

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

**IMPACTOS OPERACIONAIS DA
COMPLEMENTARIEDADE DE FONTES DE
GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA E A BIOGÁS EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Rodrigo Motta de Azevedo

Santa Maria, RS, Brasil.

2016

**IMPACTOS OPERACIONAIS DA COMPLEMENTARIEDADE
DE FONTES DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA E A
BIOGÁS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Rodrigo Motta de Azevedo

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

Orientador: Profa. Dra. Luciane Neves Canha

Santa Maria, RS, Brasil.

2016

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Azevedo, Rodrigo Motta de
Impactos operacionais da complementariedade de fontes de geração solar fotovoltaica e a biogás em sistemas de distribuição. / Rodrigo Motta de Azevedo.-2016.
157 p.; 30cm

Orientadora: Luciane Neves Canha
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2016

1. Micro e minigeração distribuída 2. Perfil de geração
3. Integração de fontes de geração I. Canha, Luciane Neves
II. Título.

© 2016

Todos os direitos autorais reservados a Rodrigo Motta de Azevedo. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

E-mail: rodrigomotta1705@hotmail.com

**Universidade Federal de Santa Maria
Centro de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**A Comissão Examinadora, abaixo assinada aprova a
Dissertação de Mestrado**

**IMPACTOS OPERACIONAIS DA COMPLEMENTARIEDADE DE FONTES
DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA E A BIOGÁS EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO**

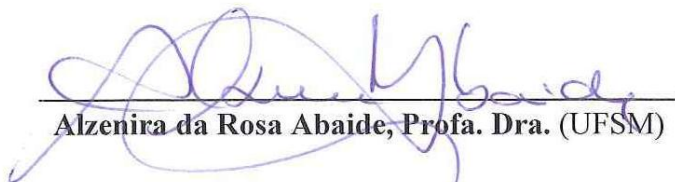
Elaborada por
Rodrigo Motta de Azevedo

Como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica

COMISSÃO EXAMINADORA:



Luciane Neves Canha, Profa. Dra. (UFSM)
(Presidente/Orientador)



Alzenira da Rosa Abaide, Profa. Dra. (UFSM)



Jocemar Biasi Parizzi, Prof. Dr. (UNIPAMPA)

Santa Maria, 04 de Março de 2016.

DEDICATÓRIA

Aos meus pais Elton e Kátia, meus avós
(*in memoriam*) Luiz Carlos e Sirley e a minha
esposa Caroline.

AGRADECIMENTOS

À minha orientadora, Prof^a. Dr^a. Luciane Neves Canha, pelos incentivos, amizade, apoio e pelas contribuições que foram fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos demais professores do Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência (CEESP), Prof^a. Alzenira Abaide e Prof. Daniel Bernardon pela atenção e ajuda sempre que necessária e pelos conhecimentos transmitidos.

Aos meus pais Elton Azevedo e Kátia Motta, que me acompanharam e me incentivaram durante essa etapa da minha vida.

Aos meus avós, Luís Carlos Lopes Motta e Sirley Corrêa Motta , *in memoriam*, pelo amor, carinho, dedicação e incentivo em minha formação.

À minha esposa Caroline Vargas, pelas dicas, paciência, carinho, apoio, incentivo e companheirismo.

Aos meus amigos Carlos Reisser, Charles Farias, Clênio Böhmer, Clóvis Farias, Douglas Hax, Dreifus Medeiros, Flávio Franco e Wagner Brignol pelo apoio e incentivo no desenvolvimento dessa dissertação.

Aos familiares e amigos, pela compreensão e o estímulo de me fazerem aceitar esse desafio.

A todos os mestres e mentores que de alguma forma me ofereceram uma palavra de incentivo e de reflexão, em momentos oportunos de minha vida.

RESUMO

Dissertação de Mestrado
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

IMPACTOS OPERACIONAIS DA COMPLEMENTARIEDADE DE FONTES DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA E A BIOGÁS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

AUTOR: RODRIGO MOTTA DE AZEVEDO

ORIENTADOR: LUCIANE NEVES CANHA

Data e local da defesa: Santa Maria, 04 de Março de 2016.

O atual cenário da micro e minigeração distribuída (micro e miniGD) no Brasil vem em uma crescente, ou seja, a injeção de potência através da Geração Distribuída (GD) com o desenvolvimento de fontes de pequena escala de produção de energia elétrica, se apresenta como uma alternativa na matriz energética brasileira. Com as alterações da Resolução Normativa nº 482/2012 (REN 482/2012) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que rege o sistema de conexão e compensação de energia elétrica das micro e miniGD através da REN 687/2015, que entrou em vigor em março de 2016, instiga, cada vez mais, a complementariedade de fontes de geração distribuída com a integração de recursos disponíveis. Incontáveis são os benefícios que se apontam a partir da inserção das micro e miniGD ao sistema elétrico de distribuição. Em compensação, a penetração dessas fontes de forma integrada tornará esse sistema complexo sob a ótica da operação e planejamento, principalmente referente às características operacionais da rede como níveis de tensão, geração de potência ativa e reativa, carregamento dos condutores, fluxo de potência bidirecional, perdas elétricas, entre outros. Este trabalho tem por objetivos o desenvolvimento de perfis de geração de um sistema solar fotovoltaico, na modelagem de uma curva genérica de geração horária ao longo de um dia, tendo em vista que para as concessionárias é importante saber o grau de penetração em cada horário para se analisar os impactos operacionais que podem ser provocados nos alimentadores com a inclusão da GD, já que elas possuem o controle do número de Gerações distribuídas, mas não, o grau de penetração das mesmas em cada horário. Ainda, será realizada a complementariedade através da sobreposição de curvas na integração de sistemas fotovoltaicos com sistemas de geração a partir de biogás de dejetos suínos. Ao realizar a integração desses recursos de geração serão analisados os comportamentos operacionais (nível de tensão, carregamento de potência ativa e reativa, carregamento de condutores e perdas elétricas) causados a rede de distribuição devido à inserção dessas fontes de GD de forma conjunta.

Palavras-chave: Micro e minigeração distribuída. Perfil de geração. Integração de fontes de geração.

ABSTRACT

Master's Dissertation
Post-Graduation Program in Electric Engineering
Federal University of Santa Maria

OPERATIONAL IMPACT OF THE COMPLEMENTARITY BETWEEN FOTOVALIC SOLAR AND BIOGAS GENERATION SOURCES ON DISTRIBUTION SYSTEMS

AUTHOR: RODRIGO MOTTA DE AZEVEDO
SUPERVISOR: LUCIANE NEVES CANHA

Data and place of defense: Santa Maria, March 04th, 2016.

The current scenario of micro and mini distributed generation (micro and mini DG) in Brazil has been developing steadily and the power injection through the Distributed Generation (DG) regarding the development of small-scale sources of electricity production represents an alternative to the Brazilian energy grid. Considering the amended Normative Resolution No. 482/2012 (REN 482/2012) of the Brazilian National Agency of Electric Energy (ANEEL), which regulates the connection and the compensation of power systems in micro and mini DG through the REN 687/2015 expected for March 2016, it can be observed an incentive to the complementarity between the sources of DG and the integration of available resources. The insertion of micro and mini GD to the electrical distribution system presents numerous benefits. On the other hand, the penetration of these sources in an integrated manner will render this a complex system from operation and planning perspective, mainly related to operational characteristics of the network, such as voltage levels, active and reactive power loading, conductors loading, bidirectional power flow, electrical losses, among others. The aim of this study is to develop generation profiles of a photovoltaic solar system, producing a generic curve of hourly generation over a day. It is important for the power distribution companies to determine the degree of penetration at different times of a day so as to analyze operational impact on the feeders with the implementation of DG, since the companies regulate the number of Distributed Generations (DGs), but not the degree of penetration of the those at different times. Moreover, the complementarity will be carried out by overlapping the curves to integrate the ones from the photovoltaic systems with those from the biogas manure generation systems. The operational impact on the distribution network due to the insertion of these DG sources will be analysed. The aspects considered are voltage level, active and reactive power loading, conductors loading and electrical losses.

Keywords: Micro and mini distributed generation. Generation profile. Integration of generation sources.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Participação percentual da GD com relação à geração total de energia em cada país no ano de 2014.....	30
Figura 2 – Sistema Elétrico Centralizado	33
Figura 3 – Matriz Energética do Brasil de 2010 a setembro de 2015.....	34
Figura 4 – Sistema Elétrico Descentralizado	35
Figura 5 – Número Acumulado de Micro ou Minigeração Distribuída no Brasil.....	38
Figura 6 – Número de Conexões de Micro ou Minigeração Distribuída no Brasil por tipo de fonte.....	39
Figura 7 – Potência Total Instalada de Micro ou Minigeração Distribuída no Brasil	39
Figura 8 – Número de conexões de Micro ou Minigeração Distribuída nos Estados Federados do Brasil	40
Figura 9 – Composição da Biomassa na Matriz Energética do Brasil em setembro de 2015	48
Figura 10 – Estimativa do Potencial de Energia oriundo do Biogás Proveniente de Dejetos suínos, em Toneladas.	49
Figura 11 – Distribuição do Rebanho de Suínos no Território Brasileiro	50
Figura 12 – Fluxograma resumido das possibilidades de utilização do biogás.	51
Figura 13 – Radiação Solar Global Horizontal Média Anual.....	53
Figura 14 – Radiação Solar Global Horizontal Média Anual.....	54
Figura 15 – Potencial anual médio de energia solar nas regiões brasileiras.....	55
Figura 16 – Evolução da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos	57
Figura 17 – Sistema Isolado – <i>Off grid</i>	59
Figura 18 – Sistema Conectado a Rede – <i>Grid-tie</i>	60
Figura 19 – Fluxograma da Metodologia Proposta	64
Figura 20 – Estimativa de produção de energia elétrica com a produção linear de biogás ao longo do dia.	69
Figura 21 – Curva diária de referência para produção de sistemas fotovoltaicos	71
Figura 22 – Variação das perdas totais da rede com potência injetada pela geração distribuída.....	77
Figura 23 – Perfil de geração da minicentral a biogás.....	84
Figura 24 – Município de Itapiranga, SC	84
Figura 25 – Ilustração com vista norte da projeção de painéis fotovoltaicos instalados sobre os tetos dos criadouros suínos.	85
Figura 26 – Curva diária de estimativa da produção do sistema fotovoltaico projetado em pu.....	88
Figura 27 – Curva diária de estimativa da produção do sistema fotovoltaico projetado.....	88
Figura 28 – Rede de distribuição e ponto de conexão da GD – município de Itapiranga, SC.....	90
Figura 29 – Curva de potência ativa da INA5 sem a conexão da GD.....	91
Figura 30 – Monitor do alimentador as 2:00 horas.....	92
Figura 31 – Monitor do alimentador as 18:00 horas.....	92
Figura 32 – Curva de potência reativa da INA5 sem a conexão da GD.....	93
Figura 33 – Curva de potência reativa do trecho que antecede o ponto previsto de conexão das GD'S sem a conexão das mesmas.	94
Figura 34 – Curva de carregamento da INA5 sem a conexão da GD.....	95
Figura 35 – Curva de perda ativas do INA5 sem a conexão da GD.....	96
Figura 36 – Perdas ativas do INA5 sem a conexão da GD às 2 horas.....	96

Figura 37 – Perdas ativas do INA5 sem a conexão da GD às 18 horas.	97
Figura 38 – Curva dos níveis de tensão no INA5 sem a conexão da GD.	98
Figura 39 – Perfil dos níveis de tensão no INA5 sem a conexão da GD.	98
Figura 40 – Curva dos níveis de tensão no ponto de inserção das futuras GD'S sem a conexão das mesmas.	99
Figura 41 – Curva de potência ativa do INA5 com a conexão da GD.	100
Figura 42 – Monitor do alimentador as 18 horas com a inserção da GD.	100
Figura 43 – Curva de potência reativa da INA5 com a conexão da GD a biogás.	101
Figura 44 – Curva de potência reativa do trecho que antecede o ponto de conexão da GD com a inserção da mesma.	102
Figura 45 – Curva de carregamento do INA5 com a conexão da GD.	102
Figura 46 – Curva de perdas ativa do INA5 com a conexão da GD.	103
Figura 47 – Perdas ativas do INA5 com a conexão da GD às 18 horas.	104
Figura 48 – Curva dos níveis de tensão no ponto de maior queda de tensão do alimentador, com a inserção da GD.	104
Figura 49 – Curva dos níveis de tensão no ponto de inserção da GD a biogás.	105
Figura 50 – Curva de potência ativa do INA5 com a conexão da GD solar.	106
Figura 51 – Monitor do alimentador às 18 horas com a inserção da GD solar.	106
Figura 52 – Curva de potência reativa da INA5 com a conexão da GD.	107
Figura 53 – Curva de potência reativa do trecho que antecede o ponto de conexão da GD com a inserção da mesma.	108
Figura 54 – Injeção de potência ativa no alimentador pela GD solar.	108
Figura 55 – Curva de carregamento de corrente do INA5 com a conexão da GD.	109
Figura 56 – Curva de perdas ativa do INA5 com a conexão da GD.	110
Figura 57 – Perdas ativas do INA5 com a conexão da GD solar às 18 horas.	110
Figura 58 – Curva dos níveis de tensão no ponto de maior queda de tensão do alimentador, com a inserção da GD solar.	111
Figura 59 – Curva dos níveis de tensão no ponto de inserção da GD.	112
Figura 60 – Curva de potência ativa da INA5 com a integração de GD'S.	113
Figura 61 – Monitor do alimentador.	113
Figura 62 – Curva de potência reativa da INA5 com a integração das GD'S.	114
Figura 63 – Curva de potência reativa do trecho que antecede o ponto de conexão das GD'S.	115
Figura 64 – Curva de carregamento da INA5 com a integração das fontes de GD.	116
Figura 65 – Curva de potência no trecho que antecede o ponto de conexão da integração das fontes de GD.	117
Figura 66 – Curva de perda ativa do INA5 com a complementariedade de fontes de GD. .	117
Figura 67 – Perdas ativas do INA5 com a integração de fontes de GD às 13 horas.	118
Figura 68 – Perdas ativas do INA5 com a integração de fontes de GD às 18 horas.	118
Figura 69 – Trecho de maior queda de tensão do alimentador INA5.	119
Figura 70 – Curva dos níveis de tensão no INA5 no ponto de maior queda de tensão com a utilização de GD'S integradas.	120
Figura 71 – Perfil dos níveis de tensão no INA5 às 18 horas com a integração de GD'S. .	120
Figura 72 – Curva dos níveis de tensão no ponto de inserção das GD'S integradas.	121
Figura 73 – Regime de despacho de kW das GD'S integradas.	123
Figura 74 – Potência Ativa do Alimentador – AL – INA5.	126
Figura 75 – Carregamento de Potência Reativa do Alimentador – AL – INA5.	128
Figura 76 – Carregamento do cabo troncal do Alimentador – AL – INA5.	130
Figura 77 – Perdas do Alimentador – AL – INA5.	132
Figura 78 – Queda de Tensão – AL – INA5.	134

Figura 79 – Sistema Integrado de microgeração distribuída – Campus CAVG – IFSUL....	152
Figura 80 – Estação Meteorológica – Campus CAVG – IFSUL.....	152
Figura 81 – Curva diária de geração de energia elétrica.	157

LISTAS DE TABELAS

Tabela 1 – Efetivo de suínos em Estados da Federação.....	49
Tabela 2 – Quantidade de dejetos de suínos de acordo com a fase de criação	66
Tabela 3 – Volume de água utilizada para limpeza das baias e desperdiçadas nos bebedouros	66
Tabela 4 – Níveis de tensão e suas faixas de variação.....	76
Tabela 5 – Classificação dos níveis de perdas de energia em RD.	77
Tabela 6 – Estimativa de produção de biogás.....	81
Tabela 7 – Características dos grupos geradores Stemac.....	82
Tabela 8 – Regime operacional do sistema de geração de energia elétrica a biogás.	83
Tabela 9 – Estimativa de irradiação diária e mensal no plano inclinado.....	85
Tabela 10 – Características dos painéis fotovoltaicos - YGE 60 – YL245P-29b	86
Tabela 11 – Características dos inversores SMA SUNNY TRIPOWER	86
Tabela 12 – Valores diários e mensais estimados para a energia gerada.....	87
Tabela 13 – Potência ativa no alimentador.	124
Tabela 14 – Potência reativa do alimentador.	126
Tabela 15 – Corrente dos condutores do alimentador.....	128
Tabela 16 – Perdas elétricas do alimentador.....	130
Tabela 17 – Níveis de tensão no ponto de maior queda de tensão do alimentador.....	132
Tabela 18 – Comparativo percentual sob os efeitos dos cenários comparados ao caso base.....	135
Tabela 19 – Medição em campo da produção do painel solar fotovoltaico em janeiro de 2013.....	153
Tabela 20 – Medição em campo da produção do painel solar fotovoltaico em janeiro de 2014.....	154
Tabela 21 – Medição em campo da produção do painel solar fotovoltaico em janeiro de 2015.....	155
Tabela 22 – Produção média diária do painel solar fotovoltaico em um período de três anos.....	156
Tabela 23 – Produção média diária do painel solar fotovoltaico em um período de três anos em p.u.....	156

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AL	– Alimentador;
ANEEL	– Agência Nacional de Energia Elétrica;
BEM	– Balanço Energético Nacional
BDS	– Biogás de Dejetos da Suinocultura
CEEE-D	– Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica;
CH ₄	– Gás metano;
CO ₂	– Gás carbônico;
Ccc	– Carregamento dos cabos condutores tronco;
CRESESB	– Centro de Referência para Energia Solar e Eólico Sérgio de Salvo Brito
EPE	– Empresa de Pesquisa Energética;
GD	– Geração distribuída;
I	– Corrente elétrica;
INMET	– Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	– Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
kWh	– Unidade de medida de potência elétrica (quilo Watt hora);
MME	– Ministério de Minas e Energia;
MW	– Unidade de potência (mega watt);
ONS	– Operador Nacional do Sistema;
PCH	– Usina hidrelétrica de pequeno porte
P _{kW}	– Perdas de potência ativa
p.u	– Sistema "por unidade", consiste na definição de valores de base para grandezas elétricas;
PRODIST	– Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
QEE	– Qualidade de energia elétrica
SE	– Subestação de energia elétrica;
SEP	– Sistema Elétrico de Potência
SIN	– Sistema interligado nacional;
UC	– Unidade consumidora

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	Considerações Iniciais	23
1.2	Justificativa	25
1.3	Objetivos do trabalho	26
1.3.1	Objetivo geral	26
1.3.2	Objetivos específicos.....	26
1.4	Estrutura do trabalho	27
2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E IMPACTOS NA REDE ELÉTRICA	29
2.1	Geração Distribuída no Contexto Atual – Cenário 2015	36
2.2	Impactos sobre as características operacionais das redes de distribuição	40
2.2.1	Tensão em Regime Permanente	42
2.2.2	Fator de Potência	43
2.2.3	Perdas em Energia Ativa e Reativa	44
2.2.4	Carregamento dos Cabos Condutores Tronco	45
3	SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA A BIOGÁS E SOLAR	47
3.1	Produção de Energia Elétrica a partir do Biogás	47
3.2	Produção de Energia Elétrica a partir do Potencial Solar Brasileiro	51
3.2.1	Sistemas Fotovoltaicos	58
4	METODOLOGIA	63
4.1	Determinação do potencial de geração de biogás oriundos de dejetos suínos	65
4.1.1	Curva Diária de produção.....	68
4.2	Determinação do potencial de geração solar	69
4.3	Perfil de geração, na criação de uma curva típica de geração do sistema solar fotovoltaico	70
4.3.1	Aplicação do Fator de Correção	72
4.4	Análise dos impactos na rede de distribuição provocados pela GD	75
4.4.1	Tensão em Regime Permanente	75
4.4.2	Fator de Potência	76
4.4.3	Perdas em Energia Ativa e Reativa	76
4.4.4	Carregamento dos Cabos Condutores Tronco.....	77
5	DESENVOLVIMENTO PRÁTICO	79
5.1	Produção de Energia Elétrica do Sistema de Geração Distribuída a partir de Biogás Oriundo de Dejetos de Suínos	80
5.2	Produção de Energia Elétrica do Sistema de Geração Distribuída por Painéis Fotovoltaicos	84
5.3	Estudos de caso	89
5.3.1	Estudo de caso – Cenário 01 - Situação Inicial – Sem Geração Distribuída – Caso Base	90
5.3.1.1	Condições de carregamento de potência ativa da rede.....	90
5.3.1.2	Condições de carregamento de potência reativa da rede.....	93
5.3.1.3	Condições de carregamento dos cabos da rede	94
5.3.1.4	Condições de perdas dos cabos da rede.....	95
5.3.1.5	Condições dos níveis de tensão na rede	97
5.3.2	Estudo de caso – Cenário 02 - Situação com Geração Distribuída a Biogás	99
5.3.2.1	Condições de carregamento de potência ativa da rede.....	99

5.3.2.2	Condições de carregamento de potência reativa da rede	101
5.3.2.3	Condições de carregamento dos cabos da rede.....	102
5.3.2.4	Condições de perdas dos cabos da rede	103
5.3.2.5	Condições dos níveis de tensão na rede.....	104
5.3.3	Estudo de caso – Cenário 03 - Situação com Geração Distribuída Solar Fotovoltaica	105
5.3.3.1	Condições de carregamento de potência ativa da rede	105
5.3.3.2	Condições de carregamento de potência reativa da rede	107
5.3.3.3	Condições de carregamento dos cabos da rede.....	109
5.3.3.4	Condições de perdas dos cabos da rede	109
5.3.3.5	Condições dos níveis de tensão na rede.....	111
5.3.4	Estudo de caso – Cenário 04 – Integração de Fontes de Geração distribuída – GD Biogás e GD Solar Fotovoltaico	112
5.3.4.1	Condições de carregamento de potência ativa da rede	112
5.3.4.2	Condições de carregamento de potência reativa da rede	114
5.3.4.3	Condições de carregamento dos cabos da rede.....	115
5.3.4.4	Condições de perdas dos cabos da rede	116
5.3.4.5	Condições dos níveis de tensão na rede.....	119
6	ANÁLISE DOS RESULTADOS	123
7	CONCLUSÕES	137
7.1	Principais contribuições	139
7.2	Perspectivas para trabalhos futuros	140
7.3	Publicações	141
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	143
	APÊNDICE A – CURVA DIÁRIA DE PRODUÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	151

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

O setor elétrico brasileiro, em 2014, sofreu com a escassez de chuvas nas bacias que contemplam os reservatórios das principais centrais hidrelétricas, principal fonte de geração de energia elétrica no Brasil. Dessa forma, as usinas térmicas foram plenamente acionadas, fazendo com que houvesse a elevação da tarifa de energia elétrica.

A inserção de fontes de energia renováveis na matriz energética em nível mundial é cada vez mais sólida. Diversas nações tem procurado implementar uma série de políticas públicas com a finalidade de buscar uma maior segurança energética e a sustentabilidade.

No Brasil, a Geração Distribuída, GD, era utilizada, apenas, para o fornecimento de energia elétrica em sistemas remotos, ou seja, isolados, que não justificava investimentos para levar a distribuição de energia elétrica até essas localidades.

Em 17 de abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, em um marco regulatório inovador, publicou a Resolução Normativa nº 482, REN 482, a qual prescreve, conforme seu artigo 1º as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica, GD, e o sistema de compensação de energia elétrica, *net metering* (ANEEL, 2012).

A criação do sistema *net metering* está incentivando o aproveitamento de pequenos recursos energéticos para a geração de energia elétrica, ou seja, os consumidores podem beneficiar-se ao gerarem sua própria energia elétrica através dos sistemas de micro e minigeração distribuída. O sistema de compensação apresenta vantagens referentes à expansão do sistema de distribuição, tendo em vista, seus benefícios, tais como: postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição, baixo impacto ambiental, menor tempo de implantação, redução de carregamento dos condutores e conseqüentemente das perdas nas redes, melhora dos níveis de tensão em períodos de maior carregamento, aumento da confiabilidade do sistema e a diversificação da matriz energética.

A micro e minigeração distribuída no Brasil, em novembro de 2015, superaram a marca de 1.000 sistemas conectados à rede de distribuição de energia elétrica. Conforme a ANEEL, o País possui 1.125 sistemas em operação. Se for comparado com o ano de 2014, quando existiam, aproximadamente, 420 sistemas inseridos na rede de distribuição, os

números atuais representam uma elevação de aproximados 270% para o segmento (ANEEL, 2015).

O crescimento da GD embora demonstre inúmeras qualidades tanto no âmbito econômico e ambiental, sua inserção no sistema de distribuição pode trazer problemas na operação do sistema, uma vez que, as redes de distribuição de energia elétrica, originalmente, não foram projetadas para encampar uma significativa inserção de unidades geradoras, portanto, mostrou-se necessário uma avaliação dos impactos técnicos que podem ocorrer na operação de sistemas de distribuição.

Diferentes estudos abordaram os impactos da geração distribuída, no entanto, estas análises, estão alicerçadas na aplicação de tecnologias atuando de forma individualizada e não nos possíveis impactos causados por um sistema integrado de fontes de geração de micro e minigeração distribuída.

A conexão da GD com o sistema elétrico de distribuição exige análises quanto à viabilidade técnica. Dessa forma é necessário analisar os impactos oriundos da inserção de GD causados em uma determinada parte do sistema elétrico, tais como: níveis de tensão, fator de potência, carregamento de condutores, perdas elétricas, entre outros.

O fornecimento de uma energia com qualidade e dentro dos padrões estabelecidos por normas é uma das obrigações das concessionárias. Desta forma, tem-se que a avaliação dos parâmetros de qualidade é de importância tanto para as concessionárias, mas, também para os consumidores que desejam produzir sua própria energia e que busca receber uma energia elétrica de qualidade que não prejudique as demais cargas que estiverem conectadas na rede.

Nessa dissertação estão avaliados os impactos operacionais (nível de tensão, perdas elétricas e carregamento de condutores) causados na rede de distribuição com a introdução de um sistema integrado de fontes de micro e minigeração distribuída. Sabendo que a complementariedade de fontes, em seu regime operacional, depende das condições e meios nas quais elas estão. A integração dos recursos energéticos no contexto da micro e minigeração, neste trabalho, se detêm na produção de energia elétrica proveniente do biogás e da energia solar fotovoltaica. A utilização do biogás, no estudo, é por ser uma fonte disponível em grande quantidade na área rural, aonde este aproveitamento já vem sendo feito, de certa forma. Porém, com a REN 687/2015, que entrou em vigor no mês de março de 2016, abre-se a possibilidade para a complementariedade e dessa forma, a energia solar surge como uma fonte crescente nos sistemas de pequenas fontes de geração.

Portanto, torna – se necessário criar curvas de geração diária de energia para estimar a penetração dessas fontes na rede de distribuição. Neste estudo foi desenvolvido um perfil de

geração mediante a criação de uma curva típica de produção horária de um sistema solar fotovoltaico e de um sistema a biogás de dejetos proveniente da suinocultura, BDS.

Portanto, o objetivo deste estudo traz benefícios tanto para a operação quanto para o planejamento das distribuidoras. No que se refere à parte operacional das distribuidoras, no sentido de tomar decisões, por exemplo, à medida que se tenha por momentos, excesso ou a falta de geração, o sistema deve estar preparado para absorver essas flutuações com o intuito de causar mínimos impactos negativos à rede de distribuição. Já para o planejamento, a integração de fontes pode significar uma postergação de recursos no melhoramento das redes, uma vez que, essas fontes integradas podem trazer benefícios pela elevada geração de energia, porém, podem acontecer impactos negativos com o excesso de produção de energia oriundos da circulação do fluxo inverso.

1.2 Justificativa

Esse trabalho foi concebido a partir da premissa exposta pela REN 482/2012, da ANEEL, a qual permite que cada consumidor utilize fontes de geração de energia elétrica disponíveis em sua unidade consumidora. Ou seja, baseado no modelo de compensação utilizado no Brasil, o sistema *net metering*, cada consumidor pode se tornar um produtor de energia elétrica e ser compensado por esta produção.

Com a possibilidade da micro e minigeração distribuída é possível um consumidor ter disponível mais de uma fonte primária de geração. Se essa unidade consumidora quiser se beneficiar do sistema *net metering*, a integração simultânea desses sistemas de geração na rede de distribuição pode causar uma série de impactos no sistema, porque em diversos horários poderia haver uma produção excessiva de energia. Por outro lado, poderia acontecer de, em determinados períodos do dia, a geração ser pequena e dessa forma pouco impactar no regime operacional da rede de distribuição. Esse excesso ou a pouca geração promovida pela integração de fontes de micro e minigerações distribuídas podem afetar diretamente tanto a parte operacional quanto o planejamento das distribuidoras, uma vez que, a existência de mais de uma fonte de geração não significa a disponibilidade das mesmas. Dessa forma, a sobreposição dos recursos disponíveis pode ocasionar uma série de impactos no âmbito operacional e deve ser estudada para analisar o comportamento das características elétricas das redes de distribuição mediante cenários de operação de uma rede de distribuição de energia elétrica.

Saber o nível de penetração das fontes de geração distribuída é importante, pois, o dinamismo da rede de distribuição, dependendo do alimentador, é heterogêneo. Pode acontecer que em determinados horários a rede esteja mais sobrecarregada ou aliviada no seu carregamento. Sabendo que a produção de biogás é contínua ao longo de um dia não se pode afirmar o mesmo do sistema solar. Logo é necessário desenvolver uma curva de produção diária e horária de energia fotovoltaica que acontecerá através da modelagem de equações, que possibilitam estimar a produção horária, ao longo de um dia, de um sistema solar fotovoltaico instalado em qualquer região. Salienta-se que em vários trabalhos a estimativa de produção fotovoltaica acontece através da estimativa de produção diária, mensal ou anual.

Portanto, a justificativa de realizar este estudo está fundamentada na exploração de questões importantes do atual cenário de micro e minigeração distribuída no Brasil, que aponta para uma predominância da energia solar fotovoltaica e aumento de sua participação na matriz energética na qual será utilizado um sistema integrado de fontes de geração que sejam complementares causando um mínimo de impactos na rede de distribuição.

1.3 Objetivos do trabalho

1.3.1 Objetivo geral

Como objetivo geral, este trabalho pretende elaborar um modelo que possibilite analisar os impactos causados no sistema de distribuição com a complementariedade de fontes de geração distribuídas no sistema, sob a ótica do sistema de compensação *net metering*.

Para realizar o estudo dos impactos será desenvolvida uma curva de geração para análise da estimativa do impacto da operação complementar de fontes para um sistema a biogás de dejetos suínos e para um sistema solar fotovoltaico que irão auxiliar os estudos dos impactos da complementariedade de fontes no contexto da micro e minigeração distribuída.

1.3.2 Objetivos específicos

- a) Analisar os impactos de fontes de micro e minigeração distribuída na rede de distribuição de energia elétrica de forma individual para um sistema solar fotovoltaico e um sistema a biogás de dejetos suínos;
- b) Analisar os impactos na rede de distribuição considerando um sistema integrado de micro e minigeração distribuída, composto por geração fotovoltaica e biogás;

- c) Definir uma metodologia onde se possam identificar os impactos sob a ótica do sistema *net metering*.
- d) Definir uma metodologia para o perfil de geração, na criação de uma curva típica de geração do sistema solar fotovoltaico.
- e) Identificar os impactos na rede sob a visão da complementariedade de fontes de geração sobre as características operacionais como: perdas elétricas, níveis de tensão, fator de potência, carregamento dos condutores.

1.4 Estrutura do trabalho

Este trabalho está organizado de forma a apresentar no Capítulo 1 a introdução contendo os objetivos gerais e específicos e a estrutura geral do trabalho.

Os Capítulos 2 e 3 apresentam uma revisão no estado da arte nos temas relativos à geração distribuída, tais como: contexto atual da micro e minigeração distribuída no Brasil, impactos causados em regime permanente ao sistema de distribuição e o sistema de geração a biogás e solar.

No Capítulo 4 é expressa a metodologia para analisar os impactos na rede de distribuição sob o regime da REN 482/2012, ANEEL e desenvolvida a criação do perfil de geração de um sistema solar fotovoltaico.

No Capítulo 5 serão desenvolvidos os cenários de geração promovendo a aplicação da metodologia.

O Capítulo 6 expõe a análise dos resultados.

Por fim, as conclusões, referências bibliográficas e o Apêndice A.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E IMPACTOS NA REDE ELÉTRICA

Uma das premissas relacionada ao desenvolvimento econômico e industrial é o uso da energia elétrica. Nações como o EUA, Japão e o continente europeu que se destacam pelo grande desenvolvimento econômico são justamente os que possuem os menores preços de energia, porém, demandam os maiores consumos energéticos.

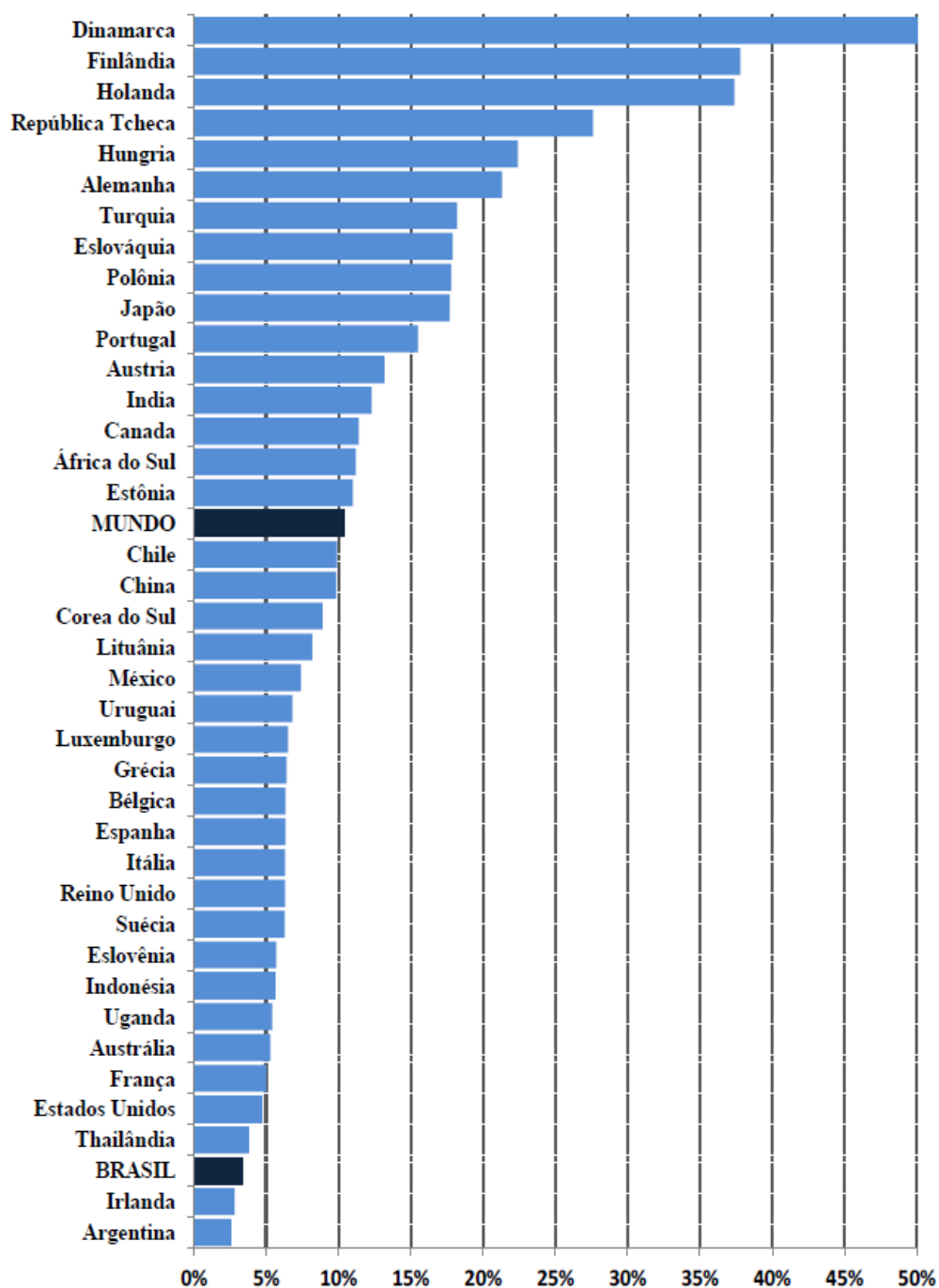
Para Haddad e Lora (2006) a operação da geração descentralizada, ou seja, da GD a partir das fontes alternativas tem se sustentado como uma das tecnologias de geração de eletricidade que mais crescem no mundo, no que se refere ao desenvolvimento tecnológico e investimentos.

A União Europeia, com seus países afiliados, respondem pela participação expressiva na geração mundial de energia elétrica desenvolvida a partir de GD com alicerce nas tecnologias renováveis.

A Alemanha e Itália despontam como os países que mais investiram na indústria fotovoltaica nos últimos três anos. Para o *Global Status Report em Energia Renovável da Renewable Energy Policy Network for the 21st Century - REN21* (2014), além da Europa, Japão, Estados Unidos e a China, também, compõem o ranking de maiores investimentos em fontes renováveis, mesmo sendo países caracterizados por possuírem majoritariamente suas matrizes energéticas fundamentadas em combustíveis não renováveis.

Affonso (2015), na Figura 1, apresenta a comparação da participação da GD, em um conjunto de países, relacionados à suas gerações totais, ou seja, compara a inserção de fontes de geração distribuída no contexto da matriz energética de cada país. Dessa forma, é possível posicionar o Brasil neste contexto em nível mundial. Destacam-se os países da União Europeia, o pequeno percentual dos EUA comparado à China e o Chile, como destaque pelo maior percentual entre os países da América Latina.

Figura 1 – Participação percentual da GD com relação à geração total de energia em cada país no ano de 2014



Fonte: AFFONSO, 2015. Elaboração a partir dos dados de REN21, 2014.

O Chile é o país pioneiro entre os Sul-americanos no que diz respeito às fontes de energias alternativas, exceto para a hidroeletricidade, e estimulou esse cenário de produção pelas chamadas Lei Curta I, lei nº 19.940 e Lei Curta II, lei nº 20.018. Esse fato aconteceu devido ao corte de abastecimento do gás natural argentino. A primeira Lei isenta os custos de

transmissão dos geradores de energia inferiores a 9MW de capacidade. A segunda Lei, a Lei Curta II, acabou complementando a Lei Curta I e estabeleceu um sistema de licitações de fornecimento na qual as empresas de distribuição ficam obrigadas a comprar “blocos” de energia das empresas geradoras. No ano de 2008, o Chile proclamou a Lei N° 20.257 que se refere às Energias Renováveis Não Convencionais, ERNC, obrigando as empresas geradoras com capacidade superior a 20 MW de negociarem a venda de certa porcentagem de energia gerada por fontes baseadas em ERNC. De 2010 a 2014, essa porcentagem será de 5% e, a partir de 2015, subirá 0,5% anualmente até alcançar 10% em 2024 (REN21, 2014) e (CEMIG, 2012).

