor a ser lançado na forma de créditos depende da tarifa de energia (TE) do posto tarifário em que foi gerado o crédito e do posto tarifário que irá consumir o crédito. O prazo de validade do saldo positivo junto à concessionária é de até 60 meses após a criação ou até que sejam utilizados pelo consumidor.

3 METODOLOGIA

A metodologia utilizada com vistas a alcançar os objetivos definidos para este trabalho foi selecionar e descrever o software a ser utilizado nas simulações, descrever os conceitos relativos a análise econômica e escolher o método mais adequado para a otimização sistema projetado.

3.1 FERRAMENTA DE SIMULAÇÃO (TRNSYS)

O software escolhido para a construção do objeto de simulação foi o TRNSYS (*Transient System Simulation Tool*), o qual é um software comercial mantido e distribuído pela *University of Wisconsin-Madison* (SOLAR ENERGY LABORATORY, 2006a). O TRNSYS foi escolhido por ser um software extremamente flexível graficamente que possibilita a simulação de sistemas contendo fontes de energias renováveis. A simulação de sistemas híbridos e uma arquitetura aberta, em que é permitido ao usuário desenvolver novos componentes ou alterar os algoritmos de programação em FORTRAN dos componentes existentes, são algumas das vantagens do software (Sinha e Chandel 2014).

3.1.1 Benefícios do framework

Um *framework* é um projeto de software que contém um conjunto de componentes, classes e funcionalidades agregadas em razão de uma aplicação específica. O conceito de *framework* insere-se no contexto de Reutilização de Software da Engenharia de Software.

Um dos grandes benefícios da reutilização de software é a confiabilidade que os sistemas alinhados à essa técnica apresentam (FRANKES; KANG, 2005). São sistemas mais consistentes e padronizados em comparação com aqueles desenvolvidos a partir do zero. Os componentes planejados para a reutilização são mais cuidadosamente projetados, testados e intensivamente utilizados que aqueles desenvolvidos desde o começo para a aplicação específica. A reutilização de software também tem contribuído para a separação de interfaces da implementação em si via código.

A reutilização de software tem sido praticada desde que a programação começou pois, por exemplo, a linguagem C foi desenvolvida para ser compacta e abrangente com bibliotecas básicas de funções reutilizáveis. A evolução das linguagens de programação está ligada com a reutilização de software de duas maneiras importantes. Uma é o desenvolvimento das linguagens para permitir aos desenvolvedores a utilização de uma programação com granularidade cada vez maior em razão da utilização de sub-rotinas, módulos, classes e *frameworks*. Por este motivo a reutilização de software é importante, uma vez que as pessoas estão interessadas em desenvolver sistemas cada vez maiores, mais complexos, com menores custos e entregues dentro do prazo (FRANKES; KANG, 2005).

Algumas das dificuldades listadas na literatura sobre a reutilização de software dizem respeito aos problemas de compreensão, qualidade e modificação de componentes produzidos por terceiros. Essas dificuldades não são visualizadas na utilização do TRNSYS pois os componentes disponibilizados pelo *framework* são:

- desenvolvidos em Fortran com comentários no código, descrição do uso e descrição de cada parâmetro;
- código aberto com possibilidade de modificação e compilação pelo usuário final;
- baseados em modelos matemáticos de artigos publicados, alguns modelos com validação experimental inclusive;
- variáveis explícitas sem valores *hard-coded*.

3.1.2 Solução numérica

O passo de integração do software é de uma hora e a cada passo da simulação a ordem de despacho utilizada para minimizar os custos de operação obedece a sequência: fontes fotovoltaica/eólica, rede da concessionária, microturbinas a gás, gerador diesel e por fim célula a combustível.











A solução numérica para cada passo no TRNSYS é realizada pelo método da substituição sucessiva (BURDEN; FAIRES, 2008). A cada iteração as saídas obtidas para um determinado modelo são substituídas na entrada do modelo seguinte e então são realizados os cálculos pertinentes às equações desse modelo. As saídas obtidas do modelo seguinte são então substituídas na entrada do próximo modelo e esse processo continua até que a variação de cada saída seja inferior a tolerância estipulada. Nesse momento, o *kernel* do TRNSYS considera que a convergência foi atingida e passa para o próximo passo (SOLAR ENERGY LABORATORY, 2006a).

3.2 MODELOS NATIVOS DO TRNSYS

Uma característica importante dos *frameworks* de simulação focados em sistemas que contenham fontes de energia renovável é a oferta de componentes prontos para a utilização. Esses componentes foram modelados com base em artigos científicos e sofreram revisões periódicas a cada nova versão do software a que pertencem. Essa constante revisão adiciona confiabilidade e melhorias aos componentes.

O TRNSYS, software de simulação escolhido para este trabalho, não é diferente e para as simulações executadas nesta pesquisa foram utilizados os componentes nativos da versão 16.0, conforme Tabela 1.

Tabela 1 - Principais componentes utilizados e nativos no TRNSYS

Código TRNSYS	Ícone	Descrição
Type109		Modelo para leitura dos dados climáticos
Type188		Modelo do barramento AC
Type180e		Modelo para o painel fotovoltaico
Type90	 TYPE90	Modelo para uma turbina eólica
Type160a	 Type160a	Modelo para a eletrólise
Type173a	 Type173a	Modelo para célula a combustível
Type164b		Modelo para o tanque de armazenamento do gás H ₂
Type120a	 Type120a	Modelo de grupo gerador a diesel
Type105a		Modelo do controlador mestre
Type6		Modelo do Aquecedor auxiliar

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

3.2.1 Barramento AC (Type188)

O Type188 é um componente oferecido para simular a integração entre um barramento de potência de uma microrrede, que integra diferentes fontes de energia renovável, e a rede elétrica da concessionária. O componente calcula o fluxo de potência com a rede da concessionária $P_{\text{Rede}}(t)$, por intermédio das variáveis e parâmetros da Tabela 2, Tabela 3 e Tabela 4, atribuindo um sinal positivo para as potências injetadas no barramento e negativo para as potências consumidas do barramento conforme:

$$P_{\text{Rede}}(t) = P_{\text{ER}}(t) + P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{SCEE}}(t) + P_{\text{Ger}}(t) + P_{\text{CC}}(t) - P_{\text{Carga}}(t) - P_{\text{Eletr}}(t) - P_{\text{Aux}}(t) \quad (1)$$

onde, para cada instante de tempo t , $P_{\text{PV}}(t)$ é a potência fornecida pelos painéis fotovoltaicos, $P_{\text{SCEE}}(t)$ é a potência fornecida pelos aerogeradores, $P_{\text{CC}}(t)$ é a potência fornecida pela célula

combustível, $P_{Ger}(t)$ é a potência total fornecida pelo grupo gerador, $P_{Carga}(t)$ é a potência demandada pela carga, $P_{Eletr}(t)$ é a potência consumida pelo processo de eletrólise, $P_{ER}(t)$ é somas das demais potências de fontes renováveis presentes na instalação e $P_{Aux}(t)$ é a potência destinada para os equipamentos auxiliares a cada instante de tempo.

Tabela 2 - Parâmetros do Type188

Nº	Nome Parâmetro	Descrição
1	V_rede	Tensão da microrrede em volt[V]

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

Tabela 3 - Variáveis de entrada do Type188

Nº	Nome Entrada	Unidade	Descrição
1	P_SCEE	W	Potência injetada pelo sistema de conversão de energia eólica (SCEE)
2	P_PV	W	Potência injetada pelo sistema fotovoltaico (PV)
3	P_CC	W	Potência injetada pelo sistema contendo células a combustível (CC)
4	P_ER	W	Potência injetada por outras fontes de energia renovável (ER)
5	P_Ger	W	Potência injetada por outras fontes de geração (ex: gerador diesel)
6	P_Eletr	W	Potência destinada ao sistema de eletrólise
7	P_Carga	W	Potência solicitada pela carga
8	P_Aux	W	Potência destinada para equipamentos auxiliares (ex: bombas. Compressores e etc.)

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

Tabela 4 - Variáveis de saída do modelo Type188

Nº	Nome Saída	Descrição
1	P_Rede	Potência excedente disponível na microrrede (valor negativo representa déficit) [W]
2	V_Rede	Tensão na Microrrede [V]

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

3.2.2 Painéis fotovoltaicos (Type180e)

O painel fotovoltaico (Type180e), da Tabela 1, simula um conjunto de placas fotovoltaicas de forma simples e objetiva.

3.2.2.1 Energia Solar Fotovoltaica

O Sol é fonte de energia inesgotável para a escala de tempo terrestre e, em última instância, as outras fontes de energia são derivadas do Sol. A energia solar se divide simplificada para aplicações de engenharia em Energia Solar Térmica, obtida através do calor gerado pelo Sol, e Energia Solar Fotovoltaica, obtida diretamente dos raios solares por intermédio de dispositivos fabricados com material semicondutor, sendo as principais tecnologias envolvidas divididas em três gerações (PINHO; GALDINO, 2014).

A primeira geração representa atualmente 85% do mercado comercial e está dividida em duas cadeias produtivas: silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si). A liderança de mercado é consequência da sua melhor eficiência entre as opções comerciais disponíveis (PINHO; GALDINO, 2014).

A segunda geração, denominada filmes finos, apresenta menor participação no mercado e menor eficiência. As cadeias produtivas dessa geração enfrentam dificuldades para utilização em maior escala devido à sua vida útil, rendimento das células, disponibilidade de materiais e, para as cadeias que usam Cádmiio, problemas relativos à toxicidade (PINHO; GALDINO, 2014).

A terceira geração não possui uma definição muito clara das tecnologias que fazem parte desta classificação, mas repetidas vezes são citadas tecnologias como pontos quânticos (PQs), células tandem/multijunção, células de portadores quentes (*hot carriers*), células solares sensibilizadas por corantes (DSSC), tecnologias orgânicas e tecnologias de *upconversion*. Uma forma de resumir o que descreve essas tecnologias como sendo de terceira geração é a definição de que essas células são mais eficientes na utilização da luz solar do que as células baseadas em uma única banda proibida eletrônica (*band-gap*) (FERNANDO; SWART; SMALLEY, 2014).

Essa geração ainda está em fase de pesquisa e desenvolvimento e, apesar da eficiência mais elevada em relação aos outros equipamentos disponíveis no mercado, o seu preço ainda não é competitivo, desestimulando o seu uso para aplicações comerciais (PINHO; GALDINO, 2014).

3.2.2.2 *Watts de pico*

A métrica utilizada para medir a capacidade de um painel solar é o watt de pico (Wp). Os limites inferior e superior de irradiação solar na superfície terrestre são definidos pela órbita da Terra. O limite inferior encontra-se no afélio da órbita e equivale a 1322 W/m^2 , já o limite máximo é de 1412 W/m^2 no periélio da órbita.

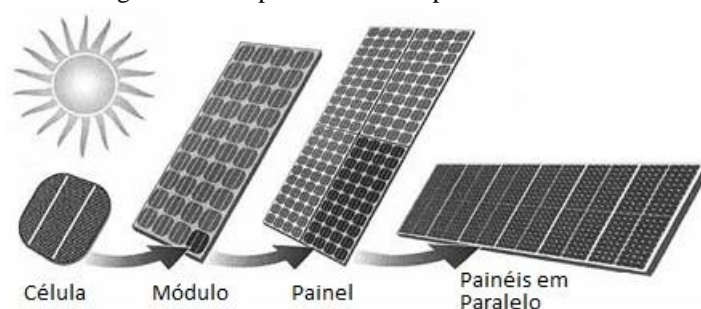
Esses valores são considerados no topo da esfera atmosférica e os valores que realmente incidem sobre uma placa de um metro quadrado ao nível do solo é 27% menor. São reduzidas as perdas com reflexão e difusão restando aproximadamente 1000 W/m^2 , mesmo valor utilizado pelos fabricantes para estimar a potência máxima de seus painéis.

Logo, a unidade watt de pico (Wp) é a potência entregue por um painel quando sofre a incidência de 1000 W/m^2 de irradiação solar (PINHO; GALDINO, 2014).

3.2.2.3 *Modelo do componente*

O modelo Type180e é utilizado para representar painéis solares no TRNSYS. O seu dimensionamento é dado pelo número de células que compõem um módulo, quantos módulos compõem um painel, e o número de painéis em paralelo que formam um conjunto conforme representado na Figura 6. Nesse modelo está incluído um seguidor de potência máxima (MPPT), o qual realiza uma busca pelo ponto de potência máxima dos PVs e realiza um acoplamento para as características da carga por intermédio de um conversor DC/DC. As perdas em função da temperatura ambiente também são determinadas nesse modelo.

Figura 6 - Componentes de um painel fotovoltaico



Fonte: adaptado de CANADA MORTGAGE AND HOUSING CORPORATION (2016)

A Tabela 5 contém os parâmetros que definem o modo de operação e as características do equipamento, a Tabela 6 apresenta as variáveis de entrada e a Tabela 7 as variáveis de saída como potência, corrente e tensão de operação.

Tabela 5 - Parâmetros Type180e

Nº	Nome do Parâmetro	Descrição
1	MPPT	Modo seguidor de máxima potência 0 = OFF 1 = ON
2	TCMODE	Modo de cálculo da temperatura da célula PV TCMODE = 1. Temperatura é dada como entrada TCMODE = 2. Temperatura é calculada com base no Coeficiente Global de Perdas (UL) TCMODE = 3. Coeficiente Global de Perdas (UL) é dado como entrada
3	NCSER	Número de células PV em série por PV módulo
4	NMSER	Número de módulos PV em série em um PV array
5	NMPAR	Número de módulos PV em paralelo em um PV array
6	AREA	Área de um único módulo PV coberto com células PV
7	TAUALPHA	Reflexão e Absorção na área do painel
8	EGAP	Banda Proibida (eV)
9	RSH	Resistência de Derivação
10	PVTYPE	Tipo do Painel Fotovoltaico no arquivo de parâmetros
11	Logical unit for data file	Padrão lógico do arquivo que contém os parâmetros do painel fotovoltaico

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

Tabela 6 - Variáveis de entrada do modelo Type180e

Nº	Nome da Entrada	Unidade	Intervalo	Descrição
1	PVMODE	-	[0;1]	Determina se os painéis fotovoltaicos estão ligados ou desligados 0 = Desligado 1 = Ligado
2	GT	W/m ²	[0;1500]	Fluxo de radiação solar na superfície
3	TAMB	C	[-100;100]	Temperatura ambiente

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

Tabela 7 - Variáveis de saída do modelo Type180e

Nº	Nome da Saída	Unidade	Tipo	Descrição
1	IA	A	real	Corrente elétrica produzida pelos painéis
2	VA	V	real	Tensão de saídas dos painéis
3	PA	W	real	Potência gerada pelos painéis
4	ETA	-	real	Eficiência dos painéis
5	TC	C	real	Temperatura das células dos painéis
6	ISCA	A	real	Corrente de curto circuito
7	VOCA	V	real	Tensão de circuito aberto

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

Nesta dissertação cada módulo possui 150 células fotovoltaicas em série, quatro módulos formam um painel e os painéis são ligados em paralelo. A potência máxima projetada para os painéis fotovoltaicos é de 1.000 quilowatts de pico (kWp) e para atingir essa potência foram necessários 6.000 módulos fotovoltaicos, ou seja, 1500 painéis em paralelo com quatro módulos em série cada. Foi realizado um teste unitário, para garantir que o sistema inteiro correspondesse ao projetado, em que uma incidência solar estática de 1.000 W/m² foi injetada no modelo e o resultado foram os 1.000 kW esperados.

3.2.3 Aerogerador

A turbina eólica (Type90), da Tabela 1, é um modelo matemático para um sistema de conversão de energia eólica. Com base nos parâmetros da Tabela 8 e nas entradas da Tabela 9, o modelo calcula a potência de saída do sistema (Tabela 10) por intermédio de uma curva característica de potência versus velocidade do vento. Alterações no comportamento da turbina em relação à altura da mesma também são contabilizadas nesse modelo (SOLAR ENERGY LABORATORY, 2006a).

Tabela 8 - Parâmetros do componente aerogerador Type90

Nº	Nome do Parâmetro	Unidade
1	Altitude da localidade	m
2	Altura de coleta dos dados	m
3	Altura do centro das hélices	m
4	Perdas de potência	-
5	Número de aerogeradores	-
6	Unidade logica contendo curva de potência	-

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

Tabela 9 - Variáveis de entrada do componente Type90

Nº	Nome da entrada	Unidade
1	Sinal de controle	-
2	Velocidade do vento	m/s
3	Temperatura ambiente	°C
4	Coefficiente de cisalhamento do vento	-
5	Pressão barométrica	Pa

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

Tabela 10 - Variáveis de saída do componente Type90

Nº	Nome da saída	Unidade
1	Potência de Saída	W
2	Horas Aerogerador	h
3	Coefficiente de Potência	-

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

3.2.4 Processo de eletrólise

O modelo para o processo de eletrólise da água (Type160), da Tabela 1, produz hidrogênio proporcionalmente a corrente contínua aplicada aos seus terminais anodo e catodo. Esse modelo, quando inativo, continua recebendo uma corrente elétrica do barramento AC por intermédio de um conversor AC/DC para uma produção mínima de hidrogênio. Os cálculos das variáveis de saída (Tabela 13) são realizados por intermédio das equações internas do componentes, dos parâmetros da Tabela 12 e das variáveis de entrada da Tabela 11.

Tabela 11 - Variáveis de entrada do componente Type160

Nº	Sigla entrada	Unidade
1	SWITCH	Liga/Desliga processo de eletrólise [valor padrão 1]
2	IELY	A
3	PELY	bar
4	TROOM	°C
5	TCOOLIN	°C
6	VCOOL	m³/h
7	TELY	°C

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

Tabela 12 - Parâmetros do Componente Type160

Nº	Sigla parâmetro	Descrição
1	TMODE	Modo de temperatura-
2	AREA	Área do eletrodo [m²]
3	NCELLS	Número de células em série por pilha
4	NSTACKS	Número de pilhas em paralelo por unidade
5	IDMAX	Densidade de corrente máxima por pilha
6	TMAX	Temperatura máxima de operação [°C]
7	UCMIN	Tensão mínima permitida por célula [V]
8	R_T	Resistência térmica
9	TAU_T	Constante de tempo térmica[h]
10	ELYTYPE	Tipo do equipamento de eletrólise no arquivo externo

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

Tabela 13 - Variáveis de saída do componente Type160

Nº	Sigla saída	Unidade
1	IELY_OUT	A
2	UELY	V
3	PTOT	W
4	VDOT_H2	m³/h
5	VDOT_O2	m³/h
6	ETA_TOT	-
7	ETA_E	-
8	ETA_F	-
9	QGEN	W
10	QLOSS	W
11	QCOOL	W
12	QSTORE	W
13	TELY	°C
14	TCOOLOUT	°C
15	IDENSITY	-
16	UCCELL	V
17	UREV	V
18	UTN	V

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

3.2.5 Célula a Combustível

Na Tabela 14, Tabela 15 e Tabela 16 tem-se o modelo para uma célula a combustível (Type173) que possibilita a produção de energia elétrica conforme a necessidade do sistema desde que respeitando os seus limites pré-estabelecidos. A geração de energia elétrica consiste na combinação do combustível (H_2) mais o oxidante (O_2) para gerar eletricidade. O modo de operação escolhido para a célula a combustível é aquele que utiliza o ar como oxidante no processo. Similar ao equipamento de eletrólise, a célula a combustível precisa manter um processamento mínimo, chamado potência de *stand by*, mesmo quando não estiver sendo requisitada. O principal produto de interesse no processo é a eletricidade, mas outros produtos fazem parte da reação total como água líquida e calor.

Tabela 14 - Parâmetros do componente Type173a

Nº	Sigla parâmetro	Unidade
1	OXMODE	-
2	NMSER	-
3	NSPAR	-
4	A_ELEC	cm ²
5	ETA_F	-
6	U_O	V
7	B_Tafel	V/dec
8	R_OHM	ohm
9	UC_MIN	V

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

Tabela 15 - Variáveis de entrada do componente Type173a

Nº	Sigla entrada	Unidade
1	SWITCH	-
2	IFC	A
3	TSTACK	C
4	p_H2	bar
5	p_air	bar
6	S_H2	-
7	S_O2	-

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

Tabela 16 - Variáveis de saída do componente Type173a

Nº	Sigla saída	Unidade
1	P_FC	W
2	Ustack	V
3	ETA_E	-
4	IFC_D	-
5	Ucell	V
6	V_H2	Nm ³ /h
7	V_air	Nm ³ /h
8	Q_gen	W

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

3.2.6 Tanque de Hidrogênio (Type164b)

A Tabela 17, Tabela 18 e Tabela 19 representam as variáveis do modelo de um tanque pressurizado de hidrogênio (H₂) em que a pressão efetiva é calculada com o auxílio da equação de *Van Der Waals* para gases reais (SOLAR ENERGY LABORATORY, 2006b). Esse modelo também é capaz de simular o comportamento do gás ideal caso necessário.

A interação com os componentes de produção de hidrogênio (equipamento de eletrólise) e de consumo (célula a combustível) é realizada por vazão horária em m³/h.

Tabela 17 - Parâmetros do componente Type164

Nº	Sigla parâmetro	Unidade
1	P_MODE	-
2	P_MAX	bar
3	VOL	m ³
4	MOLAR	-
5	TCR	C
6	PCR	-

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

Tabela 18 - Entradas do componente Type164

Nº	Sigla entrada	Unidade
1	V_DOT_IN	m ³ /h
2	V_DOT_OUT	m ³ /h
3	T_GAS	°C
4	P_LEV_INI	-

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

Tabela 19 - Saídas do componente Type164

Nº	Sigla saída	Unidade
1	VGAS	Nm ³
2	PGAS	bar
3	PLEV	-
4	VDOT_DUMP	m ³ /h

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

3.2.7 Grupo Gerador Diesel

O modelo para o gerador diesel (Type120) com suas variáveis apresentadas pela Tabela 20, Tabela 21 e Tabela 22, é uma representação matemática empírica de 1ª ordem, conforme equação (2), para o consumo de combustível em função da potência fornecida. O modelo pode simular até cinco equipamentos idênticos operando em paralelo. O componente pode tanto ser usado genericamente como com o auxílio de uma curva fornecida por uma tabela de valores. Optou-se pelo modelo genérico devido à ausência de curvas reais de operação para geradores diesel na faixa de potência de 300 kVA.

Quando utilizado genericamente, o consumo de combustível é aproximado por uma equação de primeira ordem em razão da extrapolação de cinco curvas reais de operação de outros geradores diesel. Outros combustíveis também podem ser utilizados além do diesel como GLP, propano, metano, gás natural ou hidrogênio (H₂). O componente que representa os geradores diesel possui os seguintes parâmetros:

Tabela 20 - Parâmetros componente Type120

Nº	Sigla parâmetro	Unidade
1	MODE	-
2	FUELTYPE	-
3	PMAX	kW
4	PMIN	kW
5	PRATED	kW

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

Tabela 21 - Entradas componente Type120

Nº	Sigla entrada	Unidade
1	SWITCH	-
2	P_SET	W
3	NUNITS	-

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

Tabela 22 - Saídas componente Type120

Nº	Sigla saída	Unidade
1	PTOTAL	W
2	V_LIQ	l/h
3	V_GAS	Nm³/h
4	ETA_FUEL	kWh/l
5	ETA_EL	-
6	Q_WASTE	W

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

Os geradores diesel utilizados para a simulação são no máximo quatro e a sua potência máxima de operação para este trabalho foi definida como sendo de 300 kVA cada um. A relação de consumo de combustíveis para a potência despachada é dada pela equação de primeiro grau:

$$\dot{V}_{\text{diesel}} = a + b \cdot \frac{P_{\text{oper}}}{P_{\text{nom}}} \quad (2)$$

onde \dot{V}_{diesel} é a vazão (m³/h) de diesel consumido na potência de operação (P_{oper}), a é a vazão de consumo (l/hora) quando operando a vazio, b é a taxa linear de crescimento da vazão de consumo conforme a potência de operação (P_{oper}) se aproxima da potência nominal (P_{nom}) da máquina.

3.2.8 Aquecedor de água

O aquecedor auxiliar, Type6 da Tabela 1, foi adicionado para executar um comparativo com o calor gerado como subproduto da célula a combustível. Com base nas equações do modelo matemático foi implementado um controle de vazão, conforme (3), para que fosse bombeada a máxima vazão de água na entrada do aquecedor que pudesse ser aquecida até 60 °C com o calor disponível pela célula a combustível no momento.

$$\text{Vazão entrada}(t) = \frac{\text{Calor gerado}(t)}{cpf(T_o - T_i(t))} \quad (3)$$

onde, para cada instante de tempo t , $\text{Calor gerado}(t)$ é o calor disponibilizado pela célula a combustível, T_o é a temperatura de saída do fluido (60 °C), $T_i(t)$ é a temperatura de entrada

do fluido, $Vazão\ entrada(t)$ é vazão calculada em litros por hora (l/h) e cpf é o calor específico do fluido em (kJ/kg.K).

A Tabela 23, Tabela 24 e Tabela 25 apresentam os parâmetros, variáveis de entrada e de saída do modelo. A temperatura de saída está definida com o valor de 60 °C mas que pode ser facilmente alterada conforme as necessidades do processo industrial ou residencial existente no sistema. A vazão média de água bombeada para o aquecimento terá relação com o *setpoint* da temperatura de saída indicada.

Tabela 23 - Parâmetros do componente Type6

Nº	Sigla parâmetro	Unidade
1	Taxa de calor máxima	kJ/h
2	Calor específico do fluido	kJ/kg.K
3	Coefficiente de perda global do aquecedor durante a operação	kJ/h.K
4	Eficiência do aquecedor auxiliar	-

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

Tabela 24 - Entradas do componente Type6

Nº	Sigla entradas	Unidade
1	Temperatura do fluido de entrada	°C
2	Vazão mássica de entrada do fluido	kg/h
3	Função de controle	-
4	Configuração de temperatura	°C
5	Temperatura do meio circundante	°C

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

Tabela 25 - Saídas do componente Type6

Nº	Sigla saídas	Unidade
1	Temperatura de saída	°C
2	Vazão de saída	kg/h
3	Taxa de calor requerida	kJ/h
4	Perdas do aquecedor auxiliar	kJ/h
5	Taxa de energia entregue ao fluido	kJ/h

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

3.2.9 Dados climáticos

Este componente tem por finalidade principal a leitura de dados climáticos em intervalos de tempo regulares a partir de um arquivo de dados, convertendo-o em um sistema de unidades e gerando saídas de temperatura, velocidade do vento e de radiação direta e difusa para um número arbitrário de superfícies com diferentes orientações e inclinações.

Os arquivos contendo o ano meteorológico típico, com detalhamento horário, de algumas das principais cidades dos cinco continentes já estão disponíveis com a instalação padrão do software TRNSYS. O Type109, da Tabela 1, lê alguns formatos de arquivo de dados climáticos pré-definidos, bem como formatos especificados pelo usuário de acordo com uma sintaxe própria (SOLAR ENERGY LABORATORY, 2006a).

A Tabela 26 apresenta os parâmetros necessários para leitura do arquivo de dados meteorológicos, a Tabela 27 apresenta as entradas necessárias para que os cálculos internos sejam realizados para a superfície estudada e a Tabela 28 apresenta as variáveis de saída oferecidas pelo componente para determinada localidade no globo terrestre.

Tabela 26 - Parâmetros componente Type109

Nº	Sigla parâmetros	Descrição
1	Modo de leitura de dados	-
2	Unidade lógica	-
3	Modelo do céu para radiação difusa	-
4	Modelo de rastreamento	-

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

Tabela 27 - Entradas componente Type109

Nº	Sigla entradas	Unidade
1	Refletância do solo	-
2	Inclinação da superfície	graus
3	Azimute da superfície	graus

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

Tabela 28 - Saídas componente Type109

Nº	Sigla saídas	Unidade
1	Temperatura ambiente	°C
2	Umidade relativa	-
3	Velocidade do vento	m/s
4	Direção do vento	-
5	Pressão atmosférica	Pa
6	Inf. Não definida 2	-
7	Inf. Não definida 3	-
8	Inf. Não definida 4	-
9	extraterrestrial radiation on horizontal	kJ/h.m ²
10	Ângulo zênite solar	graus
11	Ângulo azimute solar	graus
12	Radiação total na horizontal	kJ/h.m ²
13	Radiação direta na horizontal	kJ/h.m ²
14	Radiação difusa na horizontal	kJ/h.m ²
15	Radiação difusa refletida no solo	kJ/h.m ²
16	Ângulo de incidência na superfície horizontal	graus
17	Inclinação da superfície horizontal	graus
18	Total de radiação na superfície inclinada	kJ/h.m ²
19	Radiação direta na superfície inclinada	kJ/h.m ²
20	Radiação difusa na superfície inclinada	kJ/h.m ²
21	Radiação difusa refletida no solo na superfície inclinada	kJ/h.m ²
22	Ângulo de incidência para a superfície inclinada	graus
23	Inclinação da superfície inclinada	graus

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory *et al.* (2006)

3.2.10 Controlador mestre

O Type105, Tabela 1, é um componente disponível no TRNSYS para o controle de sistemas de potência que integram fontes de energias renováveis. O controlador executa decisões a cada hora conforme o balanço energético do barramento de potência da microrrede, sendo as condições iniciais de potência líquida no barramento, antes de cada iteração do algoritmo, dadas por:

$$P_{barra}(t) = P_{Fotovoltaica}(t) + P_{Eólica}(t) + N_{Ger}P_{Ger,max}(t) + P_{CC,min}(t) - P_{Carga}(t) - P_{Eletrólise,min}(t) \quad (4)$$

onde, para cada instante de tempo t , $P_{Fotovoltaica}(t)$ é a potência fornecida pelos painéis fotovoltaicos, $P_{Eólica}(t)$ é a potência fornecida pelos aerogeradores, $P_{CC,min}(t)$ é a potência mínima fornecida pela célula combustível, $P_{Ger,max}(t)$ é a potência máxima possível de ser fornecida por cada gerador diesel individualmente, $N_{Ger}(t)$ é o número de geradores diesel

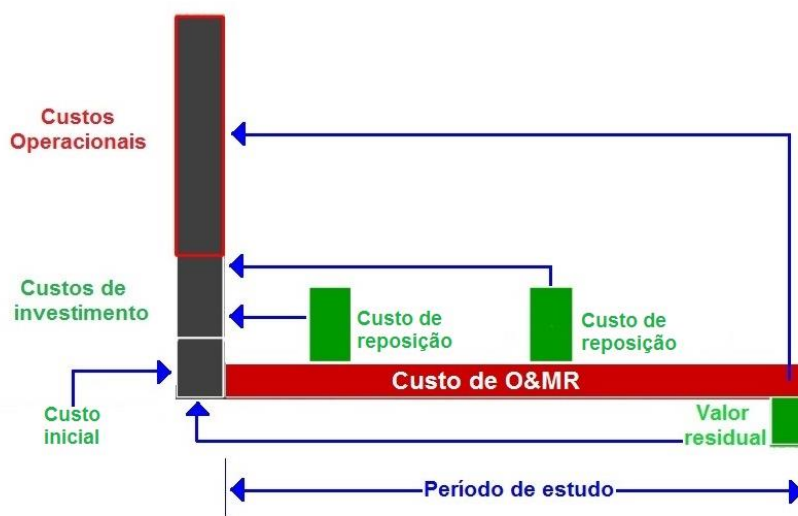
acionados operando em paralelo, $P_{Carga}(t)$ é a potência demandada pela carga e $P_{Eletrólise,min}(t)$ é a potência mínima possível de ser consumida pelo processo de eletrólise.

O objetivo desse componente em sua forma nativa no TRNSYS é impedir que $P_{barra}(t)$ apresente déficit de energia, ou seja, $P_{barra}(t)$ deve ser sempre maior ou igual a zero.

3.3 CUSTO DO CICLO DE VIDA

Devido a existência de custos de aquisição, operação e manutenção espalhados por um dado período de avaliação, para as diferentes topologias estudadas, optou-se pela utilização do método do Custo do Ciclo de Vida (CCV). O método calcula o custo total da propriedade durante toda a vida útil de um projeto agregando no Valor Presente (VP) todos os custos esperados, os aportes para reposição, o valor residual e os benefícios retornados pelo projeto conforme Figura 7. Os aportes para reposição dependem da vida útil dos equipamentos e, caso o período de avaliação seja superior a vida útil, esses custos podem aparecer repetidas vezes durante a análise. O valor residual é calculado de acordo com a depreciação anual dos equipamentos e também depende da vida útil dos equipamentos. O uso do CCV é indicado quando as opções disponíveis apresentarem substanciais custos de O&M ao longo da vida (YOSHITAKE, 2002).

Figura 7 - Normalização dos custos do CCV



Fonte: Adaptado de (FULLER; BOYLES, 2000)

Pode-se resumir os custos envolvidos no presente trabalho conforme:

$$CCV = I_0 + Rep - Res + E + O\&M \quad (5)$$

onde:

I_0 = investimento inicial;

Rep = custos de reposição;

Res = valor residual;

E = custos com energia e combustíveis;

$O\&M$ = custos com operação e manutenção.

O somatório total dos custos distribuídos ao longo do horizonte de planejamento considerado é feito de acordo com (6). Cada custo anual tem o seu valor deslocado para o valor presente por intermédio de uma taxa de desconto.

$$CCV = \sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1+d)^t} \quad (6)$$

onde:

N = anos do período de estudo;

d = taxa de desconto;

t = ano do cálculo;

C_t = custo total do ano calculado.

Neste trabalho, a taxa de desconto (d) foi estipulada como sendo 10% e o saldo residual (Res) ficou definido como o valor restante do investimento descontado um valor de depreciação linear sendo esse resíduo deslocado para o valor presente pela taxa de desconto conforme (7). Supondo uma vida útil de 20 anos, o valor anual de depreciação utilizado foi de 5%.

$$Res(t, d) = \frac{I_0 \cdot (1 - t \cdot C_d)}{(1 + d)^t} \quad (7)$$

onde:

c_d = coeficiente de depreciação (5%);

d = taxa de desconto;

t = ano do cálculo;

I_0 = custo do investimento inicial.

As abordagens mais complexas do CCV também requerem como parâmetro a taxa de inflação pois devido aos longos períodos de avaliação das opções energéticas propostas é necessário considerar os valores acrescidos da inflação. Conforme dados do Banco Central do Brasil (2016), desde o ano de 2005 o centro da meta de inflação anual tem sido 4,5% e esse valor foi considerado neste estudo para calcular a inflação a incidir a cada ano de simulação conforme:




$$\delta(t, i) = (1 + i\%)^{t-1} \quad (8)$$

onde i é a taxa de inflação, δ é a taxa de inflação calculado para o ano de interesse e t é o ano do cálculo.

3.4 NOVOS MODELOS DESENVOLVIDOS

Devido a arquitetura aberta do TRNSYS foi preciso e possível o desenvolvimento de dois componentes para auxiliar na simulação das alternativas energéticas investigadas nesse trabalho. A Tabela 29 contém um componente adaptado e dois componentes desenvolvidos especificamente para este trabalho: um para microturbina e outro para o cálculo do custo do ciclo de vida (CCV) conforme descrito na seção 3.3.

Tabela 29 - Componentes desenvolvidos pelo autor

Código TRNSYS	Ícone	Descrição
Type152		Modelo da microturbina
Type201		Modelo de controle de sistema híbrido adaptado para inclusão da microturbina
Type151		Modelo para o cálculo em tempo de execução do Custo do Ciclo de Vida (CCV)

3.4.1 Microturbina

A versão 16 do TRNSYS não contém um modelo nativo para a simulação do comportamento, mesmo que simplificado, de uma microturbina a gás. A fim de contornar esse obstáculo foi desenvolvido um modelo de operação liga/desliga da microturbina C65 (*low NOX*), Type152 da Tabela 29, uma das principais microturbinas existentes hoje no mercado mundial (CAPEHART, 2014).

As informações pertinentes à construção do modelo como taxa de consumo de combustível a plena carga, calor reaproveitado pela cogeração e rendimento foram retirados do manual do fabricante (CAPSTONE TURBINE CORPORATION, 2007, 2016) e são mostradas na Tabela 30, Tabela 31 e Tabela 32.

Tabela 30 - Parâmetros do componente da microturbina a gás

Nº do Parâmetro	Sigla	Valor Padrão	Unidade	Descrição
1	TaxaCons_Comb	871.000	(BTU/h)	Taxa de consumo em unidades térmicas BTU na potência máxima de geração de energia elétrica.
2	TaxaCogerCalor	450.000	(BTU/h)	Taxa de cogeração de calor utilizado para aquecimento de água pela Microturbina.

Tabela 31 - Entradas do componente da microturbina a gás

Nº da Entrada	Sigla	Valor Padrão	Unidade	Descrição
1	P_SET	65000	W	Potência máxima de cada microturbina
2	NUNITS	0	Inteiro	Número de microturbinas ativas a cada hora

Tabela 32 - Saídas do componente da microturbina a gás

Nº da Saída	Sigla	Unidade	Descrição
1	PTOTAL	W	Potência total das microturbinas em funcionamento a cada hora
2	V_GAS	m ³ /h	Volume total de gás aduzido pelo conjunto das microturbinas
3	CONSUMO_BTU	(BTU/h)	Potencial calorífico aduzido pelo conjunto de microturbinas
4	COGER_TH	(BTU/h)	Potencial calorífico recuperado pelo sistema de cogeração das microturbinas

O modelo simplificado da microturbina a gás em regime permanente de operação consome a quantidade de calor de 871.000 BTU do gás que estiver sendo fornecido a cada hora. Como existe uma variação no poder calorífico do gás natural ou biogás ofertado, esse se torna um método melhor de avaliação econômica do consumo do que a medida metro cúbico por hora (m³/h) que precisaria de nova conversão para estimar o poder calorífico horário consumido.

Esse modelo também conta com a cogeração de energia por intermédio de um sistema de aquecimento da água que reaproveita o equivalente a 450.000 BTU/h de calor. O valor da eficiência do equipamento sobe para aproximadamente 77% quando contabilizado o calor recuperado nos cálculos do balanço energético. Descontando o valor da cogeração, que pode ser utilizada em benefício da instalação, tem-se um consumo de 421.000 BTU/h a ser considerado como custo na análise econômica.

3.4.2 Controlador Mestre (com Microturbina)

Diferente dos outros componentes presentes nessa seção, modelo da microturbina a gás e cálculo do CCV, o componente controlador mestre é uma adaptação do componente de igual nome nativo do TRNSYS. O controlador mestre (Type105a), descrito na seção 3.2.10 que trata dos componentes nativos do software de simulação, recebeu a inclusão de apenas três parâmetros e duas saídas.

Essas modificações permitiram que o componente incorporasse as microturbinas a gás e pudesse mensurar o corte de carga ocorrido em consequência do descompasso entre a geração e o consumo de energia conforme o balanço de potência do barramento (9)

$$P_{\text{barra}}(t) = P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{SCEE}}(t) + N_{\text{Ger}}P_{\text{Ger,max}}(t) + P_{\text{CC,min}}(t) - P_{\text{Carga}}(t) - P_{\text{Eletr,min}}(t) \quad (9)$$

$$+ N_{\mu\text{T}}P_{\mu\text{T,max}}(t) + P_{\text{multa}}(t) + P_{\text{conc}}(t)$$

onde, para cada instante de tempo t , $P_{\text{PV}}(t)$ é a potência fornecida pelos painéis fotovoltaicos, $P_{\text{SCEE}}(t)$ é a potência fornecida pelos aerogeradores, $P_{\text{CC,min}}(t)$ é a potência mínima fornecida pela célula combustível, $P_{\text{Ger,max}}(t)$ é a potência máxima possível de ser fornecida por cada gerador individualmente, $N_{\text{Ger}}(t)$ é o número de geradores acionados operando em paralelo, $P_{\text{Carga}}(t)$ é a potência demandada pela carga, $P_{\text{Eletr,min}}(t)$ é a potência mínima possível de ser consumida pelo processo de eletrólise, $N_{\mu\text{T}}$ é o número de microturbinas a gás ativas, $P_{\mu\text{T,max}}(t)$ é a potência máxima de cada microturbina, $P_{\text{multa}}(t)$ é a potência auxiliar utilizada para fechar o balanço de potência e que acarretará em penalidades e $P_{\text{conc}}(t)$ é a potência importada da concessionária.

O novo objetivo deste controlador adaptado é realizar o despacho de todas as fontes conforme ordem de mérito mas com uma potência importada da concessionária limitada a demanda junto a concessionária. Caso não seja possível respeitar esse critério, o componente irá recorrer ao corte de carga para complementar o despacho.

O corte de carga não é desejado e nem objeto deste trabalho, mas a sua quantificação é importante para a aplicação de penalidades, R\$ 100,00 por kWh não entregue, o que auxilia na análise comparativa entre as configurações estudadas. É por esta razão que essa informação foi inserida nas variáveis do modelo do controlador conforme a Tabela 35.

Com a finalidade de evitar-se a replicação de informações desnecessariamente, apenas os parâmetros, entradas e saídas do controlador mestre (Type201), adaptado pelo autor, foram descritos neste trabalho. Para a visualização da tabela de parâmetros, entradas e saídas condizentes com o controlador mestre (Type105a) nativo do software TRNSYS é preciso desconsiderar três parâmetros indicados na Tabela 33 e duas variáveis de saída indicadas na Tabela 35. As variáveis de entrada constantes da Tabela 34 permaneceram inalteradas em relação ao componente nativo do TRNSYS.

Tabela 33 - Parâmetros do componente do controlador mestre

Nº do Parâmetro	Sigla	Unidade	Valor Padrão	Descrição
1	NMIN	-	0	Número mínimo de geradores em operação a cada instante de tempo
2	NMAX	-	5	Número máximo de geradores operando a cada instante de tempo
3	DEGSMAX	kW	300	Potência máxima de cada gerador diesel
4	PFCMIN	kW	60	Potência em <i>stand by</i> da célula a combustível
5	PFCMAX	kW	300	Potência máxima de geração da célula a combustível
6	PELYMIN	kW	120	Potência mínima (<i>stand by</i>) do equipamento de eletrólise
7	PELYMAX	kW	600	Potência máxima de funcionamento do equipamento de eletrólise
8	EL_UP	%	90	Limite superior do nível de hidrogênio no tanque para inativar processo de eletrólise
9	EL_LOW	%	80	Limite inferior do tanque de hidrogênio para ativar o processo de eletrólise
10	FC_UP	%	20	Limite inferior para acionar a célula a combustível
11	FC_LOW	%	10	Limite inferior para manter ativa a célula a combustível
12	NMT ¹	-	0-5	Número de microturbinas instaladas
13	PMTMAX ¹	kW	65	Potência máxima de cada microturbina a gás
14	Despacho_uT ¹	Boolean	1	Especifica o tipo de despacho da Microturbina a gás. 0=apenas horário de ponta; 1=Qualquer horário;

¹Variável incluída para adaptação do modelo nativo aos propósitos deste trabalho

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory et al. (2006)

Tabela 34 - Entradas do componente do controlador mestre

Nº do Entrada	Sigla	Unidade	Descrição
1	PLOAD	kVA	Potência da carga a ser atendida pelo Sistema híbrido
2	PWECS	kVA	Potência gerada pelas fontes de energia renovável
3	SOC	-	Nível do tanque de hidrogênio

Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory et al. (2006)

Tabela 35 - Saídas do componente do controlador mestre

Nº da Saída	Sigla	Unidade	Descrição
1	PELY	kW	Potência sendo fornecida ao equipamento de eletrólise no instante atual
2	PFC	kW	Potência sendo requisitada da célula a combustível no instante atual
3	PDEGS _{tot}	kW	Total de potência sendo fornecida pelo grupo gerador diesel no instante atual
4	PDEGS1	kW	Potência entregue por cada gerador diesel ativo no instante atual
5	NDEGS	-	Número de geradores diesel em operação
6	PDUMP	kW	Potência excedente $P_{dump} = P_{ger} - P_{carga} - P_{ely}$
7	S_ELY	-	Indicador de atividade do equipamento de eletrólise 0=modo de espera 1=em funcionamento
8	S_FC	-	Indicador de atividade da célula de combustível 0=modo de espera 1=em funcionamento
9	NMT_OPER ¹	-	-
10	PAUX_MULTA ¹	kW	Quantidade de kW de corte de carga sendo executado a cada instante.

¹Variável incluída para adaptação do modelo nativo aos propósitos deste trabalho
Fonte: adaptado de Solar Energy Laboratory et al. (2006)

3.4.3 Cálculo do Custo do Ciclo de Vida (CCV)

Os custos envolvidos na avaliação econômica das soluções elencadas são basicamente três: os custos de investimento, de operação e de manutenção. A fim de proporcionar um acompanhamento da evolução dos custos em tempo de execução foi desenvolvido um componente no TRNSYS com a finalidade de concentrar os cálculos referentes ao CCV. Este componente compreende também o valor residual após depreciação do investimento e a incidência de inflação.

A partir dos parâmetros da Tabela 36 e com as variáveis de entrada da Tabela 37, obtidas em tempo de execução durante a simulação, o componente retorna o valor atualizado do CCV a cada iteração conforme as variáveis de saída da Tabela 38.

Tabela 36 - Parâmetros do componente de cálculo do CCV

Nº	Sigla	Descrição
1	I	Taxa de Juros(%)
2	Caqu_Ger(R\$/Unid)	Custo de Aquisição de uma unidade gerador diesel
3	Com_Ger(R\$/h)	Custo por hora de operação do gerador diesel
4	Caqu_Turb(R\$)	Custo de aquisição de cada unidade da microturbina
5	Com_Turb	Custo de operação e manutenção da turbina eólica
6	Caqu_PV(R\$)	Custo de aquisição de cada módulo do painel fotovoltaico
7	Com_PV	Custo de operação e manutenção do módulo PV (% da aquisição)
8	Caqu_Ely(R\$/kW)	Custo de aquisição do equipamento de eletrólise (preço por kW instalado)
9	Com_Ely	Custo de operação e manutenção do equipamento de eletrólise
10	Caqu_CC(R\$/kW)	Custo de aquisição da célula a combustível (preço por kW instalado)
11	Com_CC	Custo de operação e manutenção da célula a combustível (% do valor de aquisição)
12	Caqu_TQ(R\$/Nm ³)	Custo de aquisição do tanque de hidrogênio-H ₂ (R\$ por m ³ normalizado)
13	Com_TQ	Custo de O&M do tanque de hidrogênio H ₂
14	Ccomb(R\$/l)	Custo do combustível
15	Cenergia_Ponta	Custo do kWh no horário de Ponta
16	Cenergia_FPonta	Custo do kWh no horário Fora de Ponta
17	Cdemanda_Ponta	Custo do kW no horário de Ponta
18	Cdemanda_FPonta	Custo do kW no horário Fora de Ponta
19	Caqu_uT(R\$/Unid.)	Custo de aquisição da unidade da microturbina
20	Com_uT(R\$/kWh)	Custo de O&M da microturbina por kWh gerado
21	Cgas(R\$/MMBtu)	Custo do MMBtu fornecido pelo gás natural
22	Deprec_Anual	Percentual de depreciação anual
23	Cenergia_Multa	Custo energia multa (multa aplicada para cada kWh não entregue para a carga)
24	Inflacao(% a.a.)	Valor percentual da inflação utilizada nos cálculos do CCV

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 37 - Entradas do componente para cálculo do CCV

Nº da Entrada	Sigla	Unidade	Descrição
1	Nger	-	Número de Geradores Instalados
2	Nger_op	-	Número de geradores operando a cada instante
3	Vdiesel	l/h	Vazão total de diesel consumido a cada hora
4	Nturb	-	Número de turbinas eólicas instaladas
5	Npv_mod	-	Número de módulos PV em paralelo
6	Pely	W	Potência do equipamento de eletrólise instalado
7	Pcc	W	Potência da Célula de Combustíveis instalada
8	Vtq	m ³	Volume do tanque de H ₂ instalado
9	Pgrid	W	Potência injetada/importada da concessionária a cada hora
10	flag_FimdeSemana	-	Indica dias do fim de semana para cálculo do horário de ponta
11	HoraDia	-	Hora do dia para horário de ponta
12	NMT	-	Número de microturbina instaladas
13	PuT	W	Potência de cada microturbina instalada
14	PuTin_th	BTU/h	Consumo total das microturbinas em operação no instante
15	PuTrec_th	BTU/h	Consumo recuperado na forma de cogeração de água quente
16	Demanda_PTA	kW	Demanda contratada na Ponta
17	Demanda_FPTA	kW	Demanda contratada fora de ponta
18	PauxMulta	W	Potência não entregue à carga que sofrerá multa

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 38 - Saídas do componente para cálculo do CCV

Nº da Saída	Sigla	Descrição
1	VP	Valor presente líquido calculado total
2	VP_OM	Valor presente líquido dos custos de O&M
3	VP_INVEST	Valor presente líquido do Investimento e sua depreciação
4	VALORCORRENTE	Valor(R\$) de custo de O&M da hora corrente

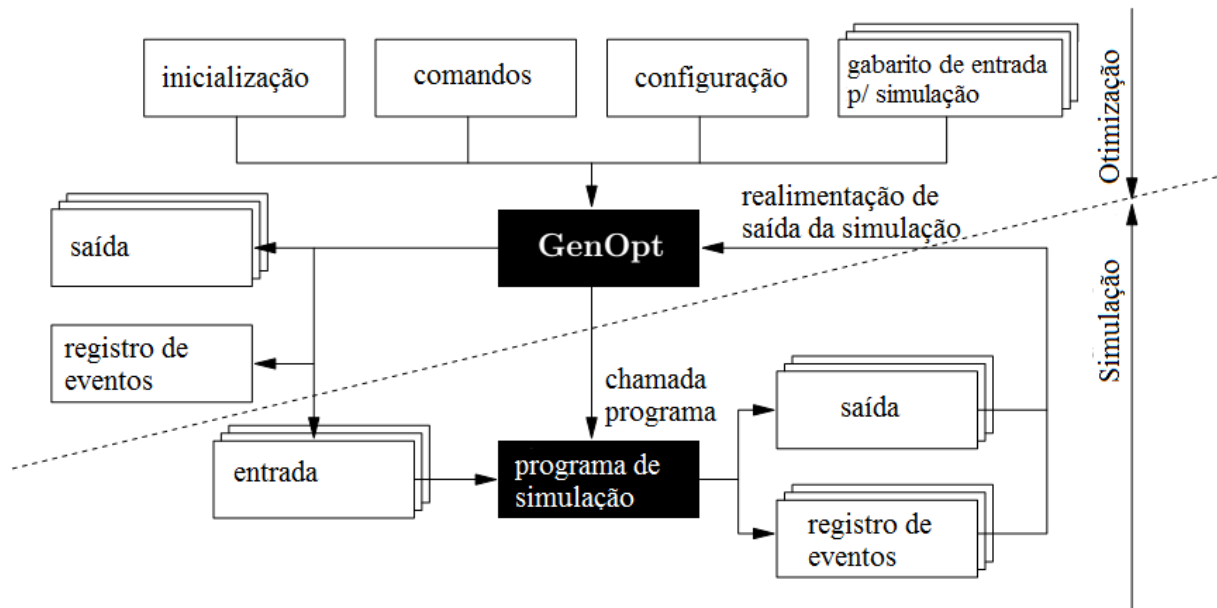
Fonte: elaborado pelo autor

3.5 FERRAMENTA DE OTIMIZAÇÃO (GENOPT)

A ferramenta utilizada para a otimização das topologias elencadas neste trabalho é o software gratuito GenOpt®. O software minimiza a função objetivo cujos valores são obtidos a partir de um programa de simulação externo como EnergyPlus, Dymola, IDA-ICE, DOE-2 e, no caso deste trabalho, o TRNSYS. O GenOpt foi desenvolvido para otimizar problemas que requerem um grande esforço computacional e para quando a derivada da função objetivo não está disponível ou nem mesmo existe. Apesar da lista de softwares compatíveis o GenOpt

é capaz de ser acoplado a qualquer outro software que leia as entradas em um arquivo TXT e que escreva as suas saídas em um arquivo TXT também, conforme fluxo de dados da Figura 8. Pode-se ter variáveis independentes contínuas (com limite superior e inferior), variáveis discretas ou ambas. As restrições podem ser implementadas utilizando funções de penalidade ou barreira.

Figura 8 - Fluxo de dados no GenOpt



Fonte: adaptado de (WETTER, 2016)

O GenOpt possui uma biblioteca com algoritmos de otimização global e local multidimensional e unidimensional, bem como algoritmos para otimização paramétrica. A simulação automaticamente executará em paralelo um número de simulações compatível com a capacidade de execução de sequência básica ordenada de instruções (*threads*) que o computador possua. Por exemplo, o computador utilizado neste trabalho possui capacidade para quatro *threads* e durante a execução da otimização foram realizadas quatro simulações em paralelo para reduzir ao máximo o tempo de execução.

Por intermédio da interface de algoritmo do GenOpt, novos algoritmos de otimização podem ser adicionados à biblioteca sem necessidade do conhecimento dos detalhes da estrutura do software. O GenOpt é independente de plataforma pois é escrito em Java e isso o faz aplicável a uma ampla variedade de problemas de otimização.

O programa não foi projetado para problemas de programação linear e problemas de programação quadrática, para os quais o gradiente da função objetivo pode ser explicitamente

calculado. Nestes tipos de problemas, os métodos de otimização clássica serão mais eficientes (WETTER, 2016).

3.5.1 Algoritmo de Otimização (PSO)

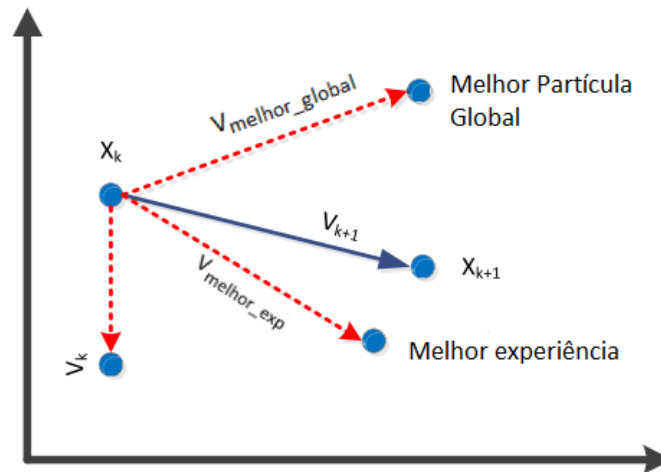
O algoritmo de otimização *Particle Swarm Optimization* (PSO) é indicado como o mais adequado dentre os algoritmos disponibilizados pelo programa GenOpt para otimização da função custo de sistemas híbridos (BOONBUMROONG et al., 2011).

Kennedy e Eberhart (1995) desenvolveram o algoritmo PSO com base nas características apresentadas por bandos de pássaros e cardumes de peixes quando estes procuram alimento e local para descanso. Certos comportamentos dos pássaros intrigavam os autores como a busca por alimento, por exemplo. Os autores imaginavam qual o mecanismo utilizado pelos pássaros que os faziam lotar um local onde houvesse alimento em pouco tempo após o primeiro pássaro descobrir.

As respostas para esses questionamentos são o acúmulo de experiência individual e o comportamento social dos pássaros. Essas características são representadas no algoritmo pelas variáveis p_l e p_g respectivamente. A variável p_l representa o melhor ponto em que aquela partícula já esteve e influencia na próxima direção da partícula. A variável p_g representa o melhor ponto já encontrado por todos os “indivíduos” (partículas) daquele grupo e também influencia os rumos de cada uma das partículas. O nível de influência aplicado por essas duas características depende dos componentes $c_1\rho_1$ e $c_2\rho_2$, onde c_1 e c_2 são valores fixos e ρ_1 e ρ_2 fatores estocásticos gerados a cada iteração. A direção final é um somatório vetorial ponderado desses coeficientes e o vetor velocidade corrente, conforme Figura 9.