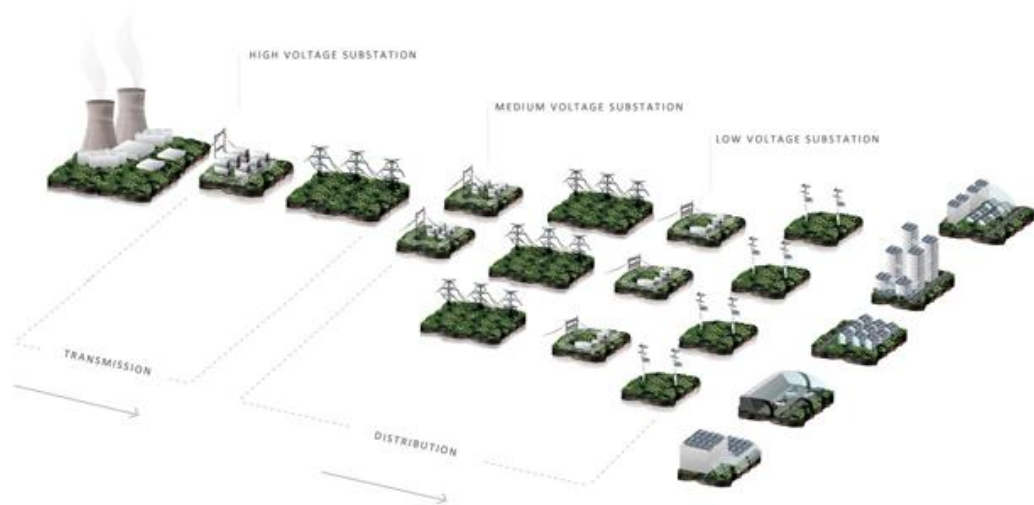
Os Estados Unidos, apesar da conhecida dependência dos combustíveis fósseis, possuem um grande interesse por fontes de energias renováveis. Em 2011, a capacidade instalada já alcançava o marco de 4,3GW. Nos EUA uma lei federal regulamenta a conexão de consumidores às redes de energia elétrica a qual obriga as concessionárias a permitirem a entrada de produtores independentes. Consequentemente tais empresas devem, assim, comprar o excedente da energia produzida pelos consumidores. Alguns Estados elaboraram suas próprias regras e indo além das exigências mínimas estabelecidas pela legislação Federal. Dessa forma, estes Estados estão permitindo o sistema de medição líquida, *net metering*, porém, somente, aos clientes com sistemas fotovoltaicos. O Brasil acabou adotando um dos mesmos mecanismos utilizados pelos EUA na implantação da legislação para difundir a GD, apesar disso há algumas peculiaridades. O preço de venda do excedente de energia da GD, nos EUA, é definido em um mercado *spot*, já o Brasil não adotou um preço específico ou diferenciado para os consumidores microgeradores (REN21, 2014) e (CEMIG, 2012).

Na Espanha os produtores de energias elétricas alternativas possuem a possibilidade de vendê-las por uma tarifa fixa, tarifa *feed-in*, diferentes para cada tipo de fonte de geração, ou pelo valor de mercado, acrescido por um bônus. A política espanhola também propicia a seus produtores o sistema de compensação de energia gerada, *net metering*. O ano de 2005 ficou caracterizado pela aprovação do Plano de Energias Renováveis no horizonte de 2005-2010, que previa para 2010 que 12,1% da energia primária consumida na Espanha seria proveniente de fontes renováveis, sendo esta meta atingida. A Espanha criou, para a promoção da GD ser de fato viabilizada, diversos decretos e leis nos quais se destacam: Plano de Energias Renováveis da Espanha 2005-2010, o decreto real número 661/2007 que ficou responsável pela promoção e incentivo para todas fontes de energia renováveis e o decreto real número 1578/2008 implementou a tarifa exclusiva para sistemas fotovoltaicos residenciais (REN21, 2014) e (CEMIG, 2012).

A liderança na geração com fontes renováveis é mantida pela Europa que apresenta a sua participação no mercado com aproximadamente 80% comparado com o total global. Países como a Alemanha, Itália e Espanha se destacam na geração por sistemas fotovoltaicos. Em 2011 a Itália superou a Alemanha na geração fotovoltaica com 9,3 GW de novos sistemas conectados à rede. Mesmo com o incremento italiano na inserção de fontes solar no ano de 2011 a Alemanha em 2015 com aproximados 40 GW continua responsável pelo título de país com maior capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos, ou seja, somente no ano de 2015 foi incrementado 1,9 GW de potência solar fotovoltaica, enquanto que a Itália incrementou em 2015, apenas 0,4 GW, ficando com uma potência instalada de aproximadamente 20 GW (REN21, 2015). No sul italiano o Ministério da Economia e Desenvolvimento da Itália destinou mais de 200 milhões de euros com o intuito de modernizar as redes elétricas com objetivo de preparar o país para receber a entrada de energia na rede pelos clientes com o mecanismo de *net metering* e projetos pilotos de redes inteligentes. Sendo assim, fica evidente que o instrumento de promoção para GD *net metering* foi implementado junto de outros mecanismos de incentivos, como por exemplo, as tarifas fixas e diferenciadas para os consumidores que possuem projetos de GD, conhecidas como tarifas *feed-in*. Já a concepção brasileira para a geração de energia elétrica está fundamentada em usinas de grande porte com todas as tecnologias entrelaçadas com a transmissão e a distribuição de energia elétrica. Esses arranjos foram construídos e projetados com o intuito de alimentar grandes blocos de carga a longas distâncias, sem se preocupar em inserir fontes de energia nestes grandes centros.

A Figura 2 ilustra este modelo, conhecido como geração centralizada, na qual os sistemas de distribuição foram projetados, otimizados e operados para uma topografia radial sem a participação de fontes de energia elétrica de tal forma que o fluxo de potência fluía somente em uma direção (SPIER, 2002).

Figura 2 – Sistema Elétrico Centralizado



Fonte: www.nojapower.com.br. Acesso em junho de 2015.

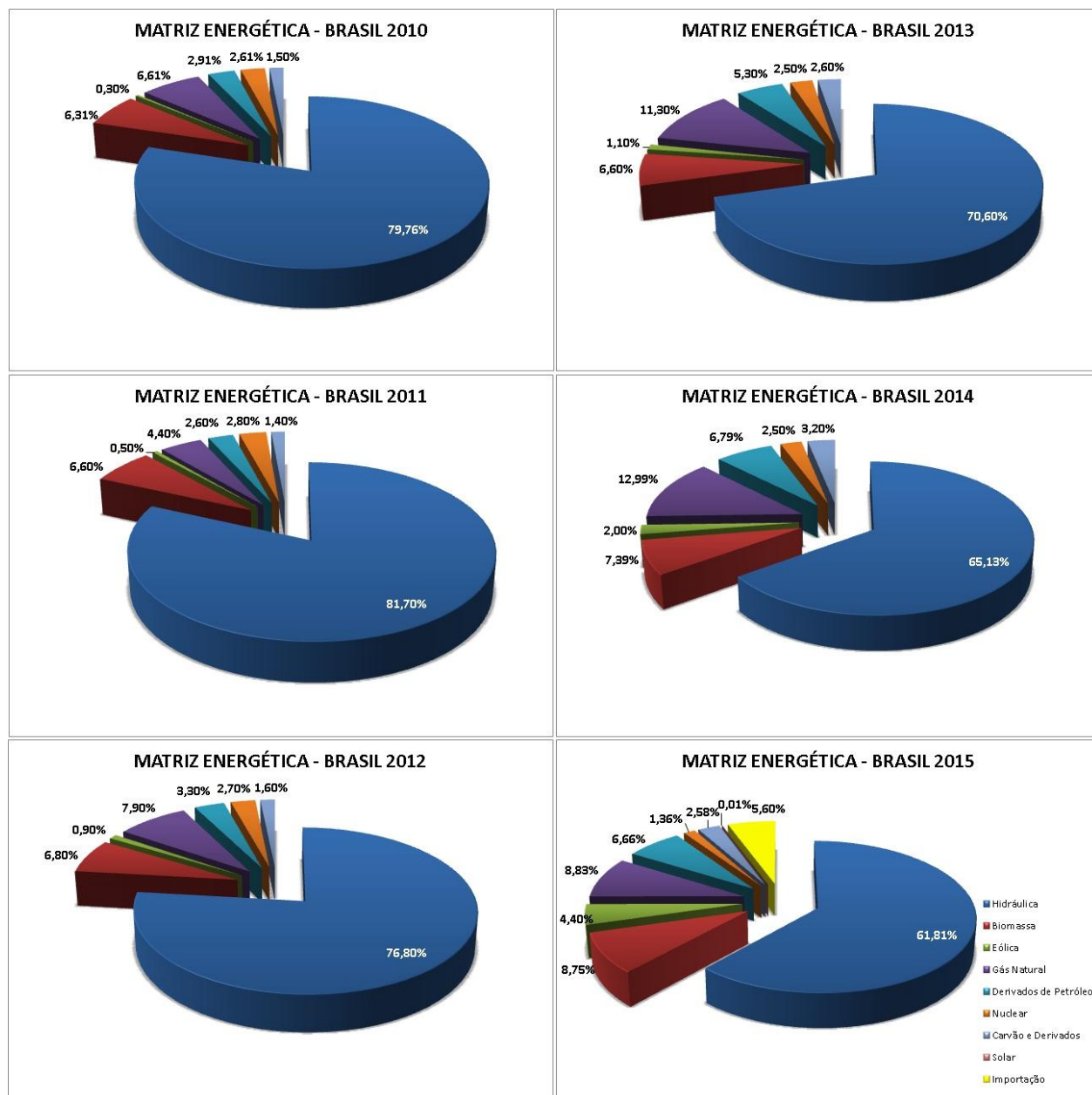
Para a Empresa de Pesquisa Energética, EPE, o Brasil, diferentemente de países emergentes como a China, Índia, Rússia, México e África do Sul, acaba possuindo um papel de destaque em seu planejamento energético. No Brasil, as centrais geradoras a base dos recursos naturais hídricos, tornam a matriz energética predominantemente renovável. Todavia, tendo em vista a recente crise hídrica estabelecida no país, com baixos índices nos reservatórios supracitados, surge um novo paradigma energético com base hidrotérmica, de acordo com Plano Nacional de Expansão de Energia 2050 - PNE 2050 no qual destaca que as térmicas assumirão um papel de extremo destaque que vai além do fornecimento de energia elétrica para os picos do sistema, algumas já estão operando na base (EPE, 2014).

A matriz energética expõe o quadro de geração e consumo de energia elétrica. Com o intuito de estimular políticas que promovam a competitividade, é fundamental para a elaboração do planejamento energético, fazer dela um instrumento de importância. A partir da exposição dos dados da matriz energética, é possível prever um planejamento que assegure a disponibilidade de energia com os menores custos possíveis, porém, procurando explorar a sustentabilidade ambiental. Torna-se contraditório, na maioria dos casos, ao evidenciar as três características que são: segurança, economicidade e sustentabilidade. Portanto, para Bueno (2013) é necessário levar em consideração a maximização dessas três características no planejamento energético.

No Brasil a matriz energética é predominantemente hidráulica, conforme exposto na Figura 3. Embora ao longo desses últimos cinco anos a matriz, discretamente, vem crescendo

outras fontes de geração de energia elétrica. Contudo a geração hídrica continua superando a faixa dos 60% no montante das outras fontes que compõem a matriz de geração.

Figura 3 – Matriz Energética do Brasil de 2010 a setembro de 2015



Fonte: Balanço Energético Nacional. Disponível em: www.ben.epe.gov.br/default.aspx.

ANEEL. Banco de Informação da Geração - Matriz Energética. Situação Julho 2015. Disponível em: www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/operacaocapacidadebrasil.cfm. Acesso em julho de 2015. Adaptada pelo Autor.

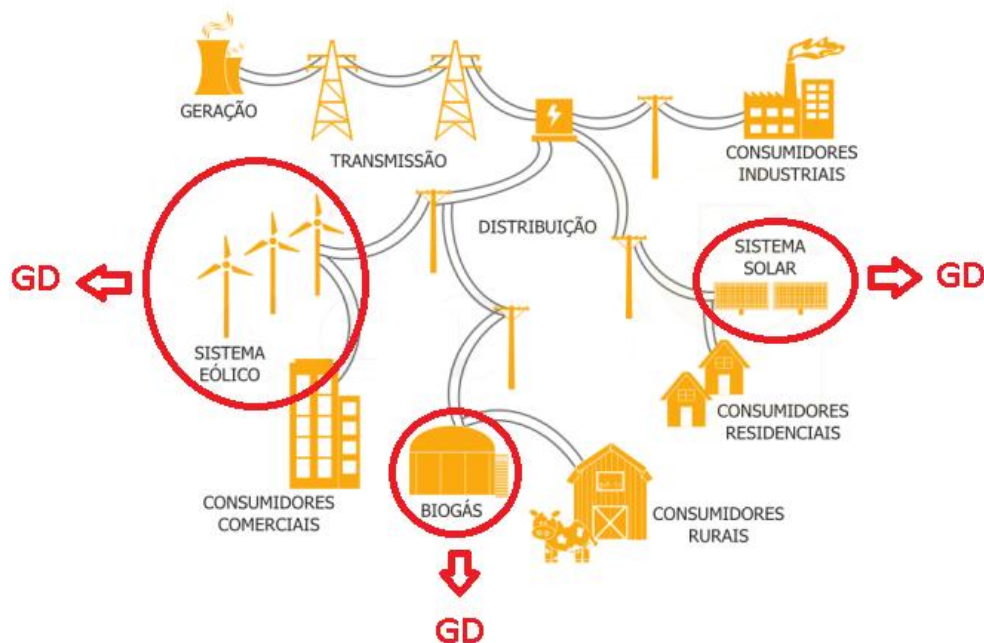
Devido à elevação dos custos de energia elétrica, ocasionado pelo acionamento das termelétricas e por um período contínuo devido às perdas globais na transmissão e na

distribuição, surgiu à necessidade de políticas públicas na expansão de novas tecnologias, já largamente utilizada no cenário internacional que é a geração distribuída, GD.

A geração descentralizada é uma pequena central de geração capaz de estar conectada à rede de distribuição e próximo aos consumidores, segundo o IEEE (MALFA, 2002).

Para Ackermann (2001) a GD é definida como sendo uma fonte de geração conectada diretamente na rede de distribuição da concessionária ou ao consumidor conforme ilustrado na Figura 4.

Figura 4 – Sistema Elétrico Descentralizado



Fonte: www.elco.eng.br. Adaptada pelo Autor.

A versão atualizada dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, PRODIST, originado através da Resolução Normativa nº 345 da ANEEL em 2008, ratificada em 2015, traz uma definição para a GD, ou seja, segundo o PRODIST a GD é capaz de produzir energia elétrica, de qualquer potência, inserida diretamente ao sistema de distribuição de energia elétrica ou mediante instalações das Unidades Consumidoras, UC's, podendo operar paralelamente ou de forma isolada e despachadas ou não pelo Operador Nacional do Sistema, ONS (ANEEL, 2015).

2.1 Geração Distribuída no Contexto Atual – Cenário 2015

O PRODIST é constituído por vários módulos dos quais se destacam os módulos 3 e 4, cujos temas tem relação com este trabalho. Esses módulos são intitulados por:

- Módulo 3 – Referente ao acesso ao sistema de distribuição;
- Módulo 4 – Trata os procedimentos operativos do sistema de distribuição.

A partir desses dois módulos são estabelecidos os procedimentos de operação dos sistemas de distribuição e os procedimentos adotados para o relacionamento operacional entre os centros de despacho de geração distribuída e os centros de operação das concessionárias de energia elétrica.

O passo seguinte foi à criação da regulação para GD conectada à rede elétrica de distribuição. As Resoluções Normativas – REN 482/2012 e REN 517/2012 estabeleceram regras destinadas a reduzir as barreiras impostas nas instalações de sistemas de geração distribuída de pequeno porte. A REN 687/2015 alterou a REN 482/2012 introduzindo melhorias e maior flexibilidade à micro e mini gerações distribuídas. Devido a REN 482/2012 e as alterações estabelecidas pela REN 517/2012, iniciou-se a construção de um ambiente regulatório e comercial favorável à penetração das fontes renováveis em instalações residenciais através da micro e minigeração distribuída. Do ponto de vista regulatório, esta resolução e a seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST, permitiram a introdução do sistema de compensação nas faturas de energia, conhecido instrumento de mercado, chamado de *Net Metering*. Neste contexto de evolução a REN 687/2015 publicada em 24 de novembro de 2015 alterando a REN 482/2012 amplia as possibilidades para instalação de micro e mini gerações distribuídas.

O sistema de compensação, *net metering*, baseia-se em créditos de energia elétrica, ou seja, a energia injetada na rede de distribuição é repassada ao consumidor, em forma de créditos que podem ser utilizados para abater parte ou o total, conforme a produção, da energia consumida. Quando o balanço entre a energia consumida e injetada for positivo, fato esse que gera um excedente de produção de energia elétrica, o consumidor poderá utilizar esses créditos acumulados por um período de até 36 meses.

Conforme a REN 687/2015, da ANEEL, vigente a partir de 01 de março de 2016, a microgeração distribuída é caracterizada por ser uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW, e que utilize cogeração qualificada, conforme

regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Já a minigeração distribuída é enquadrada por ser uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes com base em energia hidráulica ou menor ou igual a 5MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2015). Essas resoluções simplificam os procedimentos para a conexão das GD's no Sistema de Distribuição, permitindo que cada unidade consumidora (UC) possa produzir sua própria energia e comercializar o excedente da energia gerada, em forma de empréstimo para a distribuidora, através do sistema de compensação de energia elétrica.

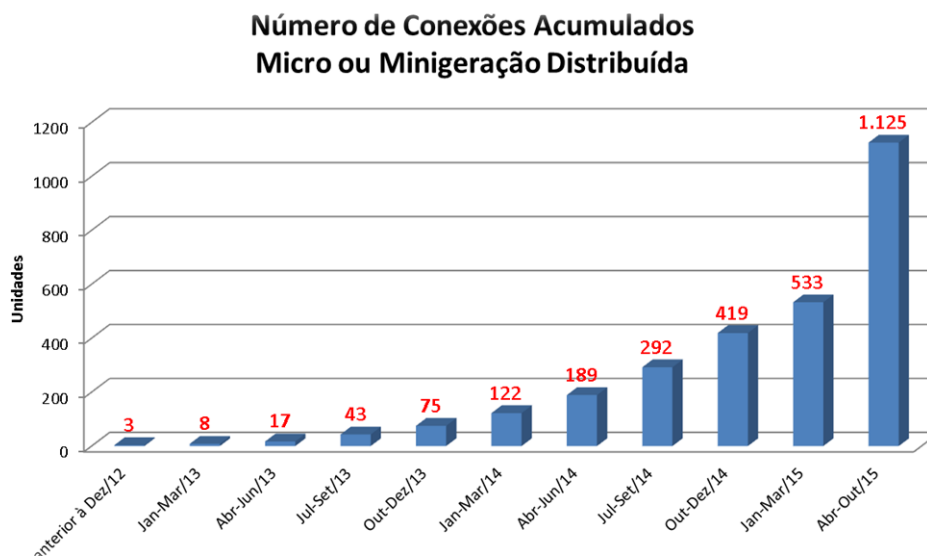
Nesse cenário, no Brasil, no que se refere à GD, a micro e minigeração emergem como opção em tempos de escassez das principais formas de geração que compõe a matriz energética brasileira. Porém podem e devem tornar-se parte do sistema elétrico sendo consideradas nos estudos de planejamento de forma a reduzir a fragilidade do sistema de geração.

Passados três anos da criação e implementação da resolução 482 da ANEEL, a utilização da micro e minigeração distribuída de energia no Brasil, fundamentada no sistema de compensação *net metering*, ainda possui um número pequeno de adesões comparado aos aproximados 68 milhões de consumidores residenciais (ABRADEE, 2014).

Conforme ilustrado na Figura 5, o número de conexões de micro ou minigeração distribuída ao final do ano de 2015 superou em 15 (quinze) vezes comparadas com o mesmo período no ano de 2013, ou seja, isso indica um crescimento acentuado no ano de 2015. Observa-se, também, que em 2015 foram superados a barreira dos 1.000 empreendimentos de micro e minigeração distribuída no Brasil.

Expostos os números de conexões pela ANEEL ao término de 2015, mesmo observando um pequeno aporte de adesões ao sistema destaca-se que a tendência é a expansão da micro e minigeração e conseqüentemente o uso integrado de fontes pode causar danos ao sistema operacional da distribuição se não houver uma avaliação dos impactos da potência a ser injetada à rede de distribuição.

Figura 5 – Número Acumulado de Micro ou Minigeração Distribuída no Brasil

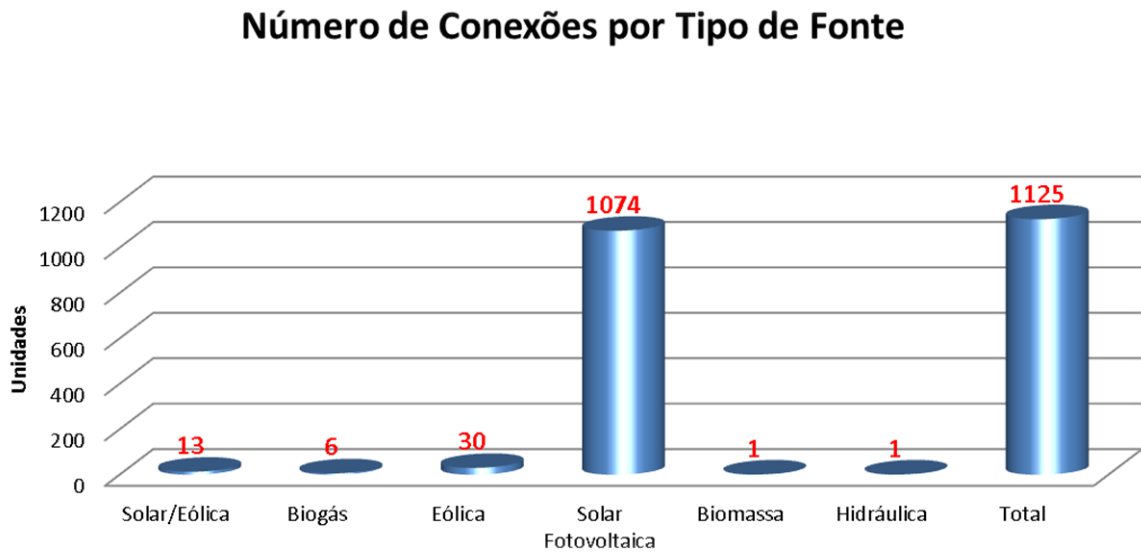


Fonte: ANEEL http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8899&id_area=
Adaptado pelo Autor.

A Figura 6 ratifica que a fonte solar fotovoltaica representa mais de 95% do montante das instalações. A segunda fonte mais representativa é a eólica, com 30 unidades geradoras, consolidando 2,6% do número total das instalações.

O fator positivo o qual se deve registrar é o fato de 13 (treze) centrais geradoras serem integradas, ou seja, eólica e solar. Isto demonstra que esses consumidores estão na busca ótima dos recursos naturais disponíveis em suas unidades consumidoras procurando a complementariedade das fontes disponíveis.

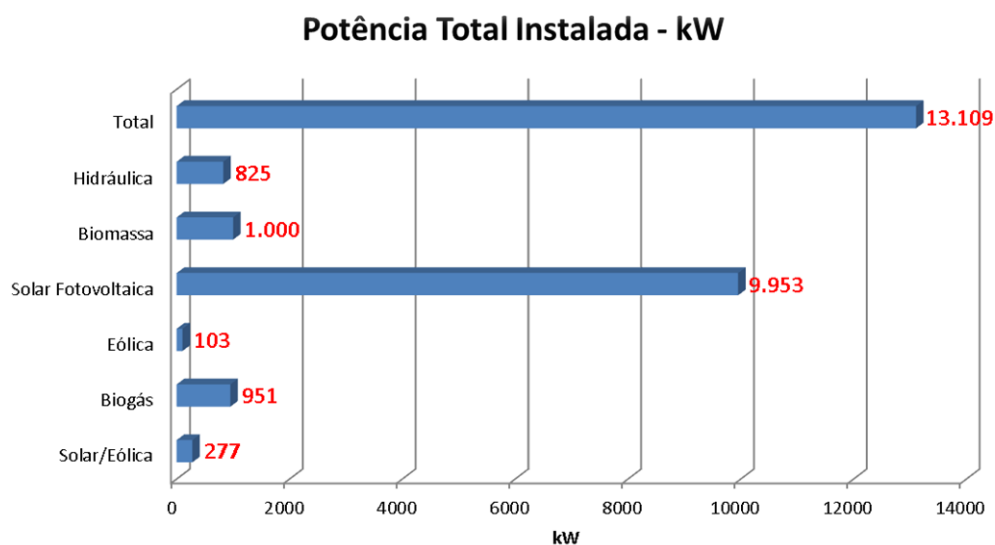
Figura 6 – Número de Conexões de Micro ou Minigeração Distribuída no Brasil por tipo de fonte



Fonte: ANEEL [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8899&id_area=.](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8899&id_area=)
Adaptado pelo Autor.

Denota-se também, na Figura 7 a predominância da geração fotovoltaica diante das demais fontes geradoras no que se refere à potência instalada dos geradores por gênero de micro ou minigeração distribuída.

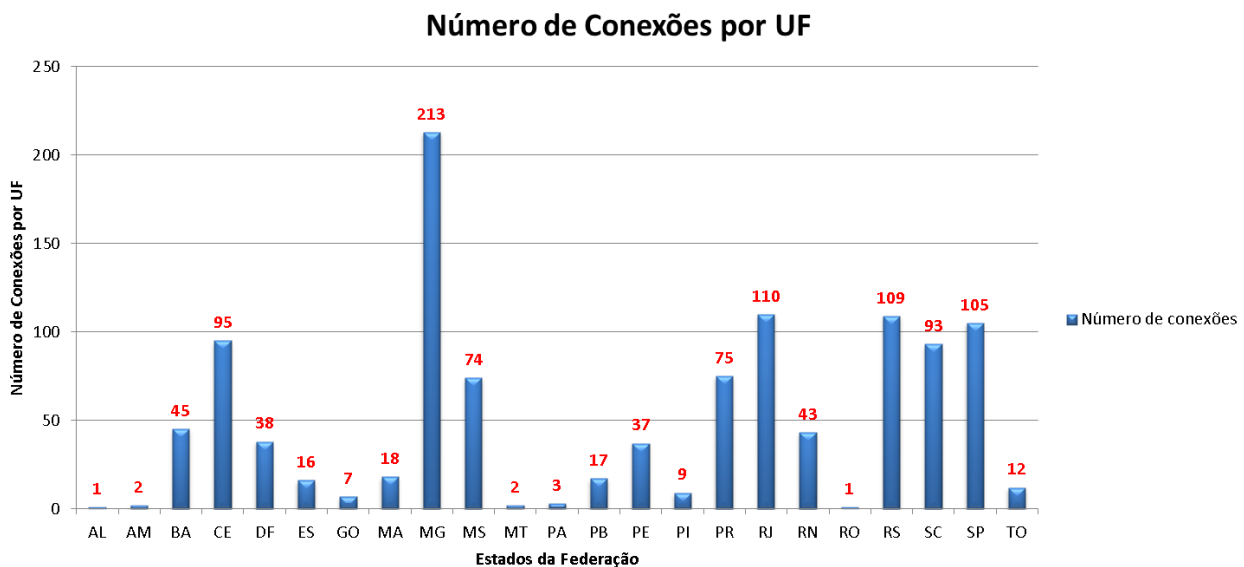
Figura 7 – Potência Total Instalada de Micro ou Minigeração Distribuída no Brasil



Fonte: ANEEL [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8899&id_area=.](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8899&id_area=)
Adaptado pelo Autor.

Embora os 277 kW instalados pelo sistema integrado, solar/eólica, represente 2,11% do montante de kW instalados começa a despontar uma nova realidade se tratando do sistema *net metering* que é a integração dos recursos disponíveis. A Figura 8 exprime os Estados Federados com suas respectivas quantidades de unidades de micro e minigeradores instalados. Os estudos da operação mútua dessas centrais geradoras devem receber atenção uma vez que impactos sobre as condições operacionais e técnicas das redes surgirão, pois, os diversos sistemas atuando simultaneamente resultarão em uma sobreposição. Os estados de Minas Gerais, Rio de Janeiro e Rio Grande do Sul se despontam pela quantidade instalada de 213, 110 e 109 unidades, respectivamente.

Figura 8 – Número de conexões de Micro ou Minigeração Distribuída nos Estados Federados do Brasil



Fonte: ANEEL http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8899&id_area=.

Adaptado pelo Autor.

2.2 Impactos sobre as características operacionais das redes de distribuição

A adoção de sistemas integrados de geração distribuída na rede de distribuição de energia elétrica representa um importante desafio tanto para as permissionárias desse setor, quanto para as grandes usinas geradoras. Alguns impactos comuns causados pela interconexão das GD'S nas plantas do sistema de distribuição são caracterizados pelo fluxo de potência reverso e pelo aumento ou flutuação dos níveis de tensão (AGÜERO & STEFFEL, 2011).

Para Barin & Canha (2008) a inclusão da GD na rede elétrica pode trazer modificações nas perdas globais da linha do sistema de distribuição. Além disso, a interconexão da GD próxima a um terminal remoto de um alimentador radial pode fazer com que a corrente injetada no alimentador diminua ou até mesmo pode acabar revertendo o sentido do fluxo de potência no alimentador podendo assim, ocasionar uma elevação dos níveis de tensão na barra remota.

Xu et al. (2011) descreve que o impacto oriundo da ligação de GD'S na rede de distribuição pode interferir com os objetivos do controle de tensão e reativos, ou seja, condições de altos níveis de tensão associadas à GD em níveis de penetração elevados pode interferir com os objetivos e controles de programas de conservação de energia. Sendo assim, a conexão de GD'S nos sistemas de distribuição requer uma coordenação adequada com os demais dispositivos para garantir o desempenho do controle de tensão e reativos. Por outro lado, por exemplo, as GD'S podem regular a tensão através da injeção ou absorção de potência reativa sob os efeitos de um controle adequado. Esse mecanismo permite corrigir o fator de potência injetando ou absorvendo potência reativa enquanto controla sua saída de potência ativa, ou dar suporte ao sistema de distribuição fornecendo algum nível de potência reativa.

Para Brignol (2013) a inserção de fontes de GD nas redes do sistema de distribuição provoca diversas reflexões e realizações de estudos com o intuito de analisar o comportamento dos sistemas de distribuição de energia elétrica, tendo em vista, que, mudanças de práticas, concepção e filosofias vão ter que sofrer alterações nos aspectos tangentes a operação, manutenção e planejamento da expansão das redes de distribuição.

Toyama et al (2010) afirma que uma unidade geradora tem por premissa atender um conjunto de requisitos, ou seja, normas e procedimentos, geralmente estabelecidos pela concessionária de energia local, de tal forma a evitar problemas causados pela interconexão inadequadas que podem afetar tanto a unidade geradora como a rede elétrica.

Já Souza (2009) destaca que dentre os impactos mais preocupantes estão àqueles correlacionados a Qualidade de Energia Elétrica fornecida, QEE. Se tratando em padrões brasileiro deve-se atender principalmente a norma IEEE 1547.1 *IEEE Standard for Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, o Módulo 8 do PRODIST - ANEEL e o Submódulo 2.2 dos Padrões de Desempenho da Rede Básica do Observador Nacional do Sistema – ONS.

A norma IEEE 1547 é responsável pela especificação e requisitos técnicos para a conexão da GD ao sistema elétrico. É importante ressaltar que essa norma não possui caráter

obrigatório às permissionárias de energia elétrica, mas, diversos países adotam as normas IEEE como referências para as suas resoluções normativas ela vem ganhando importância no cenário mundial como uma fonte de padronização a conexão da GD ao sistema elétrico.

Os Módulos do PRODIST disciplinam o relacionamento entre as distribuidoras de energia elétrica e os demais agentes, tais como as unidades consumidoras e as centrais geradoras, conectados ao sistema de distribuição na qual incluem as redes e linhas com nível de tensão igual ou inferior a 230kV. Atualmente o PRODIST é composto por nove módulos, sendo que o terceiro módulo regulamenta o acesso ao sistema de distribuição e o oitavo é referente à qualidade da energia elétrica na qual alguns itens serão analisados nesse estudo.

O módulo 3 do PRODIST (2015) pressupõe que os acessantes devam garantir a operação de suas instalações observando os aspectos da qualidade de energia elétrica prevista no módulo 8 do PRODIST.

Portanto, para garantir os índices de qualidade estabelecidos pelas normas vigentes é necessário estabelecer o regime operacional dos sistemas geradores de energia elétrica. No caso desse estudo, foram utilizadas duas fontes de GD, onde, uma será a Biogás e a outra a Sistemas Fotovoltaicos. Sabendo que as duas fontes de geração dependem dos meios de produção para gerar a energia elétrica, ou seja, essas fontes são intermitentes e possuem limitações em sua flexibilidade de geração. Quanto aos painéis fotovoltaicos, sabemos que eles são extremamente dependentes da irradiação solar. Enquanto, a central a biogás, dependerá da produção de biogás oriundo dos dejetos suínos disponíveis e dos biodigestores.

Os procedimentos de qualidade de energia elétrica definidos pelo Módulo 8 do PRODIST devem ser observados por consumidores com instalações conectadas em qualquer classe de tensão de distribuição.

Os fenômenos de Qualidade de Energia abordados neste estudo em regime permanente são:

- a) tensão em regime permanente;
- b) fator de potência;
- c) perdas em energia ativa e reativa;
- d) carregamento dos condutores tronco.

2.2.1 Tensão em Regime Permanente

Brignol (2013) afirma que os problemas de nível de tensão, NT, em uma rede de distribuição, RD, causam diversos transtornos para as distribuidoras de energia elétrica na

qual pode ser citado desde a insatisfação dos seus clientes com QEE entregue, até a realização de compensações financeiras pela distribuidora aos seus consumidores. Dessa forma, a interconexão da GD pode ser utilizada pela distribuidora para corrigir os níveis de tensão nos momentos de ultrapassagem dos limites estabelecidos pelo agente regulador.

Freitas (2004) justifica que devido à mudança dos fluxos ativos e reativos, a inserção da GD, nos sistemas de distribuição, altera o perfil da tensão na rede. A situação mais crítica ocorre quando a geração for máxima nos períodos de cargas mínimas, podendo, assim, ocorrer transgressões dos limites máximos de tensão estabelecidos pelo PRODIST.

Em um sistema radial, típico do sistema de distribuição, a inserção de geradores fotovoltaicos no final da rede pode acabar compensando, ou ao menos reduzindo, as quedas de tensão habituais ao longo de um alimentador. Essa elevação de tensão acabará aprimorando o perfil da tensão ao longo do alimentador. Por outro lado, a desconexão poderia levar a uma queda de tensão resultando em uma piora nos índices de qualidade de tensão fornecidas as cargas (RAMACHANDRAN, SOLANKI e SOLANKI, 2011) (NASCIMENTO, 2013).

Para as GD'S a biogás as variações de tensões são influenciadas se operarem em coordenação com as exigências locais de carga, por exemplo, sempre que houver um aumento da carga local, na rede de distribuição, a produção local deverá ser aumentada também e vice-versa.

2.2.2 Fator de Potência

Frequentemente, os sistemas de geração fotovoltaica são projetados para atuar com fator de potência unitário, buscando suprir ao longo do dia, total ou parcialmente, a demanda da potência ativa exigida pela carga local. Não obstante, a potência reativa consumida pela carga permanecerá sendo ofertada pela rede de distribuição, acarretando a redução do fator de potência no ponto de interfase dos geradores com a rede (PINTO, ZILLES e BET, 2012).

Katiraei e Agüero (2011) salientam que a variação do fator de potência do sistema fotovoltaico pode ocasionar alterações nos valores de tensão e fator de potência no ponto de conexão entre a fonte geradora e o sistema.

Brignol (2013) expõe que a GD pode ser uma fonte auxiliadora para à distribuidora de energia elétrica ao servir o sistema como um dispositivo para atuar na correção do fator de potência da rede através do fornecimento e/ou absorção de energia reativa.

2.2.3 Perdas em Energia Ativa e Reativa

Brignol (2013) acentua que as perdas de origem técnicas mais significativas em um sistema de distribuição ocorrem nos condutores e nos transformadores de distribuição, desprezando, geralmente, as perdas nos ramais de ligação, nos medidores de energia elétrica, nos dispositivos de proteção e manobra, nos reguladores de tensão, entre outros, por serem consideradas como insignificante.

O nível de perdas é amplamente utilizado como objetivo a ser minimizado em estudos de impacto da GD, pois é um indicador de eficiência e indiretamente indica o efeito da geração distribuída sobre a capacidade e a tensão. Em alguns lugares, inclusive, existem mecanismos de regulação relacionados às perdas, que determinam penalizações e recompensas segundo o desempenho do operador da rede elétrica neste aspecto (HARRISON et al., 2007).

Solanki, Ramachandran e Solanki (2012) destacam que a introdução de geradores fotovoltaicos próximos dos blocos de carga de um alimentador pode resultar em uma redução de perdas. Isso acontece devido ao auxílio dos geradores referente ao suprimento da demanda de potência ativa, fazendo assim, ocorrer uma diminuição do fluxo de corrente no mesmo e com isso ocasionando uma redução das perdas. Por outro lado, dependendo da quantidade de potência fotovoltaica instalado, a influência sobre as perdas podem ser elevadas em função de um despacho de potência ativa mais elevado em um circuito de pouca carga.

Katiraei e Agüero (2011) afirmam que o excesso de geradores pode acabar resultando um fluxo de potência reverso nos alimentadores da concessionária de distribuição, acarretando, assim, um aumento das perdas técnicas devido a evidencia de um maior fluxo de potência ativa na rede.

Por fim, Barin (2007) ressalta que pode haver redução ou aumento dos níveis de perdas de energia elétrica devido às conexões de GDs nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Esta contribuição depende do ponto onde se conectará a GD e principalmente do seu regime operacional. Cálculos experimentais realizados em algumas distribuidoras mostram que até mesmo pequenas fontes de GD instaladas em pontos ótimos permitem reduzir as quedas de tensão nas RD em até 15% e as perdas de energia em mais de 25%.

2.2.4 Carregamento dos Cabos Condutores Tronco

Brignol (2013) expõe que a inserção de fontes de geração distribuída em alimentadores de uma rede de distribuição pode influenciar diretamente na redução dos níveis de carregamento dos condutores tronco. Portanto, para que isso aconteça, a conexão da GD deve ocorrer no ponto em que estiverem conectadas ao sistema as maiores cargas da rede de distribuição. Ainda, o despacho da geração distribuída deve ser em coordenação com essas cargas. Por outro lado, a não coordenação do despacho dessas GD'S pode levar ao aumento dos níveis de carregamentos do alimentador, se não houver, um sincronismo com as maiores cargas instaladas.

Resumo do Capítulo 2

Neste capítulo apresentou-se os conceitos de geração distribuída, destacando o cenário da micro e minigeração distribuída no Brasil.

Abordaram-se, também, os impactos sobre os aspectos técnicos e operacionais das redes de distribuição, tais como: tensão em regime permanente, fator de potência, perdas de energia ativa e reativa e carregamento dos cabos condutores pertencentes ao tronco do alimentador.

3 SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA A BIOGÁS E SOLAR

Desde o surgimento do sistema de compensação *net metering* no Brasil, a ANEEL está constantemente buscando aprimorar o acesso da micro e minigeração distribuída, de modo a tornar o acesso mais fácil. As constantes revisões em suas normas servem como sinalizador de incentivo aos consumidores para que gerem sua própria energia.

No Brasil existem diversas fontes primárias de geração de energia. Dessa forma, a geração distribuída no contexto atual surge como uma realidade de fonte de geração conectada na rede de distribuição.

A ampliação do uso dos recursos energéticos renováveis associados às possibilidades de complementariedade das fontes de energia desponta como possibilidade a integração de sistemas de geração tais como: solar/eólica, solar/biogás, biogás/eólica, pequena central hidrelétrica/eólica e outras fontes atuando de forma complementar.

Nesse capítulo serão abordados os potenciais de geração de energia elétrica a partir de biogás, motivado pelo elevado índice de suinocultores no Estado de Santa Catarina e pela complementariedade de recursos ao utilizar sistemas fotovoltaicos, que podem ser utilizados tanto nos telhados dos criadouros como nas áreas disponíveis na zona rural.