Cada partícula representa, a cada iteração do algoritmo, uma solução factível para o problema representado pela função objetivo. Essa partícula possui valores para cada uma das variáveis de entrada da função objetivo (posição) e um resultado da função objetivo para essas variáveis (solução). A partícula também possui uma velocidade, uma aceleração e uma direção resultantes do caminho percorrido, por ela e/ou pelo enxame, até o momento em busca da solução ótima.

Figura 9 - Comportamento dinâmico das partículas no PSO



Fonte: (SHARAFI; ELMKAWY, 2014)

A equação que representa o algoritmo PSO na sua forma mais simples pode ser vista em (10). Onde tem-se um valor para a velocidade diretamente relacionado com a distância em que a partícula está do melhor ponto onde ela já esteve e do melhor ponto por onde o grupo já passou. Nas otimizações executadas pelos autores e representadas de forma visual, o comportamento das partículas se assemelham a uma revoada de pássaros quando os coeficientes c_1 e c_2 estão definidos com valores não muito altos ($c_1=c_2=2$ por exemplo).

Os pássaros realizam uma aproximação, circundam o alvo com ritmo sincronizado e “pousam” no alvo. Entretanto, caso os coeficientes sejam definidos com valores muito superiores a $c_1=c_2=2$, o comportamento muda e as partículas se dirigem para o alvo violentamente em poucas iterações.

$$\begin{aligned} v_i(k+1) &= v_i(k) + c_1\rho_1(k) (p_{l,i}(k) - x_i(k)) + c_2\rho_2(k) (p_{g,i}(k) - x_i(k)), \\ x_i(k+1) &= x_i(k) + v_i(k+1), \end{aligned} \quad (10)$$

Nos anos posteriores a sua criação, o PSO recebeu modificações para melhorar o seu desempenho como a inclusão do peso de inércia ω conforme equação (11). A variável de inércia controla a influência da velocidade do passo anterior no passo atual. A velocidade define a intensidade da busca pois valores altos do componente inercial resultam em movimentos bruscos e valores baixos podem resultar em uma exploração insuficiente do espaço de busca.

$$v_i(k+1) = \omega(k)v_i(k) + c_1\rho_1(k)(p_{l,i}(k) - x_i(k)) + c_2\rho_2(k)(p_{g,i}(k) - x_i(k)) \quad (11)$$

Outra melhoria adicionada foi o fator de restrição X que atua no componente resultante da composição dos movimentos conforme (12). A restrição, juntamente com os coeficientes de experiência individual e social (c_1 e c_2), controlam o quão rápido a população estaciona em um ponto. Caso $X = 1$, o espaço é minuciosamente estudado, o que implica em lenta convergência.

$$v_i(k+1) = X(k, \varphi) + \left(v_i(k) + c_1\rho_1(k)(p_{l,i}(k) - x_i(k)) + c_2\rho_2(k)(p_{g,i}(k) - x_i(k)) \right) \quad (12)$$

4 SIMULAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste trabalho, foram analisadas comparativamente diferentes topologias para satisfazer as necessidades energéticas de uma instalação atendida por um sistema híbrido que utiliza dados climáticos da cidade de Porto Alegre - RS. A instalação está conectada ao sistema elétrico de potência por intermédio de uma conexão limitada, com capacidade inferior as suas necessidades. A capacidade de atendimento do sistema está limitada ao valor contratado de demanda que é de 300 kVA, mas o consumo previsto atinge cerca de 1000 kVA de pico.

Neste estudo de caso, foi considerada a compensação unitária de potência, ou seja, para cada um kWh injetado no sistema elétrico da concessionária a instalação pode consumir um kWh em qualquer outro posto tarifário sem o cálculo proporcional com base na TE. Além disto, supõe-se que é permitido instalar geração local com potência superior ao contrato de demanda da instalação, mas a potência possível de ser injetada na rede da concessionária foi limitada ao contrato de demanda que define as limitações da conexão com o sistema elétrico. A não aplicação de alguns critérios da Resolução Normativa N° 482 tem por objetivo ampliar o estudo dos potenciais das fontes de energia renovável para que não ficassem restritos a situação atual de regulação que é passível de ser modificada futuramente. Com esta maior flexibilidade é possível tornar a análise mais abrangente e permitir comparar melhor as diversas alternativas de suprimento.

Considerando estes fatores, neste capítulo é realizada a análise do desempenho técnico e econômico destes sistemas híbridos contendo fontes de energia renovável em comparação ao uso de geradores diesel, solução tradicionalmente empregada para geração de energia local.

4.1 PROJETO DA MICRORREDE

As fontes alternativas de energia utilizadas nesta dissertação foram: PVs, aerogeradores, célula a combustível, microturbina a gás e grupo gerador diesel. Neste trabalho, são estudados dois arranjos viáveis apresentados no Quadro 2, no qual são mostradas as fontes utilizadas por esses arranjos.

Quadro 2 - Tipos de topologias

Fonte Geradora	Topologia	
	I	II
Grupo Gerador Diesel	X	X
Eólica		X
Fotovoltaica		X
Eletrólise/célula combustível		X
Microturbina		X

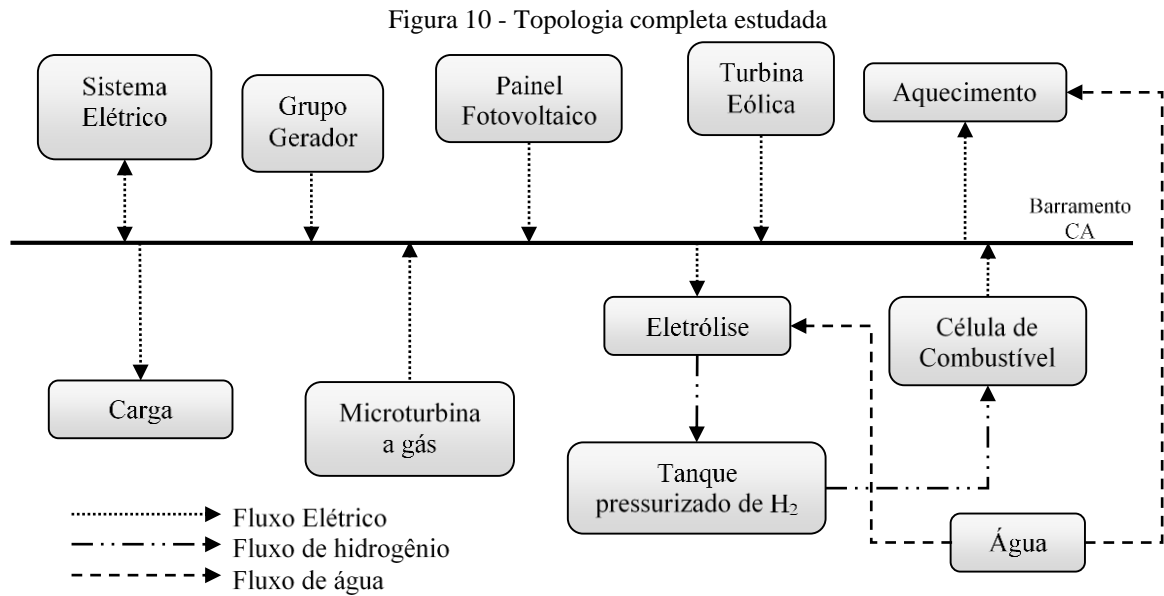
A Topologia I, constituída apenas pelo GGD, é a situação pré-existente e conseqüentemente foi o projeto de referência para a comparação com o sistema completo. Por este motivo os geradores integram o sistema completo (topologia II) também a fim de proporcionar a avaliação dos benefícios no desempenho decorrente da inclusão e integração das fontes de energia renovável.

Uma solução para o problema de integração eficiente de diferentes unidades geradoras passa pela estruturação de um sistema utilizando o conceito de microrredes. O esquemático da solução proposta para a integração de todas as fontes de energia disponíveis nesse trabalho, Topologia II, é apresentado na Figura 10. Um barramento em AC foi escolhido por apresentar algumas vantagens, conforme Kyriakarakos *et al.* (2011):

- habilidade em utilizar geração distribuída com fontes de energias renováveis;
- facilidade em expansões futuras;
- possibilidade de operação tanto em ilha como interconectado ao sistema de distribuição;
- possibilita a implantação de geração distribuída em pequenos povoados com consumidores dispersos.

Uma questão importante no projeto são as estruturas necessárias para viabilizar a logística de abastecimento com combustíveis. Por exemplo, para alimentar as microturbinas

com gás natural é necessária uma conexão à rede de distribuição de gás. Em muitos casos, linhas de distribuição de gás natural não estão disponíveis e o problema de logística pode ser contornado com a geração local de biogás pela comunidade.



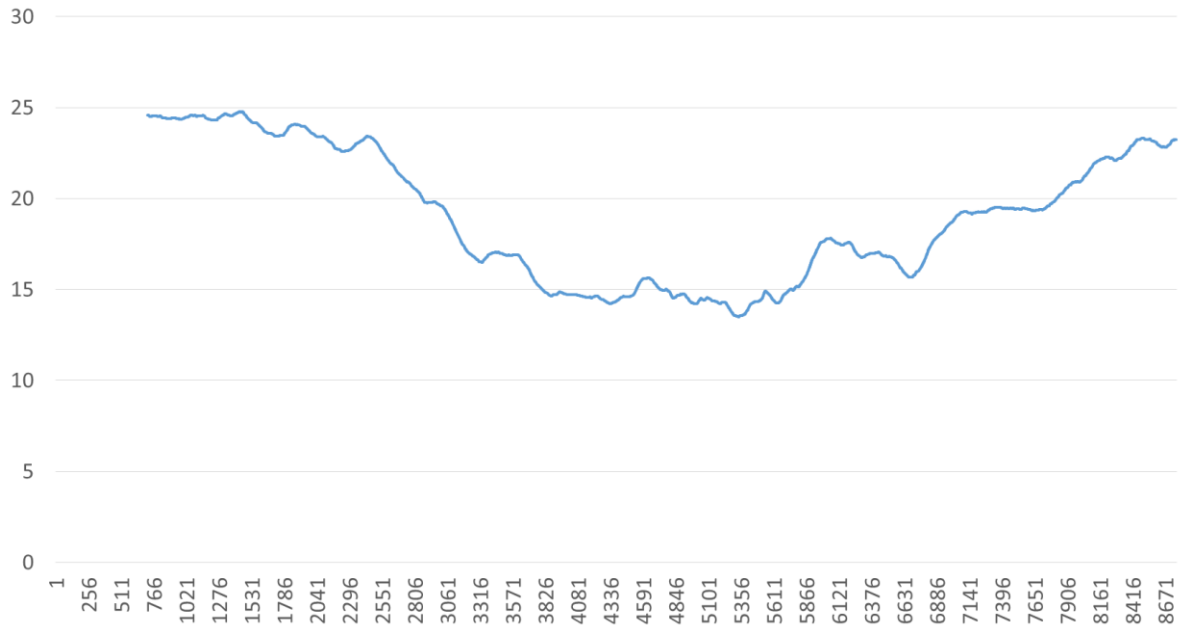
Fonte: Elaborada pelo autor

4.1.1 Dados Climáticos

Os dados climáticos utilizados para a avaliação da topologia contendo energias renováveis são da cidade de Porto Alegre – RS. Esses dados detalham hora a hora o ano típico meteorológico da localidade escolhida e totalizam 8.760 horas de valores de temperatura, velocidade do vento e irradiação solar.

Os gráficos da Figura 11, Figura 12 e Figura 13 apresentam os valores das três grandezas para o ano típico meteorológico. Como existe muita oscilação nos valores horários, foi utilizado o recurso da média móvel, com intervalo de cálculo de trinta dias, para suavizar as curvas mostradas nos gráficos, possibilitando desta forma a representação da tendência desses valores durante as estações do ano.

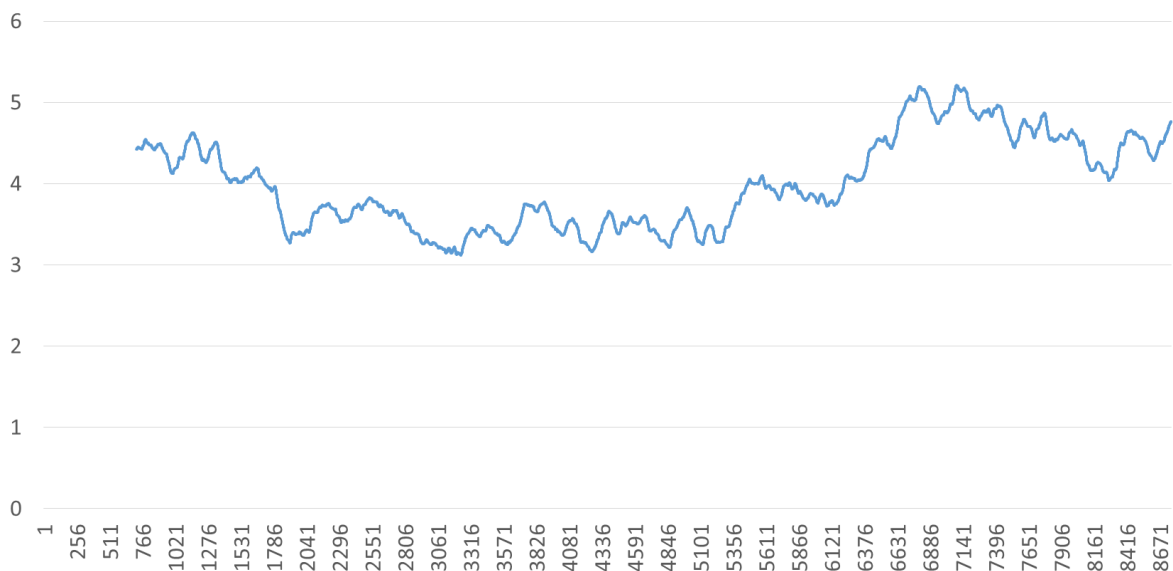
Figura 11 - Temperatura (°C)



Fonte: elaborada pelo autor

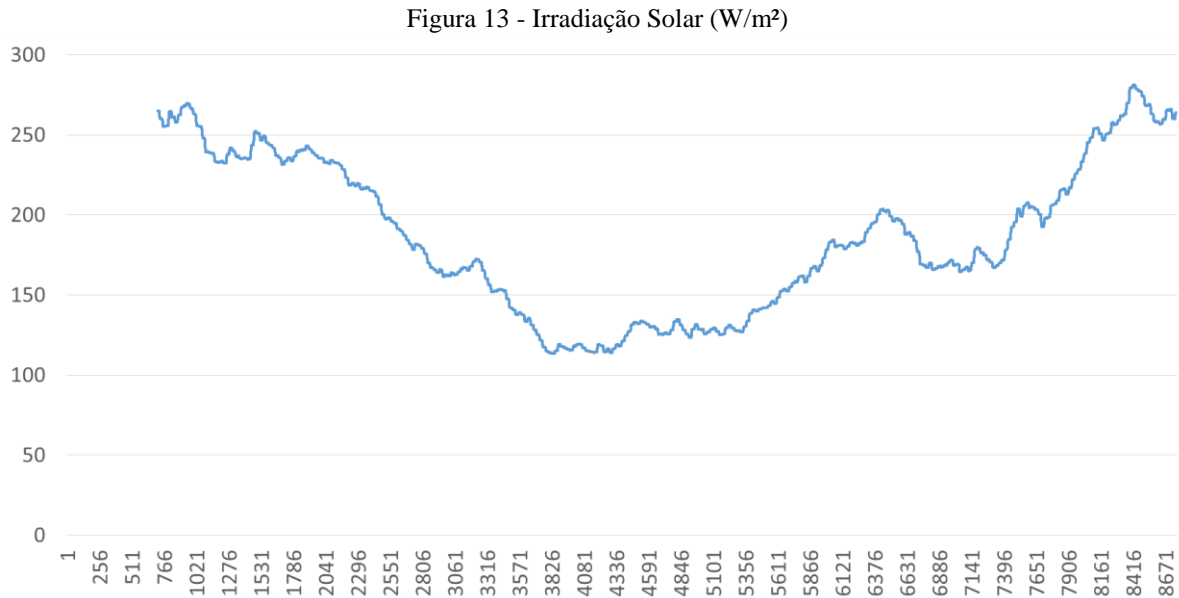
Os valores de temperatura seguem a tendência das estações do ano para a localidade e apresentam os menores valores para os meses de inverno.

Figura 12 - Velocidade do Vento (m/s)



Fonte: elaborada pelo autor

A velocidade do vento tem a tendência de maiores médias na primavera, sendo os meses de setembro e outubro os que apresentam os valores mais elevados.

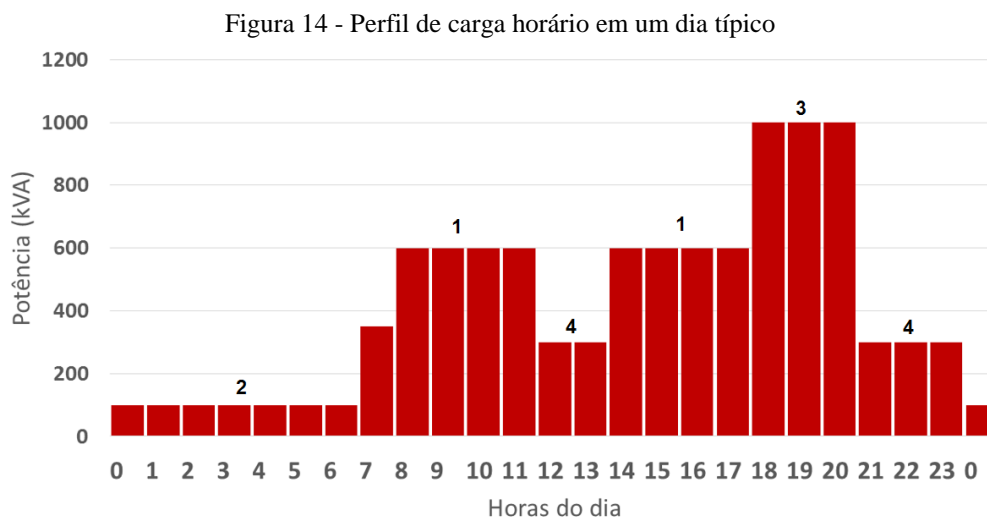


Fonte: elaborada pelo autor

O período do inverno é o que apresenta os menores valores de irradiação por ser um período chuvoso, com maior nebulosidade e com menos horas de luminosidade do que as outras estações do ano.

4.1.2 Perfil de Consumo da instalação

As topologias analisadas possuem um contrato de demanda com a concessionária limitado à 300 kVA em virtude da potência do transformador (300 kVA) e das limitações da rede de distribuição que atende a localidade. O padrão de consumo da carga do sistema a ser simulado e analisado é um ciclo diário, onde destacam-se quatro patamares básicos (discretos) conforme a Figura 14. Esse padrão de consumo tem a periodicidade diária, ou seja, o padrão é repetido a cada vinte e quatro horas de operação do sistema.



Fonte: Figura elaborada pelo autor

O nível mínimo de consumo ocorre durante a madrugada e é da ordem de 100 kVA, enquanto que o patamar máximo de 1000 kVA ocorre entre as 18 e 21 horas. Nas horas do dia remanescentes, a potência consumida varia entre 300 e 600 kVA.

Os períodos de avaliação são de um, cinco, dez e vinte anos e os valores de potência demandada precisam ser atualizados para este período. Uma estimativa do crescimento da demanda de potência pode ser determinada realizando-se uma relação com o crescimento vegetativo total previsto da população brasileira. Para os próximos vinte anos, tem-se os valores de crescimento populacional apresentados na Tabela 39. Os índices da coluna “Acumulado(%)” foram aplicados à variação da carga da instalação estudada neste trabalho. Ou seja, no vigésimo ano de funcionamento, o valor de potência demandada será 10,11% superior a carga inicial da instalação.

Tabela 39 - Crescimento populacional previsto para os próximos 20 anos

Ano	Crescimento(%)	Acumulado(%)
2017	0,77	0,77
2018	0,73	1,51
2019	0,70	2,22
2020	0,67	2,91
2021	0,64	3,57
2022	0,61	4,21
2023	0,58	4,81
2024	0,55	5,39
2025	0,52	5,94
2026	0,49	6,47
2027	0,46	6,96
2028	0,44	7,43
2029	0,41	7,86
2030	0,38	8,27
2031	0,35	8,65
2032	0,32	9,00
2033	0,30	9,32
2034	0,27	9,62
2035	0,24	9,88
2036	0,21	10,11

Fonte: (IBGE, 2013)

4.1.3 Dimensionamento dos componentes

Com a finalidade de atender a demanda da instalação, cuja variação é representada pelo perfil de carga da Figura 14, foram dimensionados os valores ou intervalos de valores dos equipamentos disponíveis. Os valores preliminares foram obtidos de modo experimental durante as primeiras simulações realizadas com este sistema. O objetivo inicial foi a obtenção de um modelo completo, contento todas as fontes de energia disponíveis. O despacho dessas fontes deveria apresentar o menor déficit com a concessionária ao mesmo tempo em que não poderia apresentar créditos ao final de um ano de operação. Diante desses critérios foi possível a obtenção dos valores da Tabela 40 heurísticamente.

Tabela 40 - Dimensionamento inicial dos equipamentos da solução completa

Equipamento	Valores
Capacidade de armazenamento do tanque de H ₂ (m ³)	100
Potência do equipamento de eletrólise (kW)	100 ^a -400
Potência da célula a combustível (kW)	60 ^a -200
Potência máxima da turbina eólica (kW)	605
Número de turbinas eólicas	1
Potência total instalada dos painéis fotovoltaicos (kWp)	400
Potência Microturbina a gás (kW)	65
Número de microturbinas	1
Potência Gerador Diesel (kVA)	300
Número de Geradores Diesel	4
Potência máxima de aquecimento da água(kW)	180
Demanda Contratada Ponta(kVA)/Fora de Ponta(kVA)	300/300

^aValor de modo de espera (*stand by*) do equipamento

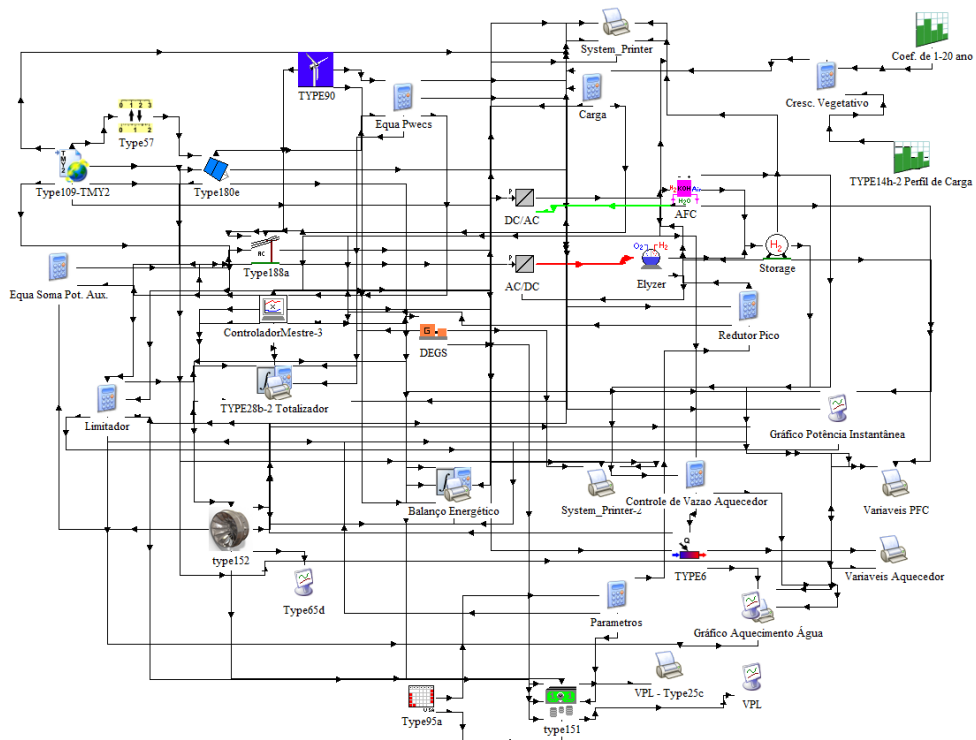
Os valores da Tabela 40, além de permitir obter um sistema com capacidade de atender a demanda, também atende a algumas premissas inicialmente estipuladas:

- geradores diesel com potência total instalada superior à carga;
- somatório da potência instalada de geração provenientes dos painéis fotovoltaicos e dos aerogeradores limitada ao valor máximo da carga;
- célula combustível com potência máxima igual a metade do equipamento de eletrólise;
- tanque de hidrogênio com capacidade de reserva suficiente para que a célula a combustível contribua no balanço energético nos momentos de maior necessidade.

4.2 MICRORREDE MODELADA NO TRNSYS

De acordo com as premissas definidas na etapa de dimensionamento dos componentes da Subseção 4.1.3 da fase de projeto deste trabalho foi estruturado no software de simulação TRNSYS o modelo completo da solução contendo todos os componentes conforme mostrado na Figura 15.

Figura 15 - Modelo completo simulado no TRNSYS



Fonte: elaborada pelo autor

As configurações para esse modelo constam da Tabela 41 e foram obtidas experimentalmente pelo autor durante as primeiras simulações que apresentaram convergência na solução numérica utilizada pelo TRNSYS. A simulação com esses valores mostrou-se adequada para o abastecimento das cargas locais. Isso porque, somando-se a potência instalada dos equipamentos de geração que estão sob controle local do sistema, que não dependem de condições climáticas, gerador diesel e microturbina a gás, tem-se o valor de 1265 kVA de energia firme disponível.

O somatório do valor de pico da carga em conjunto com o modo *stand by* do equipamento de eletrólise representa 1100 kVA e conclui-se que a demanda da instalação está atendida na sua totalidade pela energia firme baseada na geração local.

Tabela 41 - Valores sugeridos experimentalmente

Variável	Quantidade
Vol. TQ H ₂	100 Nm ³
Módulos PV (Unid.)	2400
Pot. Eletrólise	400 kW
Pot. Célula a Combustível	200 kW
Microturbinas (Unid.)	1
GGD (Unid.)	4
Aerogerador (Unid.)	1

A potência de pico das fontes de energia renovável é de 1.005 kVA e resulta do somatório dos 400 kVA dos painéis fotovoltaicos e dos 605 kVA da turbina eólica.

4.3 ESTRATÉGIA DE CONTROLE

Estratégias de despacho de fontes geradoras de energia são amplamente estudadas na área de sistemas de potência. Esses estudos têm por objetivo oferecer ferramentas para obtenção dos menores custos durante a seleção da ordem de despacho das fontes de geração.

Wood *et al.* (2013) enumeraram os diferentes métodos de solução do problema de despacho otimizado das fontes de energia. Para delinear o problema é necessário levantar as restrições, a função custo de operação, a reserva girante, os tempos para alcance da plena carga e os custos de ativação para as fontes térmicas de geração. O modelo mais simples de solução chama-se Lista de Prioridades (*Priority-list schemes*) e considera apenas o custo de operação da unidade geradora, a reserva girante e as restrições. Os custos de ativação e tempos para sincronização são desconsiderados. A função custo passa a ser compreendida como um coeficiente contínuo (R\$/MWh) e não mais como resultado de uma função polinomial.

No presente trabalho, a solução de despacho utilizada foi inspirada na solução de Lista de Prioridades para minimizar os custos de operação. O número reduzido de fontes, a simulação liga/desliga e a ausência de uma função custo polinomial contribuem para a escolha deste método mais simples de solução do problema do despacho otimizado, apesar das características únicas de cada fonte de energia alternativa. As restrições para a prioridade de despacho estão relacionadas às seguintes condições:

- disponibilidade de vento dos aerogeradores;
- nível de insolação para os painéis fotovoltaicos;
- nível de hidrogênio armazenado para as células a combustível;
- microturbinas e geradores diesel que dependem do preço do combustível.