3.1 Produção de Energia Elétrica a partir do Biogás

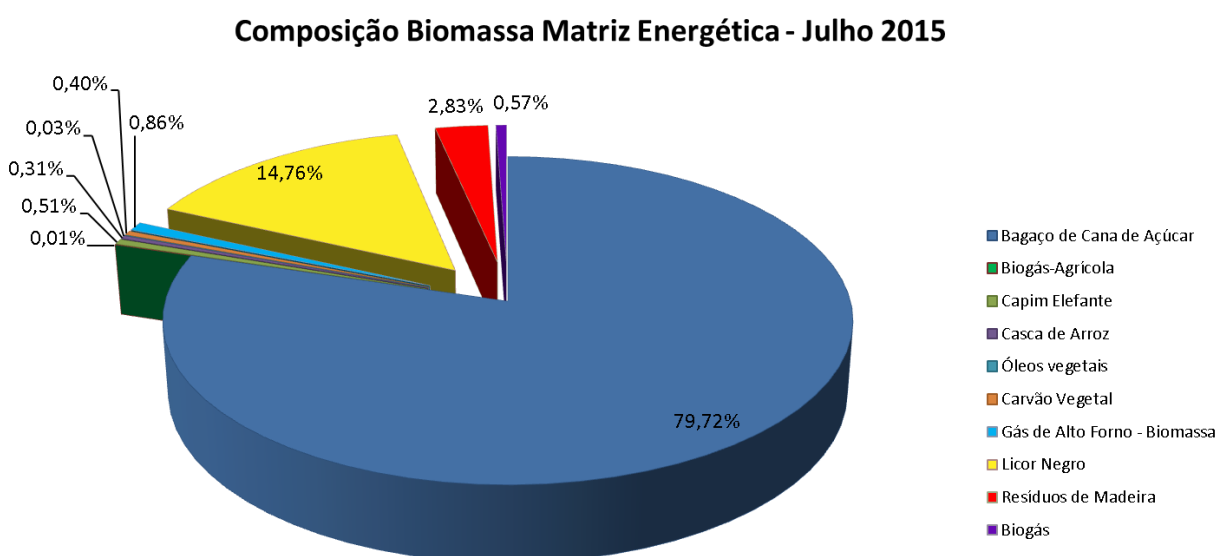
No Brasil e no mundo a produção de energia a partir de biogás oriundo de rejeitos da agricultura, como por exemplo, os dejetos suínos ainda são bastante incipientes. Porém, na atual conjuntura do setor elétrico é favorável o seu desenvolvimento em função dos elevados custos da energia elétrica e das crescentes pressões ambientais (LEMOS et al., 2008).

O uso do biogás, oriundo da biomassa, como combustível para geração de energia elétrica não apenas se restringe ao aproveitamento, dessa forma sustentável, deste subproduto oriundo dos resíduos sólidos, como também evita a emissão do gás metano na atmosfera, resultante de sua decomposição.

Como matéria prima para a produção de biogás no Brasil, pode-se citar o exemplo do aproveitamento de resíduos da cana de açúcar, aterros sanitários e de resíduos rurais tais como: esterco de animais, derivados do cultivo de milho, orgânicos secos derivados da madeira e outros. Os resíduos da pecuária, citado como exemplo de produção rural, são constituídos por dejetos e outros produtos resultantes da atividade biológica do bovino, suíno, aves e outros, cuja relevância local justifica seu aproveitamento energético.

Em julho de 2015, conforme dados da ANEEL, a biomassa, no contexto do sistema elétrico, contribui com apenas 8,75%, na matriz energética brasileira, conforme pode ser observado na Figura 03. Dentro deste percentual o Biogás, proveniente de atividades agrícolas, representa menos de 1% da geração de energia elétrica em nosso País, conforme é ilustrado na Figura 9.

Figura 9 – Composição da Biomassa na Matriz Energética do Brasil em setembro de 2015



Fonte: ANEEL. Banco de Informação da Geração - Matriz Energética. Situação Julho 2015. Disponível em: www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm. Acessado em Julho de 2015. Adaptada pelo Autor.

Como este trabalho focará um estudo de caso na qual será estimada e projetada a produção de biogás oriundo de dejetos da suinocultura é importante justificar tal potencial.

O ciclo da cadeia de produtividade de suínos tem alcançado um cenário de destaque no setor agroindustrial brasileiro. Esse fato é decorrente dos avanços na escala de produção e dos altos investimentos do setor (ITAI, 2009a).

Para o IBGE (2013), o efetivo total de suínos ultrapassou a quantia de 36 milhões de cabeças ao término de 2013.

Concentrado na região sul, o efetivo brasileiro de suínos, registra a participação nessa região do país em aproximadamente 49%. A Região Sudeste, na sequência, registra 18% seguida pelas regiões Nordeste e Centro-oeste e por fim a região Norte. Existe muita alternância em cada ano que passa entre o maior detentor de cabeças de suínos, porém, o estado do Rio Grande do Sul ficou com um valor estimado em 17,2% seguido por Santa Catarina, 17,1% e Paraná com 14,5% dos aproximados 49% da representatividade de cabeças

de suíno no Brasil. A Tabela 1 elenca os seis maiores produtores de suínos no Brasil até o período de 31 de dezembro de 2013.

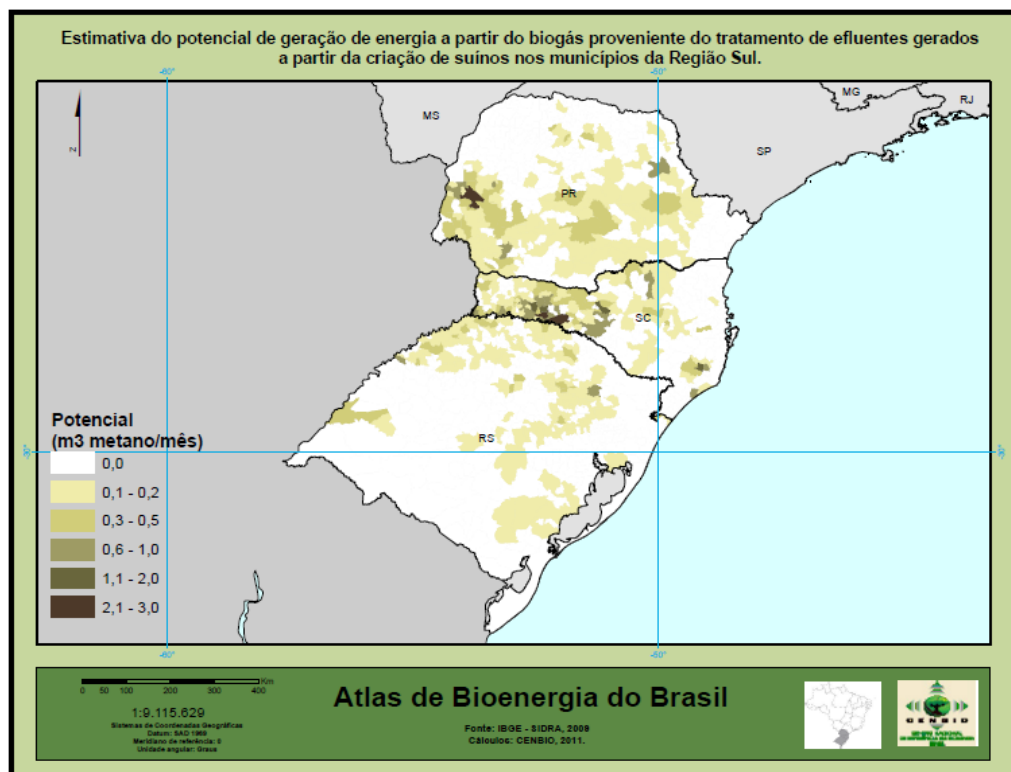
Tabela 1 – Efetivo de suínos em Estados da Federação.

<i>Unidades da Federação</i>	<i>Efetivo de suínos (Cabeças)</i>	<i>Participação Relativa no efetivo total (%)</i>
Brasil	36.743.593	100
Rio Grande do Sul	6.320.797	17,2
Santa Catarina	6.270.797	17,1
Paraná	5.322.607	14,5
Minas Gerais	5.073.897	13,8
Goiás	2.060.360	5,6

Fonte: IBGE 2013

A Figura 10 apresenta o potencial de geração de energia, em toneladas, a partir do biogás proveniente da suinocultura oriundo dos municípios da Região Sul. Sendo que, os cálculos foram realizados pelo Centro Nacional de Referência em Biomassa em 2011.

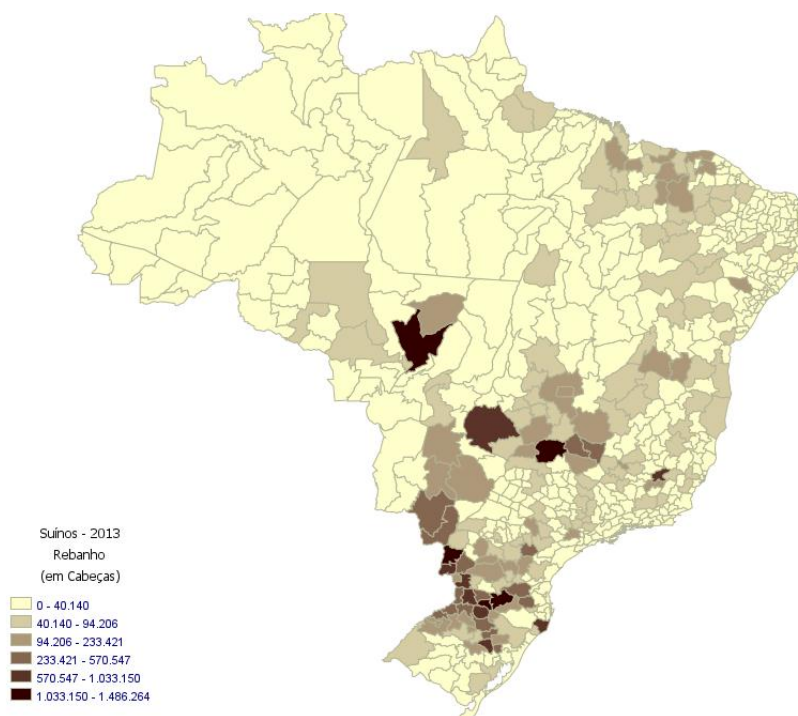
Figura 10 – Estimativa do Potencial de Energia oriundo do Biogás Proveniente de Dejetos suínos, em Toneladas.



Fonte: Atlas de Bioenergia Brasil, 2012.

Observa-se que este potencial considerável de energia está diretamente relacionado aos valores apresentados na Tabela 1. Conforme a EMBRAPA (2013) a cultura de suínos é diversificada em todo território nacional. A Figura 11 retrata a distribuição de suínos no Brasil.

Figura 11 – Distribuição do Rebanho de Suínos no Território Brasileiro



Fonte: EMBRAPA, 2013.

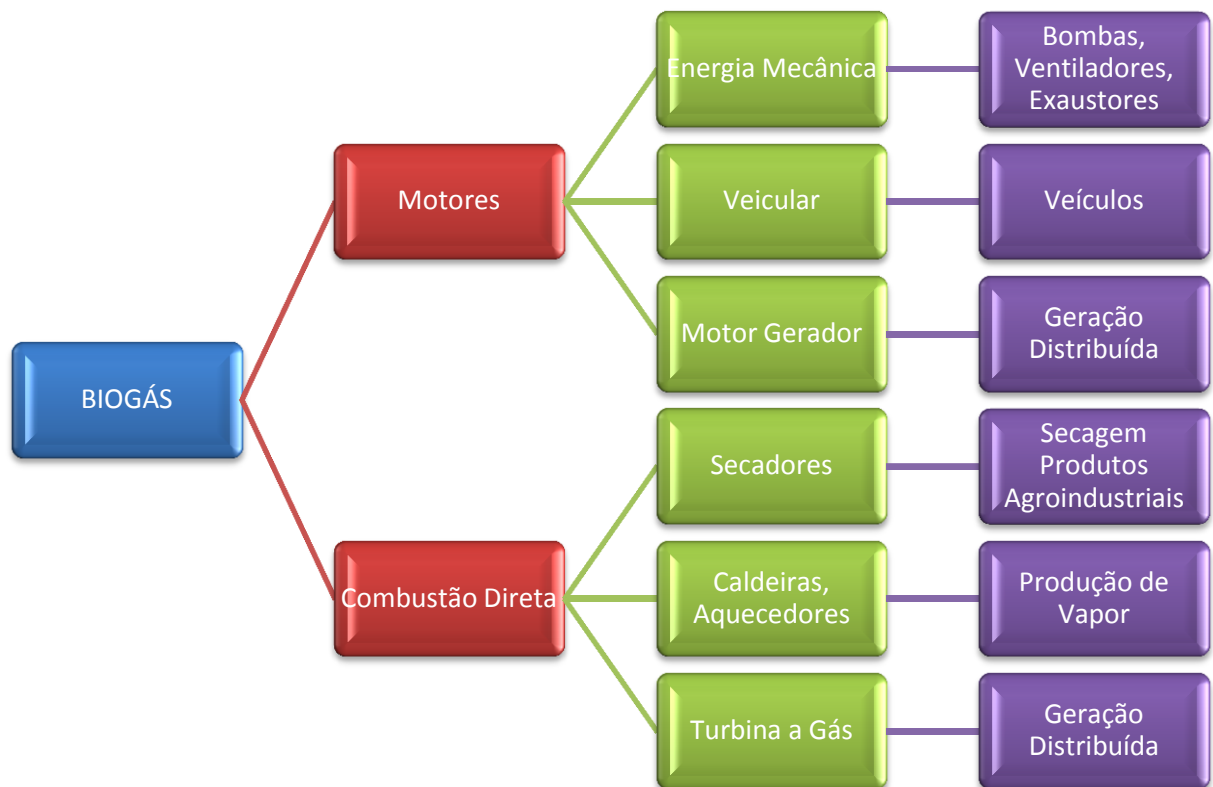
Conclui-se, portanto, que o Brasil possui uma capacidade considerável para produzir biogás proveniente de dejetos suínos e conseqüentemente a possibilidade de produzir energia elétrica.

A geração de energia oriunda do biogás possui um potencial, considerável, em alavancar a economia local, fomentando, assim, diversos setores da indústria e de outros serviços.

Destacam-se a combustão direta e o uso de biogás em motores como principais tipos de aplicação para esse gás, considerado como fonte renovável de energia e com um alto conteúdo energético. Por exemplo, no processo de combustão direta, o biogás é queimado em câmaras de combustão de turbinas a gás, caldeiras, aquecedores e secadores, sendo, o calor liberado na queima e utilizado em processos produtivos ou na geração de eletricidade. Nos motores de combustão interna, o biogás é convertido em potência mecânica, dessa maneira, os motores de combustão interna podem assumir o papel de máquinas primárias na qual podem

ser acoplados a geradores elétricos, que podem ser utilizados por propriedades rurais para a geração distribuída de energia elétrica (PROJETO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, 2011). A Figura 12 ilustra as diversas utilidades do biogás como combustível alternativo.

Figura 12 – Fluxograma resumido das possibilidades de utilização do biogás.



Fonte: Walsh et al. (1988) e Centro Para Conservação de Energia (CCE) (2000). Adaptado pelo autor.

3.2 Produção de Energia Elétrica a partir do Potencial Solar Brasileiro

Com um alto potencial e como uma tecnologia bastante promissora, nos últimos anos, a energia fotovoltaica vem internacionalmente se destacando. Para IEA (2011) o Brasil possui atualmente aproximadamente 20MW de capacidade em geração fotovoltaica instalada na qual 99% se destina ao atendimento de sistemas remotos e isolados, principalmente no que se refere a não disponibilidade de redes de distribuição, que em muitos casos não se mostra economicamente viável.

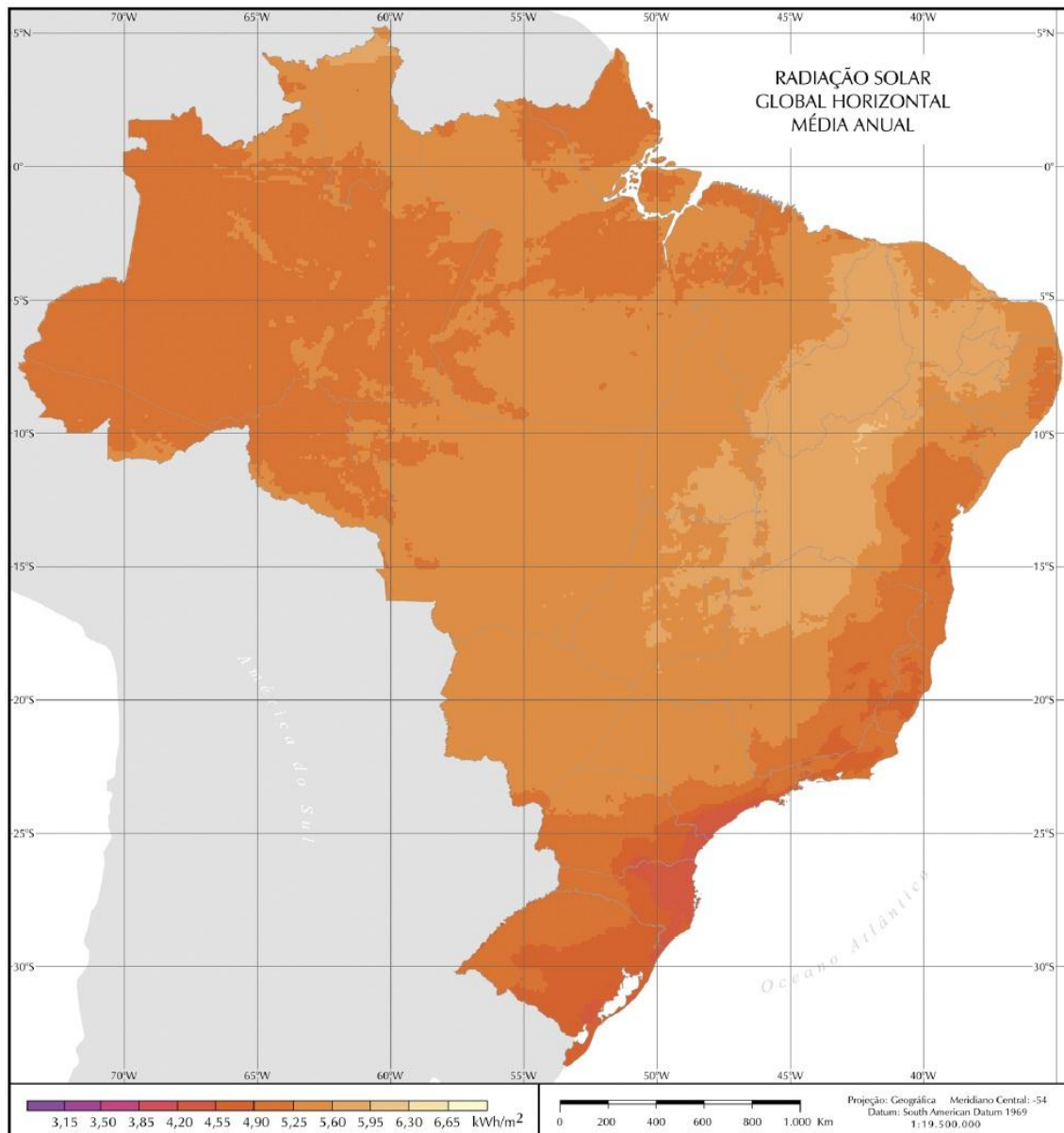
Para a EPE (2012) a Irradiação Global Horizontal (GHI) é a de maior interesse, pois, ela, quantifica a radiação recebida por uma superfície horizontal plana. A GHI é composta pela Irradiação Difusa Horizontal (DIF) que representa a dispersão e a atenuação da irradiação provocada por reflexões em nuvens, vapores de água, poeiras e outros elementos em

suspensão na atmosfera e pela Irradiação Normal Direta (DNI) que é a parcela que atinge o solo de maneira direta, ou seja, sem reflexões.

O Atlas de Irradiação Solar do Brasil publicado em 1998 pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) em parceria com o Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) foi um dos precursores na avaliação de forma consistente do potencial de energia solar no território brasileiro. Na mesma linha, também, considerado pioneiro, o Atlas Solarimétrico do Brasil, de 2000, foi elaborado pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e pela Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), com parceria do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) através de seu Centro de Referência para Energia Solar e Eólico Sérgio de Salvo Brito (CRESESB). Produzido no âmbito do projeto Solar and Wind Energy Resource Assessment, SWERA, em 2006, sob supervisão do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), o Atlas Brasileiro de Energia Solar é outro instrumento para estimar o potencial brasileiro solar. Esse Atlas pode ser considerado uma referência atual e completa.

A Figura 13 ilustra a irradiação global a qual se faz bem distribuída por todas as regiões do Brasil. Fica evidente que em uma das áreas mais povoadas que vai desde o litoral leste do Estado do Rio Grande do Sul ao recôncavo baiano apresenta um baixo índice de irradiação.

Figura 13 – Radiação Solar Global Horizontal Média Anual



Fonte: Atlas Solarimétrico SWERA, 2006.

No Nordeste brasileiro é possível constatar os maiores valores de irradiação solar global. Entre todas as regiões geográficas do território nacional essa região se destaca, ainda, por apresentar os maiores valores de irradiação solar global, com a maior média e a menor variabilidade anual.

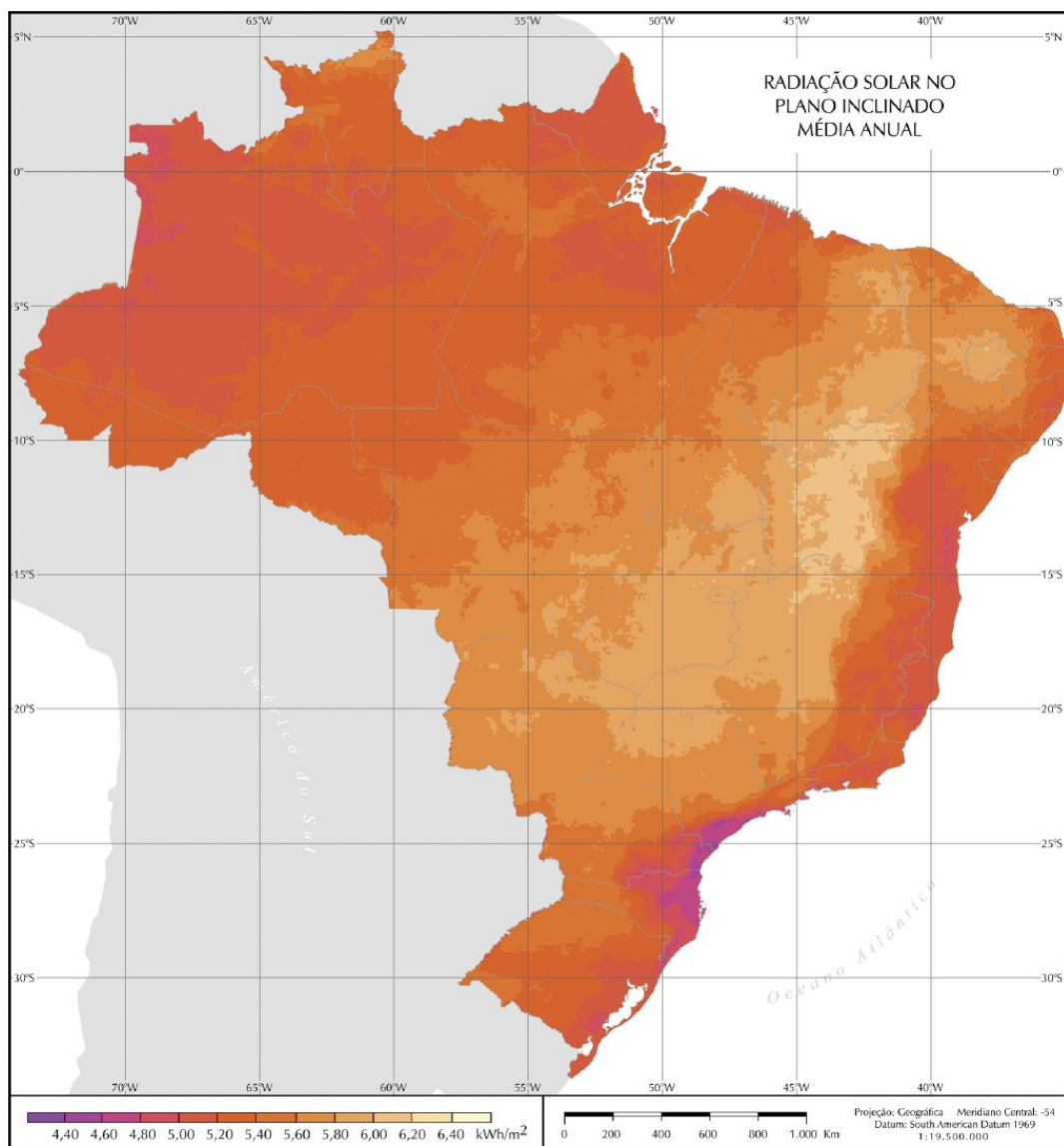
Com valores próximos a $6,50 \text{ kWh/m}^2$ ao dia, incluindo parte do noroeste de Minas Gerais o Estado da Bahia apresenta os valores máximos de irradiação solar no país.

Por outro lado, a região Sul é a que demonstra os menores valores de irradiação global média no Brasil, com uma estimativa média de $4,25 \text{ kWh/m}^2$ ao dia. Esses valores baixos são

notadamente na costa norte do estado de Santa Catarina, litoral do Paraná e litoral sul de São Paulo.

Para os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFVCR), são levados em conta os dados de irradiação no plano inclinado, cuja inclinação é igual à latitude local. Esta configuração permite a maximização da captação da energia solar, não levando em consideração a topografia local ou o albedo de superfície. É ilustrado na Figura 14 o mapa de irradiação solar diária incidente sobre um plano inclinado no território brasileiro.

Figura 14 – Radiação Solar Global Horizontal Média Anual



Fonte: Atlas Solarimétrico SWERA, 2006.

A irradiação média anual varia entre 1.200 e 2.400kWh/m²/ano, valores que são significativamente superiores à maioria dos países europeus, cujas estatísticas indicam intervalos entre 900 e 1.250kWh/m²/ano na Alemanha, entre 900 e 1.650kWh/m²/ano na França e entre 1.200 e 1.850kWh/m²/ano na Espanha.

SWERA (2006) considera que o Brasil por possuir sua maior parte na região intertropical possui um elevado potencial para o aproveitamento de energia solar durante o ano inteiro. Ratifica, ainda, que o potencial anual médio da energia solar brasileira pode ser retratado conforme cada região do país. A Figura 15 informa o potencial médio anual de energia solar durante o período analisado de uma década no relatório do Atlas Brasileiro de Energia Solar.

Figura 15 – Potencial anual médio de energia solar nas regiões brasileiras



Ao analisar a Figura 15 se constatou que a região Nordeste do Brasil apresenta a maior disponibilidade energética, seguidas pelas regiões Centro-Oeste e sudeste. Já a região Norte, devido as características climáticas, tem potencial solar médio semelhantes à região Sul (SWERA, 2006).

Ainda, conforme estudos do SWERA (2006) um importantíssimo ponto a analisar sobre a radiação solar é relativo à variabilidade, ou seja, o quanto essa radiação solar global média varia ao longo do ano, pois, assim, vai influenciar, por exemplo, a quantidade de energia elétrica gerada por painéis fotovoltaicos em determinada estação do ano. E em relação a isso, a região Sul apresenta a maior variabilidade entre as estações do ano, isto é, o fluxo de radiação solar média no verão é cerca de 65% maior que o fluxo no Inverno. Por outro lado, o Norte brasileiro é a região que apresenta menor variabilidade entre as estações climáticas do ano. O valor mínimo da irradiação solar ocorre durante o Outono, próximo de $5,1 \text{ kWh/m}^2$, sendo que o valor máximo acontece durante a Primavera se aproximando dos $5,9 \text{ kWh/m}^2$. A região Nordeste é a que apresenta menor variabilidade interanual com valores entre 5,7 e $6,1 \text{ kWh/m}^2$, seguida pela região Norte com valores representados na faixa entre 5,2 e $5,8 \text{ kWh/m}^2$.

É nesse cenário que a energia fotovoltaica desempenha, em nível potencial, um papel importante e de destaque na evolução da participação de fontes alternativas de geração de energia na matriz elétrica mundial, salientando a abundância e a ampla disponibilidade na superfície terrestre.

Em países como Alemanha, Portugal, França, Estados Unidos, entre outros, muitos estímulos foram dados para que as pessoas gerassem a sua própria energia elétrica a partir de suas residências, utilizando sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, SFVCR. Justificados por questões ambientais, geração de emprego, desenvolvimento de tecnologia, segurança energética e de uma cadeia produtiva, os programas de incentivo variam de acordo com o país e com a fonte de energia segundo (EPE,2012).

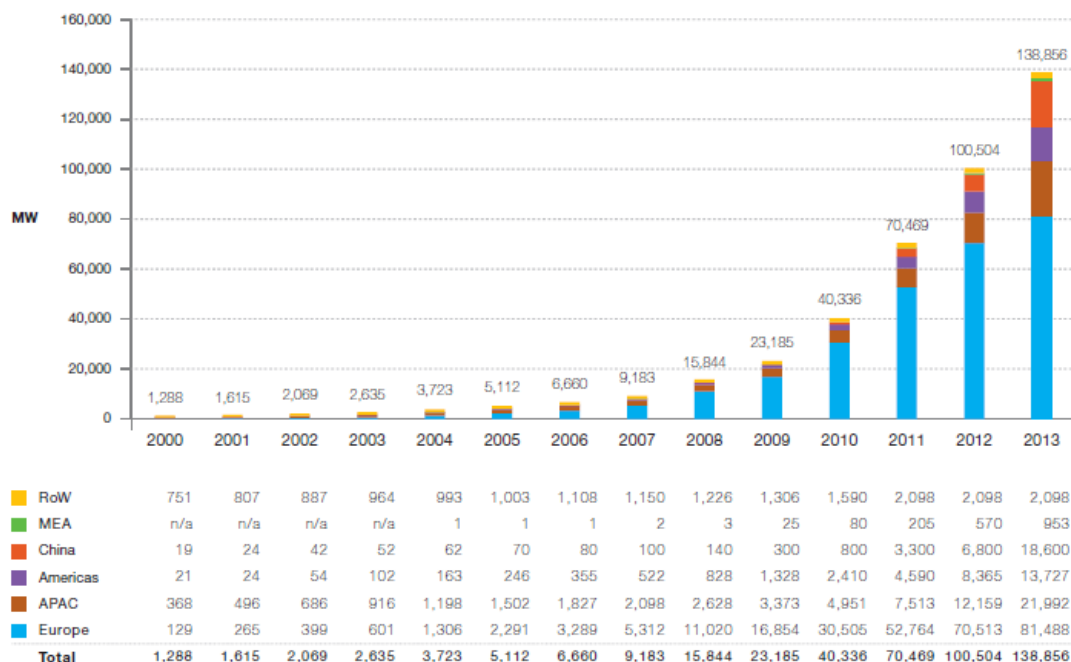
Para EPIA (2014) a capacidade instalada em nível mundial da energia fotovoltaica cresceu a uma taxa superior a 40% entre os anos de 2011 e 2012. Já entre 2012 e 2013 esse crescimento ficou aproximadamente em 38%. Especialmente no continente Europeu, onde houve maior aplicação de incentivos, na última década, nota-se uma expansão maciça da energia fotovoltaica. Destaca-se que assim como aconteceu na Europa o aumento dos sistemas fotovoltaicos acompanharam a escala mundial. Com aproximadamente 23GW de capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos no mundo, ao final de 2009 e com um valor acima de 100GW em 2012, a capacidade instalada teve um aumento aproximado de 435%. Já em 2013

esse montante atingiu aproximadamente 138,9GW com um montante global capaz de produzir 160TWh de energia elétrica anual. Esse valor de energia é suficiente para atender as necessidades de fornecimento de energia anuais de aproximadamente 45 milhões de residências europeias.

O continente europeu continua sendo a principal região do mundo em termos de capacidade instalada acumulada, com 81,5GW em 2013. Essa quantia representa cerca de 60% da capacidade de painel fotovoltaico acumulado no mundo inteiro. Destaca-se também, o súbito aumento de capacidade instalada na Ásia, países do Pacífico, atingindo incríveis 40,6GW, acumulados, instalados até 2013.

A Figura 16 destaca que a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos no mundo evoluiu em quase 500%, em menos de cinco anos e, maior que 10.000% no período ilustrado de 13 anos, ou seja, de 2000 até 2013(EPIA,2014).

Figura 16 – Evolução da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos.



RoW: Rest of the World, MEA: Middle East and Africa, APAC: Asia Pacific.
Methodology used for RoW data collection has changed in 2012.

Fonte: EPIA, 2014.

3.2.1 Sistemas Fotovoltaicos

A composição de um sistema fotovoltaico, SFV, pode variar em função da aplicação desejada. Basicamente o sistema fotovoltaico é constituído basicamente pelo dispositivo fotovoltaico, módulo ou painel, e um conversor eletrônico ou conjunto de inversores.

A obtenção da energia solar fotovoltaica acontece por meio da conversão direta da luz do Sol em eletricidade. Este processo é conhecido como efeito fotovoltaico, que consiste em um fenômeno apresentado por certos materiais que, quando submetidos à luz solar, geram eletricidade.

Os sistemas fotovoltaicos têm a capacidade de converter diretamente a luz do Sol e gerar corrente elétrica. Esta energia produzida é processada por dispositivos controladores e conversores podendo ser armazenada em baterias ou utilizada diretamente em sistemas conectados à rede elétrica de forma isolada ou híbrida.

As células solares, responsáveis pela conversão da energia solar em eletricidade são o principal componente. Embora os sistemas autônomos de energia solar fotovoltaica, muitos já consolidados, sejam uma importante alternativa para a geração de eletricidade em locais remotos que não têm rede elétrica, o seu uso em breve estará concentrado nos sistemas conectados à rede elétrica.

Villalva (2012) expressa que o potencial de exploração dessa energia é imenso, para aplicação em micro e mini sistemas de geração distribuída, bem como em parques de geração, que funcionam como grandes usinas de eletricidade.

Já para IEA-WEO (2013) os módulos fotovoltaicos podem ser usados nos telhados, fachadas de residências e edifícios para suprir as necessidades locais de eletricidade, ou podem ser empregados na construção de usinas geradoras. Por enquanto, a eficiência dos painéis fotovoltaicos comerciais situa-se em um patamar relativamente baixo, entre 10% e 20% da potência solar incidente.

Podemos citar algumas características dos sistemas fotovoltaicos tais como:

Vantagens:

- É possível gerar energia em sistemas isolados ou conectados à rede;
- Sem emissões de gases do efeito estufa;
- Não provoca ruído, como no caso da energia eólica;
- Manutenção de fácil acesso.

Desvantagens:

- É necessária uma área grande, no caso de usinas solares, que permita a orientação dos painéis sem o risco de sombreamento.
- Instabilidade na produção devido a condições climáticas..
- Alto investimento inicial.

Existem basicamente dois tipos de sistemas fotovoltaicos: sistemas isolados (*Off-grid*) e sistemas conectados à rede (*Grid-tie*).

Caracterizados por não conectarem a rede elétrica os sistemas isolados, Figura 17, são utilizados em locais remotos onde não existe rede de energia elétrica ou onde o custo de se conectar a rede é elevado. Neste tipo de sistema, o próprio abastece diretamente os aparelhos que utilizarão a energia. A energia produzida é armazenada em baterias que garantem o abastecimento em períodos sem sol.

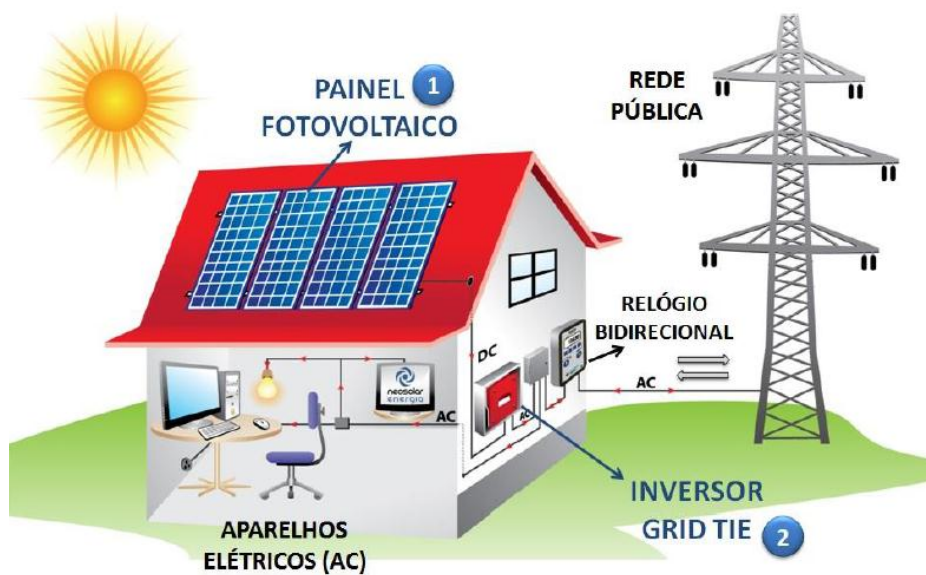
Figura 17 – Sistema Isolado – *Off grid*



Fonte: NEOSOLAR 2013.

Já os sistemas conectados à rede, Figura 18, são caracterizados por estarem integrados à rede elétrica que abastece a população. Os sistemas conectados à rede possuem uma grande vantagem com relação aos sistemas isolados por não utilizarem baterias e controladores de carga. Isso os torna cerca de 30% mais eficientes e também garante que toda a energia seja utilizada.

Figura 18 – Sistema Conectado a Rede – *Grid-tie*



Fonte: NEOSOLAR 2013.

Resumo do Capítulo 3

No capítulo 3 realizou-se uma revisão bibliográfica sobre o potencial de produção de energia elétrica proveniente de biogás originado de dejetos suínos e de sistemas solares fotovoltaicos.

4 METODOLOGIA

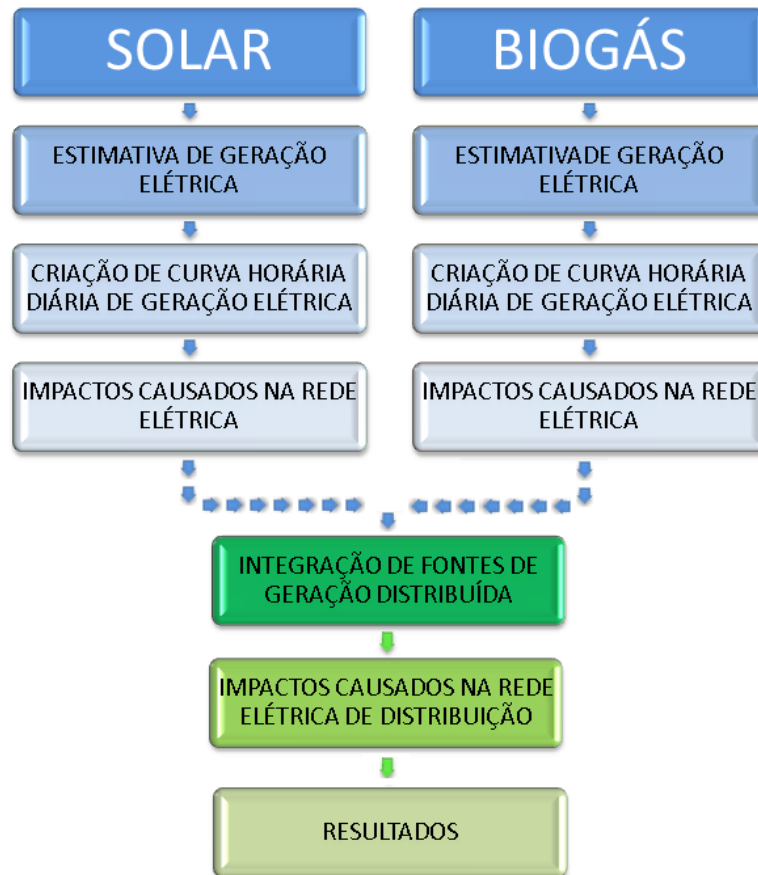
Neste capítulo será apresentada a metodologia proposta para avaliar, sob o ponto de vista da micro e minigeração distribuída, os impactos causados à rede distribuição a partir da complementariedade de fontes de geração distribuída.

Em geral quando se tem disponível uma fonte de geração de energia é possível através da REN 687, já que permite conexões de sistemas de geração até 5MW, à possibilidade por parte dos consumidores de utilizarem outras fontes de geração com o intuito de complementar a sua micro e minigeração, e gerar créditos suficientes para serem compensados em suas unidades consumidoras.

A proposta desenvolvida nesta dissertação é demonstrar através dos estudos e pesquisas realizadas que baseado no perfil das fontes de geração biogás e solar, a complementariedade de fontes de geração distribuídas pode causar impactos no sistema de distribuição onde se necessita fazer uma análise de alguns aspectos operacionais importantes tais como: impactos no perfil de tensão, perdas elétricas em energia ativa e reativa, carregamento de condutores e fator de potência. As análises realizadas nesta dissertação focam nos impactos operacionais, porém servem também para estudos de planejamento quando o impacto de novos sistemas de geração deve ser analisado visto que o micro ou mini agente gerador constitui-se, efetivamente, em um novo elemento a ser considerado nos estudos realizados para os sistemas de distribuição.

O fluxograma exposto na Figura 19 apresenta os passos relevantes da metodologia para elaboração desta dissertação.

Figura 19 – Fluxograma da Metodologia Proposta



Fonte: Autor

Dentro das possibilidades de fontes que poderiam ser complementares, este estudo aborda o sistema solar fotovoltaico e biogás de origem de dejetos de suínos. O sistema solar fotovoltaico vem se destacando no cenário da micro e minigeração distribuída, com a sua predominância, conforme mencionado na revisão bibliográfica. Esse tipo de geração representa mais de 95% no cenário da REN 687/2015. Salienta-se que a produção solar fotovoltaica de energia depende das variáveis climáticas ao longo do dia como, por exemplo, a presença ou ausência do sol. Pensando na complementariedade das fontes temos a produção de biomassa na qual se sabe que a produção de biogás de origem dos dejetos suínos pode ser considerada como linear ao longo de um dia e dessa forma pode ser utilizado esses dois arranjos para integrar a geração do sistema de GD.

A análise da complementariedade é feita através de curvas de produção de energia diária. Uma vez conhecida a produção de biogás é possível estimar o regime operacional de despacho de potência ao sistema devido à produção de energia elétrica promovida por esse

recurso. Por outro lado, definir o regime de operação horário de um sistema solar fotovoltaico, ao longo de um dia é mais complexo.

Esse trabalho além de realizar o estudo dos impactos operacionais em uma rede de distribuição, também, desenvolverá uma curva de produção de energia elétrica horária, ao longo do dia, para um sistema fotovoltaico. Para tal, uma instalação solar fotovoltaica foi monitorada por um período de 3(três) anos. Esta observação resultou em uma série de dados de medição que servirão de base para a criação dessa curva.

Então, conforme ilustrado no fluxograma da metodologia, Figura 19, inicialmente é realizada a estimativa de produção de energia elétrica e promovida a criação das curvas do regime operacional horário para o sistema solar e para o sistema a biogás de dejetos suínos. Uma vez estabelecidas essas condições é realizada a análise do comportamento dessas fontes inseridas na rede de distribuição de maneira individualizada. Como um dos objetivos desse estudo é analisar o comportamento da integração dessas fontes, é realizada a complementariedade na qual será possível analisar o regime operacional da rede de distribuição com os dois sistemas despachando, de acordo com o regime operacional individual de cada fonte, a energia produzida por cada arranjo de micro e miniGD.

4.1 Determinação do potencial de geração de biogás oriundos de dejetos suínos

Para realizar o estudo dos impactos da GD é necessário estimar a produção de biogás disponível para a MCT, tendo em vista que os grupos geradores terão o seu regime operacional definido através da produção diária de biogás.

Para Belli F (1995), o volume de dejetos suínos produzidos esta ligado ao tipo da criação, alimentação, distribuição de água, manejo adotado e estado psicológico dos animais. Konzen (1980) estima que a produção média diária por unidade de suíno é de 8,6 litros/dia.

A Tabela 2 apresenta as variações das quantidades de dejetos líquidos produzidos de acordo com diferentes fases do sistema de criação.

Tabela 2 – Quantidade de dejetos de suínos de acordo com a fase de criação

<i>Fases do Sistema de Produção</i>	<i>Esterco (kg/dia)</i>	<i>Esterco + Urina (kg/dia)</i>	<i>+ Dejetos Líquidos (L/dia)</i>	<i>Esterco + Urina (m³/animal/mês)</i>	<i>Dejetos Líquidos (m³/animal/mês)</i>
25 a 100 kg	2,30	4,90	7,00	0,16	0,25
Gestação	3,60	11,00	16,00	0,34	0,48
Lactação	6,40	18,00	27,00	0,52	0,81
Macho	3,00	6,00	9,00	0,18	0,28
Creche	0,35	0,95	1,40	0,04	0,05
Média	2,35	5,80	8,60	0,17	0,27

Fonte: Konzen 1980.

Destaca-se que o volume de efluentes produzidos por um sistema de produção de suínos pode ser mencionado a partir da quantidade de animais em cada fase do ciclo de criação. No sistema de ciclo completo o número de animais em cada fase pode ser estimado a partir do número de matrizes. Fundamentada na teoria que uma matriz tem 2,4 partos/ano e gera 22,5 leitões terminados por ano, a metodologia adotada por Kunz et al (2005) considera que o tempo de permanência em cada fase esta sustentada pelo período de matriz vazia que é de 6 dias; 114 dias em gestação; 28 dias com leitões em lactação; 42 dias na creche; 80 dias na terminação.

Os dejetos líquidos, considerando a quantidade de animais em cada fase do ciclo de produção (UPL – Unidade Produção de Leitões, UCT – Unidade Crescimento e Terminação e UCC – Unidade de Ciclo Completo), o uso da água para a limpeza das baias, e o desperdício dos bebedouros, conforme ilustrado na Tabela 3, ou seja, as integralidades dessas grandezas resultam no volume total de efluentes produzidos.

Tabela 3 – Volume de água utilizada para limpeza das baias e desperdiçadas nos bebedouros

<i>Sistema de Produção</i>	<i>Volume diário de água utilizada para limpeza das baias</i>	<i>Desperdício diário de água nos bebedouros</i>
UPL	16,0 L/matriz	13,1 L/matriz
UCT	2,8 L/suíno	1,1 L/suíno
UCC	32,0 L/matriz	19,5 L/matriz

Fonte: Perdomo, 2003.

Considerados como substratos para as bactérias metanogênicas, os sólidos voláteis, SV, são os responsáveis pela produção de biogás e a partir da quantidade de efluentes, é

possível determinar a quantidade de sólidos voláteis na alimentação dos biodigestores. Quanto maior for a concentração de SV na alimentação diária do biodigestor (kg/L de efluente), maior será a capacidade do biodigestor na produção do biogás.

No cálculo do biogás um fator a ser considerado é o grau de diluição dos dejetos em função do desperdício de água utilizada na limpeza das baias dos animais, pelos vazamentos existentes nas redes hidráulicas e nos bebedouros e pela entrada de água da chuva nos canais de manejo dos dejetos dos suínos.

Para os dejetos da suinocultura o grau de diluição pode ser determinado pela observação da matéria seca e/ou sólidos totais.

A Equação 1 expressa a taxa de produção de metano (m^3 de CH_4/m^3 da câmara de digestão/dia) (Chen & Hashimoto, 1978):

$$\gamma_v = \frac{B_o \cdot S_o}{TRH} \left(1 - \frac{K}{TRH \cdot \mu_m - 1 + K} \right) \quad (1)$$

Onde:

B_o = Taxa máxima de produção de metano (m^3 de CH_4/kg de SV);

S_o = concentração de SV do efluente (kg/m^3);

TRH = tempo de retenção hidráulica (dias)

μ_m = taxa de crescimento máximo específico (dia^{-1});

K = coeficiente cinético (adimensional)

De acordo com Chen & Hashimoto (1980), o parâmetro K, para dejetos de suínos é dada pela Equação 2:

$$K = 0,5 + 0,043 \cdot e^{0,051 \cdot S_o} \quad (2)$$

A taxa de crescimento máximo específico (μ_m) é calculada através da Equação 3 (HASHIMOTO, 1981):

$$\mu_m = 0,013 \cdot T - 0,129 \quad (3)$$

Onde: T é a temperatura da biomassa ($^{\circ}C$).

A produção específica de biogás (Bo) considerada é de $0,516\text{m}^3$ de CH_4/kg de SV (MOLLER, 2004).

A estimativa de produção de biogás é dada pela Equação 4, considerando uma presença de 65% de metano no volume de biogás.

$$\text{Produção de biogás [m}^3\text{ biogás/m}^3\text{ câmara de digestão/dia]} = \frac{\gamma_v}{0,65} \quad (4)$$

A potência de geração de energia elétrica a partir do biogás pode ser determinada a partir da Equação 5, que foi adaptada de COSTA (2006).

$$PE = \frac{\gamma_v \times PCI \times \eta_{mp} \times 4,1868}{3600 \times t_{op.}} \quad (5)$$

Onde:

PE = Potência de geração de energia elétrica (kW);

PCI = Poder calorífico do biogás ($\text{kcal/m}^3\text{CH}_4$);

η_{mp} = Rendimento máquina primária 0,35 para Ciclo Otto (STEMAC,2013);

$t_{op.}$ = Tempo de operação (horas/dia);

4,1868 = fator de conversão de kcal/kJ, onde $1\text{kJ/s} = 1\text{MW}$

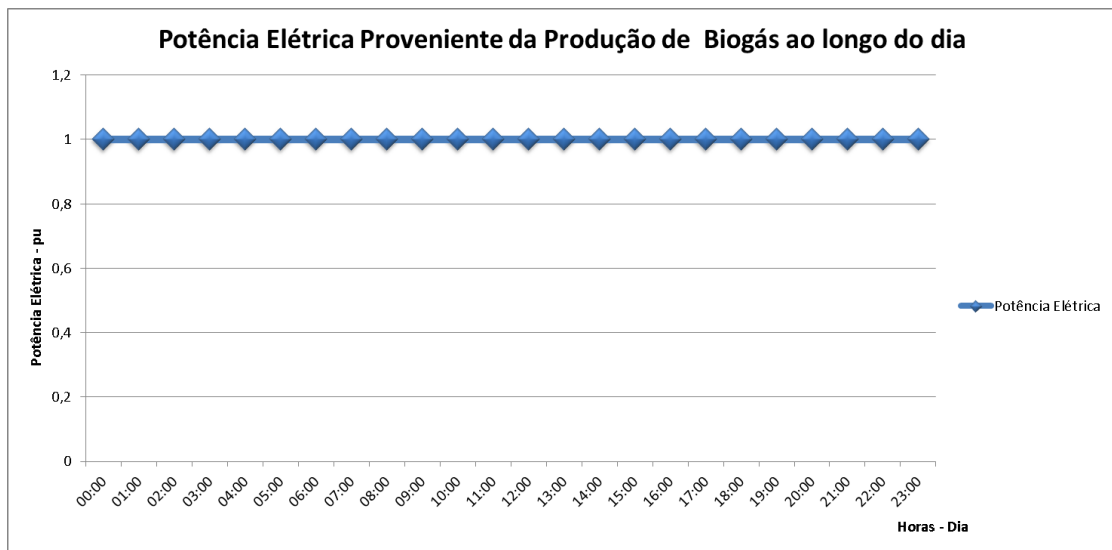
4.1.1 Curva Diária de produção

A curva de produção de energia elétrica, a partir, da produção biogás pode ser considerada contínua. A disponibilidade de biogás está estabelecida nos pré-requisitos exposto na metodologia na qual é demonstrado através da Equação 4 que essa geração é diretamente dependente da taxa de produção de metano.

A linearidade da produção diária de biogás pode ser afetada pelo tempo de retenção hídrica e pela concentração de sólidos voláteis, porém, podem-se considerar esses parâmetros constantes ao longo de um dia. Dessa forma, a temperatura da biomassa é a única que pode variar, porém, acaba não possuindo uma variabilidade significativa, e assim ela não interfere na característica linear de produção do biogás diária.

A Figura 20 retrata que a produção de energia elétrica pode ser considerada constante ao longo de um dia, devido à característica linear da produção de biogás.

Figura 20 – Estimativa de produção de energia elétrica com a produção linear de biogás ao longo do dia.



Fonte: Autor

4.2 Determinação do potencial de geração solar

A energia passível de ser gerada pelo sistema fotovoltaico é dimensionada em relação à potência nominal do gerador fotovoltaico, do rendimento do inversor CC/CA a ser utilizado no projeto e do número de horas de Sol Pleno. A equação 6 expressa o cálculo de estimativa da geração de energia elétrica.

$$E_g = P_T \times SP \times \eta_{CC/CA} \quad (6)$$

Onde,

E_g – Energia gerada pelo sistema fotovoltaico expressa em kWh_p (quilowatt – hora – pico);

P_T – Potência Nominal do Sistema Fotovoltaico expressa em kW_p;

SP – Número de horas de Sol Pleno expresso em horas;

$\eta_{CC/CA}$ – Rendimento do inversor de corrente contínua para corrente alternada expresso em porcentagem;

Para estimar a produção de energia elétrica, é útil desprezar os efeitos de variação da irradiância a cada instante e considerar a totalidade de energia elétrica convertida nos intervalos de tempo. Para o (CRESESB, 2014) existe uma forte corrente de linearidade entre a

produção de energia e a irradiação horária. Para expressar o valor acumulado de energia solar, o número de horas de Sol Pleno, SP, é a grandeza que espelha o número de horas na qual a irradiação solar deva permanecer constante e igual a 1 kW/m^2 , de maneira que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo sol no local em questão, acumulada ao longo de um dia.

A partir da equação 7 pode-se calcular o número de horas de Sol Pleno.

$$SP = \frac{\overline{H_T}(\text{kWh/m}^2)}{1000 (\text{W/m}^2)} \quad (7)$$

Sendo $\overline{H_T}$ a radiação solar global incidente no plano inclinado, em média diária ($\text{kWh/m}^2/\text{dia}$) ou mensal ($\text{kWh/m}^2/\text{mês}$) (CRESESB, 2014).

A radiação solar global demonstrado na Figura 14, do capítulo 3, demonstra os valores médios diários estimados para a incidência da irradiação solar no plano inclinado, expressado na inclinação igual à latitude da própria região.

Lisita Junior (2005) demonstra, através da Equação 8, que para realizar o cálculo do número de módulos fotovoltaicos, N_{MED} , necessários para atender a potência nominal do gerador a ser estipulado, é levado em conta a potência nominal total da instalação fotovoltaica, P_T , em W_P (watt pico), e a potência nominal de cada painel, P_P , também em W_P .

$$N_{MED} = \frac{P_T}{P_P} \quad (8)$$

4.3 Perfil de geração, na criação de uma curva típica de geração do sistema solar fotovoltaico.

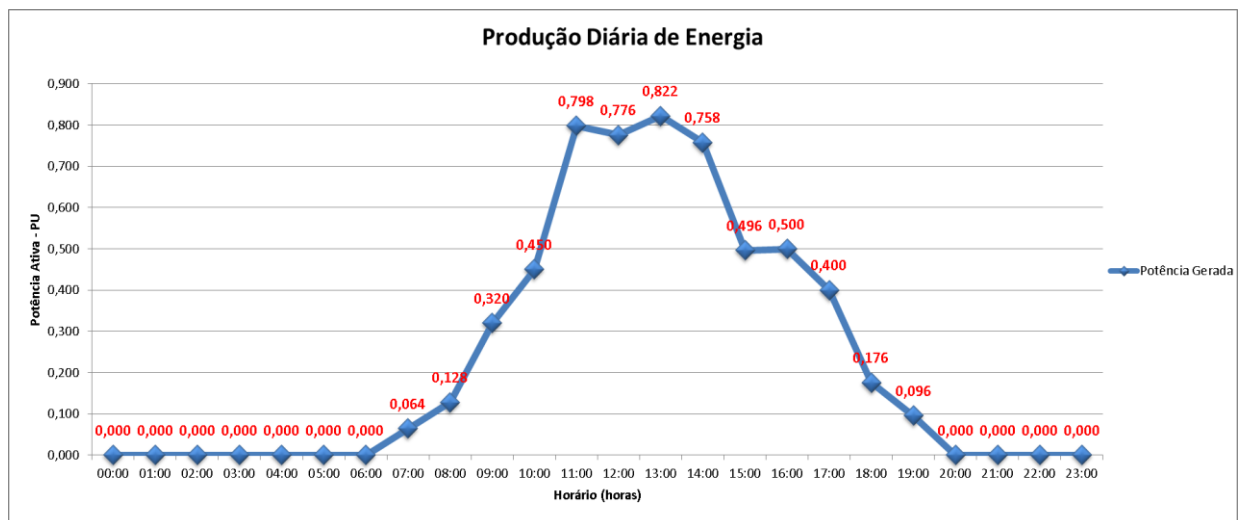
Os impactos causados na rede de distribuição sejam de forma benéfica ou perturbatória se dá devido à penetração das fontes de geração em determinados horários de seu regime operacional. A estimativa de produção de energia solar fotovoltaica é realidade através dos atlas Solarimétricos que expõem a média de irradiação solar, até mesmo no plano inclinado da latitude da localidade, em determinadas regiões. Porém, essa estimativa de geração é a projeção acumulado ao longo de um dia, mês ou ano.

Fundamentado em uma aplicação prática de um sistema solar fotovoltaico, onde foram realizadas medições de potência ao longo de três anos a Figura 21 demonstra uma curva de produção diária de um sistema de geração fotovoltaico.

Essa curva foi desenvolvida com base em medições realizadas durante os anos de 2013, 2014 e 2015, em um sistema de microgeração distribuída localizado no município de Pelotas, Rio Grande do Sul. Esse sistema é composto por 4 painéis fotovoltaicas de 245kWp, ligadas em série, da marca *Yingli Solar*. O inversor é da marca *Sunny Boy*. As características operacionais deste arranjo de microgeração distribuída estão no Apêndice A. A curva desenvolvida servirá como um modelo genérico que poderá ser aplicado em qualquer região e com qualquer tipo de tecnologia para tornar-se uma ferramenta importante para as concessionárias no sentido de estimarem a expectativa de penetração desse tipo de geração.

No apêndice A estão todas as medições e os critérios utilizados para o desenvolvimento desse modelo de curva típica de geração do sistema fotovoltaico.

Figura 21 – Curva diária de referência para produção de sistemas fotovoltaicos



Fonte: Autor

A autenticidade desse perfil de geração é possível através das equações 6 e 7 e fundamentado na estimativa diária de irradiação no plano inclinado ao longo de um dia, pelo Atlas Solarimétrico SWERA, 2006. Ao somar, ao longo do dia, a produção real de potência desse sistema solar e após realizar o cálculo da estimativa de produção para a região do sistema instalado observou que a diferença da potência gerada versus a expectativa de produção foi de 7%, conforme exposto no apêndice A.

4.3.1 Aplicação do Fator de Correção

Esse fator de correção foi desenvolvido para que a curva diária horária de produção de energia solar fotovoltaica possa ser utilizada em qualquer região e com qualquer tipo de tecnologia.

Para desenvolver essa equação é importante destacar que serão adotadas as mesmas tecnologias e condições climáticas apresentadas nas tabelas de medição do Apêndice A.

Como a curva desenvolvida é para a região de referência na qual foi instalado e monitorado o sistema de microgeração distribuída, supracitado, deve-se existir uma correlação entre as potências produzidas na hora dessa região e a localidade na qual se deseja implementar um sistema fotovoltaico. Portanto, é necessário desenvolver um fator de correção para que se possa utilizar outras tecnologias em outras regiões onde seja desejado a aplicação dessa curva desenvolvida.

Dessa forma, o fator de correção desenvolvido nessa dissertação é apresentado na Equação 9, para isso, foi utilizada a estimativa de geração diária na região em que se deseja aplicar esse perfil de geração e a estimativa de geração diária para a região de referência, ou seja, o município de Pelotas.

O desenvolvimento realizado a partir da Equação 9 exprime o Fator de Correção, considerando que o local a ser instalado o sistema solar fotovoltaico mantivessem as mesmas tecnologias, mesmo período do ano e mesmas referências empregadas na criação da curva de referência conforme desenvolvido no apêndice A que demonstra a determinação do perfil de geração de um sistema solar fotovoltaico.

$$FC = \frac{Eg_{LOCAL}}{Eg_{REFERÊNCIA}} \quad (9)$$

Onde,

FC – Fator de correção;

Eg_{LOCAL} – Estimativa de geração diária calculada pela equação (6) com base em valores diários de irradiação solar no plano inclinado, kWh/m² /dia, na latitude da região de aplicação do sistema solar em projeção;

$Eg_{REFERÊNCIA}$ – Estimativa de geração diária calculada pela Equação (6) com base em valores diários de irradiação solar no plano inclinado, kWh/m² /dia, na latitude da região de referência apresentada do apêndice A.

Para que a Equação 9, desenvolvida nesse trabalho, possa ser utilizada por outra tecnologia ou outra região, é necessário que se leve em consideração os rendimentos dos equipamentos a serem empregados nesse novo sistema solar fotovoltaico. Como o Fator de Correção é desenvolvido com base na potência do sistema do de referência que foi de 1kWp é adotado essa mesma potência para desenvolver essa constante. Essa consideração não afetará se esse novo empreendimento solar tiver uma potência nominal maior porque será desenvolvida, também, uma equação para correlacionar as potências.

Ao aplicar a Equação 6 na Equação 9 tem-se o desenvolvimento da Equação 10.

$$FC = \frac{P_{T_{LOCAL}} \times SP_{LOCAL} \times \eta_{CC/CA_{LOCAL}}}{P_{T_{REFERÊNCIA}} \times SP_{REFERÊNCIA} \times \eta_{CC/CA_{REFERÊNCIA}}} \quad (10)$$

Ao aplicar a Equação 7 na Equação 10 é possível expressar o Fator de correção em função da irradiação do plano inclinado na região a ser desejado a utilização da curva genérica, Equação 11 .

$$FC = \frac{P_{T_{LOCAL}} \times \frac{\overline{H_T}(kWh/m^2)}{1000 (W/m^2)_{LOCAL}} \times \eta_{CC/CA_{LOCAL}}}{P_{T_{REFERÊNCIA}} \times \frac{\overline{H_T}(kWh/m^2)}{1000 (W/m^2)_{REFERÊNCIA}} \times \eta_{CC/CA_{REFERÊNCIA}}} \quad (11)$$

Considerando que os valores de referência para o rendimento dos inversores é de 98,1% e a irradiação média diária no plano inclinado na latitude da região de referência, Pelotas, é igual a 5,4kW/m², apresentada no apêndice A, e adotados os mesmos 1kW_P de potência nominal no local a ser instalado, temos a Equação 12.

$$FC = \frac{1kW \times \frac{\overline{H_T}(kWh/m^2)}{1000 (W/m^2)_{LOCAL}} \times \eta_{CC/CA_{LOCAL}}}{1kW \times \frac{5,40(kWh/m^2)}{1000 (W/m^2)} \times 0,981} \quad (12)$$

Dessa forma, a Equação 13 expressa o Fator de correção para qualquer região e tipo de tecnologia.

$$FC = \frac{\overline{H_{T_{LOCAL}}} \times \eta_{CC/CA_{LOCAL}}}{5,30} \quad (13)$$

Com o Fator de Correção é possível ajustar a curva desenvolvida para a localidade a que se deseja aplicá-la.

Para a constituição da nova curva de geração se utiliza a Equação 14 que foi desenvolvida para expor as novas potências produzidas ao longo das horas. A nova potência gerada, em pu, é o produto do valor da potencia na hora da curva de referencia pelo Fator de Correção, ou seja, dependendo se a nova localidade tiver os parâmetros rendimento e irradiação maior ou menor do que os valores adotados como referência a nova curva pode resultar em valores maiores ou menores para a potência horária a ser gerada.

$$P_{GH} = P_{CRF} \times FC \quad (14)$$

Onde:

P_{GH} – Potência gerada na hora com referência na potência nominal do sistema fotovoltaico projetado expresso em pu;

P_{CRF} – Potência da hora da curva de referência - pu;

FC – Fator de correção.

A Equação 14 demonstra a potência na nova localidade em pu. Para retratar as novas curvas com os valores nominais em kW dos novos sistemas fotovoltaicos é realizado em cada posto horário o produto da PGH com a potência nominal do novo empreendimento solar fotovoltaico. A conversão na base da potência da geração estipulada será realizada através da Equação 15.

$$P_{GH_{kWp}} = P_{G_{nom}} \times P_{GH} \quad (15)$$

Onde:

$P_{GH_{kWp}}$ – Potência gerada na hora com referência na potência nominal do sistema fotovoltaico projetado expresso em kW;

$P_{G_{nom}}$ – Potência nominal do gerador projetado - kWhp;

P_{GH} – Potência gerada na hora com referência na potência nominal do sistema fotovoltaico projetado expresso em pu;

Por fim, destaca-se que essa curva poderá auxiliar as concessionárias distribuidoras para estimarem hora a hora qual será a participação do sistema solar fotovoltaico que está emergindo no cenário da micro e miniGD.

4.4 Análise dos impactos na rede de distribuição provocados pela GD

A inserção de fontes de Geração Distribuída no contexto das redes de distribuição ocasionou muitas reflexões e estudos de como se comportarão os sistemas de distribuição de energia elétrica, visto que, esta nova prática de previsão do comportamento ocasionará mudanças nas concepções e nas filosofias de operação, manutenção e planejamento da expansão das redes de distribuição. Porém a maioria das análises é embasada no uso de apenas um recurso de geração. A integração de recursos disponíveis pelos consumidores que aderiram o sistema de compensação, no caso desse estudo, complementariedade, podem trazer impactos significativos positivos e/ou negativos, tanto para os consumidores quanto para as distribuidoras devido à sobreposição destas fontes.

4.4.1 Tensão em Regime Permanente

Em regime permanente a tensão deve ser avaliada mediante um conjunto de leituras obtidas por medição apropriada, seguindo, portanto, a metodologia descrita para os indicadores individuais e coletivos. Logo, a conformidade dos níveis de tensão deve ser analisada, nos pontos de conexão à rede de distribuição, entre as distribuidoras e os consumidores, através dos indicadores estabelecidos no módulo 8 do PRODIST.

Esse termo “conformidade de tensão elétrica” é referente à comparação do valor de tensão obtido por meio de medição apropriada, no ponto de conexão, em relação aos níveis de tensão especificados na qual o módulo 8 do PRODIST – Qualidade da Energia elétrica – classifica como: adequados, precários e críticos. A Tabela 4 indica os níveis de tensão para pontos de conexão em média tensão.

Tabela 4 – Níveis de tensão e suas faixas de variação

<i>Tensão de Atendimento (TA)</i>	<i>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)</i>
Adequada	$0,93 TR \leq TL \leq 1,05 TR$
Precária	$0,90 TR \leq TL < 0,93 TR$
Crítica	$TL < 0,90 TR$ ou $TL > 1,05 TR$

Fonte: PRODIST, 2015 - Módulo 8.

4.4.2 Fator de Potência

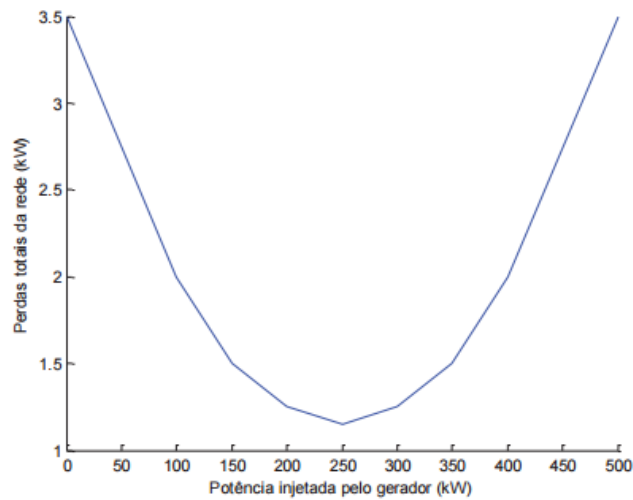
O módulo 8 do PRODIST, 2015, determina que no ponto de conexão na qual a tensão de operação seja inferior a 230kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 e 1,00 indutivo ou 1,00 e 0,92 capacitivo.

4.4.3 Perdas em Energia Ativa e Reativa

No sistema de distribuição de energia elétrica as perdas técnicas variam de acordo com o carregamento do mesmo. Ou seja, quanto maior for o carregamento nos alimentadores, maiores as perdas serão. A (ANEEL, 2015) salienta que as perdas de energia elétrica decorrentes do sistema de distribuição de energia elétrica sejam denominadas pelo Módulo 7 do PRODIST, 2015, como perdas globais de energia. Ainda, enquadradas como perdas globais, as perdas técnicas são inerentes ao processo de distribuição de energia elétrica que são causadas, quando em carga, pela circulação de corrente elétrica nos múltiplos elementos que constituem o sistema de distribuição de energia elétrica e, quando em vazio, são oriundas do processo de excitação magnética do núcleo dos transformadores.

Tipicamente a relação das perdas com a injeção das unidades de GD é descrita por uma curva em “U”, como mostrado na Figura 22 (JENKINS et al., 2000), em que as perdas inicialmente diminuem com o aumento da geração. Há, entretanto, um ponto de inflexão a partir do qual o crescimento da geração implica elevação das perdas.

Figura 22 – Variação das perdas totais da rede com potência injetada pela geração distribuída



Fonte: Adaptada de Jenkins et al. (2000).

Os níveis de perdas desejados são os mínimos entre os valores aceitáveis. Os níveis de perdas podem ser classificados conforme Tabela 5 para (BARIN, 2007).

Tabela 5 – Classificação dos níveis de perdas de energia em RD.

<i>Níveis de Perdas em RD</i>	
Perdas baixas	menores do que 2%
Perdas aceitáveis	de 6 a 10%
Perdas altas	de 10% a 14%
Perdas excessivas	maiores do que 14%

Fonte: (BARIN, 2007)

4.4.4 Carregamento dos Cabos Condutores Tronco

Definido pelo Módulo 7, PRODIST, 2015, o condutor tronco é caracterizado como sendo o trecho de alimentador que sai da subestação até o ponto localizado mais próximo desta na qual a maior corrente a jusante é menor ou igual à maior corrente elétrica de qualquer outro ramal a montante (ANEEL, 2015). Durante o processo de expansão ou de alguma obra de melhoria da rede de distribuição, o fator do carregamento dos condutores tronco é levado em consideração para o momento em que se faça necessária alguma dessas intervenções. Fica a cargo das concessionárias estabelecerem, através de resoluções técnicas, quais os níveis máximos de carregamento dos condutores tronco em suas redes de distribuição, de tal maneira que as mesmas possam garantir uma reserva de capacidade no caso de remanejamento de cargas entre as redes de distribuição, em casos de contingência ou até mesmo em regime permanente.

Resumo capítulo 4

O capítulo 4 expressou a metodologia proposta para analisar a integração de fontes de geração distribuída a biogás e solar.

Foi desenvolvida uma curva genérica, típica de geração horária para os sistemas solares fotovoltaicos, que poderá ser adotada para qualquer tecnologia e região. Esse perfil de geração poderá auxiliar as concessionárias a estimar a penetração dos sistemas solares fotovoltaicos que são a grande maioria na aplicação da REN 687/2015.

Apresentaram-se os impactos que serão analisados na aplicação da metodologia.

5 DESENVOLVIMENTO PRÁTICO

O estado de Santa Catarina é caracterizado pela criação elevada de suínos e com esse cenário foi proposta a criação de um estudo que propõe a geração de energia elétrica proveniente de dejetos suínos.

O Município de Itapiranga foi o escolhido, por apresentar potencial elevado devido ao grande número de criadores de suínos e por existir biodigestores para tratamento dos resíduos e produção de biogás, que foram instalados durante o Projeto Alto Uruguai. O biogás passará a ser fornecido a uma Mini Central Térmica, MCT, através da criação de um gasoduto que interligará propriedades de diversos criadores de suínos.

A geração distribuída a ser desenvolvida tem sua matriz energética dominada pelo biogás, porém, a localidade da MCT, possui potencial para se desenvolver uma complementação na geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos.

Definidos a MCT e a complementação com sistemas fotovoltaicos a análise dos impactos transcorrerá em um alimentador denominado INA05, da Centrais Elétricas de Santa Catarina, CELESC, que irá acolher a MCT mencionada e o sistema fotovoltaico em seu sistema de distribuição de energia elétrica. As análises são embasadas na geração descentralizada conectada ao sistema de distribuição de energia elétrica na qual foram realizadas simulações para analisar os possíveis impactos na rede, através do software PSL®DMS que é uma ferramenta de suporte ao planejamento e à operação de sistemas de distribuição.

O alimentador, INA05, é caracterizado por operar com uma tensão nominal de 23kV e atender aproximadamente 3.000 (três mil) clientes classificados como rural, residencial, comercial, industrial e outros. Nesse estudo serão abordados e analisados quatro cenários que são:

- I. O estudo técnico operativo do carregamento da rede de distribuição em um dia típico sem as fontes de geração distribuída;
- II. Os impactos causados pela conexão de uma minigeração distribuída a biogás de dejetos suínos;
- III. Os impactos causados pela conexão de uma minigeração distribuída composta por sistemas fotovoltaicos;
- IV. Os impactos oriundos da inserção do sistema integrado fotovoltaico/biogás.

Para o prosseguimento da análise dos quatros cenários mencionados anteriormente, é necessário caracterizar a estimativa de produção de biogás e conseqüentemente a de energia elétrica que será disponibilizada pelo sistema. Ainda, faz-se necessário estimar a produção fotovoltaica que irá integrar os cenários a serem estudados.

5.1 Produção de Energia Elétrica do Sistema de Geração Distribuída a partir de Biogás Oriundo de Dejetos de Suínos

Para realizar o estudo dos impactos da GD é necessário estimar a produção de biogás disponível para a MCT, tendo em vista que os grupos geradores terão o seu regime operacional definido através da produção diária de biogás.

Considerando 13 (treze) propriedades com um plantel total de 17.350 suínos e sob as condições expostas pela Tabela 6, a qual compreende os tipos de biodigestores, concentração de SVT do efluente, tempo de detenção hidráulica, taxa de crescimento máximo específico, coeficiente cinético, temperatura da biomassa em digestão e a produtividade específica de metano, a produção total de biogás diária para a MCT será de 2.451,67m³dia.

Os cálculos para chegar ao potencial de biogás foram contabilizados de acordo com as equações 1, 2, 3 e 4.

Tabela 6 – Estimativa de produção de biogás

Propriedades Participantes	Ciclo de Produção	Modelo de Biodigestor	Volume de Câmara de digestão Executada (m ³)	Plantel a ser considerado		Contribuições de Dejetos Líquidos		Estimativa de Produção de Dejetos Líquidos (m ³ .d ⁻¹)	Volume da Câmara de Digestão necessário considerando apenas as contribuições de dejetos de suínos por animal por dia (m ³)	Parâmetros de dimensionamento							Estimativa de Produção de Biogás (m ³ de biogás.d ⁻¹)	Estimativa de Produção de CH ₄ (m ³ CH ₄ .d ⁻¹)
										B ₀	S ₀	Q _h	μ _m	K	T	Y _v		
Proprietário 01	UPL	BIO-1400	490	1000	matrizes	19	L.(Matriz) ⁻¹ .d ⁻¹	19,00	570,00	0,29	21,62	30	0,13	0,63	20	0,17	150,86	98,06
Proprietário 02	UPL	BIO-1200	490	750	matrizes	19	L.(Matriz) ⁻¹ .d ⁻¹	14,25	427,50	0,29	21,62	30	0,13	0,63	20	0,17	113,14	73,54
Proprietário 03	UCT (Terminação)	BIO-1400	490	800	animais	7	L.(Animal) ⁻¹ .d ⁻¹	5,60	168,00	0,29	18,38	30	0,13	0,61	20	0,15	38,01	24,71
Proprietário 04	UCT (Terminação)	BIO-1400	490	830	animais	7	L.(Animal) ⁻¹ .d ⁻¹	5,81	174,30	0,29	18,38	30	0,13	0,61	20	0,15	39,44	25,63
Proprietário 05	UCT (Terminação)	BIO-1200	490	900	animais	7	L.(Animal) ⁻¹ .d ⁻¹	6,30	189,00	0,29	18,38	30	0,13	0,61	20	0,15	42,76	27,80
Proprietário 06	Ciclo Completo	BIO-1400	490	1000	matrizes	85	L.(Matriz) ⁻¹ .d ⁻¹	86,96	2608,80	0,29	20,00	30	0,13	0,62	20	0,16	640,57	416,37
Proprietário 07	UCI (Creche)	BIO-1200	490	1600	leitões	1,4	L.(Leitão) ⁻¹ .d ⁻¹	2,24	67,20	0,29	18,53	30	0,13	0,61	20	0,15	15,32	9,96
Proprietário 08	UPL	BIO-1200	490	800	matrizes	45	L.(Matriz) ⁻¹ .d ⁻¹	36,00	1080,00	0,29	20,00	30	0,13	0,62	20	0,16	265,18	172,37
Proprietário 09	UPL	BIO-1200	490	850	matrizes	19	L.(Matriz) ⁻¹ .d ⁻¹	16,15	484,50	0,29	21,62	30	0,13	0,63	20	0,17	128,23	83,35
Proprietário 10	UCT (Terminação)	BIO-1400	490	820	animais	7	L.(Animal) ⁻¹ .d ⁻¹	5,74	172,20	0,29	18,38	30	0,13	0,61	20	0,15	38,96	25,32
Proprietário 11	UPLd	NA	1000	2100	matrizes	19	L.(Matriz) ⁻¹ .d ⁻¹	39,90	798,00	0,66	21,62	20	0,33	0,63	35	0,64	786,24	511,06
Proprietário 12	UCI (Creche)	NA	500	5500	leitões	1,4	L.(Leitão) ⁻¹ .d ⁻¹	7,70	192,50	0,52	18,53	25	0,13	0,61	20	0,30	89,99	58,49
Proprietário 13	UPLd	NA	800	400	matrizes	19	L.(Matriz) ⁻¹ .d ⁻¹	7,60	190,00	0,52	21,62	25	0,13	0,63	20	0,35	102,96	66,92
			7200,00					253,25	7122,00								2451,67	1593,59
LEGENDA																		
B ₀ = Produção de Metano Máxima disponível para o substrato (m ³ CH ₄ .(kg SVT) ⁻¹)																		
S ₀ = Concentração de SVT do efluente (kg.m ⁻³)																		
θ _h = Tempo de Detenção Hidráulica (d)																		
μ _m = Taxa de Crescimento Máximo Específico (d ⁻¹)																		
K = Coeficiente cinético (adimensional)																		
T = Temperatura da biomassa em digestão (°C)																		
Y _v = Produtividade Específica de Metano (m ³ CH ₄ .(m ³ de reator) ⁻¹ .d ⁻¹)																		

Fonte: Autor.

Com a estimativa de produção de biogás o passo seguinte é descrever como acontecerá a conversão do biogás em energia elétrica. Para isso, o sistema de grupo gerador adotado no projeto possui as características técnicas especificadas pela Tabela 7.

Tabela 7 – Características dos grupos geradores Stemac

<i>GRUPO GERADOR 120kVA</i>		
Operação	kVA	kW
Emergência	120	96
Contínua	108	86
Biogás	Nm ³ /h	kW/m ³ (Contínuo)
Consumo	49	1,43

Fonte: Stemac. Disponível em: <http://www.stemac.com.br/pt/produtos/Documents/Lamina%20Comercial%20%20G%C3%A1s%20e%20Biog%C3%A1s.pdf>

Esse grupo gerador considerando o regime de operação contínua consome 49 m³ de biogás para gerar os 86 kW em 1(uma) hora. Se mantiver um regime de operação de 24 horas o consumo será de 1.176 m³ de biogás por dia, ou seja, com a estimativa de produção diária de biogás no projeto que é de aproximadamente 2.451,00 m³ teremos capacidade de manter dois sistemas de grupo gerador operando de modo contínuo por 24 horas. Dessa forma, será adotado um regime de operação da MCT onde em 24 horas contínuas três grupos geradores irão despachar 172,00 kW por hora, o que resulta em um consumo de 2.352m³ de biogás durante a operação. A Tabela 8 demonstra o regime operacional adotado para as simulações.