Os custos de operação a que se refere a solução utilizando a Lista de Prioridades estão presentes nos geradores diesel e microturbinas, os quais tem o seu custo calculado pelo número de horas de operação em razão do consumo de combustível e dos custos com

manutenção. Diferentemente destes equipamentos, os aerogeradores, painéis fotovoltaicos, célula a combustível e equipamento de eletrólise, que também possuem o seu custo de operação, mas este mais relacionado a depreciação do equipamento pelo tempo decorrido do que com as horas de funcionamento.

4.4 AVALIAÇÃO ECONÔMICA

A etapa de avaliação econômica é o estágio subsequente à finalização da modelagem do sistema. As dimensões dos equipamentos a serem adquiridos, os insumos consumidos e os bens produzidos são contabilizados no fluxo de caixa do modelo construído.

4.4.1 Função Objetivo

Com base na equação (5), as variáveis que representam o custo total da opção completa modelada neste trabalho, compõe a função objetivo a ser minimizada conforme:

$$I_0 = C_{\text{Aqu_uT}} + C_{\text{Aqu_GER}} + C_{\text{Aqu_PV}} + C_{\text{Aqu_SCEE}} + C_{\text{Aqu_Eletr}} + C_{\text{Aqu_CC}} + C_{\text{Aqu_TQH2}} \quad (13)$$

$$O\&M(T, d, i) = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^7 \frac{\delta(t, i) C_j(t)}{(1 + d)^t} \quad (14)$$

$$E(T, d, i) = \sum_{t=1}^T \frac{\delta(t, i) (C_{\text{EE_PTA}}(t) + C_{\text{EE_FPTA}}(t) + C_{\text{GN}}(t) + C_{\text{OD}}(t))}{(1 + d)^t} \quad (15)$$

onde $C_{\text{Aqu_uT}}$ é o custo de aquisição total das microturbinas a gás instaladas, $C_{\text{Aqu_GER}}$ é o custo de aquisição de todos os geradores diesel instalados, $C_{\text{Aqu_PV}}$ é o custo de aquisição de todos os módulos fotovoltaicos instalados, $C_{\text{Aqu_SCEE}}$ é o custo de aquisição dos aerogeradores instalados, $C_{\text{Aqu_Eletr}}$ é o custo de aquisição do equipamento de eletrólise, $C_{\text{Aqu_CC}}$ é o custo de aquisição da célula a combustível e $C_{\text{Aqu_TQH2}}$ é o custo de aquisição do tanque de hidrogênio.

Na equação (14), são somados os custos anuais com manutenção de cada uma das sete fontes de geração (C_j). Para cada ano de cálculo, representado por t , é calculado o custo de manutenção e operação para aquele ano $C_j(t)$ e multiplicado pela taxa de inflação corrente para aquele ano $\delta(t, i)$. Esse custo atualizado pela inflação é então deslocado para o valor presente pela taxa de retorno d . O procedimento é repetido para cada um dos anos compreendidos pelo tempo de simulação total T (em anos).

Na equação (15), tem-se a variável $C_{EE_FPTA}(t)$ para os custos com energia elétrica no posto tarifário fora de ponta, $C_{EE_PTA}(t)$ para os custos com energia elétrica no posto tarifário ponta, $C_{GN}(t)$ para os custos com gás natural ou biogás e $C_{OD}(t)$ para os custos com óleo diesel. Essas variáveis são calculadas para o ano t e multiplicadas pela inflação praticada nesse mesmo ano segundo $\delta(t, i)$. O valor encontrado para os custos atualizados são deslocados para o valor presente pela taxa de retorno d . O procedimento é repetido para cada um dos anos compreendidos pelo tempo de simulação total T (em anos).

Os custos de reposição não foram considerados pois os intervalos de simulação são diferentes e o período máximo de vinte anos é o período suposto para vida útil do parque instalado como um todo.

4.4.2 Gerador diesel

Os custos envolvidos na utilização de geradores diesel foram levantados com uma empresa fabricante de geradores, a qual forneceu uma planilha de manutenção preventiva e o valor de mercado para aquisição de um gerador diesel de 300 kVA. A empresa fabricante informou que para fins de análise financeira estima-se uma vida útil de 10.000 horas para um gerador diesel. Não significa que o gerador deve ser substituído, mas que ao final desse período os custos com manutenção preventiva já somaram o mesmo valor de aquisição do equipamento.

Com base nas informações repassadas pela empresa foi estimado um custo de manutenção por hora igual ao valor total de manutenções preventivas do equipamento dividido pelo número de horas de vida útil. Essa estimativa resultou em um valor de R\$ 12,43 para cada hora de funcionamento do gerador a diesel de acordo com a expressão:

$$Valor_{manutenção} = \frac{R\$ 124.291,05}{10.000} = 12,43 \text{ (R\$/h)} \quad (16)$$

4.4.3 Painéis fotovoltaicos

Para estimar os custos de aquisição dos painéis fotovoltaicos foi realizado um orçamento com uma empresa¹ especializada de Porto Alegre – RS. O sistema orçado também utilizou os dados climáticos de Porto Alegre e considerou que a energia excedente seria injetada na rede da concessionária local. Os custos envolvidos na proposta foram o projeto básico, aquisição dos módulos, estrutura de suporte, cabos, proteções, inversores e comissionamento.

O valor global da proposta orçada por essa empresa foi de R\$ 6.318.980,00, o que representa um custo de R\$ 4.212,65 por painel, com quatro módulos em série cada, que foi utilizado nesse projeto para avaliação econômica do sistema de geração fotovoltaico.

4.4.4 Custos de aquisição, operação, manutenção e insumos

Para avaliação comparativa das topologias, utilizaram-se valores de mercado de aquisição de alguns equipamentos. O levantamento dos valores de operação e manutenção apresentaram um pouco mais de dificuldade devido ao pouco interesse das empresas em divulgar estes valores por questões comerciais. Contornou-se esse obstáculo utilizando-se valores de artigos científicos e de publicações especializadas na área resultando, para os modelos de referência da Tabela 42, nos valores da Tabela 43.

O custo global de itens como proteção, supervisão e controle da solução integrada contendo todos os equipamentos não foi avaliado nesta dissertação.

¹Sevenia Inovação em Energia Ltda

Tabela 42 - Modelos de referência

Unidade de Geração	Especificação
Gerador Diesel	C250 (313 kVA <i>Stand by</i> /281 kVA <i>Prime Power</i>)
Solar Fotovoltaica	Módulo Poly 250 Wp + Inversor 250 kW
Eólica	Genérico 605 kW
Célula a combustível	Membrana trocadora de próton(PEM)
Eletrólise	Alcalina
Tanque de hidrogênio	Armazenamento de H ₂ comprimido (van der Waals)
Microturbina	Capstone C65 (65 kW)

Tabela 43 - Custos unitários dos equipamentos

Equipamento	Preço de aquisição	Custo O&M
Gerador Diesel	R\$ 162.500,00 (30% para instalação)	R\$ 12,43 / hora
Painel Fotovoltaico (com inversores)	4.212,65 R\$/ painel (4 mod.)	0,58% do Invest. ao Ano
Aerogerador	R\$ 2.783.000,00	3% do Invest. ao Ano
Equip. Eletrólise	7.500,00 R\$/kW	5% do Invest. ao Ano
Célula a Combustível	7.056,00 R\$/kW	5% do Invest. ao Ano*
Tanque de hidrogênio	3.911,76 R\$/Nm ³	2,5% do Invest. ao Ano
Microturbina a gás**	4.680,00 R\$/kW	R\$ 0,03 / kWh
Aquecedor de água aux.	-	-

*Suposto que a célula a combustível possui o mesmo custo de O&M do equipamento de eletrólise

**Compõem os custos de aquisição da microturbina o adicional pela cogeração e os custos com a instalação (50% do valor total de aquisição)

Fonte: (CAPEHART, 2014; DOE, 2016; HINKLEY et al., 2016; KÖRNER, 2015;

KYRIAKARAKOS et al., 2011; MARINHO, 2015)

Além dos custos de investimento (aquisição e instalação) e dos custos com manutenção e operação existem custos relacionados aos insumos utilizados pelos equipamentos durante o seu funcionamento. Os principais insumos foram orçados no mercado brasileiro no ano de 2016 e estão descritos na Tabela 44.

Tabela 44 - Insumos consumidos pelo sistema durante a operação

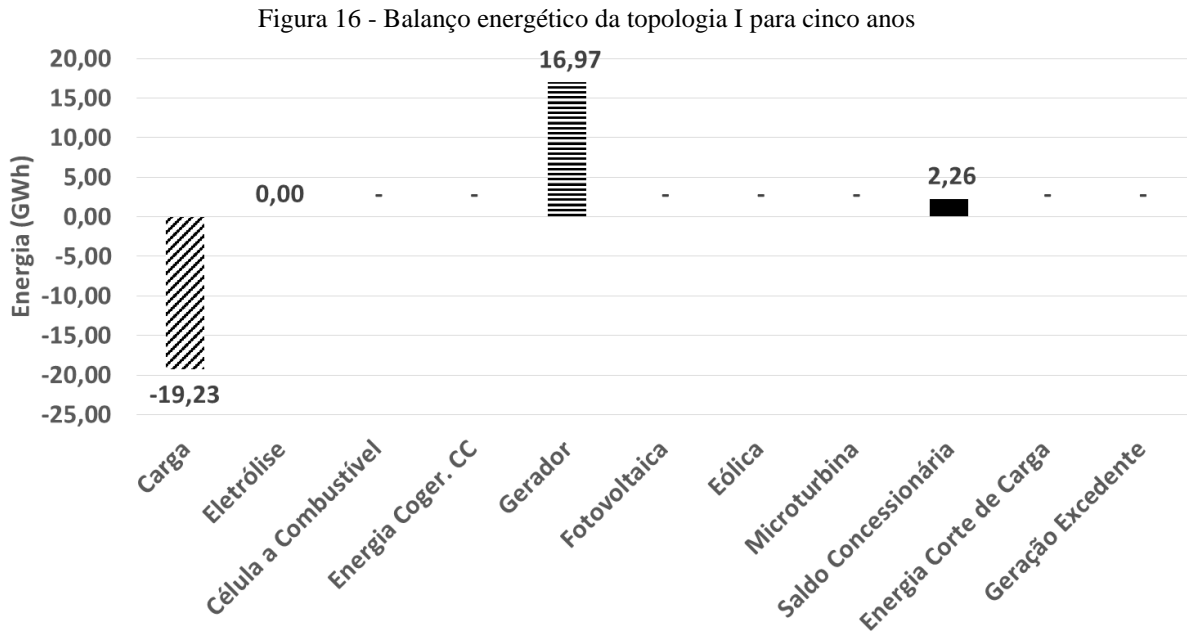
Insumo	Unidade	Custo
Óleo Diesel	Litro (l)	R\$ 2,68
Gás Natural	MMBTU	R\$ 31,35
Energia Elétrica	MWh	R\$ 753,04 (Ponta)
		R\$ 526,14 (Fora de Ponta)

Fonte: (ANP, 2016; CEEE-D, 2016; SULGÁS, 2016)

4.5 TOPOLOGIA DE REFERÊNCIA: APENAS GERADORES DIESEL

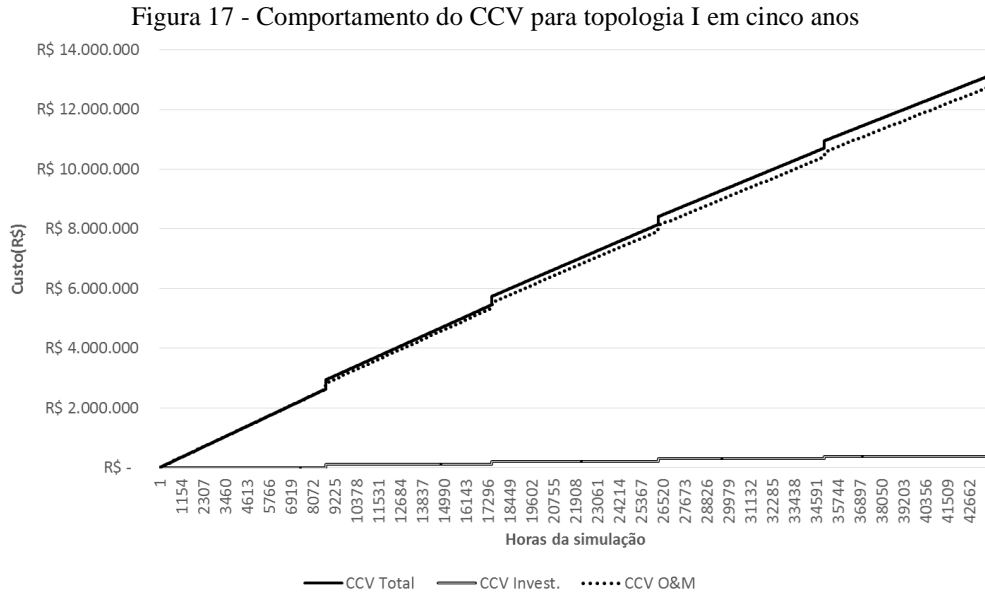
A topologia de referência, para as comparações realizadas com os sistemas que contém FERs, foi dimensionada inicialmente com quatro geradores diesel de 300 kVA, a fim de satisfazer a integralidade da demanda energética da carga. O contrato de demanda é de 300 kVA que limita a importação e a injeção de potência na rede da concessionária até esse valor.

A Figura 16 apresenta o resultado da operação para um período de cinco anos, na qual é possível observar os geradores diesel e a concessionária de energia como únicas fontes de energia do sistema. Foi suposto que a energia da concessionária é mais atrativa economicamente que a dos geradores e por essa razão essa fonte é despachada primeiro e tem-se um saldo negativo acumulado de 2,26 GWh com a concessionária. A energia demanda pela carga de 19,23 GWh é representada no gráfico da Figura 16 como uma barra invertida para indicar que se trata de energia consumida pelo sistema.



Fonte: elaborada pelo autor

O resultado do CCV para a topologia de referência apontou que os custos dos geradores diesel dependem pouco dos custos de investimento apresentados na Tabela 45. A maior parcela que influencia no custo total do sistema é proveniente da operação, manutenção e combustível. A Figura 17 exemplifica esse entendimento na medida em que a linha que representa os custos de manutenção e operação acompanha a linha de custo total separada por uma diferença ínfima. Essa pequena diferença entre as duas linhas é a parcela que compete aos custos de investimento inicial e a linha que os representam aparece quase que justaposta ao eixo das abscissas.

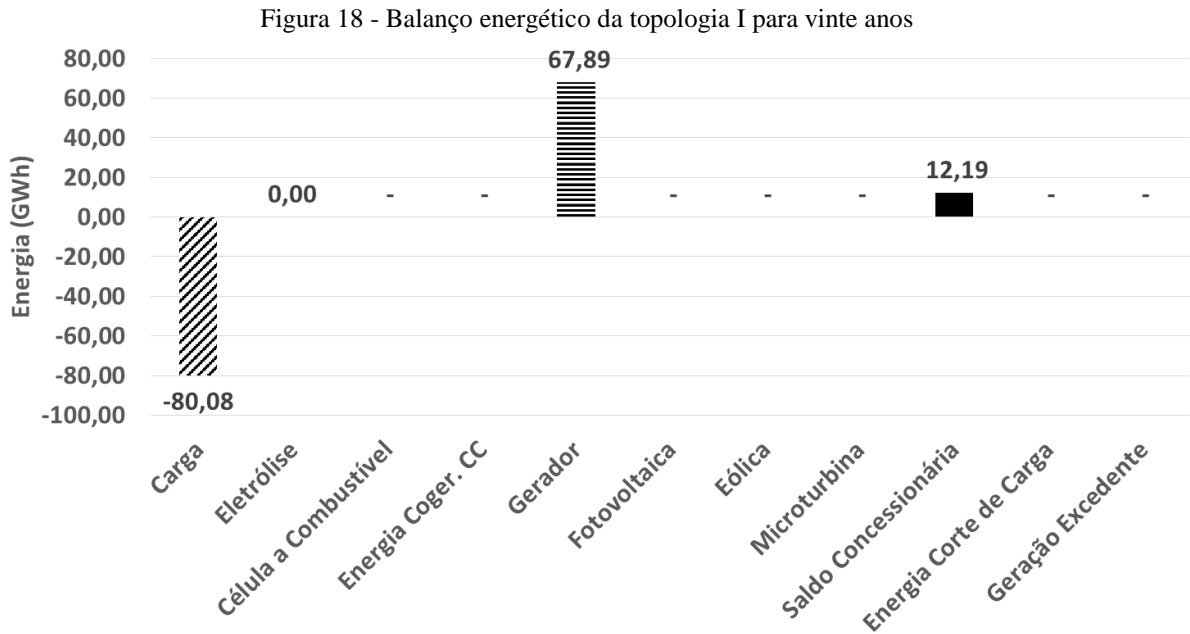


Em apenas cinco anos de simulação os custos com operação e manutenção já superam os custos com investimento em trinta vezes segundo a Tabela 45. Essa diferença é devida aos altos custos com combustível e manutenção dos geradores diesel.

Tabela 45 - Energia e CCV da topologia I para cinco anos (em milhões de R\$)

Tempo(horas)	Energia Fornecida (GWh)	VP	Investimento	VP O&M
43.800	19,23	13,36	0,43	12,93

Quando simulada para vinte anos a topologia de referência apresentou o balanço energético da Figura 18. Observou-se que o saldo com a concessionária não seguiu a proporção e foi mais de cinco vezes superior ao apresentado na simulação para cinco anos. Isso se deve ao crescimento da carga conforme os percentuais indicados na Tabela 39 da página 75. Esse crescimento fez com que o sistema consumisse cada vez mais energia da rede mas sempre respeitando o contrato de demanda.



Fonte: elaborada pelo autor

Os custos apresentados pela Tabela 46 evidenciam ainda mais a relação direta entre o custo total e o custo de operação e manutenção. Neste caso os custos de investimento contribuíram com apenas 2,10% para o CCV total calculado enquanto que os custos de O&M representaram 97,9% do custo total.

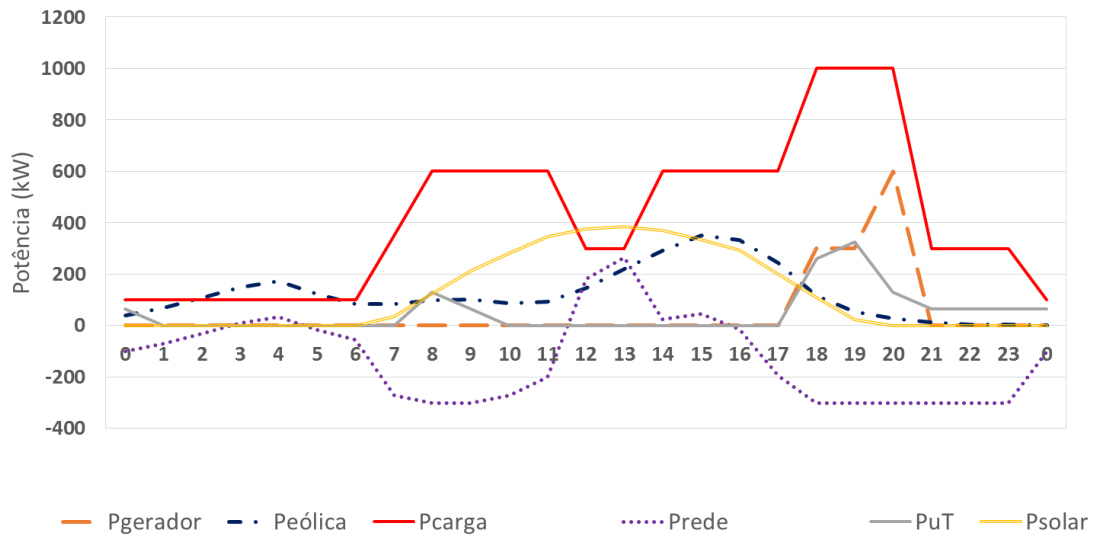
Tabela 46 - Energia e CCV da topologia I para vinte anos (em milhões de R\$)

Tempo (horas)	Energia Fornecida (GWh)	CCV	Investimento	O&M
175.200	80,08	38,45	0,81	37,64

4.6 TOPOLOGIA COMPLETA: SIMULAÇÃO SEM OTIMIZAÇÃO

O sistema da Figura 15 satisfaz energeticamente a integralidade da carga da instalação hipotética e concomitantemente atendeu às premissas de projeto da Subseção 4.1.3. Um exemplo de um dia de operação desse sistema encontra-se na Figura 19 e Figura 20.

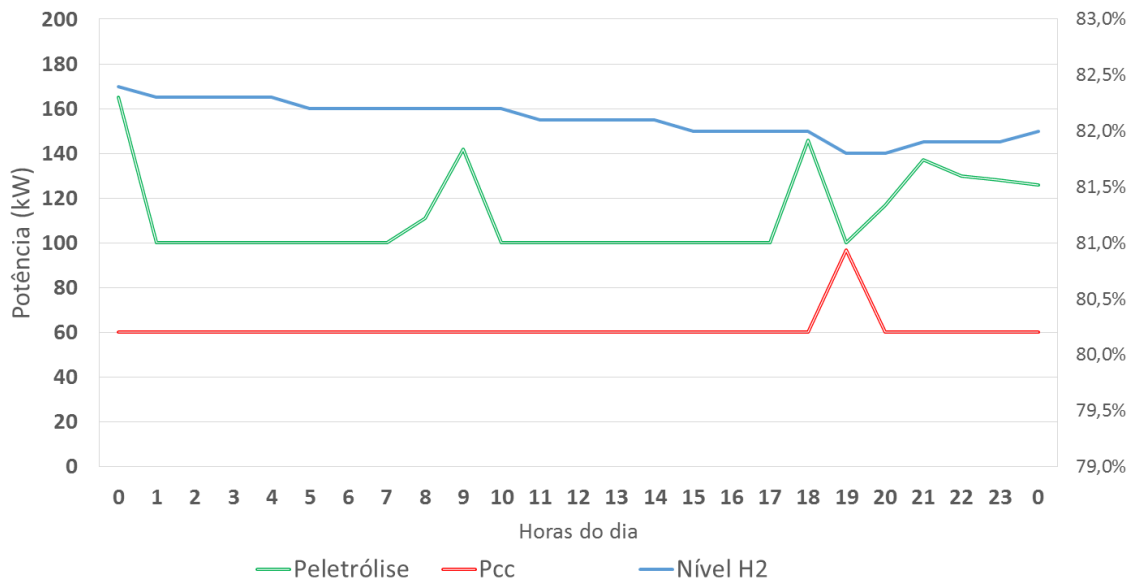
Figura 19 - Exemplo de um dia de operação do sistema completo (sem ciclo do hidrogênio)



Fonte: elaborada pelo autor

A Figura 19 apresenta o despacho de um dia de operação de todas as fontes e cargas, sem a inclusão do ciclo do hidrogênio a fim de facilitar a visualização. A fonte fotovoltaica apresenta os valores mais elevados de potência fornecida durante o período diurno em razão da incidência de luz solar nesse período. Durante o período diurno também ocorre a injeção de potência na rede da concessionária, representada pelos valores positivos entre onze e dezesseis horas, devido a sobreposição da geração eólica e fotovoltaica no período em que o consumo está reduzido a 300 kW. Os valores negativos da variável P_{rede} representam a importação de energia da concessionária.

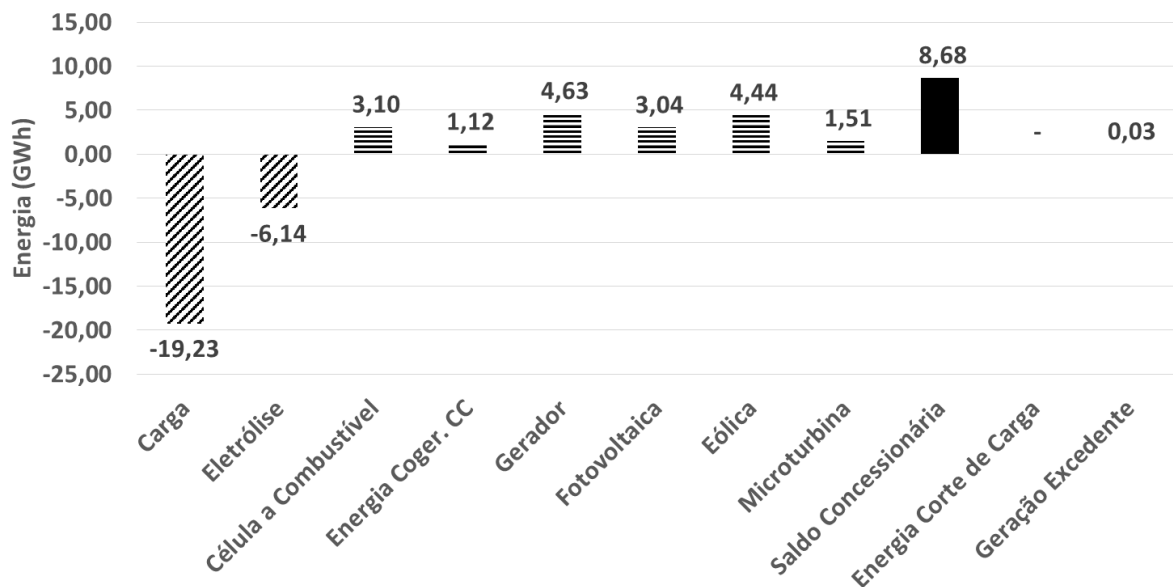
Figura 20 - Exemplo de um dia de operação do sistema completo (ciclo do hidrogênio)



Fonte: elaborada pelo autor

A Figura 20, durante as vinte quatro horas do exemplo, o nível de hidrogênio variou entre 82% e 82,5% segundo a escala percentual localizada a direita do gráfico. A célula a combustível foi acionada uma vez durante o horário de ponta e o processo de eletrólise saiu do estado de *stand by* três vezes durante o ciclo de vinte quatro horas para manter o nível do hidrogênio no tanque acima dos 80%. No horário de ponta, compreendido entre 18 e 21 horas, além da atuação da célula a combustível observa-se na Figura 19 a atuação dos geradores diesel e das microturbinas a gás para satisfazer a elevação da necessidade de energia elétrica.

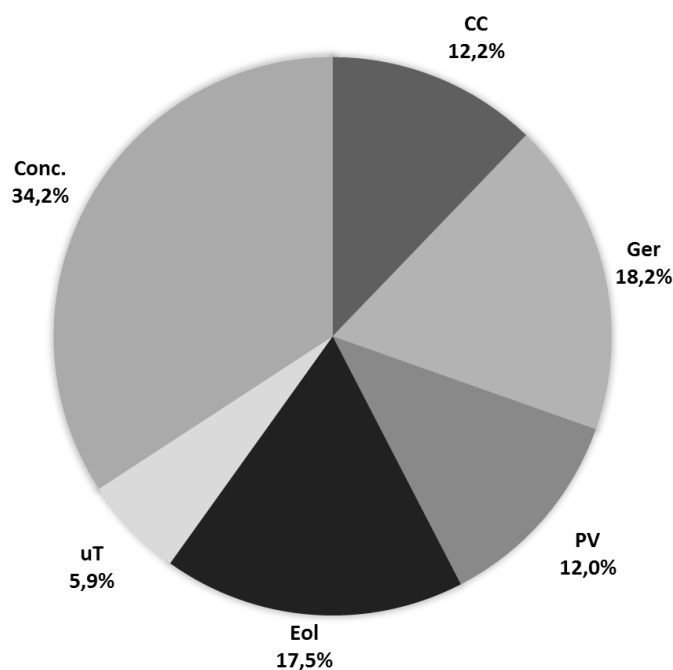
Figura 21 - Balanço energético para cinco anos de simulação



Fonte: elaborada pelo autor

O balanço energético da Figura 21 apresenta zero para o valor de corte de carga mesmo o sistema não tendo sido otimizado. Observa-se que os geradores diesel possuem uma participação de 18,2% no balanço energético, segunda maior fonte de energia para a instalação conforme a Figura 22, sendo ultrapassada apenas pelo saldo com a concessionária que forneceu 34,2% de toda a energia que foi injetada no sistema. Para obter-se o saldo com a concessionária (déficit), executa-se a soma de todas as fontes de energia e diminui-se a energia fornecida à carga, ao equipamento de eletrólise e o valor de geração excedente. Nesse cálculo não deve ser considerado o valor da cogeração da célula a combustível, pois esse valor é um equivalente na unidade de potência (watts) para os 50% de energia térmica reaproveitada para aquecimento da água.