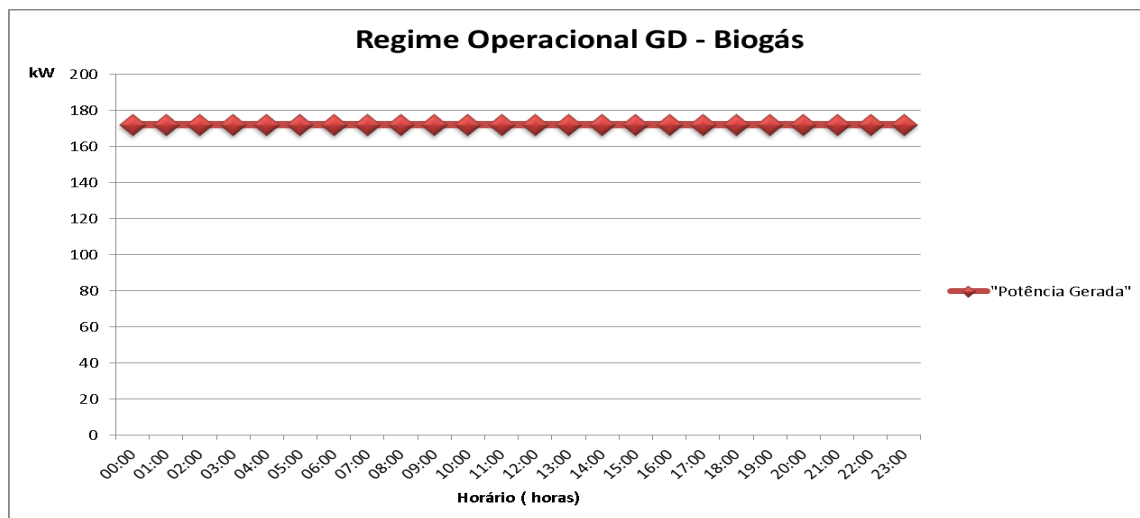
Tabela 8 – Regime operacional do sistema de geração de energia elétrica a biogás.

<i>Horário</i>	<i>Energia Produzida (kWh)</i>	<i>Consumo de Biogás (Nm³/h)</i>
00:00	172,00	98,00
01:00	172,00	98,00
02:00	172,00	98,00
03:00	172,00	98,00
04:00	172,00	98,00
05:00	172,00	98,00
06:00	172,00	98,00
07:00	172,00	98,00
08:00	172,00	98,00
09:00	172,00	98,00
10:00	172,00	98,00
11:00	172,00	98,00
12:00	172,00	98,00
13:00	172,00	98,00
14:00	172,00	98,00
15:00	172,00	98,00
16:00	172,00	98,00
17:00	172,00	98,00
18:00	172,00	98,00
19:00	172,00	98,00
20:00	172,00	98,00
21:00	172,00	98,00
22:00	172,00	98,00
23:00	172,00	98,00

Fonte: Autor.

A curva de produção de potência devido à produção de biogás de dejetos suínos é ilustrada na Figura 23.

Figura 23 – Perfil de geração da minicentral a biogás



Fonte: Adaptada de Jenkins et al. (2000).

5.2 Produção de Energia Elétrica do Sistema de Geração Distribuída por Painéis Fotovoltaicos

A localização geográfica do Município de Itapiranga, ilustrada na Figura 24, são expressas através de sua latitude $27^{\circ} 10' 10''$ S, importante para o estudo de estimativa de geração de energia elétrica e de sua longitude $53^{\circ} 42' 44''$ W.

Figura 24 – Município de Itapiranga, SC



Fonte: Google Earth

A MCT ficará instalada na zona rural. A Figura 25 expõe um exemplo de aproveitamento de áreas de telhado dos próprios criadores de suínos que podem ser utilizado para instalar um parque solar de geração fotovoltaica.

Figura 25 – Ilustração com vista norte da projeção de painéis fotovoltaicos instalados sobre os tetos dos criadouros suínos.



Fonte: Autor

A Figura 14, do capítulo 3, demonstra os valores médios diários estimados para a incidência da irradiação solar no plano inclinado, expressado na inclinação igual à latitude da própria região. Em Itapiranga, os valores da irradiação no plano inclinado, expressados na latitude do próprio município, estão descrito na Tabela 9.

Tabela 9 – Estimativa de irradiação diária e mensal no plano inclinado

<i>Mês</i>	<i>Estimativa Irradiação Diária Plano Inclinado (kWh/m²)</i>	<i>Número de Dias</i>	<i>Estimativa Irradiação Mensal Plano Inclinado (kWh/m²)</i>
Dezembro	6,0	31	186,0
Janeiro	6,0	31	186,0
Fevereiro	6,0	28	168,0
Março	5,2	31	161,2
Abril	5,2	30	156,0
Maio	5,2	31	161,2
Junho	4,6	30	138,0
Julho	4,6	31	142,6
Agosto	4,6	31	142,6
Setembro	5,4	30	162,0
Outubro	5,4	31	167,4
Novembro	5,4	30	162,0

Fonte: Atlas Solarimétrico SWERA, 2006.

As placas fotovoltaicas utilizadas para desenvolver o estudo são da marca *YINGLI SOLAR*, série YGE 60 – YL245P-29b, cujas características utilizadas para estimar a produção fotovoltaica estão descritas na Tabela 10.

Tabela 10 – Características dos painéis fotovoltaicos - YGE 60 – YL245P-29b

<i>TIPO DO MÓDULO</i>	<i>YL245P-29b</i>		
Potência saída	P_{MAX}	W	245
Tolerância potência de saída	ΔP_{MAX}	%	-0/+3
Eficiência módulo	η_m	%	15.0
Tensão de potência máxima	V_{mpp}	V	29.6
Corrente de potência máxima	I_{mpp}	A	8.28
Tensão circuito aberto	V_{oc}	V	37.5
Corrente de curto circuito	I_{sc}	A	8.83

Dados para: 1000W/m² irradiação, 25°C de temperatura

Fonte: YNGLE SOLAR. Disponível em: http://d9no22y7yqre8.cloudfront.net/assets/uploads/products/downloads/DS_YGE60Cell_29b_35mm_BR_May%202015_YBS_Press.pdf. Acessado em: setembro de 2015

O sistema de inversores será da marca *SMA SUNNY TRIPOWER*, da empresa *Asea Brown Boveri, ABB*. As características técnicas estão descritas na Tabela 11.

Tabela 11 – Características dos inversores SMA SUNNY TRIPOWER

<i>INVERSOR SMA SUNNY TRIPOWER 5000TL-20</i>	
Grandezas	Dados Elétricos
Potência Nominal (kW)	5,00
Potência Pico (kW _P)	5,70
Tensão Máx. (V)	1.000,00
Intensidade Máx. (A)	21,00
Rendimento (%)	98,10

Fonte: SMA, ABB. Disponível em: http://pt.krannich_solar.com/fileadmin/content/data_sheets/inverter/portugal/SMA_Sunny_Tripower_5000TL-20_KD22698.pdf. Acessado em: setembro de 2015

Cada painel de 245 W de potência nominal, especificado na Tabela 10, apresenta uma área de ocupação de aproximadamente 1,62m². Dessa forma, de acordo com a Equação 8, o número de painéis para uma potência de 300kW_P será igual a 1.225 painéis com uma área de ocupação aproximada de 1.985,00 m².

Para o estudo o importante será a estimativa de energia gerada e as curvas típicas de geração diária de um sistema fotovoltaico. A Tabela 12 contém os valores estimados de geração. Para esses resultados foram considerados as condições padrões, ou seja, temperatura

das células de aproximadamente 25°C e os valores de irradiação diária e mensal do Atlas Solar explicitados na Tabela 9. Destacando-se que a inclinação é igual à Latitude de Itapiranga. Não se levou em consideração o decréscimo na eficiência das células devido à temperatura de operação já que, segundo (Lorenzo, 2004) o rendimento de uma célula fotovoltaica sofre um decréscimo de 0,04 a 0,06% para cada grau centígrado (°C) de aumento sofrido na temperatura durante a operação. Os valores diários e mensais estimados para a energia gerada são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 – Valores diários e mensais estimados para a energia gerada

<i>Mês</i>	<i>Dias</i>	<i>Horas Sol Pleno (SP) Diária</i>	<i>Potência do gerador (kWp)</i>	<i>Rendimento do inversor ($\eta_{cc/ca}$)</i>	<i>Energia Gerada (EG) Diária (kWh/dia)</i>	<i>Energia Gerada (EG) Mensal (kWh/mês)</i>
Janeiro	31	6,00	300	0,981	1.765,80	54.739,80
Fevereiro	28	6,00	300	0,981	1.765,80	49.442,40
Março	31	5,20	300	0,981	1.530,36	47.441,16
Abril	30	5,20	300	0,981	1.530,36	45.910,80
Maio	31	5,20	300	0,981	1.530,36	47.441,16
Junho	30	4,60	300	0,981	1.353,78	40.613,40
Julho	31	4,60	300	0,981	1.353,78	41.967,18
Agosto	31	4,60	300	0,981	1.353,78	41.967,18
Setembro	30	5,40	300	0,981	1.589,22	47.676,60
Outubro	31	5,40	300	0,981	1.589,22	49.265,82
Novembro	30	5,40	300	0,981	1.589,22	47.676,60
Dezembro	31	6,00	300	0,981	1.765,80	54.739,80

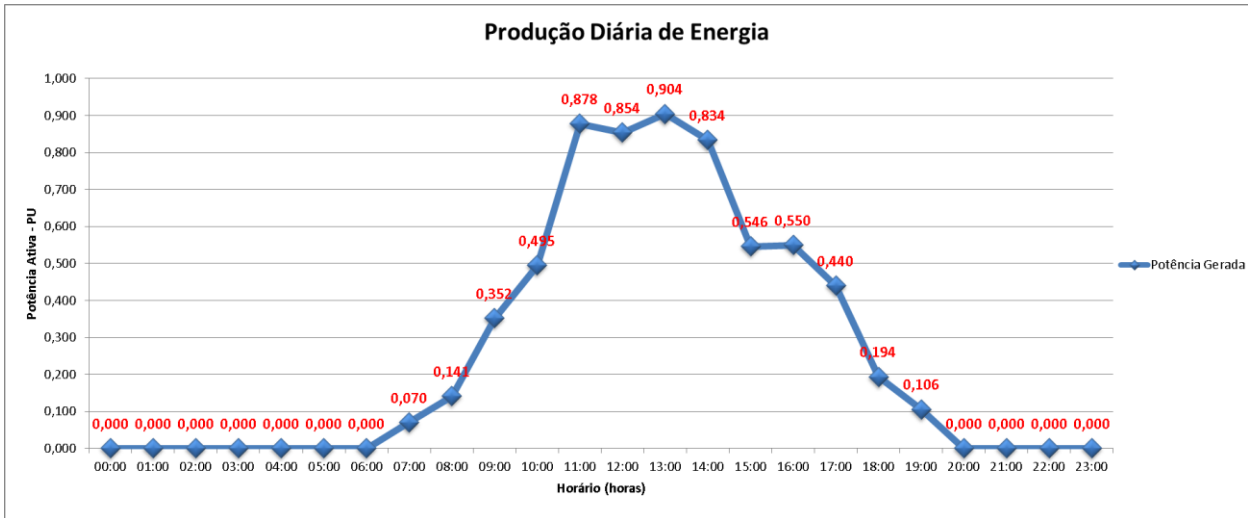
Fonte: Autor

Para os cenários a serem analisados, no software PSL®DMS, nessa dissertação é necessário estimar a curva de potência em cada hora do dia, ou seja, os kW gerados pelo sistema de geração fotovoltaica a cada hora.

Para mensurar a curva diária horária desenvolvida nesse trabalho é necessário realizar o cálculo do Fator de correção, conforme a Equação 14. Considerando um dia típico no mês de janeiro na qual a estimativa de irradiação no plano inclinado da localidade é de 6,0 kW/m² e mantendo as mesmas características de tecnologias expostas na Tabela 11 que afirma que o rendimento do inversor será de 98,1% e as condições climáticas do apêndice A, temos que o valor da constante Fator de correção será de 1,11.

Ao utilizar o Fator de Correção na curva diária desenvolvida através da Equação 14 temos como resultado a curva apresentada na Figura 26.

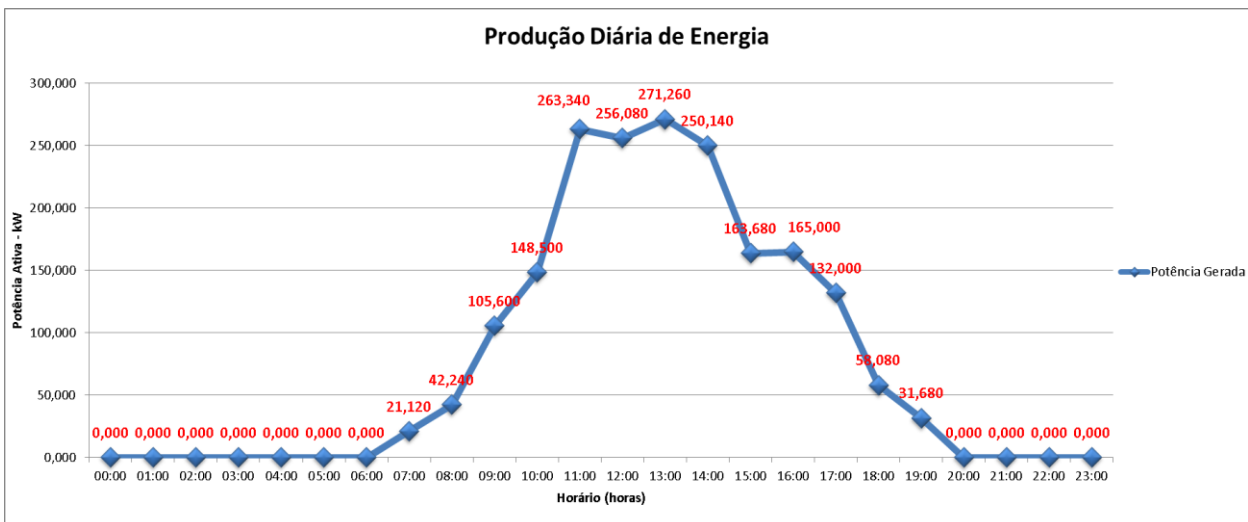
Figura 26 – Curva diária de estimativa da produção do sistema fotovoltaico projetado em pu



Fonte: Autor

Considerando a potência nominal de 300 kW_P como valor de referência e ao aplicar em cada horário a Equação 15, temos na Figura 27 a curva diária estimada em kW.

Figura 27 – Curva diária de estimativa da produção do sistema fotovoltaico projetado



Fonte: Autor

No estudo de verificação dos impactos causados pela inserção de uma GD fotovoltaica é necessária conhecer a curva diária de produção energia. Será adotado em todas as

simulações a curva de produção caracterizada pela Figura 27, que é uma estimativa para o sistema de Itapiranga que possui uma potência de pico projetada equivalente a 300kW_P.

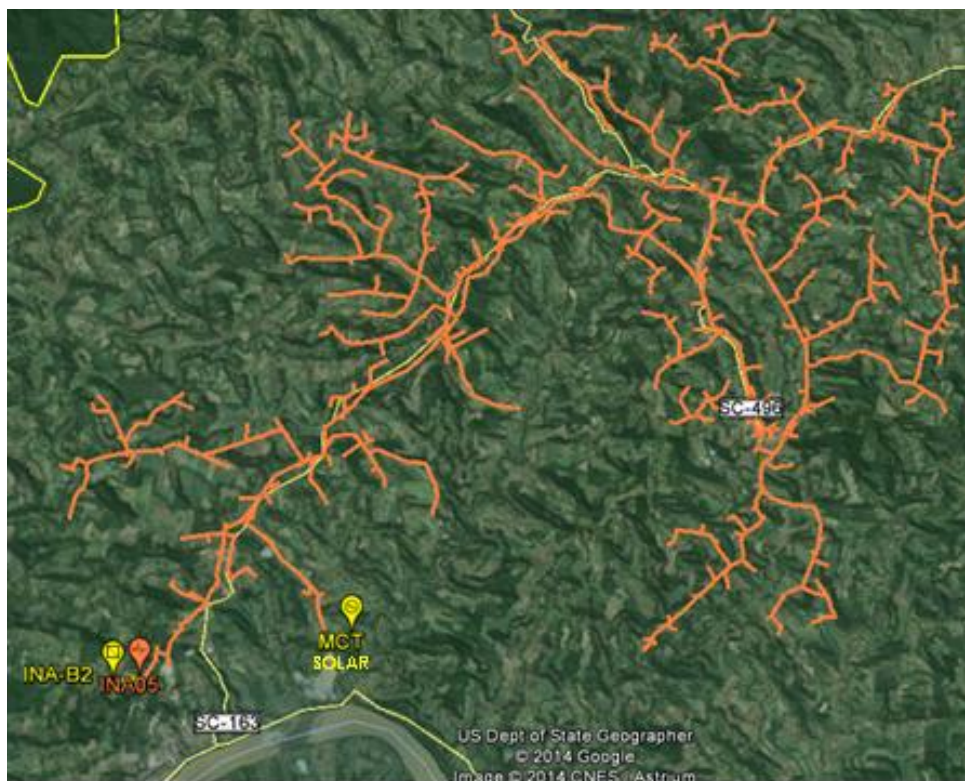
É importante destacar que essa produção diária acumulada é de 1.869,12 kWh, para o mês de Janeiro. Conforme descrito na Tabela 12, a estimativa diária de produção para Itapiranga, com base nos dados do Atlas solarimétrico, para o mês de janeiro foi de 1.765,80 kWh. Ou seja, uma diferença apenas de 5,85 % entre a estimativa e a curva a ser adotada para o estudo de caso.

5.3 Estudos de caso

A conexão de fontes de geração distribuída (GD) nos sistemas de distribuição podem causar diversos impactos positivos ou negativos na qualidade do serviço e do produto energia elétrica, diversas bibliografias tratam sobre alocação ótima para conexão destas fontes. Porém, os pontos considerados ótimos para conexão nem sempre são locais de disponibilidade dos recursos naturais que servirão de insumo para a produção da energia elétrica, ocasionando assim, a necessidade da análise dos impactos que uma GD pode causar quando conectada em qualquer ponto de uma rede de distribuição. Ou seja, a conexão de uma GD fica limitado ao local de disponibilidade dos recursos naturais que serão utilizados, e também, ao ponto de conexão já existente da unidade consumidora (UC) aonde irá se instalar a GD, conforme REN 482/2012. No caso das instalações das GD'S dimensionadas nesse capítulo, observa-se que a localidade que abrigará a MCT e a central geradora fotovoltaica estão localizadas a cerca de 7 km da subestação da CELESC.

Para análise dos impactos causados pela inserção dos recursos integrados é necessário avaliar as condições operacionais do alimentador INA5 apresentado na figura 28 nos quatro cenários já mencionados que poderão afetar os fatores operacionais da rede como: níveis de tensão, carregamento dos condutores, fator de potência e perda de energia.

Figura 28 – Rede de distribuição e ponto de conexão da GD – município de Itapiranga, SC.



Fonte: Autor

Na análise das condições operacionais da rede de distribuição com GD e sem GD será utilizado o software PSL® DMS para os cálculos de fluxo de potência. Para tanto, serão considerados os valores de carregamento da rede de distribuição em um dia típico de janeiro de 2015, obtidos através de um medidor universal de grandezas (MUG) instalado na SE.

5.3.1 Estudo de caso – Cenário 01 - Situação Inicial – Sem Geração Distribuída – Caso Base

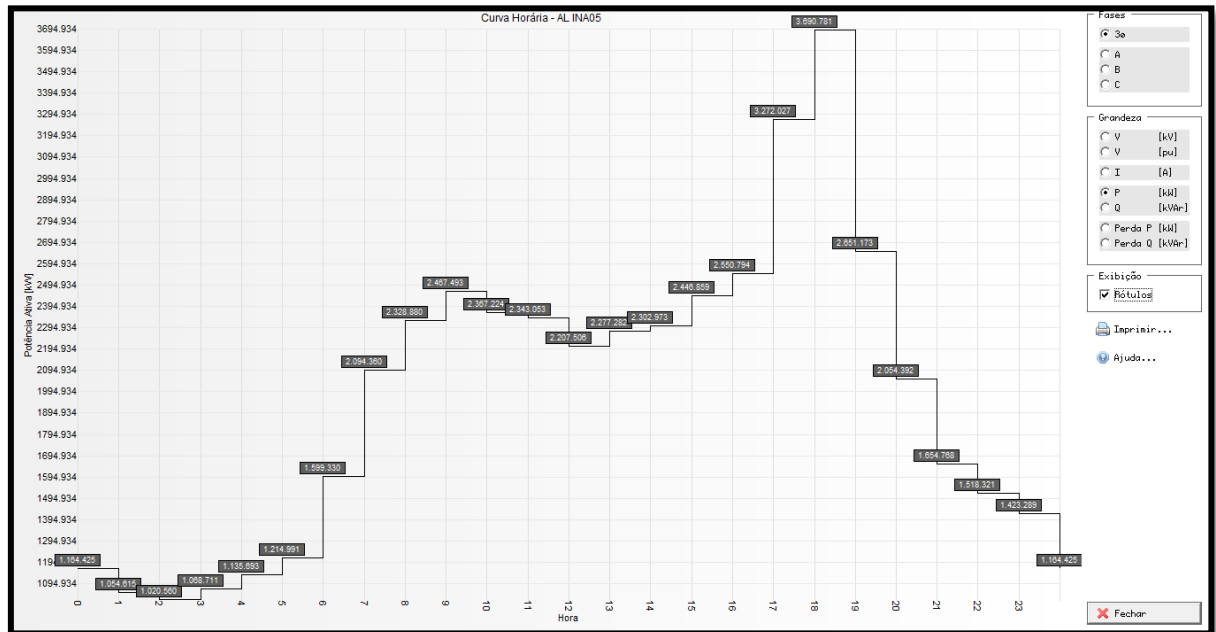
No caso base é realizada uma análise na rede de distribuição desconsiderando a inserção de fontes de geração distribuída. Ou seja, nesse cenário têm-se as características de operação da rede em um dia típico.

5.3.1.1 Condições de carregamento de potência ativa da rede

Com o intuito de verificar os possíveis impactos causados pela inserção de fontes de geração distribuída de maneira integrada no alimentador INA5 é necessário analisar as condições de carregamento desta rede sem a conexão de fontes geradoras. A Figura 29

apresenta a curva de potência ativa neste cenário supracitado. As medições foram realizadas no barramento do alimentador na subestação.

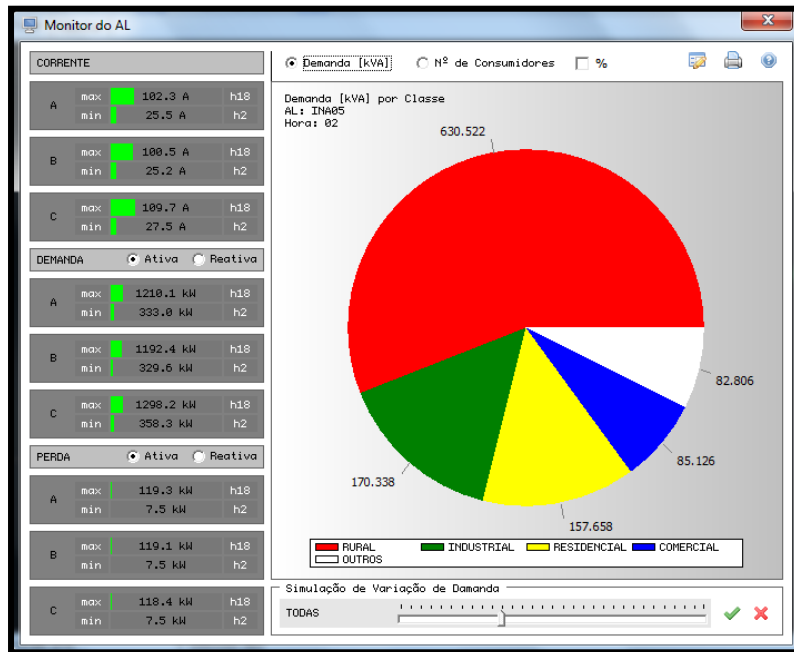
Figura 29 – Curva de potência ativa da INA5 sem a conexão da GD.



Fonte: Software PSL@DMS.

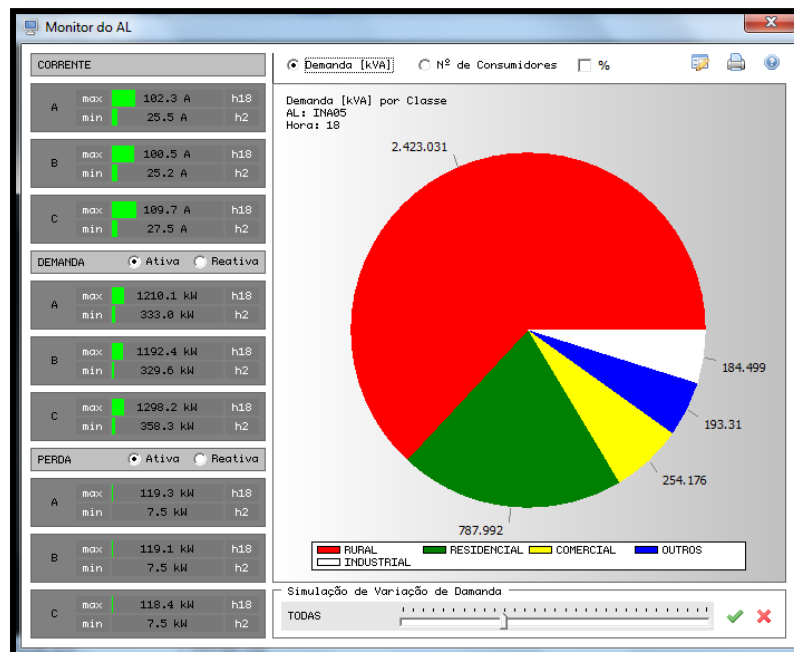
Verifica-se que nesse alimentador a menor potência ativa demandada ocorre às 2:00h, $DkW = 1.020,58kW$, ilustrada na Figura 30. Já a maior potência ativa demandada ocorre às 18:00h , $DkW = 3.690,78 kW$, Figura 31.

Figura 30 – Monitor do alimentador as 2:00 horas.



Fonte: Software PSL@DMS.

Figura 31 – Monitor do alimentador as 18:00 horas.



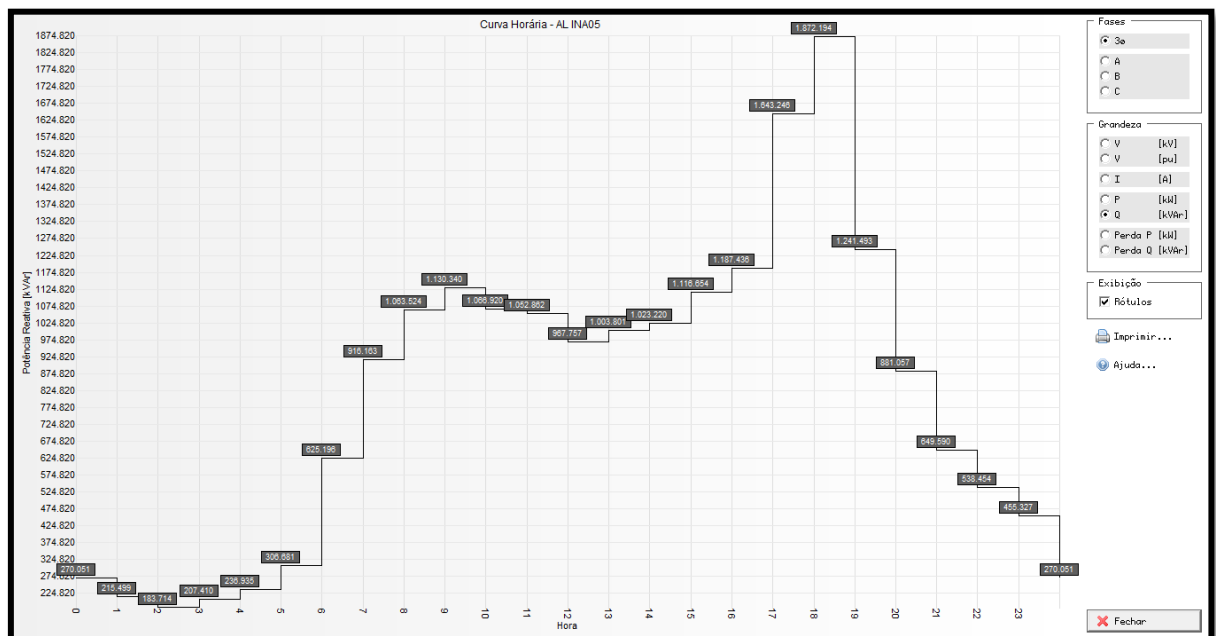
Fonte: Software PSL@DMS.

5.3.1.2 Condições de carregamento de potência reativa da rede

Toda GD, classificada como mini ou microgeração distribuída, para que possa se conectar na rede de distribuição é necessária à proteção de subtensão, ou seja, a conexão só irá existir se o nível tensão no ponto de conexão estiver dentro dos limites estabelecidos pela distribuidora, que normalmente são muito próximos à 1 pu.

A Figura 32 ilustra a curva de potência reativa do AL. Destaca-se que esta medição é realizada no barramento do alimentador.

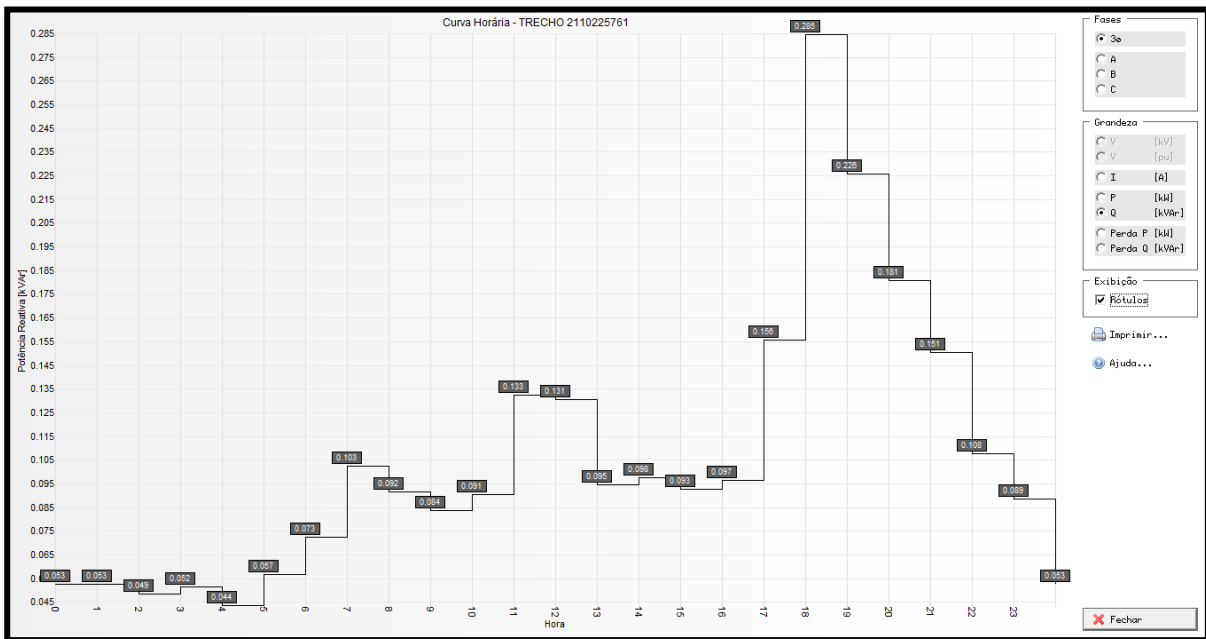
Figura 32 – Curva de potência reativa da INA5 sem a conexão da GD.



Fonte: Software PSL@DMS.

A Figura 33 demonstra a curva de potência reativa no trecho do alimentador que antecede a futura conexão das GD'S que serão analisados nos cenários 2, 3 e 4.

Figura 33 – Curva de potência reativa do trecho que antecede o ponto previsto de conexão das GD'S sem a conexão das mesmas.



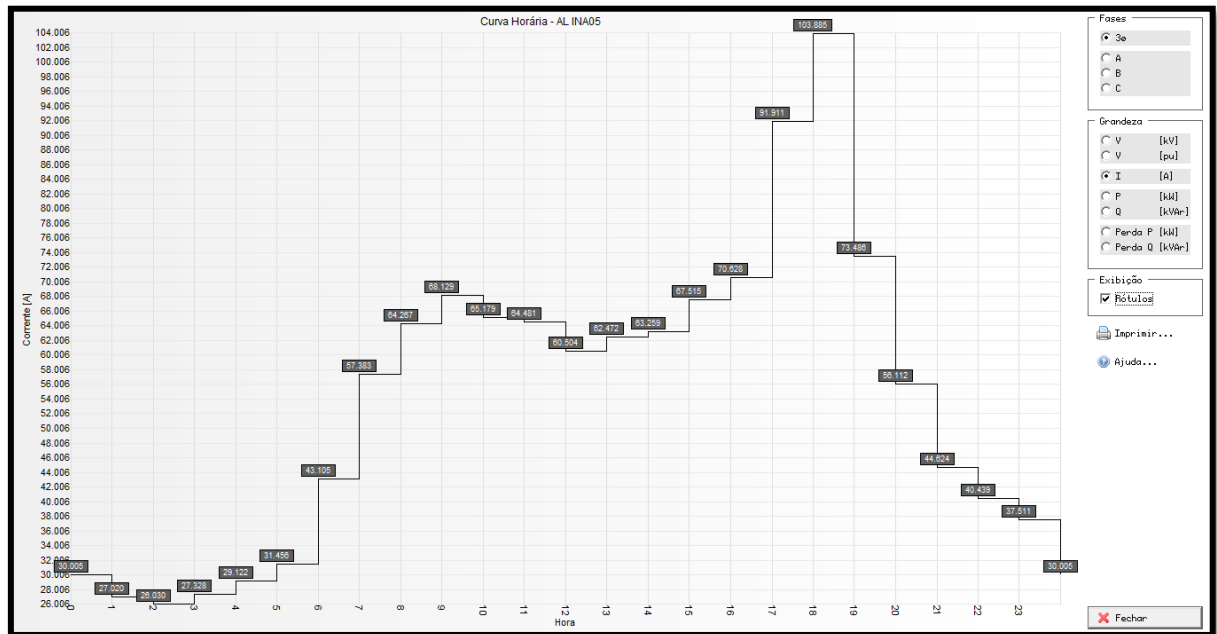
Fonte: Software PSL@DMS.

5.3.1.3 Condições de carregamento dos cabos da rede

Os cabos condutores 1/0 AWG CA do AL – INA5 possuem uma capacidade máxima de 184A de carregamento. Esse condutor sai da subestação e é o cabo principal do alimentador.

Na Figura 34 é possível observar os valores de corrente de carregamento da rede nas condições sem a GD conectada no barramento do AL.

Figura 34 – Curva de carregamento da INA5 sem a conexão da GD.



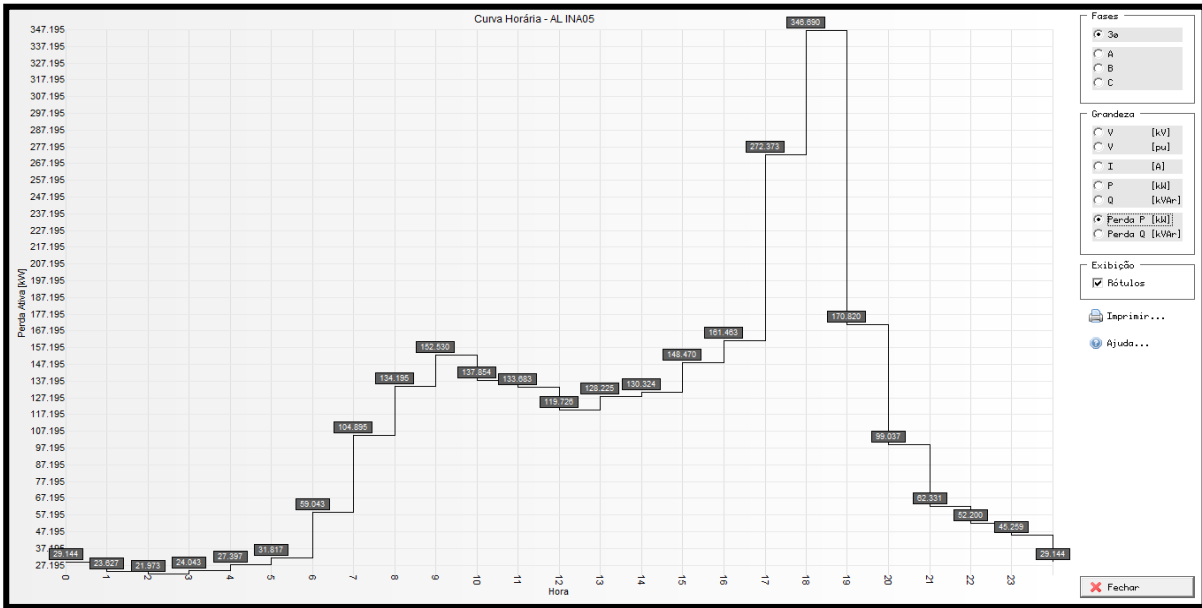
Fonte: Software PSL®DMS.

5.3.1.4 Condições de perdas dos cabos da rede

As perdas acumuladas em um alimentador são proporcionais as correntes de linha que percorrem os cabos da rede de distribuição de energia elétrica.

As curvas de perda ativa acumulada do INA5 podem ser observadas na Figura 35. Essa perda representada é a perda total obtida através de medição no barramento do AL na subestação.

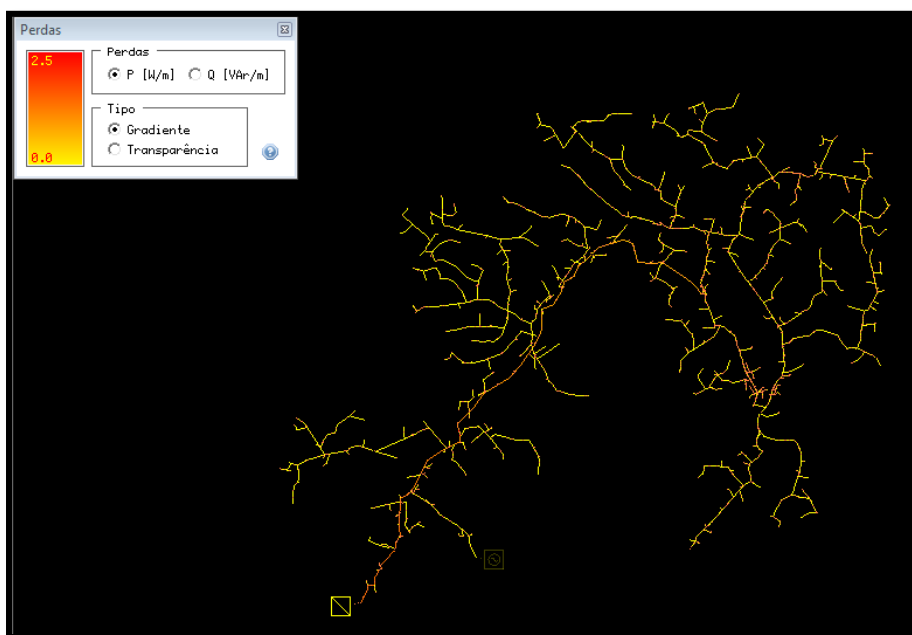
Figura 35 – Curva de perda ativas do INA5 sem a conexão da GD.



Fonte: Software PSL®DMS.