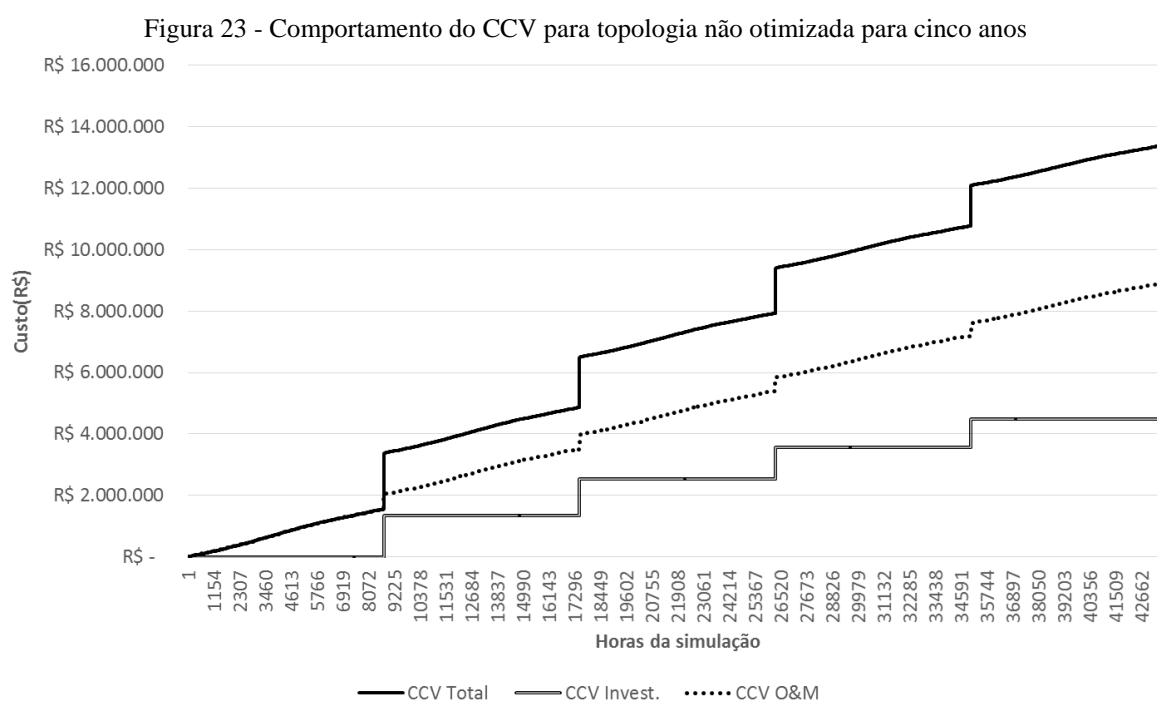
Figura 22 - Proporção de contribuição de cada fonte geradora de energia para cinco anos



Fonte: elaborada pelo autor

Foi considerado que não se poderia injetar na rede da concessionária um valor maior do que consta no contrato de demanda vigente conforme regulamentação descrita na Seção 2.3 (para este estudo de caso, nunca maior do que os 300 kVA de demanda contratada). Toda a potência disponível acima desse limite foi registrada durante a simulação da operação e chamada de “geração excedente”, que neste caso tem o valor de 30 MWh.

Conforme descrito na Subseção 3.4.3 da metodologia que trata da avaliação econômica, os custos listados estão divididos em apenas dois (investimento e O&M) e são mensurados pelo componente desenvolvido especificamente para este propósito, (Type151), cujos resultados estão apresentados na Figura 23 e na Tabela 47. Os custos de aquisição referem-se estritamente aos custos de compra e instalação dos equipamentos envolvidos e sua depreciação durante o período estudado. Os custos de O&M estão relacionados aos valores gastos com manutenção, operação, compra de energia e consumo de combustíveis durante o intervalo da simulação.



Fonte: elaborada pelo autor

Na Figura 23 é possível observar o crescimento do valor presente do investimento (C_{Inv}) aumentando ano a ano devido a aplicação da taxa de depreciação de 5%. Em outras palavras, ao final do primeiro ano observa-se o primeiro “degrau” no custo de investimento em razão de que o valor de venda de todo o parque instalado é 5% inferior ao valor investido corrigido pela taxa de desconto. Seguindo essa lógica tem-se que a diferença entre o custo de investimento e o valor residual ao final de cinco anos será equivalente a 53,43% do valor de investimento inicial.

Os custos de depreciação do investimento constam da Tabela 47 na coluna chamada “Investimento”. Percebe-se que esses custos são inferiores ao valor de manutenção para apenas cinco anos de operação, o que ressalta a importância de não somente avaliar o custo de

aquisição mas também os custos de O&M envolvidos a médio e longo prazo para avaliar um projeto.

Tabela 47 - Energia e CCV da topologia completa para cinco anos, sem otimização (em milhões de R\$)

Tempo(horas)	Energia Fornecida (GWh)	CCV	Investimento	O&M
43.800	19,23	15,50	5,91	9,59

4.7 AVALIAÇÃO DO PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO

As variáveis elencadas como chave para o funcionamento do sistema estão descritas na Tabela 48 com os seus respectivos intervalos de busca obtidos de forma heurística e sem otimização pelo autor.

Tabela 48 - Variáveis para otimização

Variável	Intervalo	Passo	Nº de Possibilidades
Vol. TQ H ₂	50-300 Nm ³	20	6
Módulos PV (Unid.)	2400-6000	200	19
Pot. Eletrólise	200-500 kW	100	4
Pot. Célula a Combustível	100-300 kW	100	3
Microturbinas (Unid.)	1-5	1	5
GGD (Unid.)	1-4	1	4
Aerogerador (Unid.)	1-3	1	3

O uso de um algoritmo de otimização é justificado devido ao número total de possibilidades de configuração do sistema, onde existem 82.080 situações de operação que devem ser avaliadas. Cada simulação para cinco anos (43.800 horas) leva cerca de sessenta segundos, entretanto, o programa possibilita a execução em paralelo (*threads*) de até quatro simulações. Considerando essa capacidade de processamento seriam necessárias 342 horas ou mais de quatorze dias para encontrar o sistema de menor custo pelo método computacional força bruta.

Algumas variações do PSO foram testadas para avaliar qual obteria o melhor desempenho na tarefa de minimizar a função custo do sistema ao mesmo tempo em que o mantinha factível. O GenOpt, ferramenta de simulação utilizada neste trabalho, oferece suporte para algumas versões clássicas do PSO, tais como peso de inércia (PSOIW) e fator de construção (PSOCC).

Os teste realizados para o período de simulação de um ano (8760 horas) indicaram que o PSO com peso de inércia era a melhor opção para o modelo do sistema híbrido desenvolvido. A configuração dos parâmetros para a simulação apoiou-se nas orientações do manual do GenOpt e nos resultados do trabalho de Kyriakarakos (2012). Os parâmetros resultantes desses testes são apresentados na Tabela 49.

Tabela 49 - Configurações do PSO

Versão	Peso de Inércia
Topologia de vizinhança	Melhor local (<i>lbest</i>)
Nº de vizinhos	5
Nº de Partículas	35
Nº de Gerações	10
Seed	1
Aceleração Cognitiva	2,8
Aceleração Social	1,3
Velocidade máxima de ganho contínuo	0,5
Velocidade máxima discreta	4
Peso de inércia inicial	1,2
Peso de inércia final	0

Os melhores resultados obtidos pela topologia de peso de inércia em conjunto com a topologia de vizinhança *lbest*, para o sistema objeto do estudo, se devem a existência de muitos mínimos locais na função custo. Uma maior diversidade da população de partículas é importante para estes casos, mesmo que o tempo de convergência seja maior, devido ao espalhamento mais acentuado das partículas.

4.7.1 Período de otimização: um ano

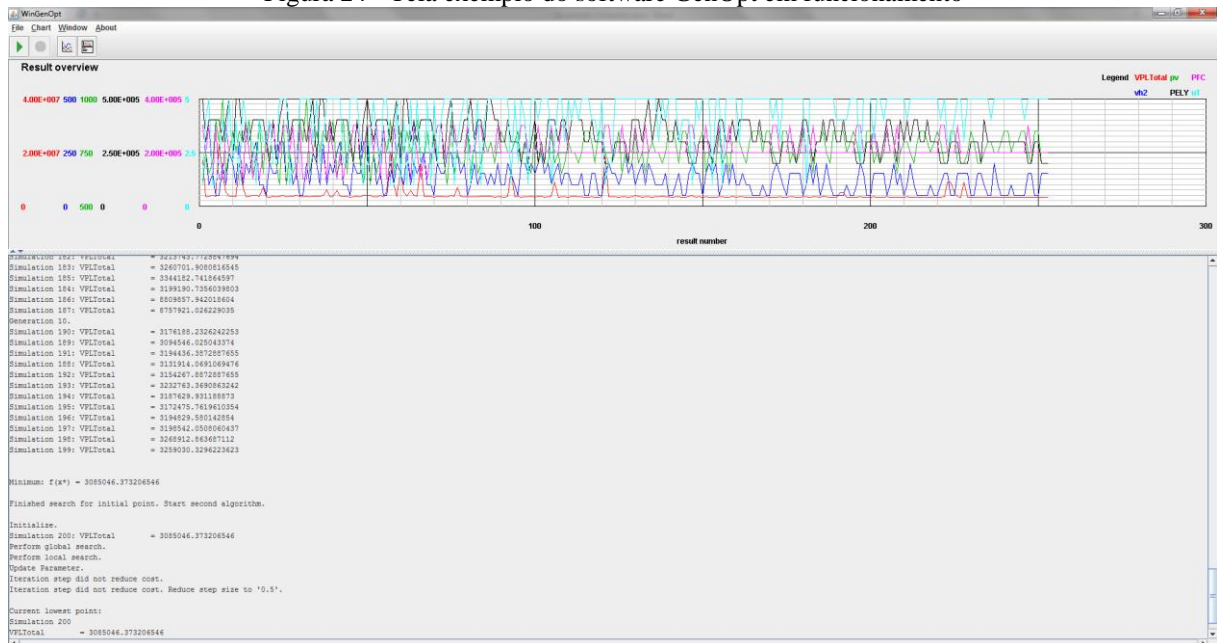
Inicialmente foi escolhido um período de simulação de um ano (8760 horas) em razão da menor necessidade de esforço computacional e para utilizar o mesmo período de simulação que muitos autores como Boonbumroong *et al.* (2011), Dufo-López e Bernal-Agustín (2005) e Kyriakarakos *et al.* (2011), presentes na seção 2.2, empregaram em seus estudos. O período total de análise do sistema proposto nesse trabalho é de vinte anos, mas foi analisado nesta seção se há prejuízo em otimizar um sistema para um período menor do que o horizonte total de funcionamento.

A Figura 25 e a Tabela 50 apresentam o desempenho da otimização utilizando o software GenOpt (Figura 24) com as variáveis anteriormente definidas na Tabela 48. O algoritmo utilizado foi o PSO com peso de inércia, o período de simulação foi de 8760 horas (1 ano) e o tempo de busca pelo menor CCV (função objetivo) foi de vinte e quatro minutos em um computador com processador Intel Core I5, 1,60 GHz , memória RAM de 4 gigabytes e sistema operacional Windows 7.

Tabela 50 - Características da simulação para um ano

Nº de simulações	Tempo de execução	Nº de Gerações
350	00:24 minutos	10

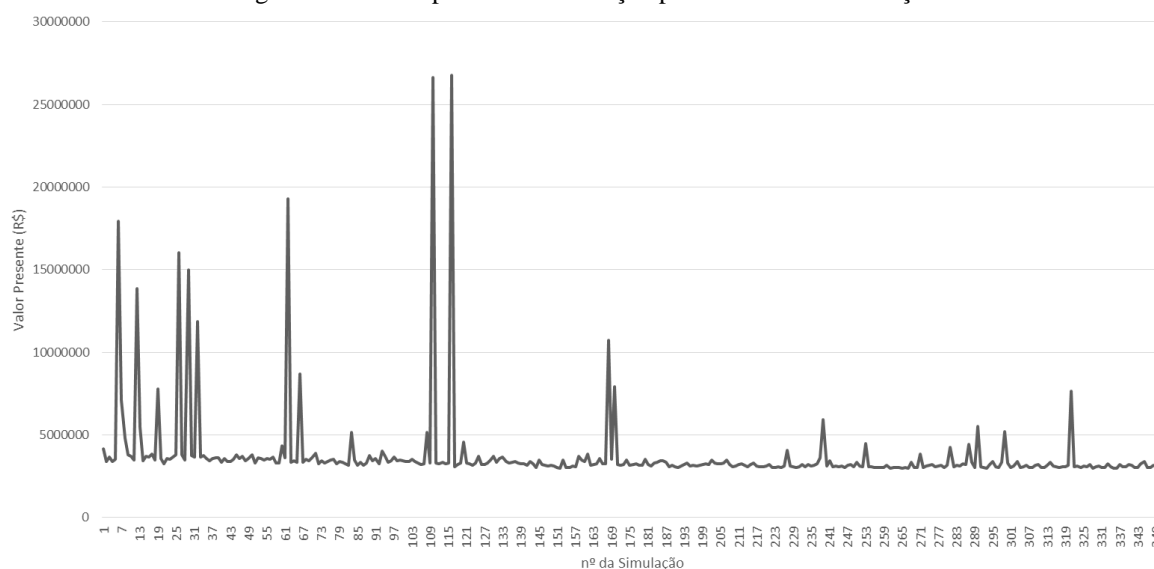
Figura 24 - Tela exemplo do software GenOpt em funcionamento



Fonte: elaborada pelo autor

Os picos de custo presentes na Figura 25 são configurações que não atendem a toda a carga e por este motivo uma multa com o valor de R\$ 100/kWh, semelhante e superior ao utilizado por Kashefi *at al* (2009), foi aplicada para mensurar a insatisfação dos consumidores. O objetivo almejado com uma multa de valor tão alto era que o algoritmo de otimização descartasse as configurações de sistemas que apresentassem corte de carga sendo este o comportamento verificado com a utilização desta estratégia.

Figura 25 - Desempenho da otimização para um ano de simulação



Fonte: elaborada pelo autor

A operação dessa configuração de sistema, com o dimensionamento mostrado na Tabela 51, apresentou o menor CCV e satisfaz a demanda da instalação em um período de um ano, sem corte de carga, mesmo possuindo uma energia firme inferior a demanda máxima (pico) da carga. Foram utilizados apenas dois geradores diesel e cinco microturbinas a gás, o que representa uma capacidade de obtenção de energia firme de 925 kVA, inferior ao valor de 1140 kVA (pico de consumo + modo de espera da eletrólise), mas que é complementada pela célula a combustível e pelo aerogerador. Os painéis fotovoltaicos não são capazes de complementar a geração de energia no horário de pico devido à pouca incidência de luz solar nesse horário.

A operação do sistema também mostra-se viável para cinco anos (43.800 horas) apesar do intervalo da simulação utilizado no processo de otimização ter sido de um ano (8760 horas). Avaliando o dimensionamento resultante percebe-se redução no dimensionamento dos módulos fotovoltaicos, equipamento de eletrólise, célula a combustível, volume do tanque de hidrogênio e número de geradores diesel em relação ao sistema projetado experimentalmente na Seção 4.2.

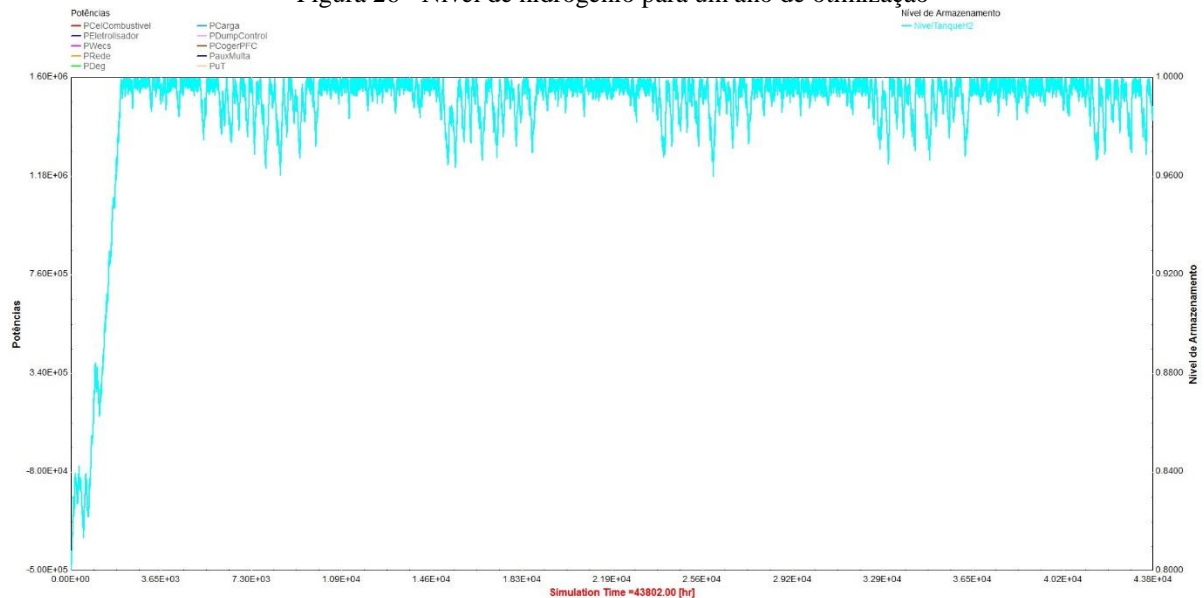
Ocorre também uma prevalência das microturbinas a gás em relação ao número de geradores diesel devido ao menor custo e a sua modularidade, pois a sua potência unitária é de 65 kW, muito inferior aos 300 kVA do gerador diesel. Essa modularidade das microturbinas a gás permite que essas unidades menores sejam despachadas antes dos geradores para pequenas diferenças de potência instantânea no barramento em AC da microrrede.

Tabela 51 - Resultado da otimização do modelo completo

Variável	Valor Sugerido
Vol. TQ H ₂	51 Nm ³
Módulos PV (Unid.)	2660
Pot. Eletrólise	200 kW
Pot. Célula a Combustível	105 kW
Microturbinas (Unid.)	5
GGD (Unid.)	2
Aerogerador (Unid.)	1

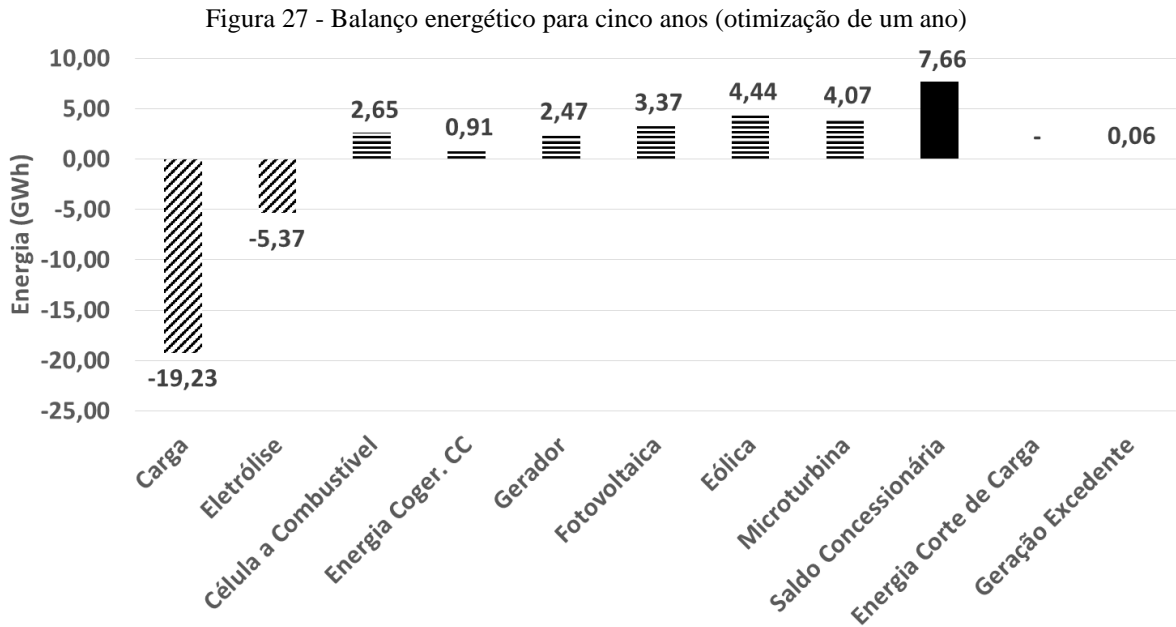
O redimensionamento da célula a combustível, equipamento de eletrólise e do volume do tanque de hidrogênio produziram como efeito um nível de trabalho do tanque mais elevado, majoritariamente acima de noventa por cento conforme Figura 26. Para leitura do gráfico devem ser consideradas a legenda “Nível de Armazenamento” a direita do gráfico e o eixo das abscissas que indica as horas da simulação.

Figura 26 - Nível de hidrogênio para um ano de otimização



Fonte: elaborada pelo autor

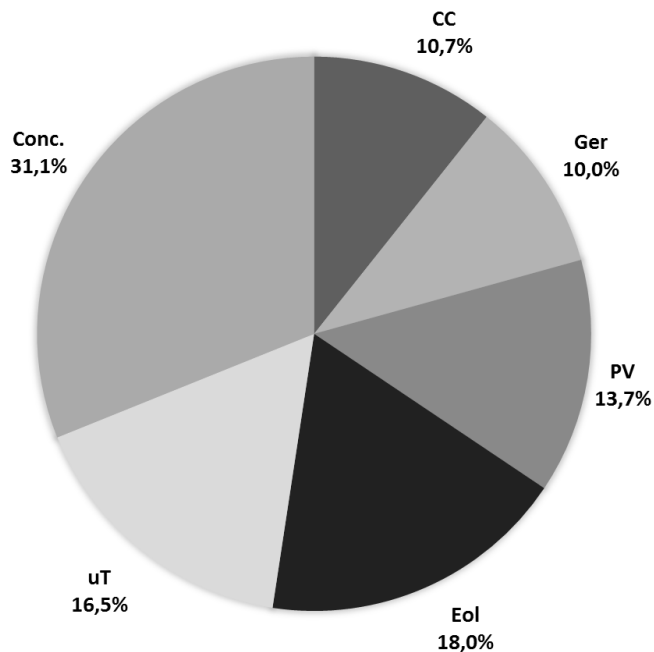
As consequências do redimensionamento realizado pela otimização podem ser vistas na Figura 27 e Figura 28, as quais apresentam o balanço energético resultante dos cinco anos de operação do sistema e a proporção de participação de cada fonte de energia. Nota-se uma redução na energia gerada pela célula a combustível e pelos geradores diesel.



Fonte: elaborada pelo autor

A energia excedente, que não pôde ser injetada no sistema, apresentou um aumento de 30 MWh para 60 MWh, mas em compensação o déficit com a concessionária diminuiu 1,02 GWh. Mesmo com a redução do déficit com a concessionária, essa fonte foi responsável pela maior parcela da energia injetada na microrrede conforme a Figura 28.

Figura 28 - Proporção de participação das fontes geradoras para cinco anos de operação (um ano de otimização)



Fonte: elaborada pelo autor

A otimização diminui significativamente o CCV da aquisição e operação do sistema por cinco anos. O valor apresentado na Tabela 52 foi 2,38 milhões de reais menor do que o CCV encontrado para a topologia desenvolvida heurísticamente e sem otimização. A parcela mais significativa se deu nos custos de operação e manutenção, o que já era uma possibilidade de melhoria levantada ainda na fase de projeto na Seção 3.3 que trata do CCV.

Tabela 52 - Energia e CCV resultante da simulação para cinco anos, otimizado um ano (em milhões de R\$)

Tempo(horas)	Energia fornecida (GWh)	CCV	Investimento	CCV O&M
43.800	19,23	13,12	5,27	7,84

4.7.2 Período de otimização: cinco anos

Executou-se a otimização do mesmo modelo, anteriormente otimizado para o intervalo de um ano, para o intervalo de cinco anos. As características dessa otimização constam da Tabela 53.

Tabela 53 - Características da otimização realizada para cinco anos

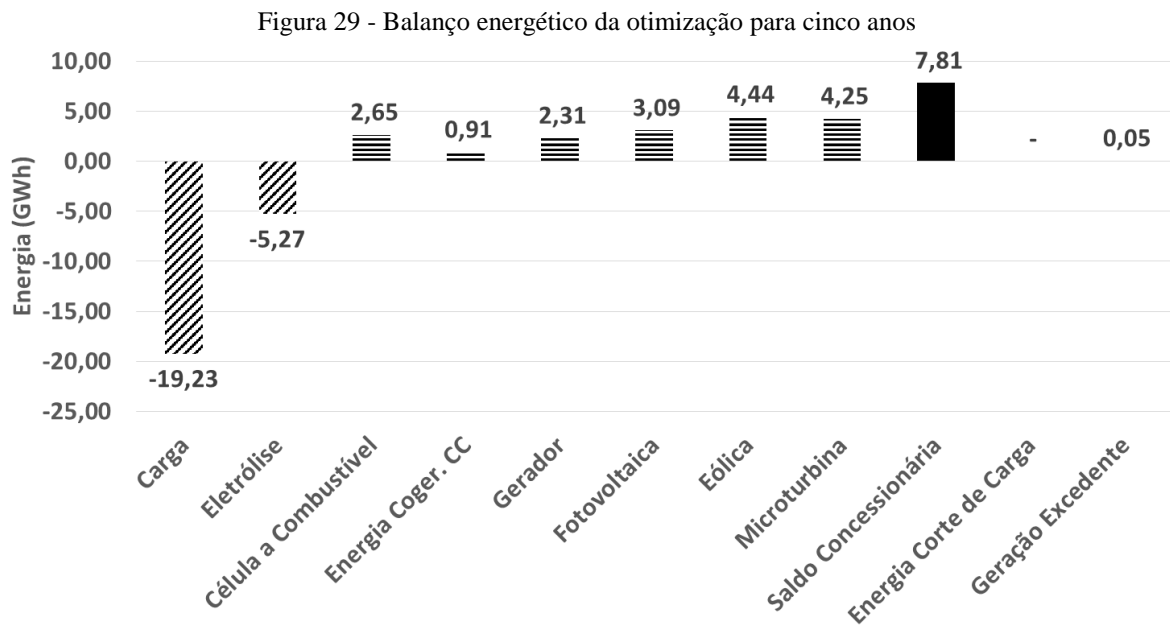
Nº de simulações	Tempo de execução	Nº de Gerações
351	1:37 minutos	10

Em uma primeira avaliação observa-se que os valores apresentados pela Tabela 54 são muito similares aos encontrados para a otimização de um ano mostrados na Tabela 52. A alteração mais relevante foi no número de módulos fotovoltaicos mas que não interfere na energia firme dimensionada pela otimização para o sistema.