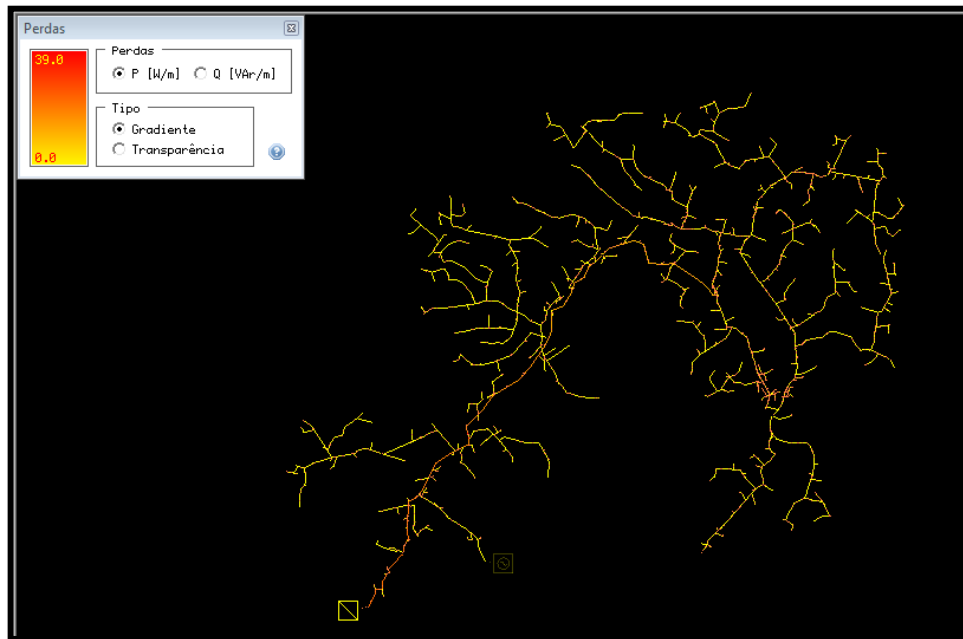
Na curva apresentada na Figura 35 observa-se que às 18 horas a potência de perda ativa acumulada, valor máximo, no INA5 foi de 346,690 kW e às 2 horas atingiu um valor de 21,973 kW. As Figuras 36 e 37 denotam as perdas acumuladas às 2 e 18 horas, respectivamente.

Figura 36 – Perdas ativas do INA5 sem a conexão da GD às 2 horas.



Fonte: Software PSL®DMS.

Figura 37 – Perdas ativas do INA5 sem a conexão da GD às 18 horas.

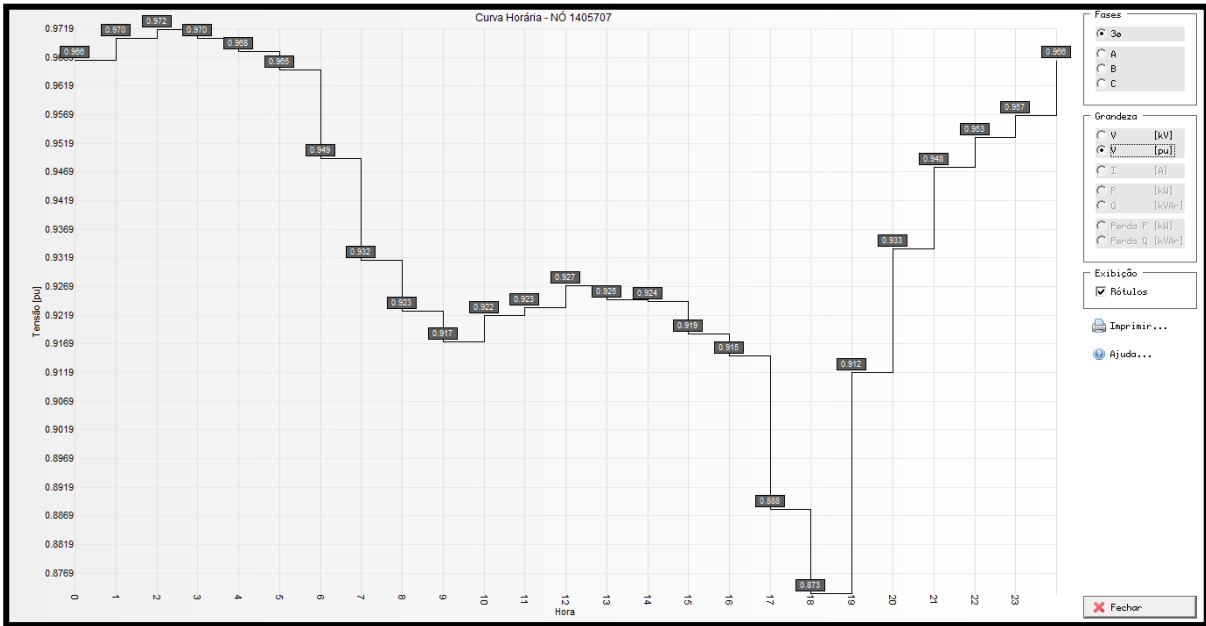


Fonte: *Software PSL@DMS*.

5.3.1.5 Condições dos níveis de tensão na rede

A avaliação dos níveis de tensão acontecerá no ponto de maior queda de tensão ao longo do AL – INA5 e no ponto de conexão das futuras GD'S que serão analisadas nos cenários 2, 3 e 4. Nas Figuras 38 e 39, ponto de maior queda de tensão desse alimentador é possível verificar que ao longo do dia, o pior nível de tensão chega a 0,873 pu. Esse ponto supracitado é o local mais distante da subestação.

Figura 38 – Curva dos níveis de tensão no INA5 sem a conexão da GD.



Fonte: Software PSL@DMS.

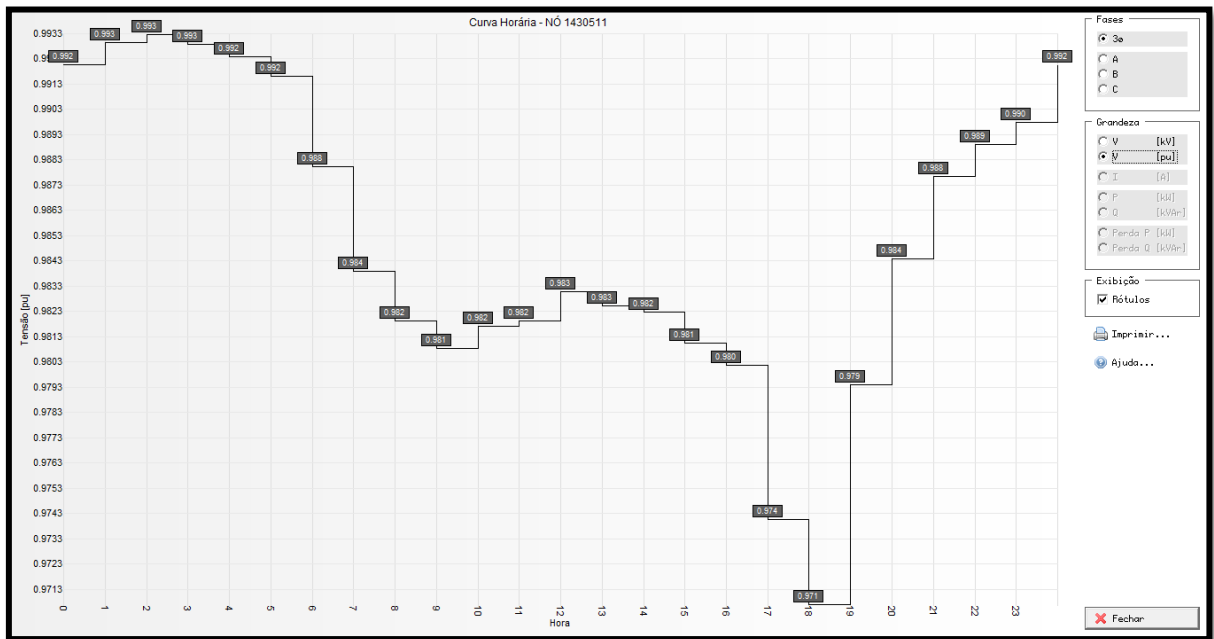
Figura 39 – Perfil dos níveis de tensão no INA5 sem a conexão da GD.



Fonte: Software PSL@DMS.

A Figura 40 externa os níveis de tensão no ponto de conexão das futuras GD's com o sistema de distribuição.

Figura 40 – Curva dos níveis de tensão no ponto de inserção das futuras GD'S sem a conexão das mesmas.



Fonte: *Software PSL@DMS*.

5.3.2 Estudo de caso – Cenário 02 - Situação com Geração Distribuída a Biogás

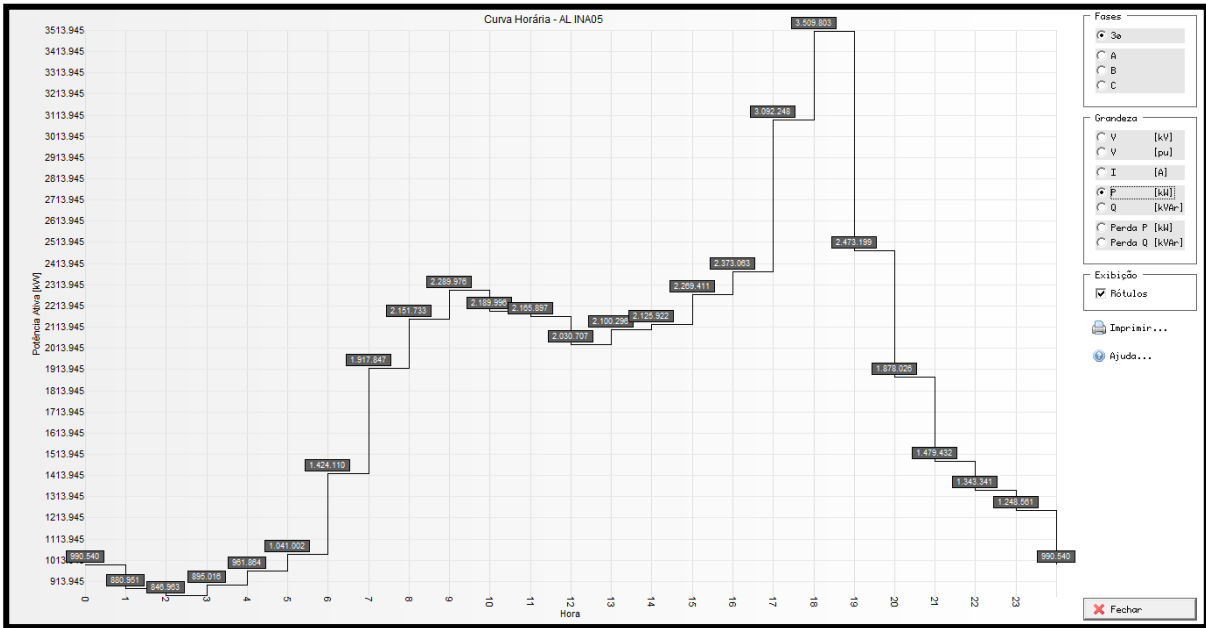
Uma vez estipulado o regime operacional da MCT no capítulo 5, foram analisados os mesmos itens explorados no caso base. Ratificando o despacho de 172kW durante um período de 24 horas. Dessa forma, dois grupos geradores de 120kVA, cada um, consumirá 49Nm³/h de biogás para fornecer 86kW de potência por hora de operação. Nesse cenário todos os parâmetros serão comparados ao cenário 01 designado como caso base.

5.3.2.1 Condições de carregamento de potência ativa da rede

Estimando a possibilidade da MCT despachar energia elétrica conforme o regime operacional definido na Tabela 8, temos às 18 horas uma demanda de 3,509kW e às 2 horas, horário de menor demanda, obteve-se um registro de 846,963kW.

A Figura 41 apresenta a curva de potência ativa com a inserção da GD a biogás obtida no barramento do alimentador no barramento da subestação.

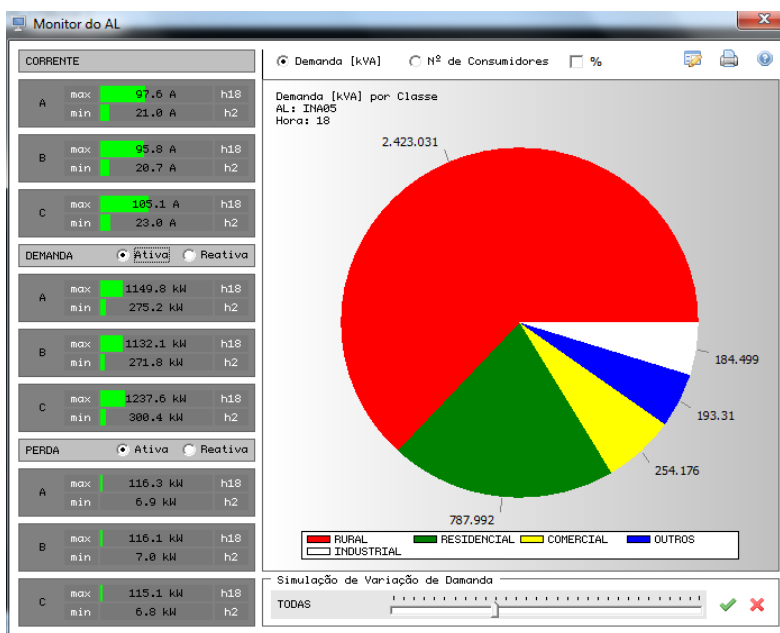
Figura 41 – Curva de potência ativa do INA5 com a conexão da GD.



Fonte: Software PSL®DMS.

Como o regime operacional externa 172kW nas 24 horas pode-se verificar que o menor consumo de potência ativa se manteve às 2 horas, $DkW = 846,96kW$. A maior potência ativa demandada permaneceu ocorrendo às 18 horas, $DkW = 3.509,80 kW$, conforme demonstrado na Figura 42.

Figura 42 – Monitor do alimentador as 18 horas com a inserção da GD.



Fonte: Software PSL®DMS.

5.3.2.2 Condições de carregamento de potência reativa da rede

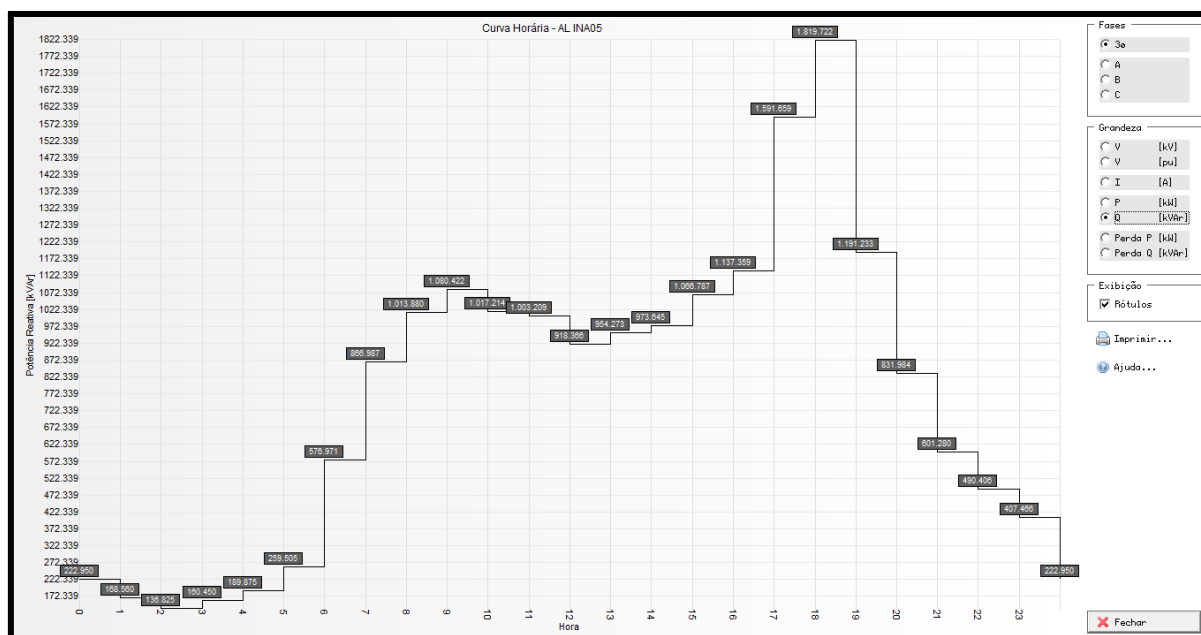
A barra de conexão da GD foi considerada como PV, pois, a conexão da GD, deve manter a tensão gerada igual ou muito próxima da tensão nominal da rede, ou seja, tentar manter a tensão mais próxima possível de 1 pu e potência ativa de 172 kW na barra de conexão.

Para o cálculo do fluxo de potência foram adotados os limites de $-0,5\text{pu}$ e $0,5\text{pu}$ de geração de energia reativa pela GD, sem que esta perca a capacidade de geração de potência ativa, conforme curva de capacidade, $P \times Q$, de geradores síncronos.

Na Figura 43 verifica-se que às 18 horas a potência reativa vale $1.819,722\text{kVAr}$ quando inserida a GD a biogás.

O ideal é que no horário de maior carregamento a GD deve produzir a maior quantidade de energia reativa, dentro dos limites estabelecidos pela sua curva de capacidade de forma a tentar manter a tensão de 1 pu na barra.

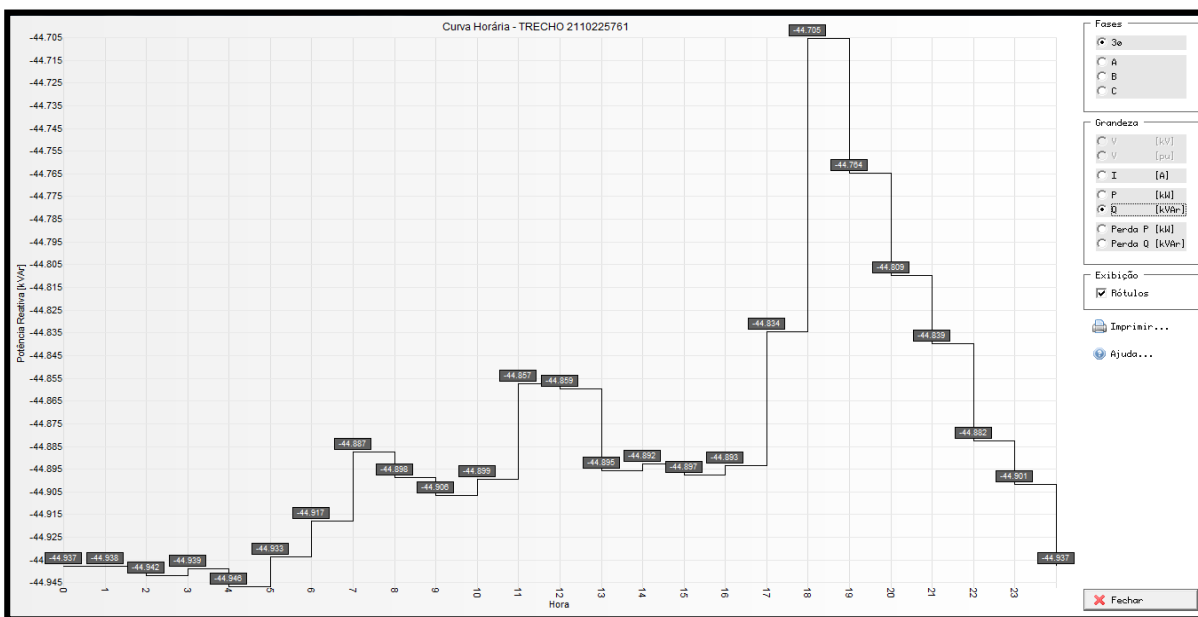
Figura 43 – Curva de potência reativa da INA5 com a conexão da GD a biogás.



Fonte: Software PSL®DMS.

Devido à instalação da GD foi possível, no trecho que antecede o ponto de conexão da GD com a rede, despachar potência reativa ao alimentador conforme é demonstrado na curva de potência reativa da Figura 44.

Figura 44 – Curva de potência reativa do trecho que antecede o ponto de conexão da GD com a inserção da mesma.

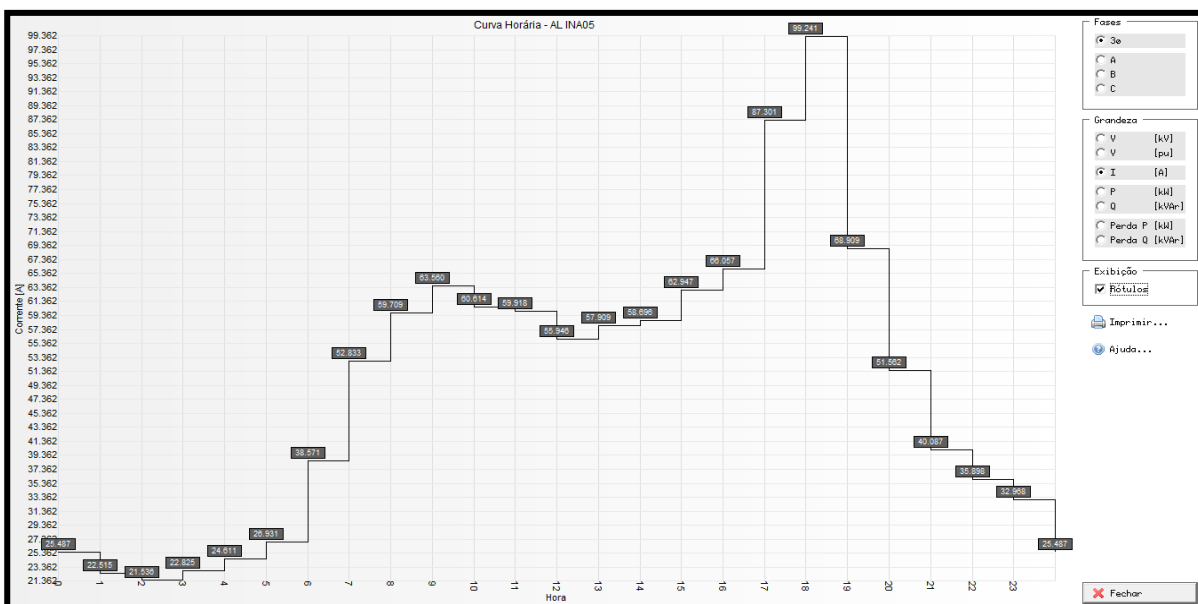


Fonte: Software PSL®DMS.

5.3.2.3 Condições de carregamento dos cabos da rede

Com a inserção da GD houve uma redução da corrente de carregamento às 18 horas. O valor alcançado para a $I_{máx}$ foi de 99,241A, vide Figura 45.

Figura 45 – Curva de carregamento do INA5 com a conexão da GD.

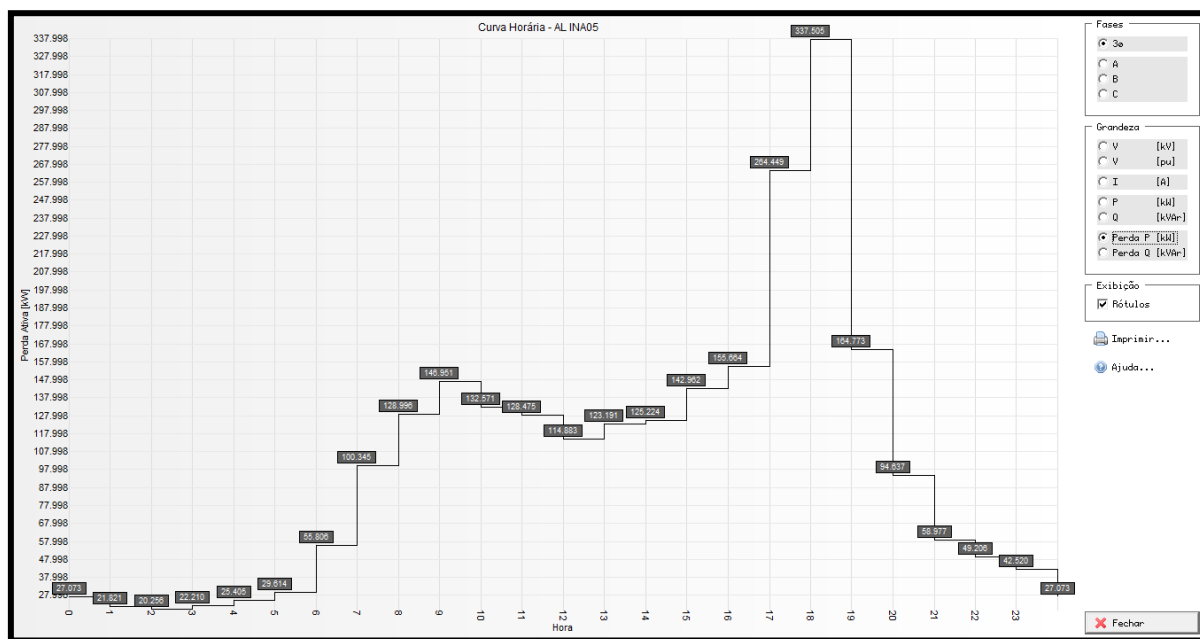


Fonte: Software PSL®DMS.

5.3.2.4 Condições de perdas dos cabos da rede

As curvas de perda ativa acumulada do INA5, com a conexão da GD, podem ser observadas na Figura 46.

Figura 46 – Curva de perdas ativa do INA5 com a conexão da GD.

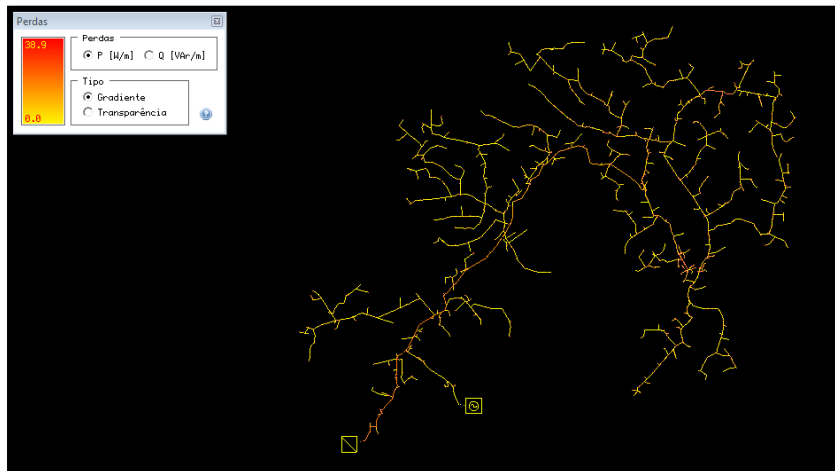


Fonte: Software PSL@DMS.

A simulação apresentada como resultado na Figura 46 às 18 horas a potência de perda ativa acumulada no INA5 foi de 337.505 kW.

Na Figura 47 antes da inserção da GD, as perdas acumuladas no alimentador às 18 horas alcançava o máximo de 39 W/m. Uma vez introduzida a GD esse valor passou para 38.9 W/m.

Figura 47 – Perdas ativas do INA5 com a conexão da GD às 18 horas.

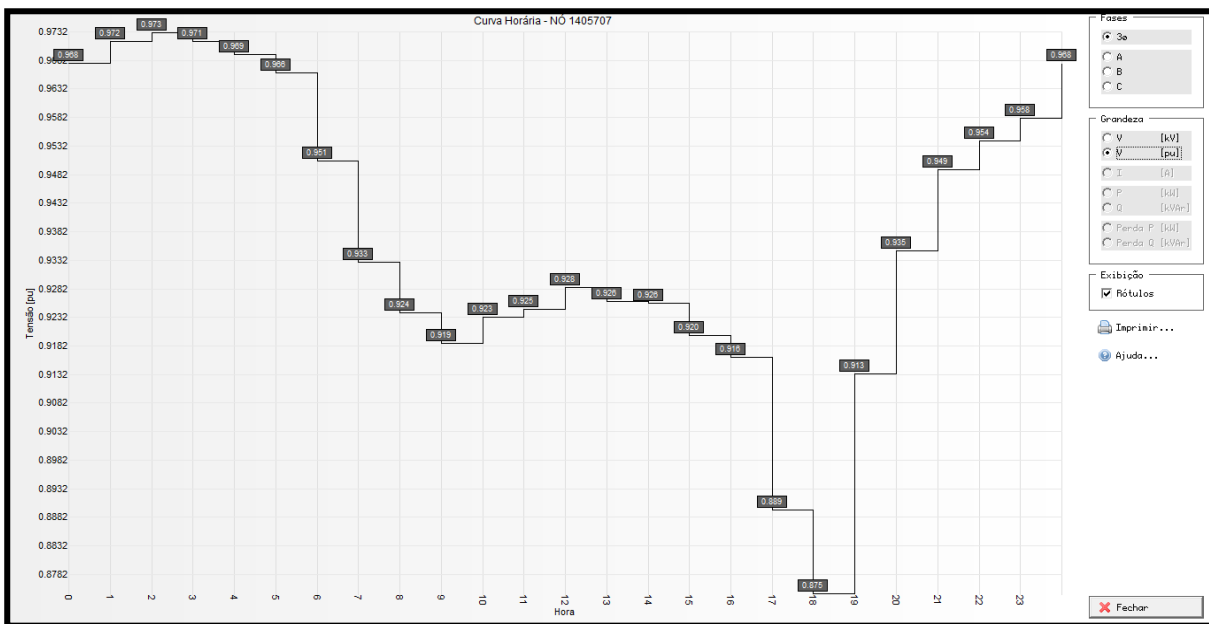


Fonte: Software PSL®DMS.

5.3.2.5 Condições dos níveis de tensão na rede

A conexão da GD a biogás não modificou o perfil de tensão no ponto de maior queda de tensão do alimentador. Às 18 horas permaneceu sendo como o horário de maior queda de tensão, 0,875 pu, Figura 48.

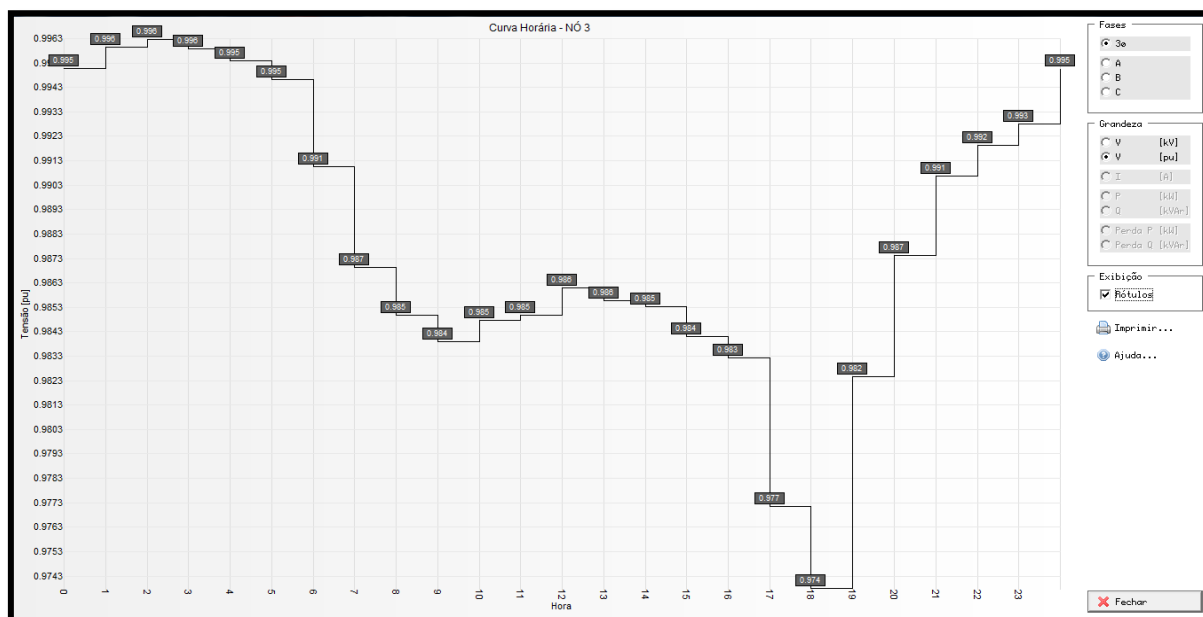
Figura 48 – Curva dos níveis de tensão no ponto de maior queda de tensão do alimentador, com a inserção da GD.



Fonte: Software PSL®DMS.

No trecho que antecede o ponto de conexão da GD houve uma elevação de tensão em todos os horários, assim como no ponto de conexão da GD com a rede de distribuição, Figura 49.

Figura 49 – Curva dos níveis de tensão no ponto de inserção da GD a biogás.



Fonte: Software PSL®DMS.

5.3.3 Estudo de caso – Cenário 03 - Situação com Geração Distribuída Solar Fotovoltaica

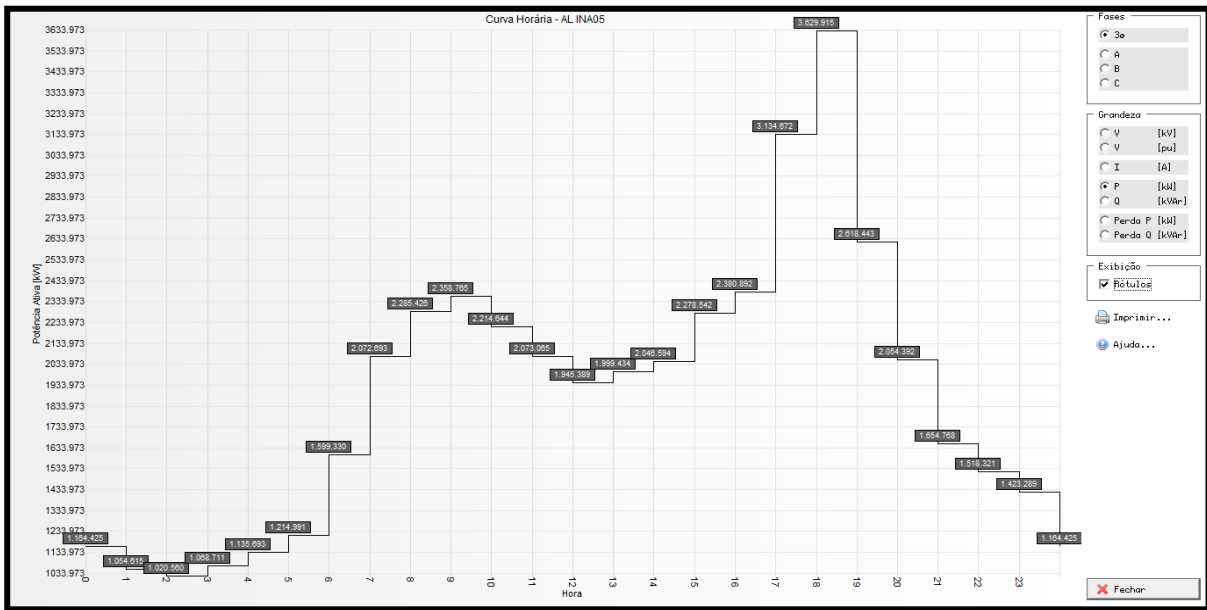
Nessa análise foram comparados os efeitos de um sistema fotovoltaico de 300kW_p, conforme descrito no capítulo 4. São analisados os impactos causados ao alimentador ao ser incorporada a essa rede de distribuição uma minigeração distribuída. Nesse cenário todos os parâmetros analisados serão comparados ao cenário 01, designado como caso base.

5.3.3.1 Condições de carregamento de potência ativa da rede

Sabe-se que o regime operacional de uma minicentral geradora fotovoltaica dependerá das condições climáticas ao longo de um dia. Dessa forma foi projetada a produção diária de um sistema solar através da curva de perfil de tensão desenvolvida.

A produção de potência no sistema solar compreende a faixa das 7 horas até às 19 horas. No horário de maior carregamento do alimentador a introdução dessa GD proporcionou que o nível de carregamento chegasse a 3,629kW. A Figura 50 expõe o carregamento horário ao longo do dia no alimentador.

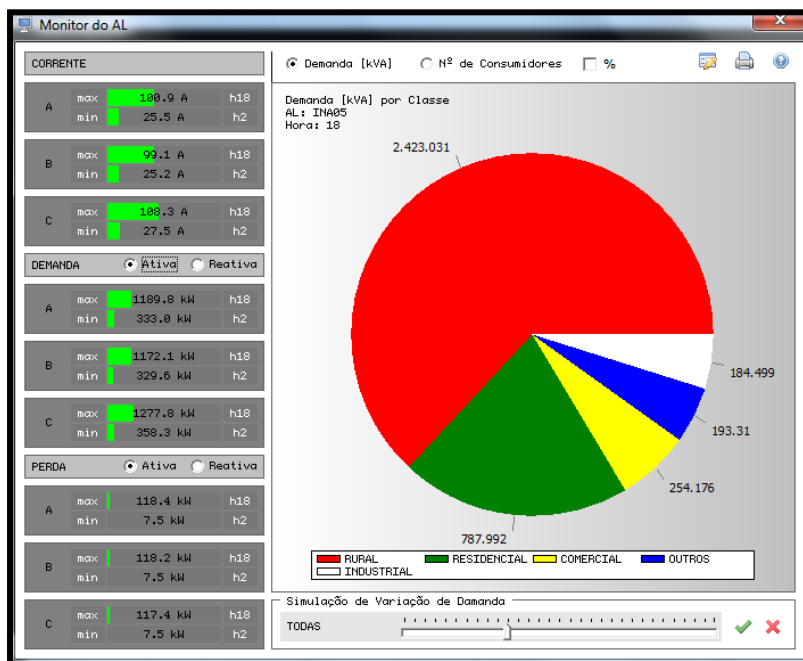
Figura 50 – Curva de potência ativa do INA5 com a conexão da GD solar.



Fonte: Software PSL®DMS.

O monitor do alimentador ratificou que o às 2 horas e 18 horas, respectivamente, temos o menor e o maior carregamento do alimentador, Figura 51.

Figura 51 – Monitor do alimentador às 18 horas com a inserção da GD solar.



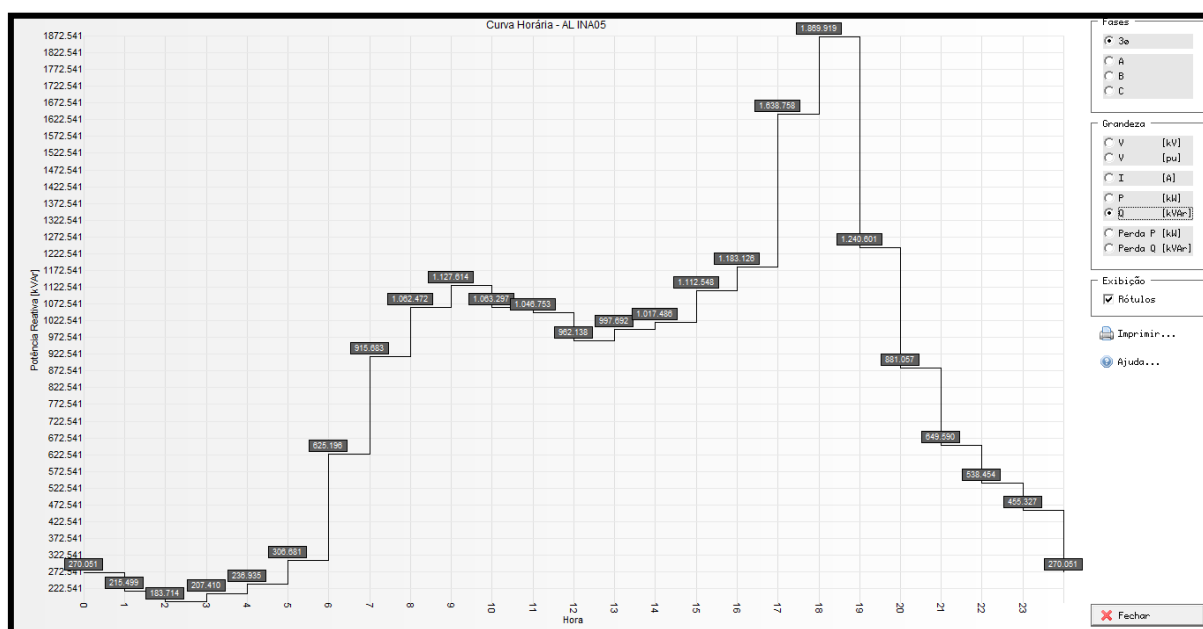
Fonte: Software PSL®DMS.

5.3.3.2 Condições de carregamento de potência reativa da rede

O despacho pelo inversor a rede de distribuição se deu com fator de potência unitário. Foi considerado que o ponto de conexão da GD como PV, pois, a conexão da GD, deve manter a tensão gerada igual ou muito próxima da tensão nominal da rede.

A injeção de potência no alimentador promovida pela GD é detalhada na Figura 52 onde foi possível verificar esse decréscimo nos horários em que a geração solar injetou potência em um trecho do alimentador.