Tabela 54 - Resultado da otimização para o intervalo de cinco anos

Variável	Valor Sugerido
Vol. TQ H ₂	53 Nm ³
Módulos PV (Unid.)	2440
Pot. Eletrólise	202 kW
Pot. Célula a Combustível	110 kW
Microturbinas (Unid.)	5
GGD (Unid.)	2
Aerogerador (Unid.)	1

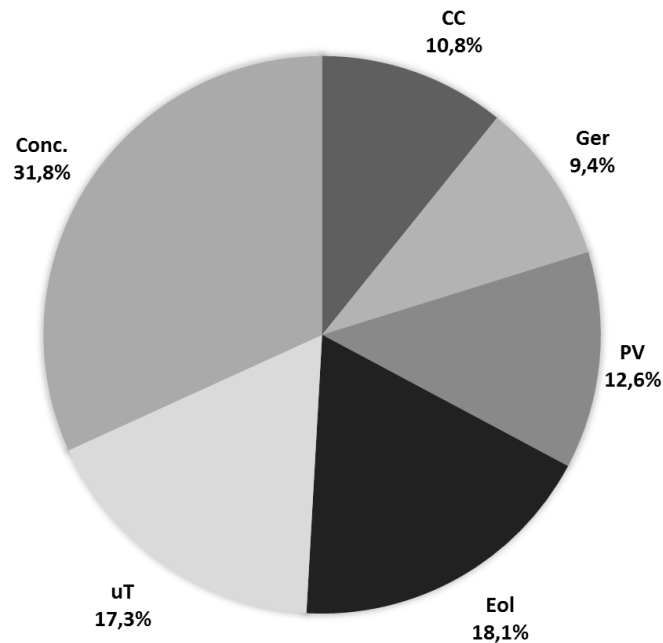
Na Figura 29 percebe-se que esse dimensionamento alcançou um valor ainda mais baixo para a operação dos geradores diesel, para geração de hidrogênio pela eletrólise e para o excedente de geração em relação ao balanço energético da simulação dimensionada com otimização para o período de um ano. Em compensação ocorreu uma diminuição da geração dos módulos PVs, um aumento do saldo com a concessionária e um aumento da energia despachada pelas microturbinas estimado em 180 MWh.



Fonte: elaborada pelo autor

A concessionária continua sendo a fonte de energia com maior participação, respondendo por 31,8% do total de energia injetada no sistema conforme Figura 30.

Figura 30 - Proporção de participação das fontes geradoras para cinco anos



Fonte: elaborada pelo autor

Na análise econômica da Tabela 55 essas alterações reduziram o valor final do CCV em torno de R\$ 80.000,00 com relação a Tabela 52, o que representa 0,61% de redução. O valor do investimento apresentou a maior parcela da redução enquanto que o custo de operação e manutenção se manteve praticamente inalterado.

Tabela 55 - Energia e CCV da otimização para cinco anos
(em milhões de R\$)

Tempo(horas)	Energia fornecida (GWh)	VP	Investimento	VP O&M
43.800	19,23	13,04	5,18	7,86

A diferença pouco expressiva de custo encontrada indica que não existem impedimentos relevantes na simulação parcial de sistema híbridos com vistas a otimizá-lo para um planejamento de cinco anos.

4.7.3 Período de otimização: dez anos

O período de dez anos representa o dobro de tempo em comparação com o processo de otimização anterior (cinco anos) mas o tempo para o processamento da otimização, segundo a Tabela 56, não seguiu essa proporção e foi 16% maior apenas.

Tabela 56 - Características da otimização realizada para dez anos

Nº de simulações	Tempo de execução	Nº de Gerações
255	1:53 minutos	10

A Tabela 57 apresenta o dimensionamento final para a otimização que utilizou simulações com horizonte de dez anos. Em comparação com os resultados da otimização para o horizonte de cinco anos verificou-se um aumento das fontes de energia renovável da instalação. O aumento da geração de ER foi obtido pelo aumento da potência máxima da célula a combustível e consequente aumento do tanque de hidrogênio, pela inclusão de mais um aerogerador de 605 kVA e pela inclusão de mais 2.360 módulos fotovoltaicos.

Uma forma de simplificar as alterações do dimensionamento do sistema é entender que os valores foram praticamente duplicados para as FERs enquanto que as fontes geradoras de energia firme mantiveram-se inalteradas.

Percebe-se que, comparativamente aos outros horizontes de otimização de cinco e vinte anos, o tanque de hidrogênio apresentou um volume superior aos volumes encontrados para os demais horizontes. Essa diferença é ocasionada pela dificuldade de convergência do processo de otimização, provavelmente devido a existência de muitos mínimos locais na função objetivo definida. Analisando-se o *log* do processo de otimização, percebe-se a existência de sistemas contendo volumes para o tanque de hidrogênio de aproximadamente 50 Nm³ e com CCV total muito similar ao menor CCV encontrado para este sistema na Tabela 58. Isso denota a existência de outros dimensionamentos com volume também próximo de 50 Nm³ mas que não foram localizados para o horizonte de dez anos com essa configuração do algoritmo PSO.

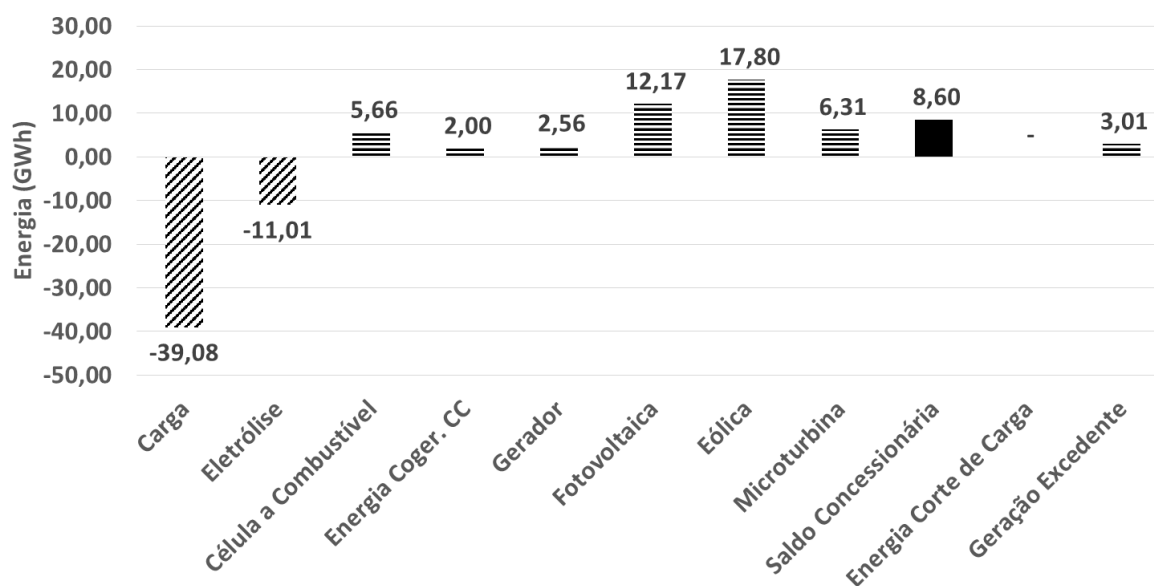
Tabela 57 - Dimensionamento resultante após otimização para dez anos

Variável	Valor Sugerido
Vol. TQ H ₂	100 Nm ³
Módulos PV (Unid.)	4800
Pot. Eletrólise	200 kW
Pot. Célula a Combustível	200 kW
Microturbinas (Unid.)	5
GGD (Unid.)	2
Aerogerador (Unid.)	2

A Figura 31 apresenta o balanço energético para os dez anos de operação do dimensionamento resultante da otimização. Algumas conclusões podem ser rapidamente obtidas da comparação entre os resultados operacionais de dez e cinco anos. Percebe-se que devido a inclusão de mais PVs o total de energia gerada subiu significativamente e ultrapassou o montante das microturbinas a gás, passando a ser a segunda fonte de maior geração de energia.

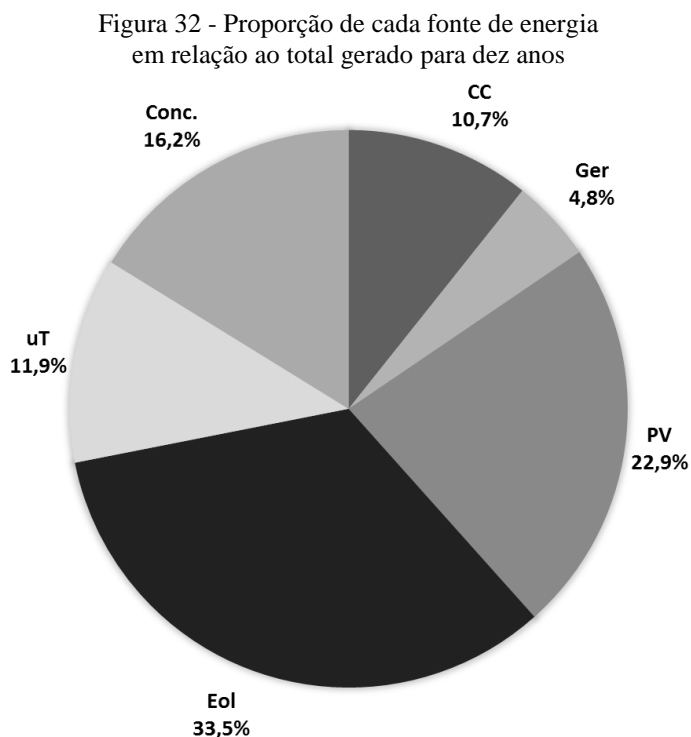
A geração eólica foi a maior fonte de geração para o intervalo de dez anos e esse fato concomitante com o crescimento da geração fotovoltaica, conteve parcialmente o crescimento da parcela das fontes não renováveis (geradores diesel e microturbinas a gás). Nesse sentido, mesmo o intervalo de operação sendo maior, as fontes não renováveis apresentaram valores pouco acima dos valores já apresentados para o intervalo de operação de cinco anos.

Figura 31 - Balanço energético para dez anos de simulação



Fonte: elaborada pelo autor

Para análise completa dos resultados operacionais desse sistema, não é possível uma comparação direta com outros intervalos de tempo em razão de serem diferentes. A fim de contornar esse obstáculo realizou-se uma comparação indireta, representada pela Figura 32, tendo como referência a energia total gerada no caso das fontes de energia. É possível verificar a contribuição reduzida dos geradores diesel, apenas 4,8%, apesar da potência instalada ser superior a fontes como a célula a combustível e microturbinas a gás.



Fonte: elaborada pelo autor

A alteração da matriz energética dessa instalação se reflete no CCV final apresentado na Tabela 58 em que, diferente do sistema projetado para cinco anos, o valor do investimento ultrapassou o valor de operação e manutenção. A isso se deve a contenção do uso das fontes não renováveis, gerador diesel e microturbinas a gás, que tem manutenção cara e elevados custos com combustíveis para a sua operação.

Tabela 58 - Energia fornecida e CCV para sistema otimizado e simulado para dez anos (em milhões de R\$)

Tempo(horas)	Energia fornecida (GWh)	CCV	Investimento	O&M
87.600	39,08	23,05	12,73	10,32

4.7.4 Período de Otimização: vinte anos

O período de operação de vinte anos foi utilizado por ser um intervalo de comparação recorrente nos estudos presentes na seção 2.2 desta dissertação. Também corrobora o fato da vida útil de muitos equipamentos ser de vinte anos, ou mais, como é o caso dos aerogeradores, dos painéis fotovoltaicos e dos geradores diesel.

A otimização do sistema para esse intervalo de vinte anos apresentou um custo computacional superior representado pelo maior tempo de execução conforme Tabela 59.

Tabela 59 - Características da otimização para vinte anos

Nº de simulações	Tempo de execução	Nº de Gerações
351	3h50min	10

A Tabela 60 apresenta um aumento na potência instalada de FERs em comparação com o sistema sugerido para dez anos de simulação na otimização. Foram acrescentados mais de trezentos módulos de painéis fotovoltaicos para assegurar o atendimento do crescimento de carga para este período de 20 anos. A explicação para esse aumento é porque configurações com menos equipamentos de geração de energia renovável despacham mais fontes não renováveis, as quais possuem maior custo de operação. Durante a otimização essas configurações com menos FERs foram descartadas devido ao seu maior custo de O&M e consequente maior CCV.

As microturbinas a gás mantiveram-se em seu número máximo de cinco unidades em todas as otimizações. Isso indica que, devido ao seu custo e modularidade, são boas opções para complementação da energia obtida de fontes de geração de energia renovável.

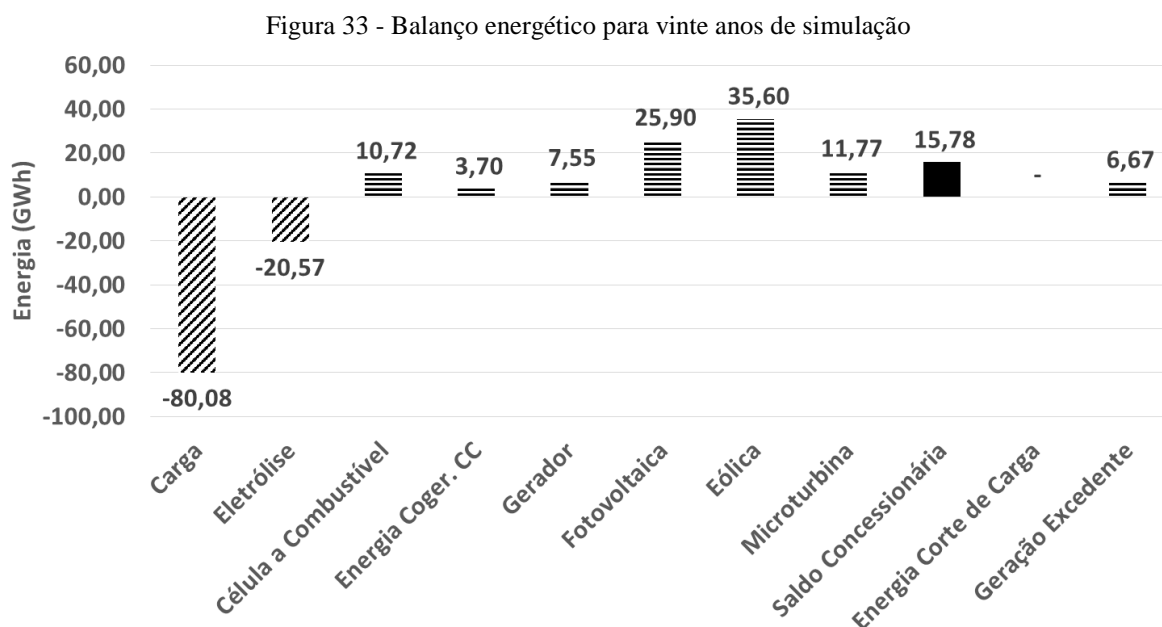
O crescimento da carga segue o crescimento vegetativo da população brasileira conforme Tabela 39 apresentada no projeto da microrrede. O sistema compensou esse crescimento com fontes de ERs e manteve o valor de energia firme igual. A unidade de armazenamento e retaguarda, célula a combustível, sofreu uma redução e o volume do tanque de hidrogênio também.

Tabela 60 - Dimensionamento resultante após otimização para vinte anos

Variável	Valor Sugerido
Vol. TQ H ₂	52 Nm ³
Módulos PV (Unid.)	5108
Pot. Eletrólise	200 kW
Pot. Célula a Combustível	130 kW
Microturbinas (Unid.)	5
GGD (Unid.)	2
Aerogerador (Unid.)	2

Com o redimensionamento realizado pela otimização observou-se um aumento da contribuição energética da fonte fotovoltaica comparativamente ao período de dez anos. Na Figura 33, é possível observar esse aumento além de outras características importantes, como a contenção do uso das microturbinas a gás e do saldo com a concessionária.

Em termos de otimização, percebe-se que os dimensionamentos sugeridos para a simulação abaixo de dez anos tem participação maior das fontes de energia não renováveis devido ao seu menor custo de investimento. Quando o horizonte de simulação se amplia para dez e vinte anos, a inclusão de mais equipamentos para a geração de ER apresenta valores de CCV menores em consequência dos menores custos com O&M.

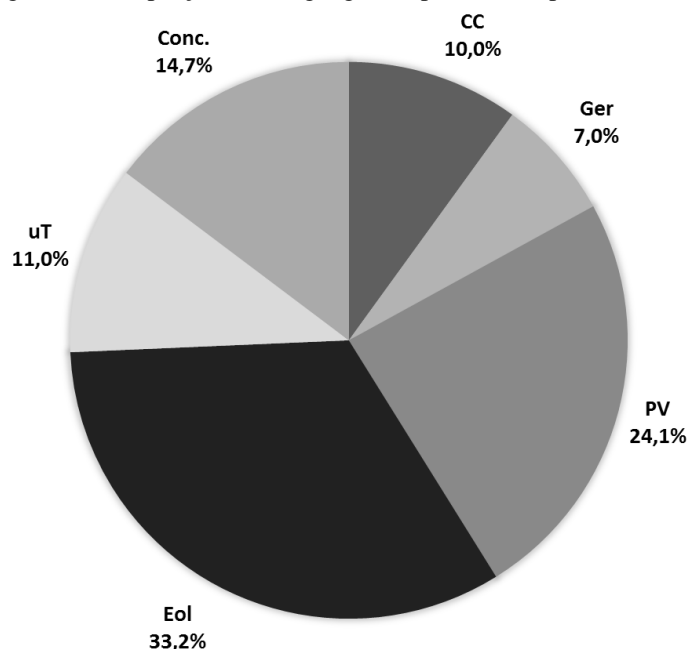


Fonte: elaborada pelo autor

Na Figura 34 observa-se que o saldo com a concessionária apresentou um valor de 14,7% da energia injetada no sistema. Isso tem relação com a abundância de energia renovável, desde os primeiros anos de operação do sistema. Isso também explica por que a

geração excedente apresentou um valor equivalente a 6,2% do total de energia injetada no sistema, valor maior do que o encontrado para a simulação de dez anos que foi de 5,6%.

Figura 34 - Proporção da energia gerada pelas FAEs para vinte anos



Fonte: elaborada pelo autor

O período maior de simulação, o pequeno incremento nas unidades geradoras de energia renovável e o conseqüente uso prolongado de fontes não renováveis influenciaram no cálculo do CCV e pressionaram a variável de operação e manutenção para cima. Na Tabela 61, pode-se observar que o valor de operação e manutenção (O&M) ultrapassou em 6,98% os custos de investimento.

Tabela 61 - Energia fornecida e CCV para sistema otimizado e simulado para vinte anos (em milhões de R\$)

Tempo(horas)	Energia fornecida (GWh)	CCV	Investimento	O&M
175.200	80,08	32,29	15,60	16,69

Em comparação com a topologia de referência percebe-se um valor de CCV para vinte anos inferior aos encontrados na Tabela 46. Enquanto, na topologia de referência, os geradores produziram 67,89 GWh de energia, no sistema híbrido completo, eles produziram 7,55 GWh sendo responsáveis por apenas 7,0% de toda a energia injetada no sistema. Se forem consideradas as microturbinas a gás nessa conta, por também serem unidades

consumidoras de combustíveis fósseis, ainda assim a soma de energia gerada localmente seria de no máximo 19,32 GWh.

Neste sentido, se o valor total do CCV do sistema híbrido apresentasse um valor igual ao encontrado para a topologia de referência, a opção com as FERs seria mais vantajosa devido à redução das emissões de gás carbônico, pela água quente produzida como subproduto do processo de cogeração da célula a combustível e pela diminuição da dependência de transporte de combustíveis.

Caso o valor total do CCV do sistema híbrido fosse superior, seria possível ainda ser vantajoso economicamente para empresas, cooperativas e instituições interessadas no uso de energias renováveis como estratégia comercial ou que visualizassem a possibilidade de enquadramento do projeto em programas governamentais de subsídio ao uso energias renováveis.

4.8 SIMULAÇÃO DOS SISTEMAS OTIMIZADOS PARA VINTE ANOS

Para possibilitar a análise e comparação entre os sistemas otimizados na subseção 4.7 com a topologia de referência foi preciso unificar o período de simulação. O sistema completo havia sido otimizado para os intervalos de um, cinco, dez e vinte anos e na Tabela 62 constam os resultados da simulação desses sistemas para um mesmo intervalo de tempo. O intervalo utilizado foi de 20 anos por ser o intervalo de tempo mais utilizado para análise de sistemas híbridos, conforme apresentado no Quadro 1 da página 35.

Diferente da maioria dos estudos que simularam para 8.760 horas e extrapolaram os dados para vinte anos, as simulações constantes da Tabela 62 foram executadas de forma contínua para as 175.200 horas que formam os vinte anos. Todos os cenários tiveram como carga total suprida pelo sistema o valor de 80.083 MWh e nenhum deles apresentou corte de carga.

Tabela 62 - Resultado da simulação para o período de 20 anos das topologias

	TR ^a	Topologia Completa			
		1	5	10	20
Intervalo de Otimização (anos)	-	1	5	10	20
Eletrólise (em MWh)	-	22.357	22.076	21.891	20.571
Célula a combustível (em MWh)	-	10.626	10.656	11.278	10.721
Energia Geradores Diesel (em MWh)	67.890	12.612	12.051	5.856	7.558
Energia PV (em MWh)	-	13.491	12.375	24.345	25.907
Energia Eólica (em MWh)	-	17.800	17.800	35.600	35.600
Energia μ T (em MWh)	-	16.680	17.457	13.046	11.770
Saldo Concessionária (em MWh)	12.192	31.531	32.091	17.771	15.780
Energia Aquecimento Água (em MWh)	-	3.668	3.680	3.982	3.710
Total Litros Diesel (em m ³)	16.901	3.140	3.000	1.458	1.882
Água Produzida a 60 °C (em m ³)	-	79.304	79.575	86.304	80.227
Horas de Oper. Gerador	226.300	42.040	40.171	19.521	25.194
CCV Total (em mil R\$)	38.458	33.423	33.310	32.741	32.297
CCV Invest. (em mil R\$)	819	9.871	9.697	15.770	15.600
CCV O&M (em mil R\$)	37.639	23.552	23.613	16.972	16.697

^aTopologia de referência

Analisando-se os resultados percebe-se que economicamente a diferença, no valor do CCV Total, entre os quatro períodos de simulação da topologia completa é pequena. Entre o menor valor de CCV encontrado para a otimização de 20 anos e o maior CCV da otimização de um ano temos apenas 3,48% de diferença ou R\$ 1.126.000,00. Comparando-se com a topologia de referência tem-se que o CCV Total dessa topologia é 19% maior que o menor CCV Total encontrado para a topologia completa, isso equivale a uma diferença de aproximadamente 6 milhões de reais. Observa-se que a topologia I não é atrativa economicamente, apesar do custo de investimento inferior a 1 milhão de reais, e ainda baseia-se em combustíveis fósseis de forma muito mais intensa do que a topologia completa.

Ao decompor o CCV Total da topologia completa em investimento e O&M percebe-se a diferença entre as simulações de longo prazo, igual ou maior que dez anos, e as simulações de curto (um ano) e médio prazo (cinco anos). Os sistemas otimizados para períodos inferiores a dez anos apresentaram custos de O&M duas vezes maiores que os custos de investimento. Já as otimizações para dez e vinte anos apresentaram um equilíbrio entre os custos de investimento e O&M.

Essa diferença da composição dos custos do CCV Total é explicada pelos custos de investimento dos equipamentos para geração de energia renovável. Durante o processo de otimização para um ou cinco anos, o algoritmo descarta as configurações dimensionadas com presença acentuada de FERs devido aos altos custos de investimento e consequente CCV Total maior. Para dez ou vinte anos, as FERs apresentam vantagens na medida em que o investimento pode ser recuperado com a energia gerada no longo prazo. Outra vantagem é a redução do uso de fontes não renováveis que consequentemente reduzem os custos de O&M.

Isso porque os valores de geração de energia pelos geradores diesel e pelas microturbinas a gás são proporcionais aos valores de O&M do CCV. Quanto maior a geração dessas fontes não renováveis maiores foram os custos de operação e manutenção do sistema simulado.

Percebe-se que, de acordo com o período de simulação utilizado na otimização do sistema, a matriz energética é alterada sem que ocorra um impacto considerável no valor do CCV Total. Isso implica que a otimização com a simulação de períodos inferiores ao período total de operação do sistema híbrido não é indicada quando o objetivo da otimização não for estritamente obter o menor custo global. Também não é indicada para avaliação de sistemas híbridos com crescimento de carga ao longo do tempo.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho analisou o desempenho técnico e econômico de sistemas híbridos constituídos de fontes alternativas de energia frente a sistemas tradicionais de geração local, que utilizam geradores diesel. As diferentes configurações do sistema híbrido obtidas utilizaram fontes de energia renovável como eólica, solar fotovoltaica e células a combustível e fontes de energia não renovável como gerador diesel e a microturbina a gás.

O ponto de partida foi a comparação entre as alternativas energéticas que poderiam ser aplicadas para satisfazer as necessidades de expansão de uma comunidade rural, cooperativa ou outro tipo de consumidor atendido por redes extensas e limitadas tecnicamente. Tais limitações são devido à distância elevada da subestação da distribuidora de energia até o local ou a impossibilidade de aumento de carga diante do planejamento da distribuidora.

As simulações para o estudo dessas alternativas foram executadas com o auxílio do software TRNSYS. Este software possui conjuntos de bibliotecas (*frameworks*) para a solução de problemas específicos, sendo um desses problemas os que envolvem energias renováveis e sistemas híbridos. Os componentes disponíveis para as simulações são programados em FORTRAN e tem os seus códigos acessíveis. O usuário pode tanto modificar como também inserir novos componentes no software, assim como compartilhar os componentes desenvolvidos para serem reutilizados por outros pesquisadores. O reuso de código, para a área de pesquisa de sistemas híbridos, assim como para outras áreas, é uma vantagem pois agrega confiabilidade aos modelos devido a ampla utilização pela comunidade científica. Neste sentido, foram desenvolvidos alguns modelos de componentes e adaptados outros, para permitir realizar as simulações levando em conta as características do sistema em análise, comprovando a flexibilidade deste simulador.

O sistema híbrido completo recebeu um processo de otimização devido ao número elevado de combinações possíveis para a determinação da configuração de melhor desempenho técnico e econômico. A otimização foi realizada por intermédio do algoritmo *Particle Swarm Optimization* (PSO) para diferentes horizontes de planejamento a fim de avaliar o impacto econômico gerado por simulações executadas para intervalos de tempo

inferiores ao total de 20 anos. Verificou-se que a análise considerando o horizonte de planejamento de longo prazo permite obter resultados com menor custo total, compostos por custos de investimento inicial e custos de operação e manutenção mais equilibrados entre si.

O sistema completo com o melhor desempenho técnico e econômico foi comparado com a topologia de referência normalmente empregada como solução para a necessidade de geração local. A topologia de referência (topologia I) contava com geradores diesel que garantissem o atendimento a carga existente e o contrato de demanda com a distribuidora era de mesmo valor do sistema híbrido completo.

Os resultados apontam que a opção por geradores diesel possui um custo de ciclo de vida superior ao sistema híbrido completo apesar do custo extremamente inferior de investimento inicial. Considerando um horizonte de cinco anos de operação da topologia de referência, a parcela do custo de operação e manutenção já é quase trinta vezes superior ao custo de investimento enquanto que no sistema completo essa proporção não chega a duas vezes.

Neste sentido as simulações parciais do sistema completo também apontam para o alto custo das fontes não renováveis como o gerador diesel e as microturbinas. Conforme o horizonte de planejamento era aumentado para cinco, dez e vinte anos, os níveis de uso dessas fontes de energia mantinham-se em patamares estáveis ou com pequeno crescimento se comparado com as fontes de energia renovável. Nesse sentido, a matriz energética contou com cada vez mais fontes de energia renovável, cada vez mais requisitadas e participando com uma parcela cada vez maior do total de energia local gerada para otimizações com simulação de dez anos ou mais.

A inserção de fontes de energia renovável para operação em conjunto com outras fontes de energia mostrou-se de grande importância, já que algumas fontes renováveis possuem características peculiares, como é o caso da energia solar fotovoltaica, que pode ser obtida apenas durante o período diurno. As microturbinas a gás apresentaram-se como uma boa unidade de apoio a sistemas que contam com geração de energia renovável devido a sua modularidade e possibilidade de cogeração.

Algumas das vantagens da abordagem, via fontes de energia renovável, para satisfazer a necessidade de expansão energética são a elevação do nível de independência energética, produção de subprodutos como água quente com a cogeração e o ganho econômico em comparação com as soluções tradicionalmente empregadas. Outra vantagem é a redução do uso de combustíveis fósseis, por não serem renováveis, pelos problemas com transporte e

porque a sua queima emite gás carbônico na atmosfera. Por outro lado, uma desvantagem é a elevação da complexidade de operação do sistema como um todo.