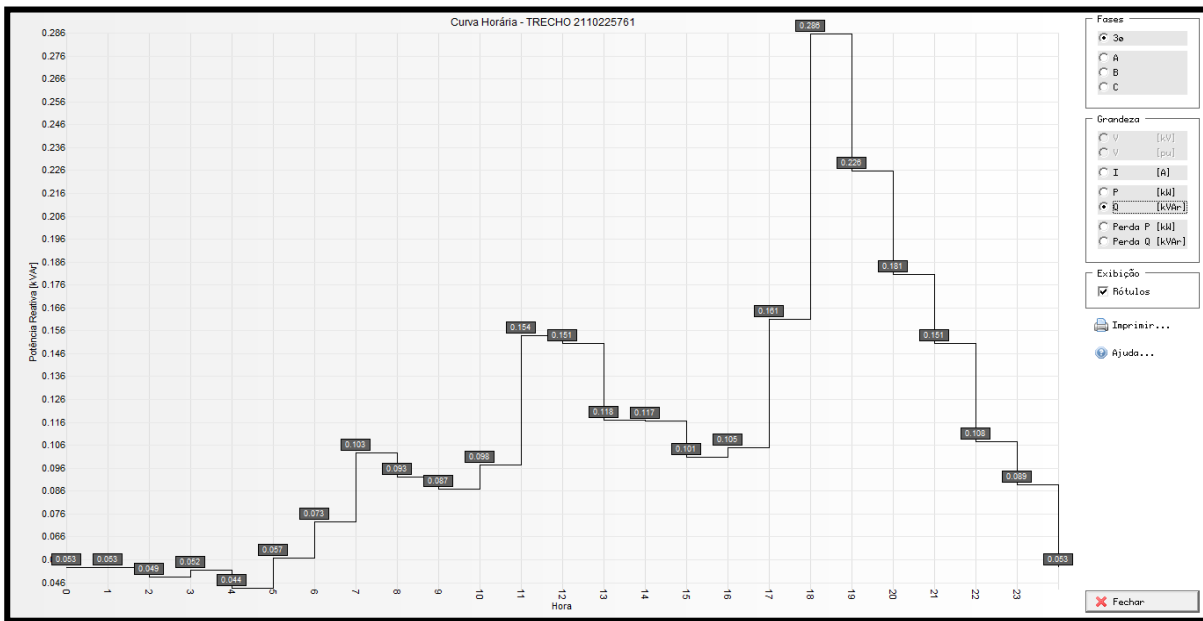
Figura 52 – Curva de potência reativa da INA5 com a conexão da GD.



Fonte: Software PSL@DMS.

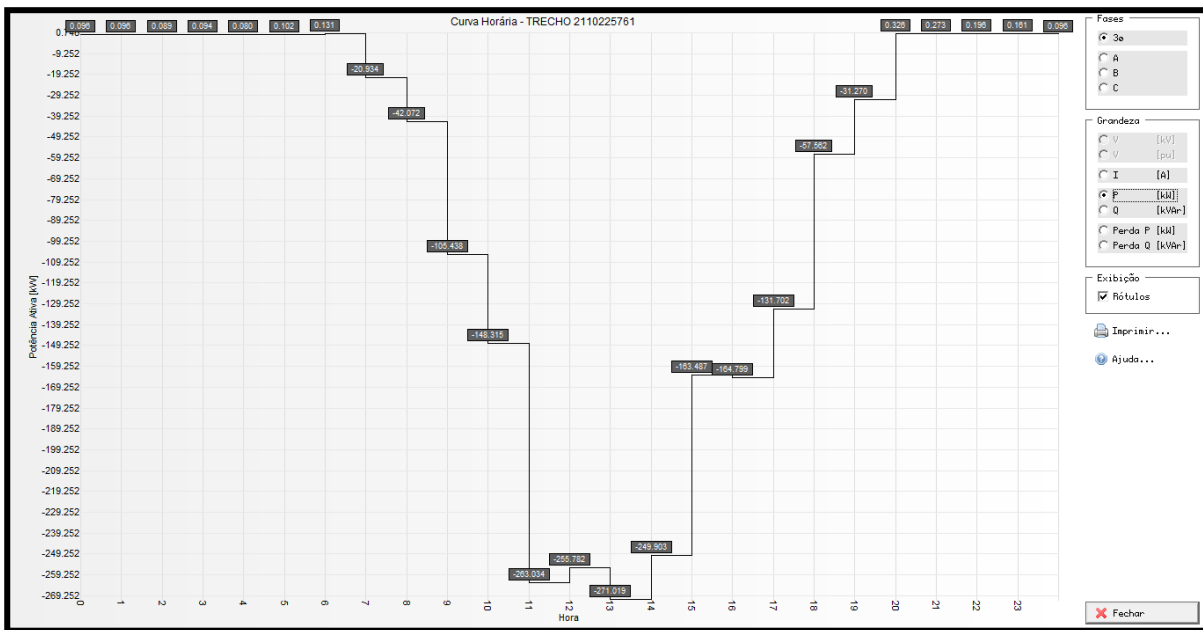
Essa GD não injetou potência reativa no alimentador, porém houve a injeção de potência ativa. O valor de potências reativa e ativa no trecho que antecede a conexão da GD solar ao sistema de distribuição podem ser analisadas nas Figuras 53 e 54, respectivamente.

Figura 53 – Curva de potência reativa do trecho que antecede o ponto de conexão da GD com a inserção da mesma.



Fonte: Software PSL@DMS.

Figura 54 – Injeção de potência ativa no alimentador pela GD solar.

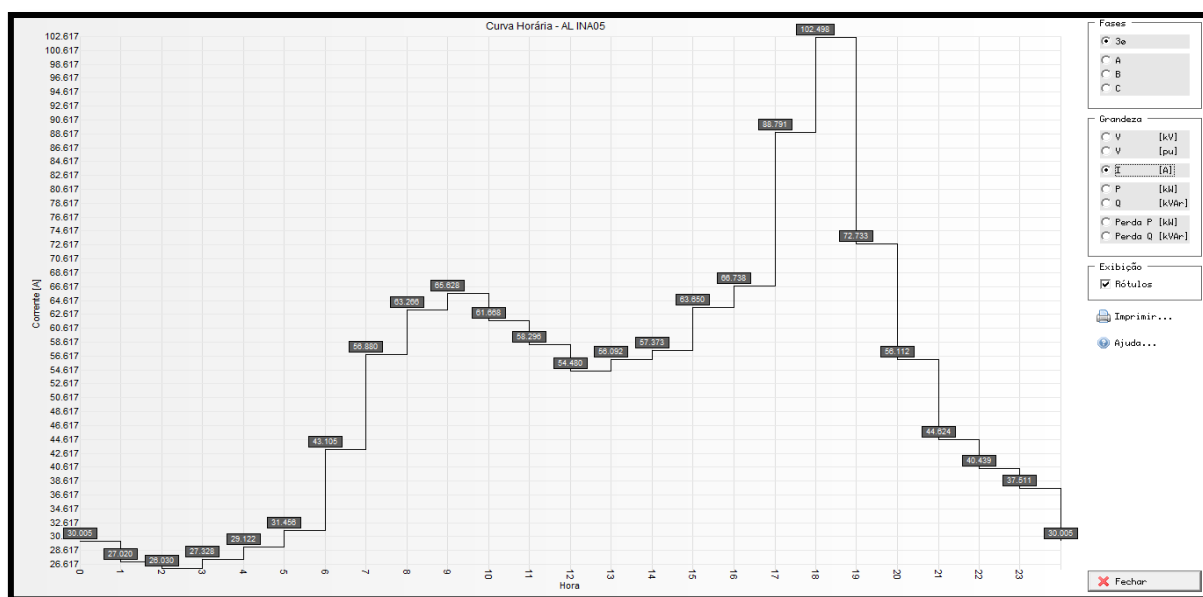


Fonte: Software PSL@DMS.

5.3.3.3 Condições de carregamento dos cabos da rede

A corrente de carregamento $I_{m\acute{a}x}$, no barramento do alimentador na subestação foi de 102,498A às 18 horas. Às 13 horas, horário de maior penetração da GD solar o valor alcançado foi de $I_{m\acute{a}x}$ 56,092A, Figura 55.

Figura 55 – Curva de carregamento de corrente do INA5 com a conexão da GD.

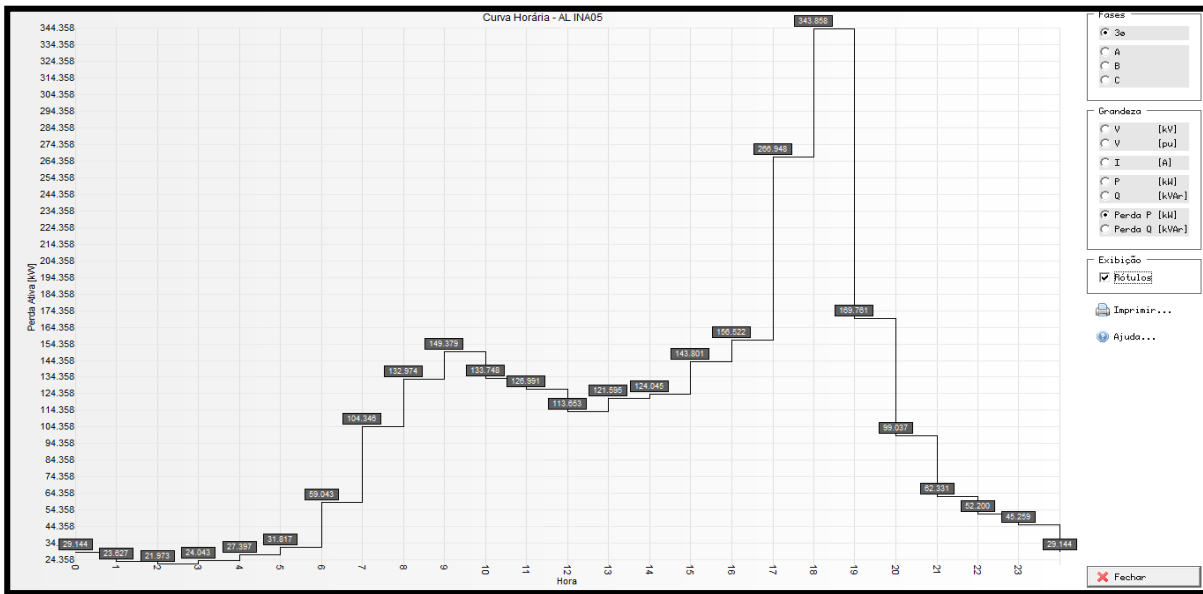


Fonte: Software PSL@DMS.

5.3.3.4 Condições de perdas dos cabos da rede

As curvas de perda ativa acumulada do INA5, com a conexão da GD solar fotovoltaica, podem ser observadas na Figura 56. Registra-se que às 13 horas foi de 121,52kW o valor das perdas no barramento do AL INA5.

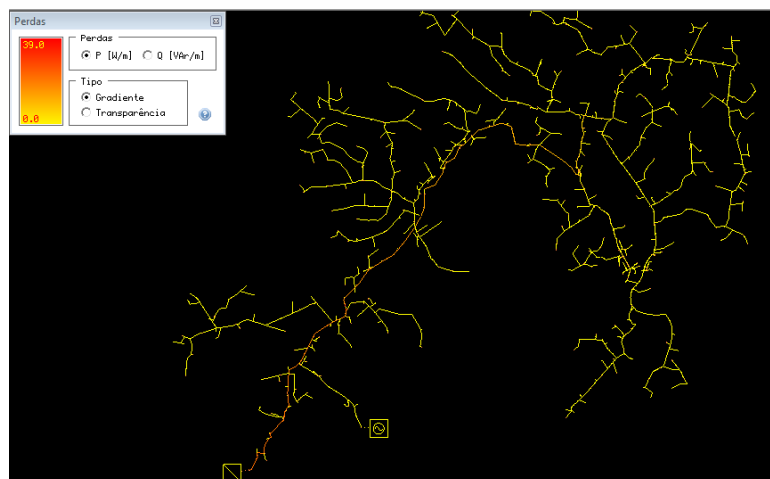
Figura 56 – Curva de perdas ativa do INA5 com a conexão da GD.



Fonte: Software PSL®DMS

Na Figura 57 que ilustra o momento anterior a inserção da GD, as perdas acumuladas no barramento do alimentador às 18 horas alcançou o máximo de 39 W/m. A introdução da GD não alterou esse valor para o horário de maior carregamento.

Figura 57 – Perdas ativas do INA5 com a conexão da GD solar às 18 horas.

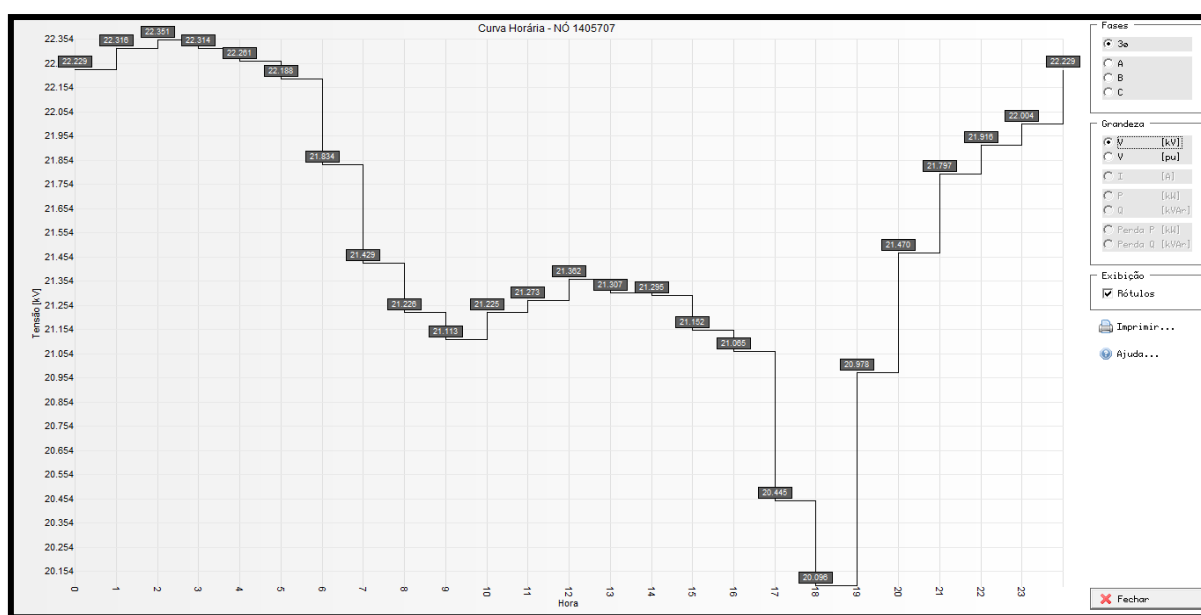


Fonte: Software PSL®DMS.

5.3.3.5 Condições dos níveis de tensão na rede

A conexão da GD solar quando injetando a sua potência produzida no alimentador acabou melhorando o nível de tensão ao longo do alimentador. No ponto de pior nível de tensão do alimentador, ponto mais distante da subestação, assim como aconteceu nos casos anteriores, o nível de tensão chega à 0,874 pu, Figura 58.

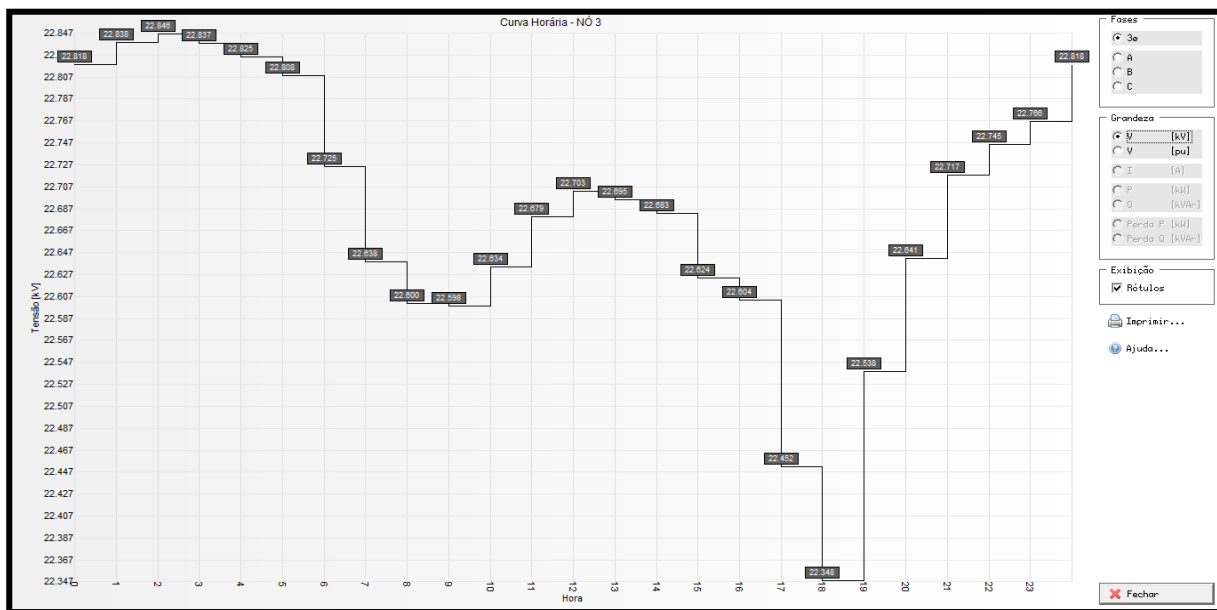
Figura 58 – Curva dos níveis de tensão no ponto de maior queda de tensão do alimentador, com a inserção da GD solar.



Fonte: Software PSL@DMS.

Com a injeção de potência ativa pela GD solar, conectada ao final de um trecho dentro do alimentador houve uma elevação de tensão durante o tempo de despacho da GD. Contudo essa elevação não afetou os padrões estabelecidos como parâmetros para os níveis de tensão, Figura 59.

Figura 59 – Curva dos níveis de tensão no ponto de inserção da GD.



Fonte: Software PSL@DMS.

5.3.4 Estudo de caso – Cenário 04 – Integração de Fontes de Geração distribuída – GD Biogás e GD Solar Fotovoltaico

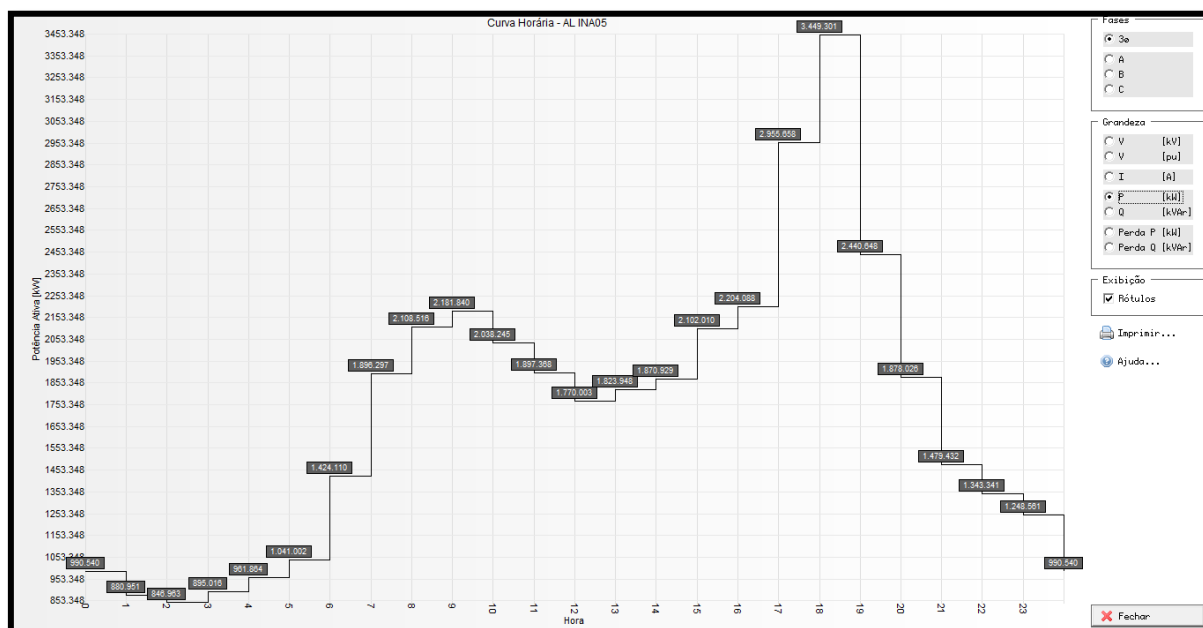
A disponibilidade de recursos de geração de energia elétrica e o seu uso de maneira integrada através de recursos disponíveis, permite a ampliação de geração de energia elétrica a um mesmo produtor, caso existam as possibilidades de mais uma fonte de geração. O quarto cenário é a integração da minigeração a biogás com a minigeração solar fotovoltaica. Sabe-se que por momentos haverá a sobreposição de despacho operacional por parte dessas duas fontes disponíveis. Dessa forma serão analisados os impactos que este sistema integrado pode causar no alimentador do caso base.

5.3.4.1 Condições de carregamento de potência ativa da rede

A integração dos recursos permitiu que houvesse no alimentador uma redução do carregamento.

Na Figura 60 constata-se que no horário de maior carregamento da rede, exposto no caso base, o valor da potência demandada pelo alimentador INA05 foi de 3,449kW.

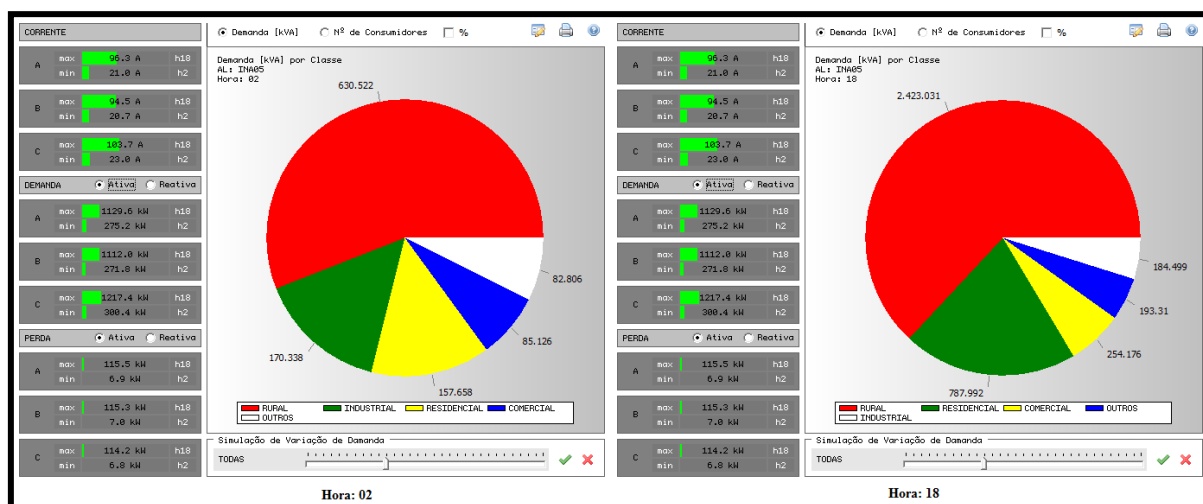
Figura 60 – Curva de potência ativa da INA5 com a integração de GD`S.



Fonte: Software PSL@DMS.

A menor potência ativa demandada pelo alimentador INA5, ocorre às 2:00h, DkW = 846,963kW. Já a maior potência ativa demandada ocorre às 18:00h , DkW = 3.449,301 kW, exposto na Figura 61 que ilustra os monitores do alimentador.

Figura 61 – Monitor do alimentador.



Fonte: Software PSL@DMS.

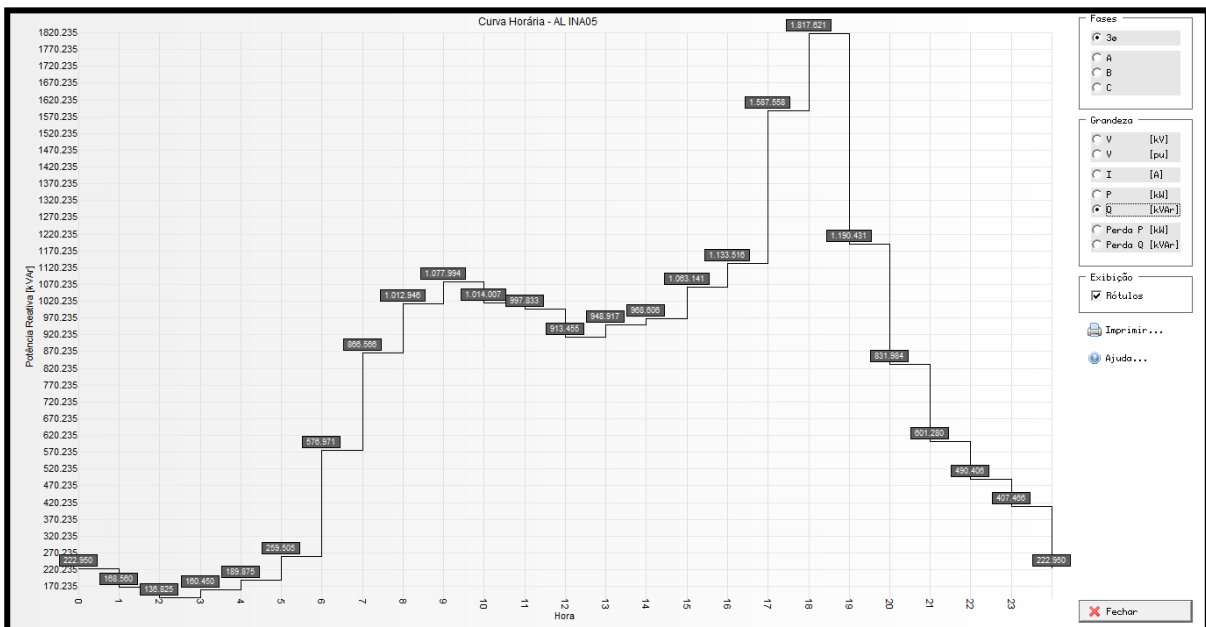
5.3.4.2 Condições de carregamento de potência reativa da rede

Com a necessidade à proteção de subtensão a conexão das GD'S será permitida se o nível tensão no ponto de conexão estiver dentro dos limites estabelecidos pela distribuidora, que normalmente são muito próximos à 1 pu.

Para a simulação da conexão das GD'S integradas, foi considerado as barras de conexão como PV ou seja, com tensão mais próxima possível a 1 pu. O despacho operacional da minigeradora a biogás fornecera uma potência ativa de 172 kW na barra de conexão com limites de -30kW e 30kW de geração de energia reativa pela GD, sem que esta perca a capacidade de geração de potência ativa, conforme curva de capacidade (P x Q) de geradores síncronos. Para a minigeradora solar fotovoltaica, a potência ativa será de 300kWp e sem a geração de potência reativa pelo inversor trifásico.

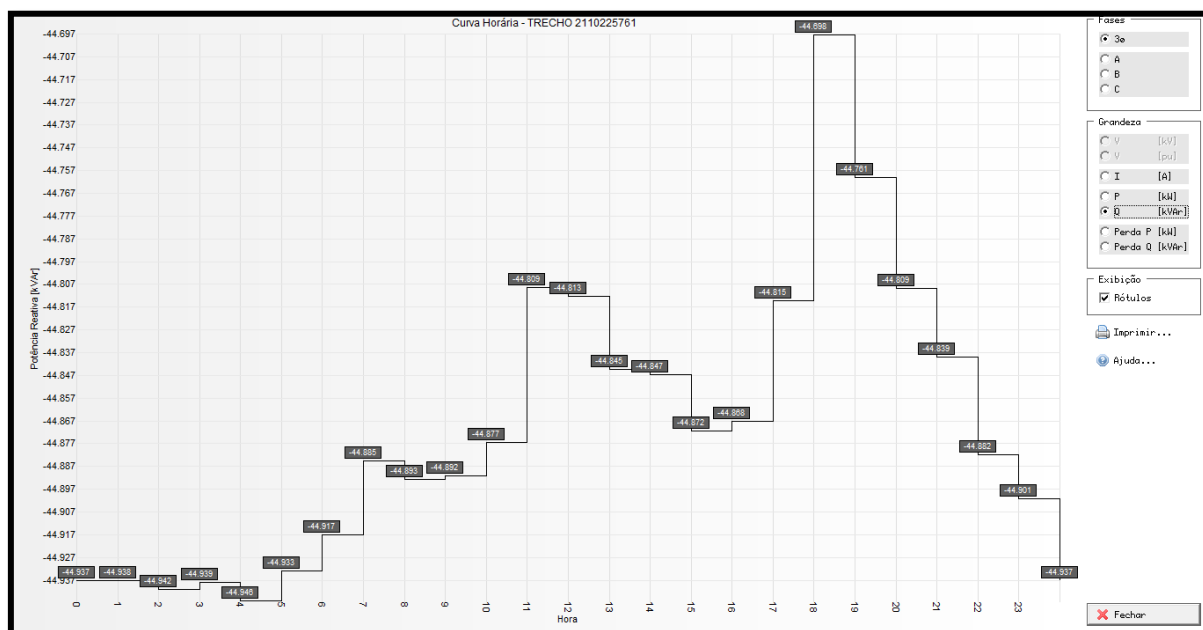
As Figuras 62 e 63 apresentam, respectivamente, as curvas de potência reativa do alimentador INA5, no barramento da subestação e do trecho no alimentador que antecede o ponto de conexão das GD'S na qual injetará a potência reativa produzida pelos geradores a biogás de dejetos suínos.

Figura 62 – Curva de potência reativa da INA5 com a integração das GD'S.



Fonte: Software PSL®DMS.

Figura 63 – Curva de potência reativa do trecho que antecede o ponto de conexão das GD'S.

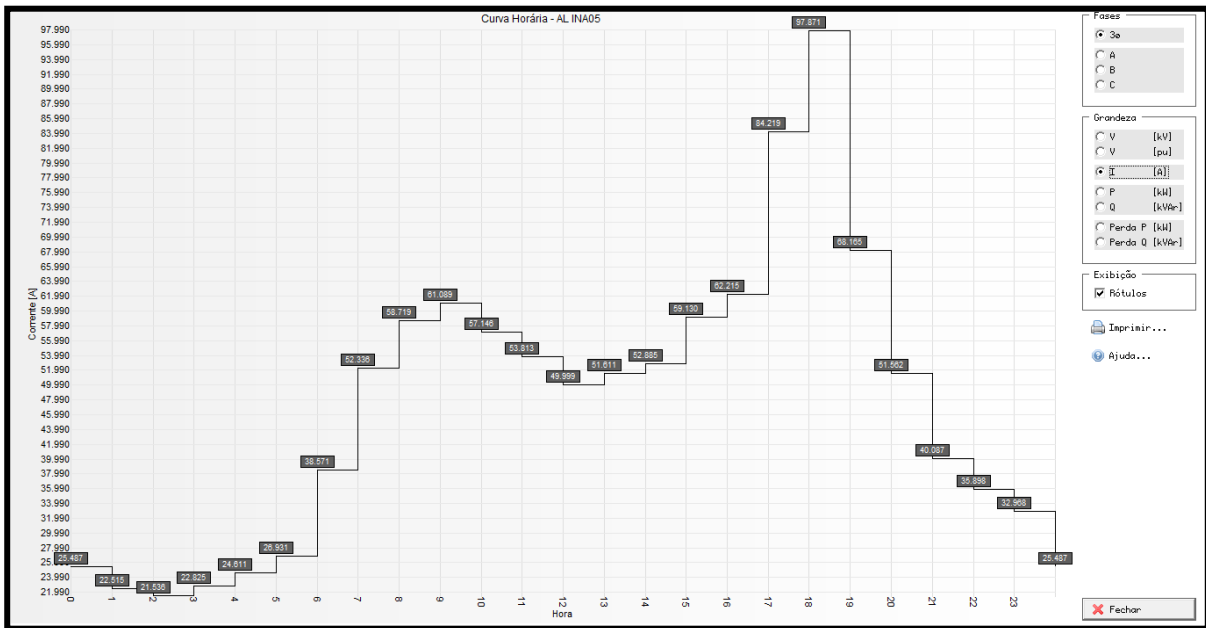


Fonte: Software PSL@DMS.

5.3.4.3 Condições de carregamento dos cabos da rede

A Figura 64 demonstra que com a integralização das fontes de GD, inseridas a rede de distribuição houve uma redução da corrente de carregamento às 18 horas, ou seja, $Imáx.GD = 97,871$ A. No horário de maior despacho pelas GD'S, às 13 horas, o AL – INA5 apresenta o carregamento máximo dos cabos condutores igual à $Imáx.=51,611$ A. Ratifica-se que as medições foram realizadas no barramento do AL na subestação.

Figura 64 – Curva de carregamento da INA5 com a integração das fontes de GD.

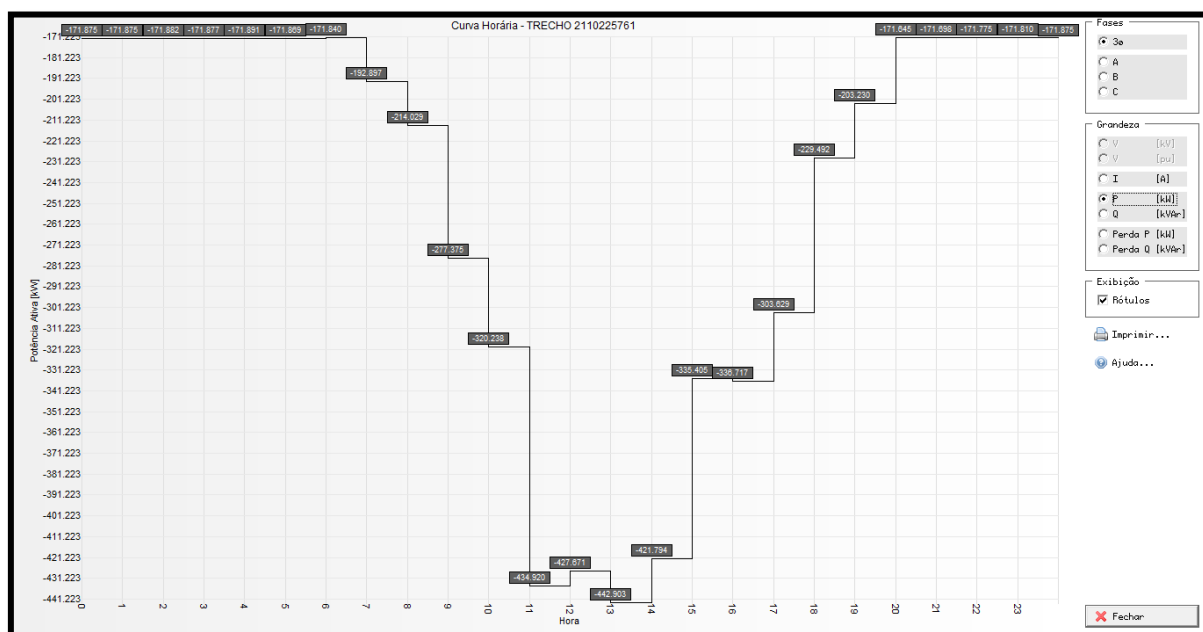


Fonte: Software PSL®DMS.

5.3.4.4 Condições de perdas dos cabos da rede

A injeção de potência ativa na rede de distribuição pelo sistema integrado, conforme ilustrado na Figura 65 ratifica que às 13 horas acontece a injeção máxima de potência ativa pelo sistema integrado de GD, 442,903kW.

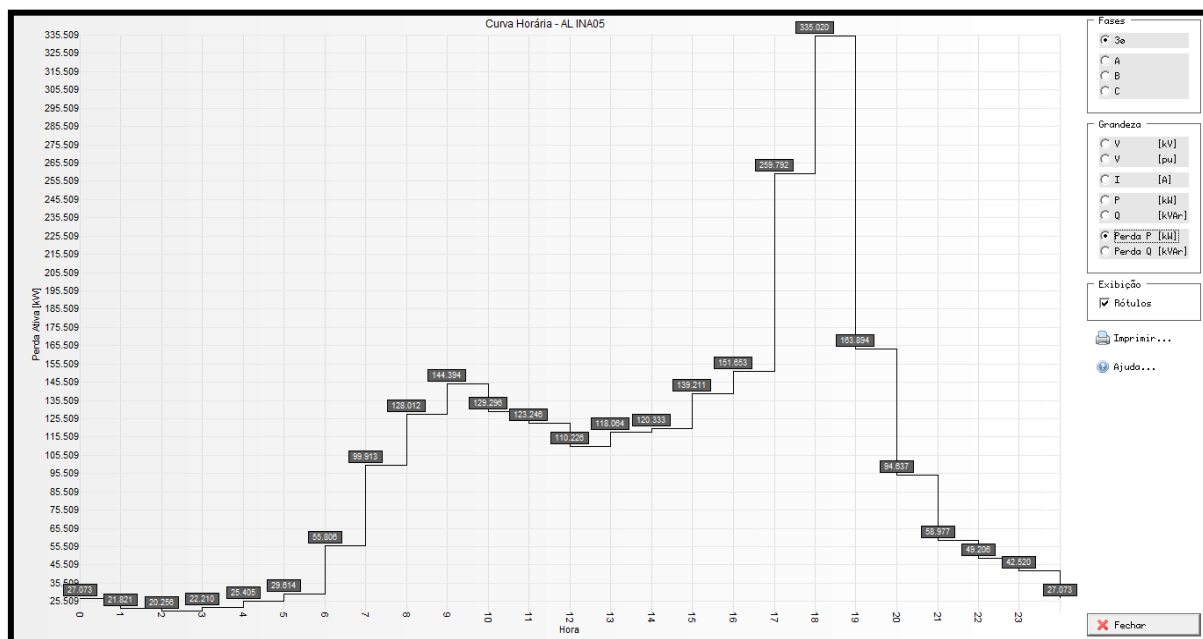
Figura 65 – Curva de potência no trecho que antecede o ponto de conexão da integração das fontes de GD.



Fonte: Software PSL@DMS.

A curva de perda ativa acumulada do INA5, com a complementariedade de fontes de GD, pode ser observada na Figura 66.

Figura 66 – Curva de perda ativa do INA5 com a complementariedade de fontes de GD.

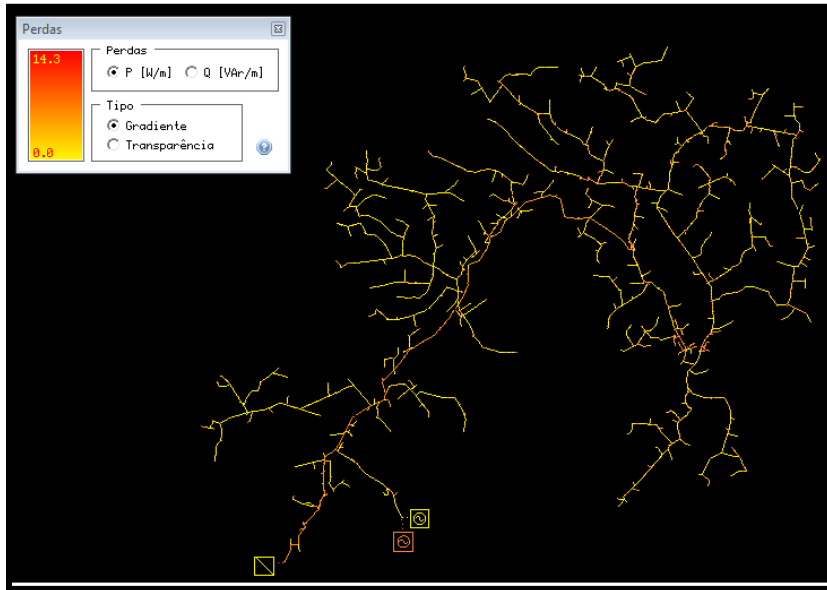


Fonte: Software PSL@DMS.

A Figura 66 expressa que às 18 horas a potência de perda ativa acumulada, valor máximo, no INA5 foi de 335,02 kW. O valor mínimo das perdas acumuladas aconteceu às 2 horas.