Com base na compreensão obtida do tema neste trabalho, os caminhos para desenvolvimento de trabalhos futuros podem ser:

- estudo de outras fontes de energia;
- operação com mais de um ponto de operação para o caso, por exemplo, dos geradores diesel e microturbinas;
- estudo de outras formas de armazenamento;
- operação do sistema proposto com o mercado livre de energia;
- aplicação de outras formas de despacho, em tempo real, das fontes de energia;
- simulação Monte Carlo dos recursos renováveis (vento, irradiação solar e temperatura);
- simulação com outras formas de cogeração para reaproveitamento da disponibilidade de calor, não somente para o aquecimento da água, o que tornaria a análise mais abrangente e permitiria obter outros benefícios.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Sistema de Levantamento de Preços**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/preco/index.asp>>. Acesso em: 8 fev. 2016.

BALA, BK K; SIDDIQUE, S. A. Optimal design of a PV-diesel hybrid system for electrification of an isolated island-Sandwip in Bangladesh using genetic algorithm. **Energy for Sustainable Development**, [S.l.], v. 13, n. 3, p. 137–142 , 2009.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Histórico de Metas para a Inflação no Brasil**. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/Pec/metas/TabelaMetaseResultados.pdf>>. Acesso em: 16 set. 2016.

BOONBUMROONG, U. *et al.* Particle swarm optimization for AC-coupling stand alone hybrid power systems. **Solar Energy**, [S.l.], v. 85, n. 3, p. 560–569 , mar. 2011.

BURAN, B. *et al.* Environmental benefits of implementing alternative energy technologies in developing countries. **Applied Energy**, [S.l.], v. 76, n. 1–3, p. 89–100 , 2003.

BURDEN, R. L.; FAIRES, J. D. **Análise numérica**. 8. ed. São Paulo: Cengage Learning, 2008. 721 p.

CAO, S.; ALANNE, K. Technical feasibility of a hybrid on-site H2 and renewable energy system for a zero-energy building with a H2 vehicle. **Applied Energy**, [S.l.], v. 158, p. 568–583 , 2015.

CANADA MORTGAGE AND HOUSING CORPORATION. **Green Housing: Photovoltaic (PV) Systems**. Disponível em: <https://www.cmhc-schl.gc.ca/en/co/grho/grho_009.cfm>. Acesso em: 03 dez. 2016.

CAPEHART, B. L. **Microturbines: Whole Building Design Guide**. Disponível em: <<https://www.wbdg.org/resources/microturbines.php>>. Acesso em: 17 jul. 2016.

CAPSTONE TURBINE CORPORATION. **Capstone Products C65**. Disponível em: <<http://www.capstoneturbine.com/products/c65>>. Acesso em: 7 jul. 2016.

_____. **Product Specification: Model C65 – Capstone MicroTurbine™**. Disponível em: <http://www.regattasp.com/files/460044A_C65_Product_Specification_083007.pdf>. Acesso

em: 7 jul. 2016.

COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CEEE-D). **Tabela de Tarifas: Grupo A.** Disponível em: <http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/archives/Tarifas/Tarifas_Grupo_A_2016.pdf>. Acesso em: 27 fev. 2016.

CHAUREY, A.; KANDPAL, T. C. A techno-economic comparison of rural electrification based on solar home systems and PV microgrids. **Energy Policy**, [S.l.], v. 38, n. 6, p. 3118–3129, 2010.

CLEANSARK. **The Grid Perfection: A New Microgrid Landscape in the Making.** Disponível em: <<http://www.cleanspark.com/the-grid-perfection-a-new-microgrid-landscape-in-the-making/>>. Acesso em: 28 dez. 2015.

DOE. **3.4 Fuel Cells.** Disponível em: <http://energy.gov/sites/prod/files/2016/06/f32/fcto_myRDD_fuel_cells_0.pdf>. Acesso em: 3 ago. 2016.

DOLAN TECHNOLOGY CENTER. **CERTS Microgrid Test Bed.** Disponível em: <<http://certs.aeptechlab.com/>>. Acesso em: 28 dez. 2015.

DUFO-LÓPEZ, R.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L. Design and control strategies of PV-Diesel systems using genetic algorithms. **Solar Energy**, [S.l.], v. 79, n. 1, p. 33–46, 2005.

FATHIMA, A. H.; PALANISAMY, K. Optimization in microgrids with hybrid energy systems – A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v. 45, p. 431–446, 2015.

FERNANDO, P.; SWART, J. W.; SMALLEY, R. E. Energia solar fotovoltaica de terceira geração. **O Setor Elétrico - Espaço do IEEE**, [S.l.], p. 138–139, 2014.

FRAKES, W. B.; KANG, K. Software reuse research: status and future. **IEEE Transactions on Software Engineering**, [S.l.], v. 31, n. 7, p. 529–536, 2005.

FULLER, S. K; BOYLES, A. S. **Life-Cycle Costing Workshop for Energy Conservation in Buildings: Student Manual.** Gaithersburg: National Institute of Standards and Technology, 2000. p. 1–249.

HINKLEY, J. *et al.* Cost assessment of hydrogen production from PV and electrolysis. **CSIRO** Australia, p. 1–35, 2016.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **Projeção da População do Brasil por sexo e idade: 2000-2060.** Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/projecao_da_populacao/2013/default_tab.shtm>. Acesso em: 25 jun. 2016.

JUSTO, J. J. *et al.* AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v. 24, p. 387–405 , 2013.

KALDELLIS, J. K.; ZAFIRAKIS, D.; KONDILI, E. Optimum sizing of photovoltaic-energy storage systems for autonomous small islands. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S.l.], v. 32, n. 1, p. 24–36 , 2010.

KARAVAS, C.-S. *et al.* A multi-agent decentralized energy management system based on distributed intelligence for the design and control of autonomous polygeneration microgrids. **Energy Conversion and Management**, [S.l.] v. 103, p. 166–179 , 2015.

KASHEFI KAVIANI, A.; RIAHY, G. H.; KOUHSARI, SH. M. Optimal design of a reliable hydrogen-based stand-alone wind/PV generating system, considering component outages. **Renewable Energy**, [S.l.], v. 34, n. 11, p. 2380–2390 , 2009.

KENNEDY, J; EBERHART, R. Particle swarm optimization. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON NEURAL NETWORKS, 1995, Perth. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 1995. p.1942–1948.

KÖRNER, A. **Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells**. Disponível em: <https://www.iea.org/media/freepublications/technologyroadmaps/TechnologyRoadmapHydrogen_Annex.pdf>. Acesso em: 1 mar. 2016.

KOUTROULIS, E. *et al.* Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms. **Solar Energy**, [S.l.], v. 80, n. 9, p. 1072–1088 , 2006.

KYRIAKARAKOS, G. *et al.* A fuzzy cognitive maps – petri nets energy management system for autonomous polygeneration microgrids. **Applied Soft Computing Journal**, [S.l.], v. 12, n. 12, p. 3784–3796 , 2012a.

_____. A fuzzy logic energy management system for polygeneration microgrids. **Renewable Energy**, [S.l.], v. 41, p. 315–327 , 2012b.

_____. Intelligent demand side energy management system for autonomous polygeneration microgrids. **Applied Energy**, [S.l.], v. 103, p. 39–51 , 2013.

_____. On battery-less autonomous polygeneration microgrids: Investigation of the combined hybrid capacitors / hydrogen alternative. **Energy Conversion and Management**, [S.l.], v. 91, p. 405–415 , 2015a.

_____. On battery-less autonomous polygeneration microgrids: Investigation of the combined hybrid capacitors/hydrogen alternative. **Energy Conversion and Management**, [S.l.], v. 91, p. 405–415 , 2015b.

_____. Polygeneration microgrids: A viable solution in remote areas for supplying power, potable water and hydrogen as transportation fuel. **Applied Energy**, [S.l.], v. 88, n. 12, p. 4517–4526, 2011.

KYRIAKARAKOS, G. D. **Renewable Energy Autonomous Polygeneration Smartgrids Optimized With Soft Computing Techniques**. Atenas: Agricultural University of Athens, 2012. 273 p.

MARINHO, A. F. **Energia eólica**: um potencial cada vez mais explorado. Disponível em: <<http://www.canalbioenergia.com.br/energia-eolica-um-potencial-cada-vez-mais-explorado/>>. Acesso em: 15 fev. 2016.

MOHAMMADI, M.; HOSSEINIAN, S. H.; GHAREHPETIAN, G. B. Optimization of hybrid solar energy sources/wind turbine systems integrated to utility grids as microgrid (MG) under pool/bilateral/hybrid electricity market using PSO. **Solar Energy**, [S.l.], v. 86, n. 1, p. 112–125, 2012.

NETWORK, Global Footprint. **Earth Overshoot Day**. Disponível em: <http://www.footprintnetwork.org/en/index.php/GFN/page/earth_overshoot_day/>. Acesso em: 29 set. 2016.

PB026. **Estudos dos Impactos da Inserção de Microrredes e Microgeração em Sistemas de Distribuição**. Disponível em: <<http://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/projetos/Paginas/pb026-estudos-dos-impactos-da-insercao-de-microrredes-e-microgeracao-em-sistemas-de-distribuicao.aspx>>. Acesso em: 7 dez. 2015.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel-Cresesb, 2014.

SHARAFI, M.; ELMEKKAWY, T. Y. Multi-objective optimal design of hybrid renewable energy systems using PSO-simulation based approach. **Renewable Energy**, [S.l.], v. 68, p. 67–79, 2014.

SINHA, S.; CHANDEL, S. S. Review of software tools for hybrid renewable energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v. 32, n. 0, p. 192–205, abr. 2014.

SMARTGRIDS. **More Microgrids Project**. Disponível em: <<http://www.smartgrids.eu/NODE/14>>. Acesso em: 1 dez. 2015.

SOLAR ENERGY LABORATORY. **Trnsys 16 Manual**. Madison: Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison. , 2006a

_____. TRNSYS Manual - Mathematical Reference. **Trnsys 16 Manual**. Madison: Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison. , 2006b

SULGÁS. **SulGás - A geração de energia a gás natural é opção de reduzir a conta da energia elétrica.** Disponível em: <<http://www.sulgas.rs.gov.br/sulgas/geracao-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 19 jul. 2016.

SULZBERGER, C. Pearl Street in Miniature: Models of the Electric Generating Station [History]. **Power and Energy Magazine, IEEE**, [S.l.], v. 11, n. 2, p. 76–85, 2013.

ULLEBERG, Ø.; NAKKEN, T.; ETÉ, A. The wind/hydrogen demonstration system at Utsira in Norway: Evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modeling tools. **International Journal of Hydrogen Energy**, [S.l.], v. 35, n. 5, p. 1841–1852, 2010.

WACHERNAGEL, M.; REES, W. **Global Footprint Network.** Disponível em: <http://www.footprintnetwork.org/en/index.php/GFN/page/footprint_basics_overview/>. Acesso em: 11 set. 2016.

WETTER, M. **GenOpt - Generic Optimization Program.** Disponível em: <<https://simulationresearch.lbl.gov/GO/>>. Acesso em: 30 abr. 2015.

WOOD, A. J. *et al.* Unit Commitment. **Power Generation, Operation, and Control.** 3rd ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2013. p. 147–182.

YANINE, F.; SAUMA, E. Review of grid-tie micro-generation systems without energy storage: Towards a new approach to sustainable hybrid energy systems linked to energy efficiency. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v. 26, p. 60–95, 2013.

YOSHITAKE, M. Gestão de custos do ciclo de vida de um ativo. In: CONGRESSO INTERNACIONAL DE CUSTOS, 2., 1995, Campinas. **Anais...** São Leopoldo: Associação Brasileira de Custos, 1995. Não paginado.

ANEXO A – CUSTOS GERADOR DIESEL

Horas de operação	Aquisição Grupo Gerador	Manutenção Preventiva	Reforma Motor
0	R\$ 125.000,00		
250		R\$ 925,94	
500		R\$ 1.448,37	
750		R\$ 2.483,88	
1000		R\$ 1.448,37	
1250		R\$ 925,94	
1500		R\$ 3.006,31	
1750		R\$ 925,94	
2000		R\$ 1.448,37	
2250		R\$ 2.483,88	
2500		R\$ 1.448,37	
2750		R\$ 925,94	
3000		R\$ 3.006,31	
3250		R\$ 925,94	
3500		R\$ 1.448,37	
3750		R\$ 2.483,88	
4000		R\$ 1.448,37	
4250		R\$ 925,94	
4500		R\$ 3.006,31	
4750		R\$ 925,94	
5000		R\$ 1.448,37	
5250		R\$ 2.483,88	
5500		R\$ 1.448,37	
5750		R\$ 925,94	
6000		R\$ 3.006,31	
6250		R\$ 925,94	
6500		R\$ 1.448,37	
6750		R\$ 2.483,88	
7000		R\$ 1.448,37	
7250		R\$ 925,94	
7500		R\$ 3.006,31	
7750		R\$ 925,94	
8000		R\$ 1.448,37	
8250		R\$ 2.483,88	
8500		R\$ 1.448,37	
8750		R\$ 925,94	

9000	R\$ 3.006,31	
9250	R\$ 925,94	
9500	R\$ 1.448,37	
9750	R\$ 2.483,88	
10000		R\$ 58.000,00

ANEXO B – CÓDIGO FONTE DO COMPONENTE PARA CÁLCULO DO CCV

```

SUBROUTINE TYPE151 (TIME,XIN,OUT,T,DTDT,PAR,INFO,ICNTRL,*)
C*****
C Object: VPL - Valor Presente Liquido
C IISiBat Model: type151
C
C Author: Lambiase, Clodoaldo.
C Editor: TRNSYS 16
C Date:      June 28, 2016 last modified: June 28, 2016
C
C
C ***
C *** Model Parameters
C ***
C          I          % (base 1) [-Inf;+Inf]
C          Caqu_Ger (R$/Unid) - [-Inf;+Inf]
C          Com_Ger (R$/hr)   - [-Inf;+Inf]
C          Caqu_Turb (R$)    - [-Inf;+Inf]
C          Com_Turb      % (base 1) [-Inf;+Inf]
C          Caqu_PV (R$) - [-Inf;+Inf]
C          Com_PV        % (base 1) [-Inf;+Inf]
C          Caqu_Ely (R$/kW) - [-Inf;+Inf]
C          Com_Ely      % (base 1) [-Inf;+Inf]
C          Caqu_CC (R$/kW) - [-Inf;+Inf]
C          Com_CC       % (base 1) [-Inf;+Inf]
C          Caqu_TQ (R$/Nm³) - [-Inf;+Inf]
C          Com_TQ       % (base 1) [-Inf;+Inf]
C          Ccomb (R$/l) - [-Inf;+Inf]
C          Cenergia Ponta (R$/kWh) - [-Inf;+Inf]
C          Cenergia FPonta (R$/kWh)
C          Cdemanda Ponta (R$/kW)
C          Cdemanda FPonta (R$/kW)
C          Paux_valorMulta (R$/kWh)
C          Inflacao % (a.a.)

C ***
C *** Model Inputs
C ***
C          Nger - [0;+Inf]
C          Nger_op - [0;+Inf]
C          Vdiesel l/hr [0;+Inf]
C          Nturb - [0;+Inf]
C          Npv_mod - [0;+Inf]
C          Pely kW [0;+Inf]
C          Pcc kW [0;+Inf]
C          Vtq m^3 [0;+Inf]
C          Pgrid kWh [-Inf;+Inf]
C          flagFimSemana [0;1]
C          HoraDia [0;24]

```

```

C      18          PauxMulta [0;+Inf]

C ***
C *** Model Outputs
C ***
C          VPL      - [-Inf;+Inf]
C          VPL_OM
C          VPL_INVEST
C          VALOR_CORRENTE

C ***
C *** Model Derivatives
C ***

C (Comments and routine interface generated by TRNSYS Studio)
C*****

C      TRNSYS access functions (allow to access TIME etc.)
      USE TrnsysConstants
      USE TrnsysFunctions

C-----
C-----
C      REQUIRED BY THE MULTI-DLL VERSION OF TRNSYS
      !DEC$ATTRIBUTES DLLEXPORT :: TYPE151                      !SET    THE
CORRECT TYPE NUMBER HERE
C-----
C-----
C      TRNSYS DECLARATIONS
      IMPLICIT NONE                      !REQUIRES THE USER TO DEFINE ALL
VARIABLES BEFORE USING THEM

      DOUBLE PRECISION XIN      !THE ARRAY FROM WHICH THE INPUTS TO THIS TYPE
WILL BE RETRIEVED
      DOUBLE PRECISION OUT      !THE ARRAY WHICH WILL BE USED TO STORE THE
OUTPUTS FROM THIS TYPE
      DOUBLE PRECISION TIME      !THE CURRENT SIMULATION TIME - YOU MAY USE
THIS VARIABLE BUT DO NOT SET IT!
      DOUBLE PRECISION PAR      !THE ARRAY FROM WHICH THE PARAMETERS FOR THIS
TYPE WILL BE RETRIEVED
      DOUBLE PRECISION STORED !THE STORAGE ARRAY FOR HOLDING VARIABLES FROM
TIMESTEP TO TIMESTEP
      DOUBLE PRECISION T          !AN ARRAY CONTAINING THE RESULTS FROM
THE DIFFERENTIAL EQUATION SOLVER
      DOUBLE PRECISION DTD      !AN ARRAY CONTAINING THE DERIVATIVES TO BE
PASSED TO THE DIFF.EQ. SOLVER
      INTEGER*4 INFO(15)          !THE INFO ARRAY STORES AND PASSES
VALUABLE INFORMATION TO AND FROM THIS TYPE
      INTEGER*4 NP,NI,NOUT,ND !VARIABLES FOR THE MAXIMUM NUMBER OF
PARAMETERS, INPUTS, OUTPUTS AND DERIVATIVES
      INTEGER*4 NPAR,NIN,NDER !VARIABLES FOR THE CORRECT NUMBER OF
PARAMETERS, INPUTS, OUTPUTS AND DERIVATIVES
      INTEGER*4 IUNIT, ITYPE      !THE UNIT NUMBER AND TYPE NUMBER FOR THIS
COMPONENT
      INTEGER*4 ICNTRL          !AN ARRAY FOR HOLDING VALUES OF CONTROL
FUNCTIONS WITH THE NEW SOLVER
      INTEGER*4 NSTORED          !THE NUMBER OF VARIABLES THAT WILL BE PASSED
INTO AND OUT OF STORAGE

```

```

CHARACTER*3 OCHECK          !AN ARRAY TO BE FILLED WITH THE CORRECT
VARIABLE TYPES FOR THE OUTPUTS
CHARACTER*3 YCHECK          !AN ARRAY TO BE FILLED WITH THE CORRECT
VARIABLE TYPES FOR THE INPUTS
C-----
-----

C-----
-----

C   USER DECLARATIONS - SET THE MAXIMUM NUMBER OF PARAMETERS (NP), INPUTS
(NI),
C   OUTPUTS (NOUT), AND DERIVATIVES (ND) THAT MAY BE SUPPLIED FOR THIS
TYPE
      PARAMETER (NP=24,NI=18,NOUT=4,ND=0,NSTORED=0)
C-----
-----

C-----
-----

C   REQUIRED TRNSYS DIMENSIONS
      DIMENSION XIN(NI),OUT(NOUT),PAR(NP),YCHECK(NI),OCHECK(NOUT),
      1   STORED(NSTORED),T(ND),DTDT(ND)
      INTEGER NITEMS
C-----
-----

C-----
-----

C   ADD DECLARATIONS AND DEFINITIONS FOR THE USER-VARIABLES HERE

C   PARAMETERS
      DOUBLE PRECISION I
      DOUBLE PRECISION Caqu_Ger_R_Unid_
      DOUBLE PRECISION Com_Ger_R_hr_
      DOUBLE PRECISION Caqu_Turb_R_
      DOUBLE PRECISION Com_Turb
      DOUBLE PRECISION Caqu_PV_R_
      DOUBLE PRECISION Com_PV
      DOUBLE PRECISION Caqu_Ely_R_kW_
      DOUBLE PRECISION Com_Ely
      DOUBLE PRECISION Caqu_CC_R_kW_
      DOUBLE PRECISION Com_CC
      DOUBLE PRECISION Caqu_TQ_R_Nm
      DOUBLE PRECISION Com_TQ
      DOUBLE PRECISION Ccomb_R_l_
      DOUBLE PRECISION Cenergia_Ponta
      DOUBLE PRECISION Cenergia_FPonta
      DOUBLE PRECISION Cdemanda_Ponta
      DOUBLE PRECISION Cdemanda_FPonta
      DOUBLE PRECISION Caqu_uT
      DOUBLE PRECISION Com_uT
      DOUBLE PRECISION Cgas
      DOUBLE PRECISION Deprec_Anual !taxa de depreciação anual do
Investimento
      DOUBLE PRECISION Cenergia_Multa
      DOUBLE PRECISION Inflacao

C   INPUTS
      DOUBLE PRECISION Nger
      DOUBLE PRECISION Nger_op
      DOUBLE PRECISION Vdiesel

```

```

DOUBLE PRECISION Nturb
DOUBLE PRECISION Npv_mod
DOUBLE PRECISION Pely
DOUBLE PRECISION Pcc
DOUBLE PRECISION Vtq
DOUBLE PRECISION Pgrid
INTEGER          flagFimSemana
INTEGER          HoraDia
INTEGER          NuT
DOUBLE PRECISION PuT          !potencia eletrica em kW
DOUBLE PRECISION PuT_th      !potencia termica consumida
DOUBLE PRECISION PuTrec_th   !potencia termica recuperada
INTEGER*4        D_PTA        ! demanda na ponta
INTEGER*4        D_FPTA        ! demanda fora de ponta
DOUBLE PRECISION PauxMulta

```

```

C  VARIAVEIS LOCAIS
INTEGER          k
INTEGER*4        iAno
DOUBLE PRECISION VPL_total,VPL_OM,VPL_INVEST, Valor_Corrente
DOUBLE PRECISION VPL_total_debug,CoefRes,ValorAno
DOUBLE PRECISION Nger_acc(21), Vdiesel_acc(21)
DOUBLE PRECISION PuT_acc(21),PuT_th_acc(21),PuTrec_th_acc(21)
DOUBLE PRECISION Egrid_acc(21), Egrid_accPT(21), Egrid_accFPT(21)
DOUBLE PRECISION PauxMulta_acc(21)
DOUBLE PRECISION AQU_Turb, AQU_PV, AQU_ELY, AQU_CC, AQU_TQ, AQU_uT
CHARACTER*1 TAB
character (len=maxDescripLength) :: myString
character (len=maxDescripLength) :: Par_Descr(NP)
character (len=maxDescripLength) :: Entr_Descr(NI)

```

```

C-----
-----

```

```

C      READ IN THE VALUES OF THE PARAMETERS IN SEQUENTIAL ORDER
I=PAR(1)/100
Caqu_Ger_R_Unid_=PAR(2)
Com_Ger_R_hr_=PAR(3)
Caqu_Turb_R_=PAR(4)
Com_Turb=PAR(5)/100
Caqu_PV_R_=PAR(6)
Com_PV=PAR(7)/100
Caqu_Ely_R_kW_=PAR(8)
Com_Ely=PAR(9)/100
Caqu_CC_R_kW_=PAR(10)
Com_CC=PAR(11)/100
Caqu_TQ_R_Nm=PAR(12)
Com_TQ=PAR(13)/100
Ccomb_R_l_=PAR(14)
Cenergia_Ponta=PAR(15)
Cenergia_FPonta=PAR(16)
Cdemanda_Ponta=PAR(17)
Cdemanda_FPonta=PAR(18)
Caqu_uT = PAR(19)
Com_uT = PAR(20)
Cgas = PAR(21)
Deprec_Anual = PAR(22)
Cenergia_Multa = PAR(23)
Inflacao = PAR(24)

```

```

C-----
C   RETRIEVE THE CURRENT VALUES OF THE INPUTS TO THIS MODEL FROM THE XIN
ARRAY IN SEQUENTIAL ORDER

```

```

Nger=XIN(1)
Nger_op=XIN(2)
Vdiesel=XIN(3)
Nturb=XIN(4)
Npv_mod=XIN(5)
Pely=XIN(6)
Pcc=XIN(7)
Vtq=XIN(8)
Pgrid=XIN(9)
flagFimSemana=XIN(10)
HoraDia=XIN(11)
NuT=XIN(12)
PuT=XIN(13)
PuT_th=XIN(14)
PuTrec_th = XIN(15)
D_PTA = XIN(16)
D_FPTA = XIN(17)
PauxMulta = XIN(18)
    IUNIT=INFO(1)
    ITYPE=INFO(2)

```

```

C-----

```

```

C   DESCRIÇÕES DOS PARÂMETROS E VARIÁVEIS DE ENTRADA PARA O RELATÓRIO
PAR_DESCR(1) = 'Taxa de Juros:'
PAR_DESCR(2) = 'Custo Inv. GER (R$/Unid.):'
PAR_DESCR(3) = 'Custo O&M GER (R$/hr):'
PAR_DESCR(4) = 'Custo Inv. Aeroger. (R$/Unid.):'
PAR_DESCR(5) = 'Custo O&M Aerogerador (%Inv/ano):'
PAR_DESCR(6) = 'Custo Inv. PV (R$/painel):'
PAR_DESCR(7) = 'Custo O&M PV (%Inv/ano):'
PAR_DESCR(8) = 'Custo Inv. Eletr. (R$/kW):'
PAR_DESCR(9) = 'Custo O&M Eletr. (%Inv/ano):'
PAR_DESCR(10) = 'Custo Inv. CC (R$/kW):'
PAR_DESCR(11) = 'Custo O&M CC (%Inv/ano):'
PAR_DESCR(12) = 'Custo Inv. TQ H2 (R$/Nm3):'
PAR_DESCR(13) = 'Custo O&M TQ H2 (%Inv/ano):'
PAR_DESCR(14) = 'Custo Diesel (R$/litro):'
PAR_DESCR(15) = 'Custo EE Pta (R$/kWh):'
PAR_DESCR(16) = 'Custo EE FPonta (R$/kWh):'
PAR_DESCR(17) = 'Custo Dem. Pta (R$/kW):'
PAR_DESCR(18) = 'Custo Dem. FPonta (R$/kW):'
PAR_DESCR(19) = 'Custo Inv. uT (R$/Unid.):'
PAR_DESCR(20) = 'Custo O&M uT (R$/kWh):'
PAR_DESCR(21) = 'Custo GN (R$/MMBtu):'
PAR_DESCR(22) = 'Taxa de Deprec. (%/ano):'
PAR_DESCR(23) = 'Taxa exc. energia (%/ano):'
PAR_DESCR(24) = 'Taxa de inflacao (%/ano):'

```

```

C   ENTRADAS FIXAS DURANTE A SIMULAÇÃO
DO k=1,NI !Inicializa pois não serão todas usadas
ENTR_DESCR(k)=''
ENDDO

```

```

Entr_Descr(1) = 'Unid. GER Inst.:'
Entr_Descr(4) = 'Unid. Turb. Eolicas:'

```

```

Entr_Descr(5) = 'Unid. Mod. PV:'
Entr_Descr(6) = 'Pot. Eletr. Inst.:'
Entr_Descr(7) = 'Pot. CC Inst.:'
Entr_Descr(8) = 'Vol. TQ H2 Inst.:'
Entr_Descr(12) = 'Unid. uT Inst.:'
Entr_Descr(13) = 'Pot. Unidade uT:'
Entr_Descr(16) = 'Demanda Ponta:'
Entr_Descr(17) = 'Demanda FPta:'

```

```

C-----
-----
C   SET THE VERSION INFORMATION FOR TRNSYS
   IF(INFO(7).EQ.-2) THEN
       INFO(12)=16
       RETURN 1
   ENDIF
C-----
-----

C-----
-----
C   DO ALL THE VERY LAST CALL OF THE SIMULATION MANIPULATIONS HERE
   IF (INFO(8).EQ.-1) THEN
       iAno = int((TIME-1)/8760)+1 !define o ano presente

       myString = ' ANO'
       WRITE(IUNIT,1001,ADVANCE='NO')
1      myString,TAB
       myString = 'Horas_Gerador'
       write(IUNIT,1001,ADVANCE='NO')
1      myString,TAB
       myString='Diesel(1) '
       write(IUNIT,1001,ADVANCE='NO') myString,TAB
       myString='EnergiaPta(kWh) '
       write(IUNIT,1001,ADVANCE='NO') myString,TAB
       myString='EnergiaFPta(kWh) '
       write(IUNIT,1001,ADVANCE='NO') myString,TAB
       myString='DemandaPTA(kW) '
       write(IUNIT,1001,ADVANCE='NO') myString,TAB
       myString='DemandaFPta(kW) '
       write(IUNIT,1001,ADVANCE='NO') myString,TAB
       myString='EnergiaGer_uT(kWh) '
       write(IUNIT,1001,ADVANCE='NO') myString,TAB
       myString='Consumo_uT(MMBtu) '
       write(IUNIT,1001,ADVANCE='NO') myString,TAB
       myString='EnergiaRec_uT(MMBtu) '
       write(IUNIT,1001,ADVANCE='NO') myString,TAB
       myString='EnergiaFonte_Aux(kWh) '
       write(IUNIT,1001) myString,TAB

C   Imprime os acumuladores de cada ano para podermos acompanhar o
Script

       do k=1,iAno
           write(IUNIT,'(I3.0,A1)',ADVANCE='NO') k,TAB
           write(IUNIT,1004,ADVANCE='NO') Nger_acc(k),TAB,Vdiesel_acc(k),
&       TAB,Egrid_accPT(k),TAB,Egrid_accFPT(k),TAB
           write(IUNIT,'(I5.0,A1)',ADVANCE='NO') 12*D_PTA,TAB
           write(IUNIT,'(I5.0,A1)',ADVANCE='NO') 12*D_FPta,TAB

```

```

        write(IUNIT,1004) PuT_acc(k),TAB,PuT_th_acc(k),
&         TAB,PuTrec_th_acc(k),TAB,PauxMult_a_acc(k)
    enddo

    RETURN 1
ENDIF

C-----
C-----

C-----
C-----
C   PERFORM ANY 'AFTER-ITERATION' MANIPULATIONS THAT ARE REQUIRED HERE
C   e.g. save variables to storage array for the next timestep
C   IF (INFO(13).GT.0) THEN
C       NITEMS=0
C       STORED(1)=... (if NITEMS > 0)
C       CALL SET_STORAGE_VARS(STORED,NITEMS,INFO)

        iAno = int((TIME-1)/8760)+1 !define o ano presente
        Nger_acc(iAno) = Nger_acc(iAno)+Nger_op !soma ao acumulado de
horas o número de geradores do Step atual
        Vdiesel_acc(iAno) = Vdiesel_acc(iAno)+Vdiesel !soma ao acumulado
de diesel o número de litros consumidos no Step atual
        Egrid_acc(iAno) = Egrid_acc(iAno)+Pgrid/1E3 ! soma ao acumulado de
energia o valor importado/injetado na rede elétrica em kWh
        PuT_acc(iAno) = PuT_acc(iAno)+PuT/1E3 !soma em kWh
        PuT_th_acc(iAno) = PuT_th_acc(iAno)+PuT_th/1E6 !soma em MMBtu
        PuTrec_th_acc(iAno) = PuTrec_th_acc(iAno) + PuTrec_th/1E6
        PauxMult_a_acc(iAno) = PauxMult_a_acc(iAno) + PauxMult_a/1E3

        Valor_Corrente = 0
        ! Ponta quando 18<=hora<=21
        if (HoraDia.GE.18 .AND. HoraDia.LT.21) then
            Egrid_accPT(iAno) = Egrid_accPT(iAno)+Pgrid/1E3
            Valor_Corrente = Valor_Corrente -
(Pgrid/1E3)*Cenergia_Ponta ! importacao de energia
        else
            Egrid_accFPT(iAno) = Egrid_accFPT(iAno)+Pgrid/1E3
            Valor_Corrente = Valor_Corrente -
(Pgrid/1E3)*Cenergia_FPonta ! importacao de energia
        end if

C       Calcula o total de horas somando o acumulado de cada ano

        VPL_total=0
        VPL_INVEST = 0
        VPL_OM      = 0

        AQU_TURB = Nturb*Caqu_Turb_R__
        AQU_PV = Caqu_PV_R__ * Npv_mod !(custo por módulo)
        AQU_CC = (Pcc/1E3) * Caqu_CC_R__kW_ ! aquisição célula de
combustível
        AQU_ELY = (Pely/1E3) * Caqu_Ely_R__kW_ ! aquisição eletrolise
        AQU_TQ = Vtq * Caqu_TQ_R__Nm ! aquisição tanque
        AQU_uT = NuT * Caqu_uT

        ! somatório de todos os custos de aquisição dos equipamentos
        VPL_INVEST = Nger*Caqu_Ger_R__Unid_

```

```

&      + AQU_TURB + AQU_PV
&      + AQU_ELY
&      + AQU_CC
&      + AQU_TQ
&      + AQU_uT

C      Método da Depreciação Linear "o mais simples"
C      ! diminui o resíduo do investimento (depreciação de 5% ao ano
para chegar em 20 anos zerado)
C      O resultado final provavelmente é uma exponencial que tende aos
100% do investimento inicial
      CoefRes = 100 - Deprec_Anual*(iAno-1)
      VPL_INVEST = VPL_INVEST*(1 - (CoefRes/100)/(1+I)**(iAno-1))

C      Calcula os custos horários do sistema
      Valor_Corrente = Valor_Corrente
&      + Nger_op*Com_Ger_R_hr_ ! O&M Geradores
&      + Vdiesel*Ccomb_R_l_ ! Combustível
! Sinal negativo para inverter pois o deficit também entra
negativo
&      + (PuT/1E3)*Com_uT !custo de manutenção do grupo de uT
&      + (PuT_th/1E6)*Cgas !custo do combustível do grupo de uT
&      - (PuTrec_th/1E6)*Cgas !subtrai o custo do calor reaproveitado
&      + (PauxMulta/1E3)*Cenergia_Multa !custo da eventual seleção de
carga

      Valor_Corrente = Valor_Corrente*(1+Inflacao/100)**(iAno-1)

do k=1,iAno

      ValorAno = 0

      ValorAno = ValorAno
&      + Nger_acc(k)*Com_Ger_R_hr_ / (1+I)**(k-1) ! O&M Geradores
&      + Vdiesel_acc(k)*Ccomb_R_l_ / (1+I)**(k-1) ! Combustível

&      - Egrid_accPT(k)*Cenergia_Ponta / (1+I)**(k-1) ! importacao de
energia
&      - Egrid_accFPT(k)*Cenergia_FPonta / (1+I)**(k-1) ! importacao
de energia
! Sinal negativo para inverter pois o deficit também entra
negativo
&      + PuT_acc(k)*Com_uT / (1+I)**(k-1) !custo de manutenção do
grupo de uT
&      + PuT_th_acc(k)*Cgas / (1+I)**(k-1) !custo do combustível do
grupo de uT
&      - PuTrec_th_acc(k)*Cgas / (1+I)**(k-1) !subtrai o custo do
calor reaproveitado
&      + PauxMulta_acc(k)*Cenergia_Multa / (1+I)**(k-1) !custo da
eventual seleção de carga

! Condiciona a soma dos custos FIXOS a partir do segundo ano
IF (k.GT.1) then
      ValorAno = ValorAno
&      + 12*D_PTA*Cdemanda_Ponta / (1+I)**(k-2) ! custo demanda
ponta 300kW ano
&      + 12*D_FPFTA*Cdemanda_FPonta / (1+I)**(k-2) ! custo
demanda F. Ponta 300kW ano
&      + Com_Turb*AQU_TURB / (1+I)**(k-2) ! O&M Turbinas
&      + Com_PV*AQU_PV / (1+I)**(k-2) ! O&M PV
&      + Com_CC*AQU_CC / (1+I)**(k-2)

```



```

&          + Com_ELY*AQU_ELY / (1+I)**(k-2)
&          + Com_TQ*AQU_TQ / (1+I)**(k-2)
endif
          ! adiciona ao VPL_OM considerando a inflação do ano
          VPL_OM = VPL_OM + ValorAno*(1+Inflacao/100)**(k-1)

enddo

          VPL_total = VPL_INVEST+VPL_OM

          RETURN 1
        ENDIF
      C
      C-----
      C-----
      C-----
      C
      C DO ALL THE VERY FIRST CALL OF THE SIMULATION MANIPULATIONS HERE
      C IF (INFO(7).EQ.-1) THEN

          TAB=CHAR(9)
          close(IUNIT)
          open(IUNIT,file='SumarioVPL.out',STATUS='UNKNOWN')

          DO k=1,NP
              myString=PAR_DESCR(k)
              WRITE(IUNIT,1001,ADVANCE='NO') myString

              WRITE(IUNIT,'(F10.2)') PAR(k)

          ENDDO
          WRITE(IUNIT,*)

          DO k=1,NI
              IF (ENTR_DESCR(k).NE.'') THEN
                  myString=ENTR_DESCR(k)
                  WRITE(IUNIT,1001,ADVANCE='NO') myString

                  WRITE(IUNIT,'(F10.2)') XIN(k)
              ENDIF
          ENDDO
          WRITE(IUNIT,*)

      C          SET SOME INFO ARRAY VARIABLES TO TELL THE TRNSYS ENGINE HOW THIS
      C TYPE IS TO WORK
          INFO(6)=NOUT
          INFO(9)=1
          INFO(10)=0      !STORAGE FOR VERSION 16 HAS BEEN CHANGED

      C          SET THE REQUIRED NUMBER OF INPUTS, PARAMETERS AND DERIVATIVES THAT
      C THE USER SHOULD SUPPLY IN THE INPUT FILE
      C          IN SOME CASES, THE NUMBER OF VARIABLES MAY DEPEND ON THE VALUE OF
      C PARAMETERS TO THIS MODEL....
          NIN=NI
          NPAR=NP

```

```

      NDER=ND

C          CALL THE TYPE CHECK SUBROUTINE TO COMPARE WHAT THIS COMPONENT
REQUIRES TO WHAT IS SUPPLIED IN
C          THE TRNSYS INPUT FILE
          CALL TYPECK(1,INFO,NIN,NPAR,NDER)

C          SET THE NUMBER OF STORAGE SPOTS NEEDED FOR THIS COMPONENT
          NITEMS=0
C          CALL SET_STORAGE_SIZE(NITEMS,INFO)

C          RETURN TO THE CALLING PROGRAM
          RETURN 1

      ENDIF

C-----
-----

C-----
-----

C          DO ALL OF THE INITIAL TIMESTEP MANIPULATIONS HERE - THERE ARE NO
ITERATIONS AT THE INITIAL TIME
          IF (TIME .LT. (getSimulationStartTime() +
. getSimulationTimeStep()/2.D0)) THEN

C          SET THE UNIT NUMBER FOR FUTURE CALLS
          IUNIT=INFO(1)
          ITYPE=INFO(2)

C          CHECK THE PARAMETERS FOR PROBLEMS AND RETURN FROM THE SUBROUTINE IF
AN ERROR IS FOUND
C          IF(...) CALL TYPECK(-4,INFO,0,"BAD PARAMETER #",0)

C          PERFORM ANY REQUIRED CALCULATIONS TO SET THE INITIAL VALUES OF THE
OUTPUTS HERE
C          VPL
              OUT(1)=0
              OUT(2)=0
              OUT(3)=0
              OUT(4)=0

C          PERFORM ANY REQUIRED CALCULATIONS TO SET THE INITIAL STORAGE
VARIABLES HERE
          NITEMS=0
C          STORED(1)=...

C          PUT THE STORED ARRAY IN THE GLOBAL STORED ARRAY
C          CALL SET_STORAGE_VARS(STORED,NITEMS,INFO)

C          RETURN TO THE CALLING PROGRAM
          RETURN 1

      ENDIF

C-----
-----

C-----
-----

C          *** ITS AN ITERATIVE CALL TO THIS COMPONENT ***
C-----
-----

```

```

C-----
C-----
C   RETRIEVE THE VALUES IN THE STORAGE ARRAY FOR THIS ITERATION
C   NITEMS=
C   CALL GET_STORAGE_VARS (STORED,NITEMS,INFO)
C   STORED(1)=
C-----
C-----
C-----
C   CHECK THE INPUTS FOR PROBLEMS
C   IF(...) CALL TYPECK (-3,INFO,'BAD INPUT #',0,0)
C   IF(IERROR.GT.0) RETURN 1
C-----
C-----
C-----
C   *** PERFORM ALL THE CALCULATION HERE FOR THIS MODEL. ***
C-----
C-----
C-----
C   ADD YOUR COMPONENT EQUATIONS HERE; BASICALLY THE EQUATIONS THAT
WILL
C   CALCULATE THE OUTPUTS BASED ON THE PARAMETERS AND THE INPUTS.
REFER TO
C   CHAPTER 3 OF THE TRNSYS VOLUME 1 MANUAL FOR DETAILED
INFORMATION ON
C   WRITING TRNSYS COMPONENTS.
C-----
C-----
C-----
C-----
C   SET THE STORAGE ARRAY AT THE END OF THIS ITERATION IF NECESSARY
C   NITEMS=
C   STORED(1)=
C   CALL SET_STORAGE_VARS (STORED,NITEMS,INFO)
C-----
C-----
C-----
C   REPORT ANY PROBLEMS THAT HAVE BEEN FOUND USING CALLS LIKE THIS:
C   CALL MESSAGES (-1,'put your message here','MESSAGE',IUNIT,ITYPE)
C   CALL MESSAGES (-1,'put your message here','WARNING',IUNIT,ITYPE)
C   CALL MESSAGES (-1,'put your message here','SEVERE',IUNIT,ITYPE)
C   CALL MESSAGES (-1,'put your message here','FATAL',IUNIT,ITYPE)
C-----
C-----
C-----
C   SET THE OUTPUTS FROM THIS MODEL IN SEQUENTIAL ORDER AND GET OUT

C   VPL
      OUT(1)= VPL_total
      OUT(2)= VPL_OM
      OUT(3)= VPL_INVEST

```

OUT(4)= Valor_Corrente

```
1001  FORMAT (A<maxDescripLength>,A1)
1002  FORMAT (A<maxDescripLength>,1X)
1003  FORMAT (A<maxDescripLength>,' ')
1004  FORMAT (BN,SP,1PE25.16,A1,500 (E25.16,A1))
1005  FORMAT (BN,SP,1PE25.16,1X,500 (E25.16,1X))
1006  FORMAT (BN,SP,1PE25.16,' ',500 (E25.16,' '))
1007  FORMAT (A<maxVarUnitLength>,A1)
1008  FORMAT (A<maxVarUnitLength>,15X,1X)
1009  FORMAT (A<maxVarUnitLength>,' ')
```

```
C-----
-----
C   EVERYTHING IS DONE - RETURN FROM THIS SUBROUTINE AND MOVE ON
    RETURN 1
    END
C-----
-----
```

ANEXO C – CÓDIGO FONTE DA MICROTURBINA A GÁS

```

SUBROUTINE TYPE152 (TIME,XIN,OUT,T,DTDT,PAR,INFO,ICNTRL,*)
C*****
C Object: type152
C IISiBat Model: type152
C
C Author: Lambiase, Clodoaldo
C Editor:
C Date:      June 19, 2016 last modified: June 19, 2016
C
C
C ***
C *** Model Parameters
C ***
C          TaxaCons_Comb (BTU/hr) - [0;+Inf]
C          TaxaCogerCalor (BTU/hr) - [0;+Inf]
C          Noname          - [-Inf;+Inf]
C          Noname          - [-Inf;+Inf]
C          Noname          - [-Inf;+Inf]
C
C ***
C *** Model Inputs
C ***
C          P_SET W [0;300000]
C          Noname          - [-Inf;+Inf]
C          Noname          - [-Inf;+Inf]
C
C ***
C *** Model Outputs
C ***
C          PTOTAL          W [0;+Inf]
C          V_GAS m^3/hr [0;+Inf]
C          CONSUMO_BTU - [0;+Inf]
C          COGER_TH       - [0;+Inf]
C          RENDIMENTO    - [0;+Inf]
C          Noname          - [-Inf;+Inf]
C
C ***
C *** Model Derivatives
C ***
C (Comments and routine interface generated by TRNSYS Studio)
C*****
C TRNSYS access functions (allow to acess TIME etc.)
  USE TrnsysConstants
  USE TrnsysFunctions
C-----
-----

```

```

C   REQUIRED BY THE MULTI-DLL VERSION OF TRNSYS
      !DEC$ATTRIBUTES DLLEXPORT :: TYPE152                !SET   THE
CORRECT TYPE NUMBER HERE
C-----
C-----
C   TRNSYS DECLARATIONS
      IMPLICIT NONE                !REQUIRES THE USER TO DEFINE ALL
VARIABLES BEFORE USING THEM

      DOUBLE PRECISION XIN        !THE ARRAY FROM WHICH THE INPUTS TO THIS TYPE
WILL BE RETRIEVED
      DOUBLE PRECISION OUT        !THE ARRAY WHICH WILL BE USED TO STORE THE
OUTPUTS FROM THIS TYPE
      DOUBLE PRECISION TIME       !THE CURRENT SIMULATION TIME - YOU MAY USE
THIS VARIABLE BUT DO NOT SET IT!
      DOUBLE PRECISION PAR        !THE ARRAY FROM WHICH THE PARAMETERS FOR THIS
TYPE WILL BE RETRIEVED
      DOUBLE PRECISION STORED     !THE STORAGE ARRAY FOR HOLDING VARIABLES FROM
TIMESTEP TO TIMESTEP
      DOUBLE PRECISION T          !AN ARRAY CONTAINING THE RESULTS FROM
THE DIFFERENTIAL EQUATION SOLVER
      DOUBLE PRECISION DTDT       !AN ARRAY CONTAINING THE DERIVATIVES TO BE
PASSED TO THE DIFF.EQ. SOLVER
      INTEGER*4 INFO(15)         !THE INFO ARRAY STORES AND PASSES
VALUABLE INFORMATION TO AND FROM THIS TYPE
      INTEGER*4 NP,NI,NOUT,ND     !VARIABLES FOR THE MAXIMUM NUMBER OF
PARAMETERS, INPUTS, OUTPUTS AND DERIVATIVES
      INTEGER*4 NPAR,NIN,NDER     !VARIABLES FOR THE CORRECT NUMBER OF
PARAMETERS, INPUTS, OUTPUTS AND DERIVATIVES
      INTEGER*4 IUNIT,ITYPE      !THE UNIT NUMBER AND TYPE NUMBER FOR THIS
COMPONENT
      INTEGER*4 ICNTRL           !AN ARRAY FOR HOLDING VALUES OF CONTROL
FUNCTIONS WITH THE NEW SOLVER
      INTEGER*4 NSTORED          !THE NUMBER OF VARIABLES THAT WILL BE PASSED
INTO AND OUT OF STORAGE
      CHARACTER*3 OCHECK         !AN ARRAY TO BE FILLED WITH THE CORRECT
VARIABLE TYPES FOR THE OUTPUTS
      CHARACTER*3 YCHECK         !AN ARRAY TO BE FILLED WITH THE CORRECT
VARIABLE TYPES FOR THE INPUTS
C-----
C-----
C   USER DECLARATIONS - SET THE MAXIMUM NUMBER OF PARAMETERS (NP), INPUTS
(NI),
C   OUTPUTS (NOUT), AND DERIVATIVES (ND) THAT MAY BE SUPPLIED FOR THIS
TYPE
      PARAMETER (NP=5,NI=3,NOUT=6,ND=0,NSTORED=0)
C-----
C-----
C   REQUIRED TRNSYS DIMENSIONS
      DIMENSION XIN(NI),OUT(NOUT),PAR(NP),YCHECK(NI),OCHECK(NOUT),
1   STORED(NSTORED),T(ND),DTDT(ND)
      INTEGER NITEMS

```

```

C-----
C-----
C   ADD DECLARATIONS AND DEFINITIONS FOR THE USER-VARIABLES HERE

C   PARAMETERS
      DOUBLE PRECISION TaxaCons_Comb
      DOUBLE PRECISION TaxaCoger_Calor
      DOUBLE PRECISION pNoname3
      DOUBLE PRECISION pNoname4
      DOUBLE PRECISION pNoname5

C   INPUTS
      DOUBLE PRECISION P_SET
      DOUBLE PRECISION NUNITS
      DOUBLE PRECISION iNoname3

C-----
C   READ IN THE VALUES OF THE PARAMETERS IN SEQUENTIAL ORDER
      TaxaCons_Comb=PAR(1)
      TaxaCoger_Calor=PAR(2)
      pNoname3=PAR(3)
      pNoname4=PAR(4)
      pNoname5=PAR(5)

C-----
C   RETRIEVE THE CURRENT VALUES OF THE INPUTS TO THIS MODEL FROM THE XIN
ARRAY IN SEQUENTIAL ORDER

      P_SET=XIN(1)
      NUNITS=XIN(2)
      iNoname3=XIN(3)
      IUNIT=INFO(1)
      ITYPE=INFO(2)

C-----
C   SET THE VERSION INFORMATION FOR TRNSYS
      IF (INFO(7).EQ.-2) THEN
          INFO(12)=16
          RETURN 1
      ENDIF

C-----
C-----
C   DO ALL THE VERY LAST CALL OF THE SIMULATION MANIPULATIONS HERE
      IF (INFO(8).EQ.-1) THEN
          RETURN 1
      ENDIF

C-----
C-----
C   PERFORM ANY 'AFTER-ITERATION' MANIPULATIONS THAT ARE REQUIRED HERE

```

```

C   e.g. save variables to storage array for the next timestep
      IF (INFO(13).GT.0) THEN
          NITEMS=0
C       STORED(1)=... (if NITEMS > 0)
C       CALL SET_STORAGE_VARS(STORED,NITEMS,INFO)
          RETURN 1
      ENDIF
C
C-----
C-----
C
C   DO ALL THE VERY FIRST CALL OF THE SIMULATION MANIPULATIONS HERE
      IF (INFO(7).EQ.-1) THEN

C       SET SOME INFO ARRAY VARIABLES TO TELL THE TRNSYS ENGINE HOW THIS
TYPE IS TO WORK
          INFO(6)=NOUT
          INFO(9)=1
          INFO(10)=0      !STORAGE FOR VERSION 16 HAS BEEN CHANGED

C       SET THE REQUIRED NUMBER OF INPUTS, PARAMETERS AND DERIVATIVES THAT
THE USER SHOULD SUPPLY IN THE INPUT FILE
C       IN SOME CASES, THE NUMBER OF VARIABLES MAY DEPEND ON THE VALUE OF
PARAMETERS TO THIS MODEL....
          NIN=NI
          NPAR=NP
          NDER=ND

C       CALL THE TYPE CHECK SUBROUTINE TO COMPARE WHAT THIS COMPONENT
REQUIRES TO WHAT IS SUPPLIED IN
C       THE TRNSYS INPUT FILE
          CALL TYPECK(1,INFO,NIN,NPAR,NDER)

C       SET THE NUMBER OF STORAGE SPOTS NEEDED FOR THIS COMPONENT
          NITEMS=0
C       CALL SET_STORAGE_SIZE(NITEMS,INFO)

C       RETURN TO THE CALLING PROGRAM
          RETURN 1

      ENDIF
C-----
C-----
C
C   DO ALL OF THE INITIAL TIMESTEP MANIPULATIONS HERE - THERE ARE NO
ITERATIONS AT THE INTIAL TIME
      IF (TIME .LT. (getSimulationStartTime() +
. getSimulationTimeStep()/2.D0)) THEN

C       SET THE UNIT NUMBER FOR FUTURE CALLS
          IUNIT=INFO(1)
          ITYPE=INFO(2)

C       CHECK THE PARAMETERS FOR PROBLEMS AND RETURN FROM THE SUBROUTINE IF
AN ERROR IS FOUND
C       IF(...) CALL TYPECK(-4,INFO,0,"BAD PARAMETER #",0)

```



```

C      PERFORM ANY REQUIRED CALCULATIONS TO SET THE INITIAL VALUES OF THE
OUTPUTS HERE
C      PTOTAL
          OUT(1)=0
C      V_GAS
          OUT(2)=0
C      Noname
          OUT(3)=0
C      Noname
          OUT(4)=0
C      Noname
          OUT(5)=0
C      Noname
          OUT(6)=0

C      PERFORM ANY REQUIRED CALCULATIONS TO SET THE INITIAL STORAGE
VARIABLES HERE
          NITEMS=0
C      STORED(1)=...

C      PUT THE STORED ARRAY IN THE GLOBAL STORED ARRAY
C      CALL SET_STORAGE_VARS(STORED,NITEMS,INFO)

C      RETURN TO THE CALLING PROGRAM
          RETURN 1

      ENDIF

C-----
-----

C-----
-----

C      *** ITS AN ITERATIVE CALL TO THIS COMPONENT ***
C-----
-----

C-----
-----

C      RETRIEVE THE VALUES IN THE STORAGE ARRAY FOR THIS ITERATION
C      NITEMS=
C      CALL GET_STORAGE_VARS(STORED,NITEMS,INFO)
C      STORED(1)=
C-----
-----

C-----
-----

C      CHECK THE INPUTS FOR PROBLEMS
C      IF(...) CALL TYPECK(-3,INFO,'BAD INPUT #',0,0)
C      IF(IERROR.GT.0) RETURN 1
C-----
-----

C-----
-----

C      *** PERFORM ALL THE CALCULATION HERE FOR THIS MODEL. ***
C-----
-----

C      ADD YOUR COMPONENT EQUATIONS HERE; BASICALLY THE EQUATIONS THAT
WILL

```

```
C          CALCULATE THE OUTPUTS BASED ON THE PARAMETERS AND THE INPUTS.
C          REFER TO
C          CHAPTER 3 OF THE TRNSYS VOLUME 1 MANUAL FOR DETAILED
C          INFORMATION ON
C          WRITING TRNSYS COMPONENTS.
C-----
C-----
C-----
C-----
C          SET THE STORAGE ARRAY AT THE END OF THIS ITERATION IF NECESSARY
C          NITEMS=
C          STORED(1)=
C          CALL SET_STORAGE_VARS(STORED,NITEMS,INFO)
C-----
C-----
C          REPORT ANY PROBLEMS THAT HAVE BEEN FOUND USING CALLS LIKE THIS:
C          CALL MESSAGES(-1,'put your message here','MESSAGE',IUNIT,ITYPE)
C          CALL MESSAGES(-1,'put your message here','WARNING',IUNIT,ITYPE)
C          CALL MESSAGES(-1,'put your message here','SEVERE',IUNIT,ITYPE)
C          CALL MESSAGES(-1,'put your message here','FATAL',IUNIT,ITYPE)
C-----
C-----
C          SET THE OUTPUTS FROM THIS MODEL IN SEQUENTIAL ORDER AND GET OUT
C
C          PTOTAL
C              OUT(1)=P_SET*NUNITS
C          V_GAS
C              OUT(2)=NUNITS*12 ! Aproximadamente 12 m³/h
C          CONSUMO_BTU
C              OUT(3)=NUNITS*TaxaCons_Comb
C          COGER_TH
C              OUT(4)=NUNITS*TaxaCoger_Calor
C          Rendimento
C              OUT(5)=0
C          Noname
C              OUT(6)=0
C-----
C          EVERYTHING IS DONE - RETURN FROM THIS SUBROUTINE AND MOVE ON
C          RETURN 1
C          END
C-----
C-----
```

APÊNDICE A – ARTIGOS EM CONGRESSO

LAMBIASE, C. DE B.; LEMOS, F. A. B.; HAFFNER, S. L. Análise Comparativa de Alternativas Energéticas em uma Microrrede Atendida por uma Rede de Distribuição Precária. **Anais do XXI Congresso Brasileiro de Automática**, 2016.

LAMBIASE, C. DE B.; LEMOS, F. A. B.; HAFFNER, S. L. Avaliação de Cenários contendo Fontes Alternativas de Energia em uma Microrrede. **Anais do X Congresso Brasileiro de Planejamento Energético**, 2016.