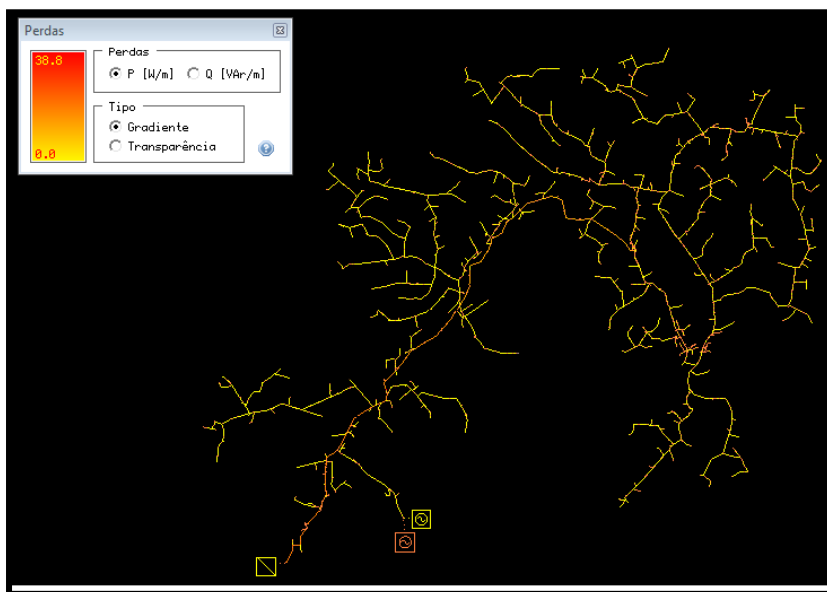
As Figuras 67 e 68 expõem as perdas acumuladas às 13 e 18 horas, respectivamente.

Figura 67 – Perdas ativas do INA5 com a integração de fontes de GD às 13 horas.



Fonte: Software PSL®DMS.

Figura 68 – Perdas ativas do INA5 com a integração de fontes de GD às 18 horas.



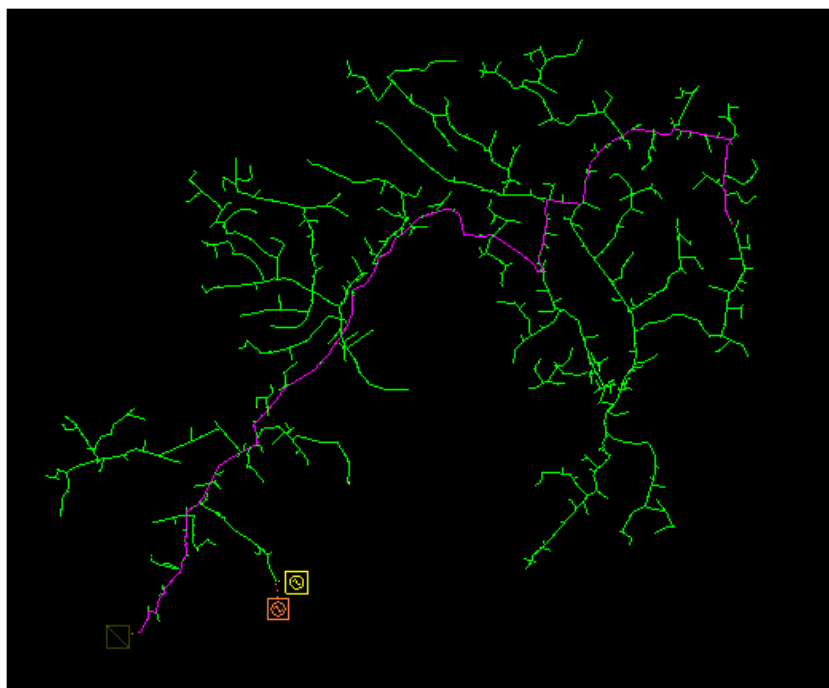
Fonte: Software PSL®DMS.

Às 13 horas a perda acumulada é de 14,30 W/m e às 18 horas esse valor chega a 38,80 W/m.

5.3.4.5 Condições dos níveis de tensão na rede

A avaliação dos níveis de tensão, como todas as vezes em que foi analisada nos cenários anteriores, se deu no ponto de maior queda de tensão ao longo do alimentador INA5, em destaque na Figura 69, e no ponto de conexão das GD'S.

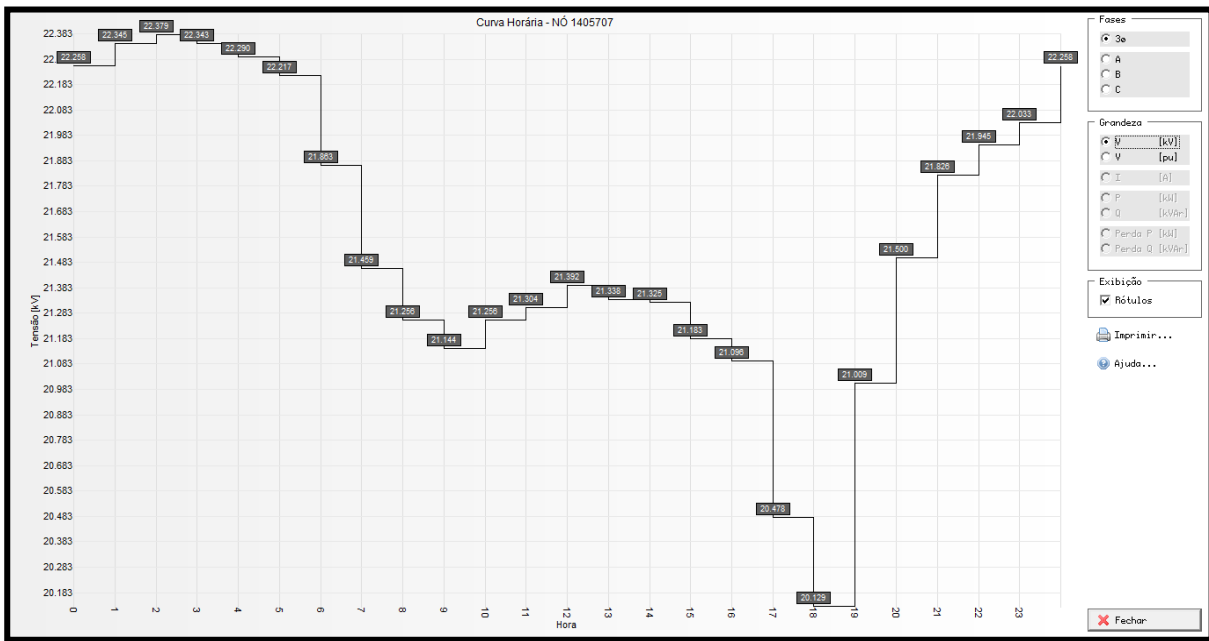
Figura 69 – Trecho de maior queda de tensão do alimentador INA5.



Fonte: *Software PSL@DMS*.

A Figura 70 expõe as curvas horárias dos níveis de tensão no ponto de maior queda de tensão. É possível verificar que ao longo do dia o pior nível de tensão foi registrado às 18 horas, ou seja, o horário de maior carregamento do INA5.

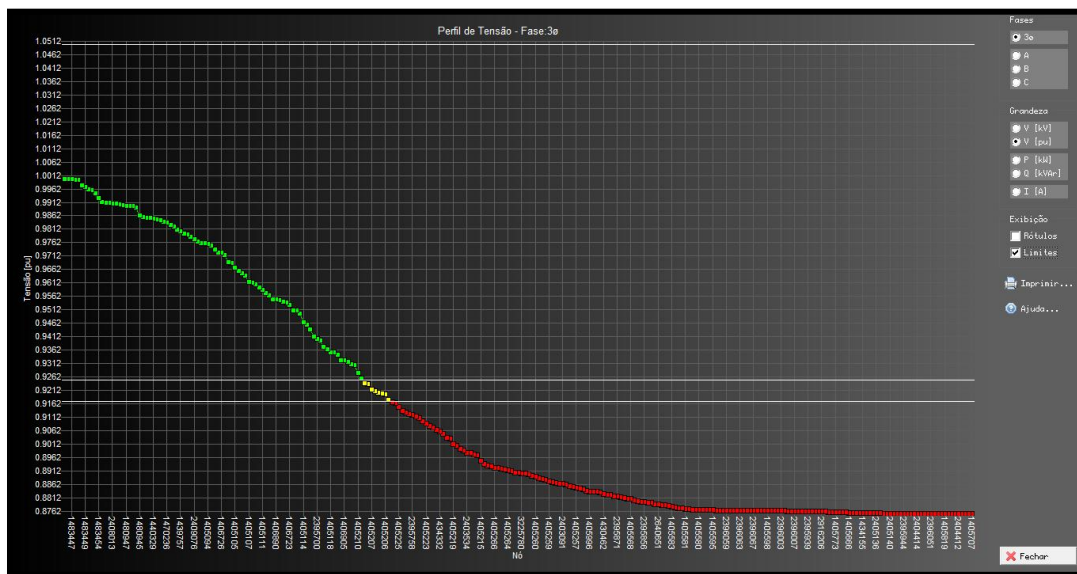
Figura 70 – Curva dos níveis de tensão no INA5 no ponto de maior queda de tensão com a utilização de GD’S integradas



Fonte: Software PSL®DMS.

A Figura 71 ilustra o perfil de tensão ao longo do alimentador até o ponto crítico da queda de tensão às 18 horas no alimentador.

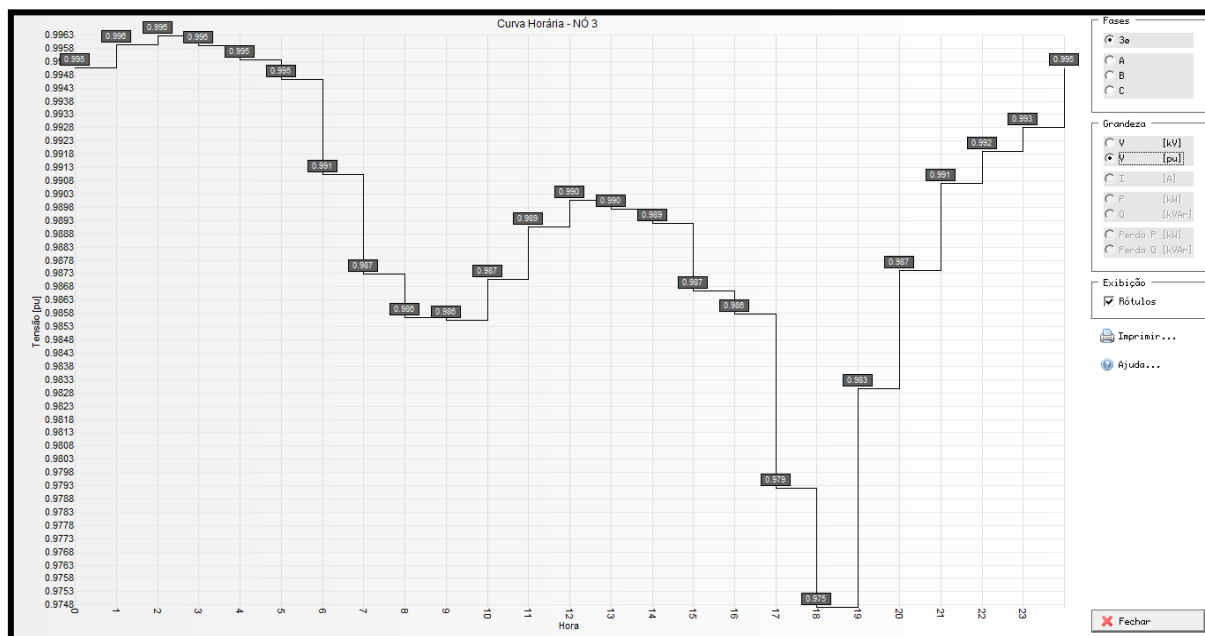
Figura 71 – Perfil dos níveis de tensão no INA5 às 18 horas com a integração de GD’S.



Fonte: Software PSL®DMS.

A Figura 72 valida os níveis de tensão no ponto de conexão das GD's com o sistema de distribuição.

Figura 72 – Curva dos níveis de tensão no ponto de inserção das GD'S integradas.



Fonte: Software PSL@DMS.

Resumo do Capítulo 5

Esse capítulo foi caracterizado por demonstrar os regimes operacionais adotados pela central de geração de energia elétrica a biogás e pelo sistema de geração fotovoltaico.

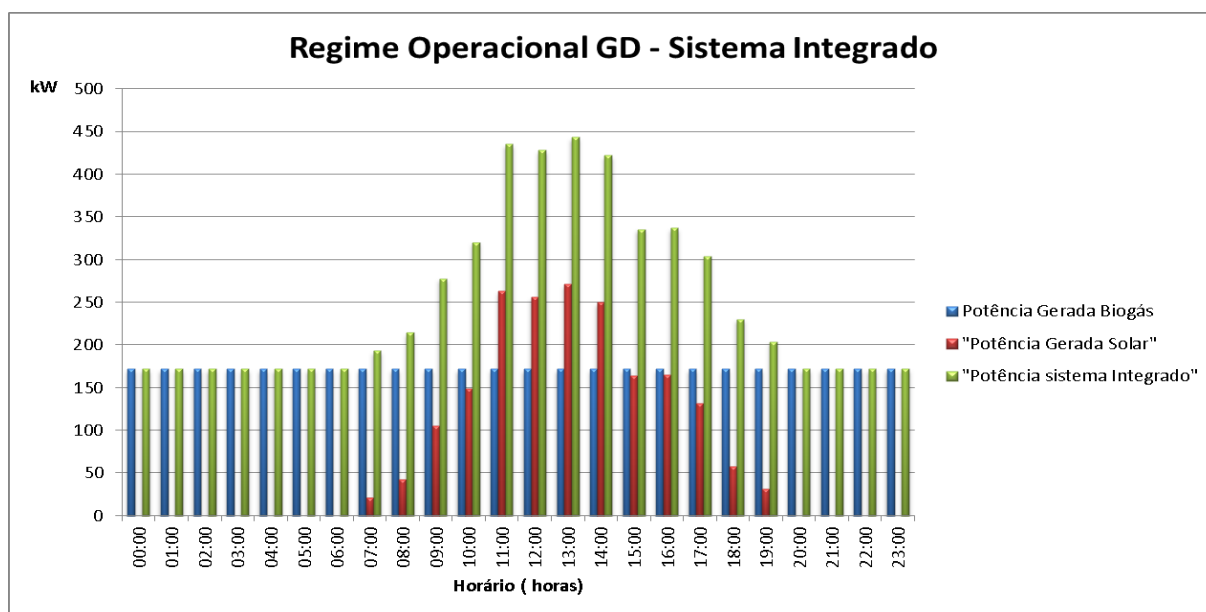
Ou seja, com base na metodologia proposta foram desenvolvidas as curvas estimadas de produção dos sistemas de geração distribuída que serão analisadas quanto as suas participações de forma integradas à rede de distribuição.

Foram realizados os estudos nos quatro cenários propostos pela metodologia para analisar o comportamento operacional da rede de distribuição diante a introdução da complementariedade das fontes de geração distribuída.

6 ANÁLISE DOS RESULTADOS

O comportamento operacional da rede de distribuição comparando a introdução de forma individual de cada fonte e à complementação do uso desses dois recursos de geração, foi analisado comparando ao caso base em que o alimentador com o seu carregamento em um dia típico, ou seja, o dia de maior carregamento, esta sem nenhuma fonte de geração inserida no seu contexto. O perfil de geração de energia elétrica do sistema integrado está exposto na Figura 73. Observa-se que a sobreposição de geração aconteceu no período de operação da curva de geração do sistema fotovoltaico que foi das 7 horas às 19 horas já que a geração a biogás tem seu regime operacional em 24 horas.

Figura 73 – Regime de despacho de kW das GD'S integradas.



Fonte: Autor.

O estudo da complementariedade é importante e para isso, serão divididas as análises em:

- I. Condições de carregamento de potência ativa da rede;
- II. Condições de carregamento de potência reativa da rede;
- III. Condições de carregamento dos cabos da rede;
- IV. Condições de perdas de potência nos cabos da rede;
- V. Condições das quedas de tensão na rede.

I. Condições de carregamento de potência ativa da rede

A Tabela 13 resume os valores dos quatro cenários, referente ao carregamento de potência ativa no alimentador.

Tabela 13 – Potência ativa no alimentador.

<i>Potência Ativa</i>				
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
	Caso Base	Biogás	Solar	Integração
	(kW)	(kW)	(kW)	(kW)
Maior Carregamento 18 horas	3.690,781	3.509,803	3.629,915	3.449,301
Menor Carregamento 2 horas	1.020,560	846,963	1.020,560	846,963
Carregamento 13 horas	2.277,282	2.100,246	1.999,434	1.823,948

Fonte: Autor.

Ao analisar a curva de potência ativa do AL – INA5, sem a conexão de GD, pode-se verificar que a curva possui uma característica de consumidores predominantemente residencial, na qual a menor potência ativa demandada ocorre às 2 horas, $DkW = 1.020,560kW$, ilustrada na Figura 26. Já a maior potência ativa demandada ocorre às 18 horas, $DkW = 3.690,781 kW$.

Com a inserção do regime operacional da MCT na rede, pode-se verificar uma redução da curva de potência ativa ao longo do dia. Foi possível constatar que houve uma redução de 17,00% da potência ativa demandada às 2 horas, $DkW = 846,963kW$ e uma redução de 4,90% da potência demandada às 18 horas, $DkW = 3.509,803 kW$, quando comparados ao caso base.

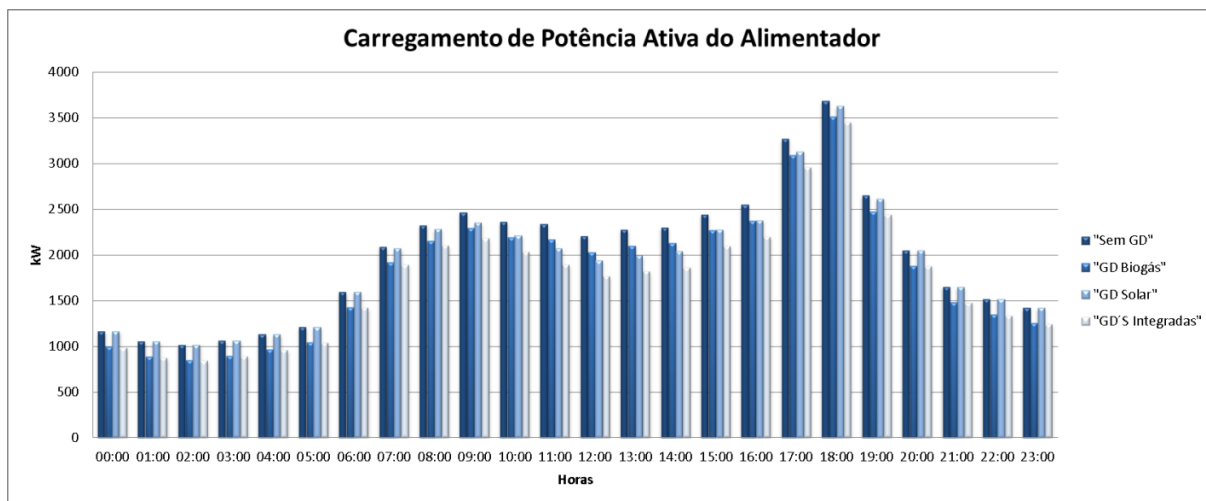
A produção de potência no sistema solar compreende a faixa das 7 horas até às 19 horas. No horário de maior carregamento do alimentador a inserção dessa GD proporcionou uma redução de 1,65%, pois nesse horário a produção solar já é limitada em função da pouca irradiação disponível. Anteriormente a conexão da GD constatou-se uma potência ativa igual

à $DkW = 3.690,781kW$ para às 18 horas e com a conexão da GD esse valor recuou para $DkW = 3.629,92kW$. Porém, observa-se que às 13 horas aconteceu uma redução de aproximadamente 12,50% no carregamento de potência ativa desse alimentador, quando comparado ao caso base. Verifica-se, também, que em todo o regime de despacho da GD solar houve uma redução no carregamento do alimentador. Às 7 horas acontece a inversão do sentido do fluxo de potência no trecho do alimentador que antecede o ponto de conexão da GD. Essa inversão do fluxo se estende até às 19 horas, Figura 54.

A integração dos recursos permitiu que em todos os horários, houvesse no alimentador uma redução do carregamento, devido à sobreposição das fontes de geração distribuída. Ressaltasse que no horário das 13 horas a geração fotovoltaica despacha para a rede a sua maior produção, dessa forma, nesse horário registra-se a maior injeção de potência ativa na rede de distribuição pelo sistema integrado de minigeração distribuída. Para o horário de maior carregamento da rede, aconteceu uma redução de aproximadamente 6,50% da potência demandada pelo alimentador INA05 quando comparado ao cenário 1. Dessa forma, com a integração de fontes, a menor potência ativa demandada pelo alimentador INA5, ocorre às 2 horas, $DkW = 846,963kW$. Já a maior potência ativa demandada ocorre às 18 horas, $DkW = 3.449,301 kW$.

A Figura 74 demonstra que a complementariedade das fontes de geração solar e biogás ao atuar de forma integrada proporciona um menor carregamento ao longo do dia no alimentador. Observa-se que às 13 horas houve a maior contribuição de injeção de potência ativa do sistema integrado à rede de distribuição. Neste estudo, esta injeção, não interferiu de forma negativa nas características operacionais do alimentador, porém, este estudo demonstra que é importante saber a injeção horária, pois, poderia acontecer que no horário de maior contribuição de potência ativa a rede, ocasionado pelos sistemas integrados, fosse o de menor carregamento do alimentador o que poderia resultar em um fluxo reverso na subestação e dessa forma atuar alguma proteção, por exemplo.

Figura 74 – Potência Ativa do Alimentador – AL – INA5.



Fonte: Autor.

II. Condições de carregamento de potência reativa da rede

A Tabela 14 ratifica os valores dos quatro cenários, referente ao carregamento de potência reativa no alimentador.

Tabela 14 – Potência reativa do alimentador.

<i>Potência Reativa</i>				
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
	Caso Base	Biogás	Solar	Integração
	(kVAr)	(kVAr)	(kVAr)	(kVAr)
Maior Carregamento 18 horas	1.872,194	1.819,722	1.869,919	1.817,621
Menor Carregamento 2 horas	183,714	136,825	183,714	136,825
Carregamento 13 horas	1.003,801	954,273	997,625	948,859

Fonte: Autor.

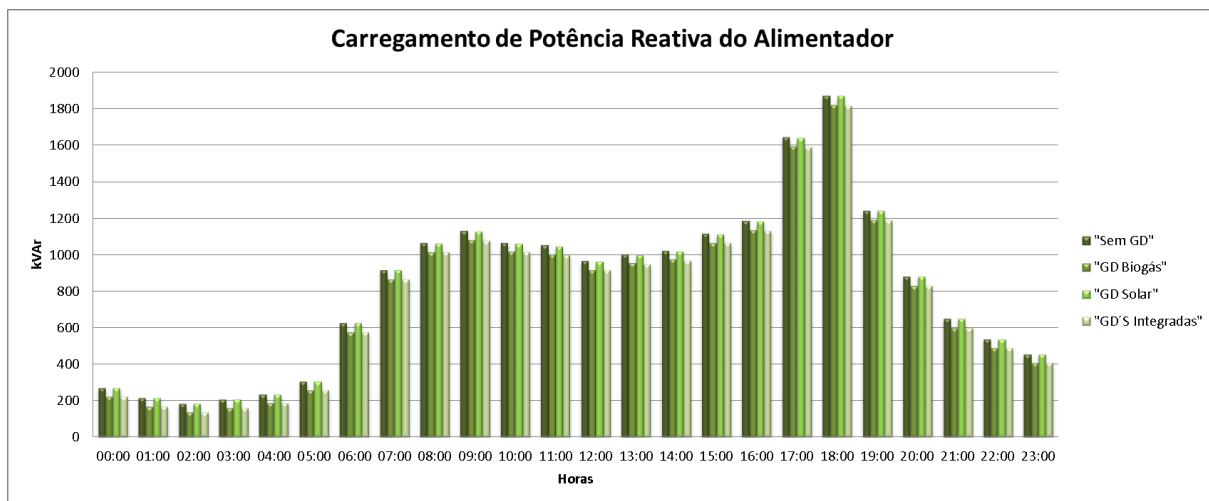
Ao analisar o comportamento da rede de distribuição referente ao carregamento de potência reativa, verifica-se que houve uma pequena variação na curva do INA5 quando inserida a MCT a biogás. Sendo que às 18 horas quando não havia a conexão de nenhuma GD, caso base, a potência reativa representava 1.872,194kVAr contra os 1.819,722kVAr quando inserida a GD a biogás. Ainda, corrobora que devido à instalação da GD a biogás foi possível, por exemplo, no trecho que antecede a conexão da GD com a rede, acontecer o despacho de potência reativa a rede alimentação devido à operação da MCT.

A injeção de potência no alimentador pela GD solar fotovoltaica, quando em regime de despacho, provocou uma pequena variação na curva de potência reativa do INA5, devido o inversor estar projetado para manter o fator de potência unitário.

A integração dos recursos de GD'S proporcionou uma redução do despacho de reativos à rede, porém, o foco desse estudo não estava nesse controle e dessa forma, a MCT a biogás que é constituída por geradores síncronos, mesmo na integração de fontes, se sobressaiu para contribuição do menor despacho de potência reativa na subestação para o alimentador.

Este estudo não teve o objetivo de realizar o controle de reativos na rede de distribuição, porém na Figura 75 observa-se que o carregamento de reativos na rede reduziu ao longo do dia. A fonte de biogás pode contribuir de maneira significativa na injeção de reativos na rede de distribuição. Não que o sistema fotovoltaico não possa contribuir nesse controle, porém o sistema a biogás se mostra mais favorável devido a sua produção contínua. Conclui-se, portanto, que saber os perfis de geração é fundamental e a partir desta premissa é necessário realizar um estudo aprofundado para saber os reais impactos no controle de reativos promovidos pela complementariedade de fontes de GD.

Figura 75– Carregamento de Potência Reativa do Alimentador – AL – INA5.



Fonte: Autor.

III. Condições de carregamento dos cabos da rede

A Tabela 15 ilustra os valores dos quatro cenários, referente ao carregamento dos cabos do alimentador.

Tabela 15 – Corrente dos condutores do alimentador.

<i>Carregamento Cabo Rede</i>				
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
	Caso Base	Biogás	Solar	Integração
	(A)	(A)	(A)	(A)
Maior Carregamento 18 horas	103,885	99,241	102,498	97,871
Menor Carregamento 2 horas	26,030	21,536	26,030	21,536
Carregamento 13 horas	62,472	57,909	56,092	51,611

Fonte: Autor.

Os cabos condutores 1/0 AWG CA do AL – INA5 possui uma capacidade máxima de 184A de carregamento. Às 18 horas o AL – INA5 apresenta o carregamento máximo dos cabos condutores com uma circulação de corrente igual à $I_{m\acute{a}x.}=103,885A$ o que corresponde aproximadamente a 56,5% de carregamento nominal, cenário 1.

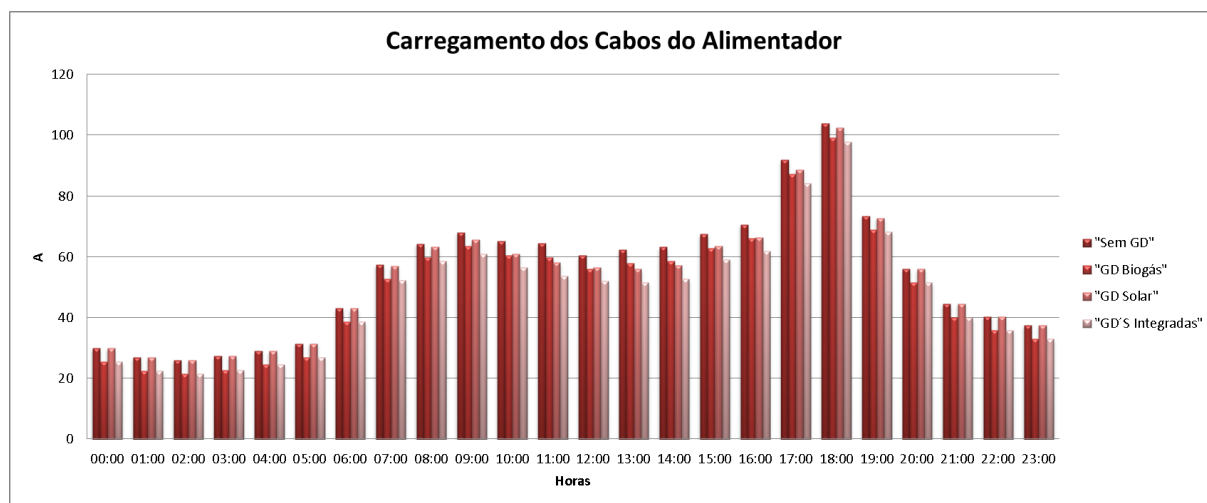
Com a inserção da GD a biogás houve uma redução da corrente de carregamento às 18horas. Quando a GD não estava conectada a $I_{m\acute{a}x}$ sem a GD era de 103,885A, agora com a conexão na rede distribuição a $I_{m\acute{a}x}$ foi igual a 99,241A. Dessa forma, o carregamento com a GD a biogás acabou reduzindo para 53,94% da capacidade nominal, ou seja, houve uma redução de aproximadamente 4,50% do carregamento neste horário. Já para o menor carregamento que acontece às 2 horas, obteve-se uma redução para 11,70% do carregamento comparado a rede sem a GD.

Pelo mesmo fator que levou a um pequeno decréscimo do carregamento de potência ativa no alimentador às 18 horas, horário de maior carregamento, a inserção da GD solar provocou uma diminuição de aproximadamente 1,50% na corrente de carregamento nesse horário. Essa pequena redução é justificável devido a pouca injeção de potência ativa às 18 horas causada pela pouca irradiação solar. No entanto, às 13 horas sem a inserção da GD a $I_{m\acute{a}x}$ era de 62,47A e a conexão da GD solar fez com que o nível de carregamento da corrente, $I_{m\acute{a}x}$, ficasse igual a 56,01 A, ou seja, o carregamento com a GD acabou reduzindo para 30,44% do carregamento nominal, às 13 horas. Às 2 horas nada modificou em relação ao caso base porque não há produção de energia solar.

Algumas concessionárias de distribuição de energia elétrica utilizam o percentual de carregamento dos cabos “troncal” da rede como balizador para definir o momento necessário de realizar obras de reforço da rede. Com a conexão da integralização das fontes de GD houve uma redução da corrente de carregamento às 18 horas com $I_{m\acute{a}x}= 97,87 A$, passando, portanto, o carregamento para 53% do valor nominal, ou seja, houve uma redução de aproximadamente 5,80% do carregamento neste horário, comparado ao caso base. Às 13 horas o AL – INA5 com a integração das fontes no sistema, fez com que o carregamento dos condutores atingisse 28,01% do carregamento nominal. Quando comparado a não participação de fontes de geração obteve uma redução de 17,51%, ao ser imposto o sistema integrado.

Na Figura 76 constata-se que a complementariedade das fontes contribuíram de maneira benéfica aos condutores tronco do alimentador. Dessa forma, a inserção das GD’S de maneira integrada, neste estudo, proporciona um retardo de investimentos na substituição de condutores devido ao carregamento do alimentador.

Figura 76 – Carregamento do cabo troncal do Alimentador – AL – INA5.



Fonte: Autor.

IV. Condições de perdas dos cabos da rede

A Tabela 16 atesta os valores dos quatro cenários, referente às condições de perdas dos cabos do alimentador.

Tabela 16 – Perdas elétricas do alimentador.

<i>Perdas Rede</i>				
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
	Caso Base	Biogás	Solar	Integração
	(kW)	(kW)	(kW)	(kW)
Maior Carregamento 18 horas	346,690	337,505	343,858	335,020
Menor Carregamento 2 horas	21,973	20,256	21,973	20,256
Carregamento 13 horas	128,225	123,191	121,529	118,064

Fonte: Autor.

As curvas de perda ativa acumulada do INA5, sem a conexão da GD, ao serem analisados os resultados da simulação, observa-se que às 18 horas a potência de perda ativa acumulada, valor máximo, no INA5 foi de 346,69 kW, ou seja, 9,39% de perdas. O valor mínimo das perdas acumuladas aconteceu às 2 horas com um valor de 21,97 kW, representando 2,14% da potência consumida nessa hora.

A inserção da GD proveniente de biogás de dejetos suínos resultou em uma redução das perdas nos horários de maiores impactos no alimentador. Anterior a inserção da GD às 18 horas, momento do valor máximo de perda ativa acumulada, o valor era de 346,69kW, valor que representava 9,39% de perdas. Ao verificar os resultados da simulação, verifica-se que às 18 horas, a conexão da MCT a biogás, a potência de perda ativa acumulada no INA5 foi reduzida para 337,50 kW ou seja, uma redução aproximada de 3% nas perdas.

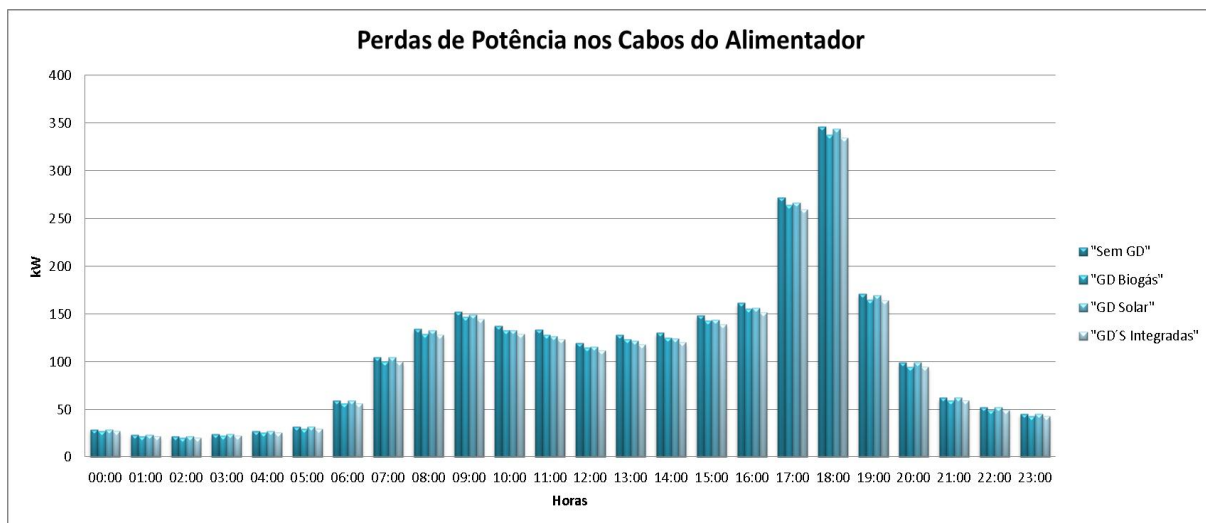
Em todo o período da curva de perdas das 7 horas até às 18 horas verificou-se a redução das mesmas ao longo do alimentador com a inserção da GD solar. As perdas no horário de maior carregamento desse alimentador acabaram reduzindo. Essa redução foi de aproximadamente 0,81%. A maior redução das perdas aconteceu às 13 horas, com uma regressão de aproximados 5,30%.

A injeção de potência ativa na rede de distribuição pelo sistema integrado fez com que o comportamento do fluxo de potência se altera, ou seja, nesse caso aconteceu a inversão do sentido do fluxo, e dessa forma houve uma redução nas perdas. Evidencia-se que às 13 horas acontece a injeção máxima de potência ativa pelo sistema integrado de GD, 446,20kW, Figura 77.

As curvas de perda ativa acumulada do INA5, com a complementariedade de fontes de GD, demonstraram que às 18 horas a potência de perda ativa acumulada no INA5 foi reduzida de 346,690 kW para 335,020 kW ou seja, uma redução aproximada de 3,40% nas perdas.

O valor mínimo das perdas acumuladas aconteceu às 2 horas com um valor de 20,26 kW, representando aproximadamente 0,55% da potência consumida nessa hora. Já às 13 horas as perdas representam aproximadamente 3,20%.

Figura 77 – Perdas do Alimentador – AL – INA5.



Fonte: Autor.

V. Condições dos níveis de tensão na rede.

A Tabela 17 certifica os valores dos quatro cenários, referente às condições dos níveis de tensão do alimentador no ponto de maior queda de tensão.

Tabela 17 – Níveis de tensão no ponto de maior queda de tensão do alimentador.

<i>Nível de Tensão</i>				
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
	Caso Base	Biogás	Solar	Integração
	(pu)	(pu)	(pu)	(pu)
Maior Carregamento	0,873	0,875	0,874	0,875
18 horas				
Menor Carregamento	0,972	0,973	0,972	0,973
2 horas				
Carregamento	0,925	0,926	0,925	0,928
13 horas				

Fonte: Autor.

As avaliações dos níveis de tensão ocorreram no ponto de maior queda de tensão ao longo do AL – INA5 e no ponto de conexão das GD'S, ambos supracitados. No ponto de maior queda e mais distante da subestação, é possível verificar que ao longo do dia o pior nível de tensão foi averiguado às 18 horas, ou seja, o horário de maior carregamento desse alimentador. Percebe-se que a tensão chega ao nível de 0,873 pu, o que é considerado precário, conforme metodologia.

Os níveis de tensão no ponto de conexão das GD'S com o sistema de distribuição constatou-se que estão dentro dos limites estabelecidos pela proposta da metodologia, mesmo sem acontecer a conexão de nenhum tipo de GD com a rede. O pior nível de tensão foi averiguado às 18 horas aonde a tensão chega ao nível de 0,971 pu, o que é considerado dentro dos limites estabelecidos pela metodologia.

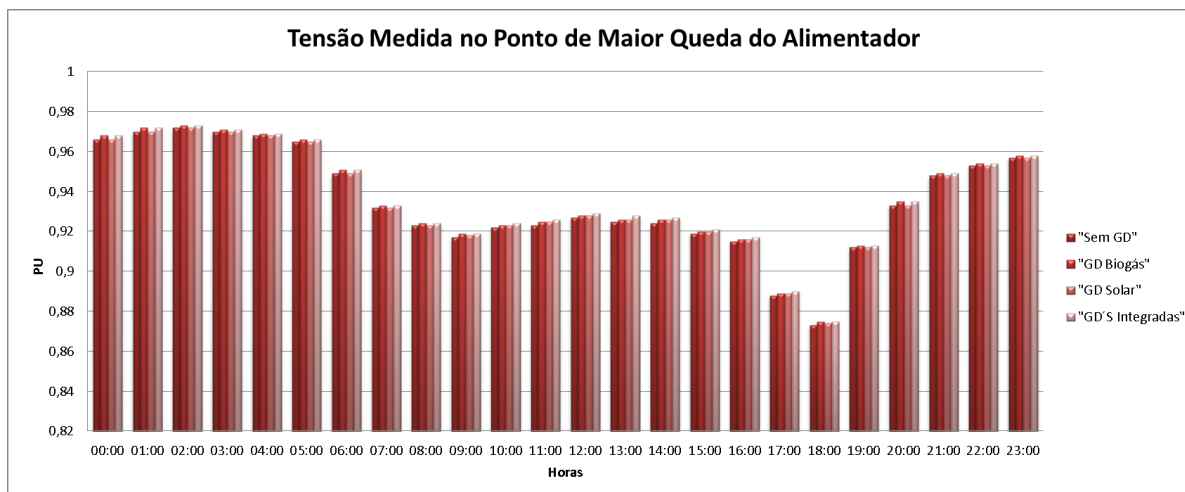
A conexão da GD a biogás não interferiu de forma considerável nos níveis de tensão do ponto de maior queda de tensão do alimentador. Às 18 horas permaneceu sendo como o horário de maior queda de tensão, 0,875 pu. Ou seja, mesmo com a conexão da GD, a tensão não atingiu valores considerados adequados. Isto se deve a grande distância entre o ponto de conexão da GD e ponto de pior nível de tensão. Porém, pode-se perceber que o despacho da GD não afetou os níveis de tensão em uma rede que possui problemas de níveis de tensão em pontos mais distantes da SE.

Com a injeção de potência pela GD a biogás, conectada ao final de um trecho, fez que houvesse uma elevação de tensão em todos os horários no ponto de conexão com a rede de distribuição, porém, essa elevação não afeta os padrões estabelecidos como parâmetros para os níveis de tensão.

A conexão da GD solar quando injetando a sua potência produzida no alimentador, acabou melhorando em aproximadamente 0,100% o pior nível de tensão, verificado no ponto de maior queda do alimentador, que acontece às 18 horas. Mesmo com a conexão da GD, a tensão não atingiu valores considerados adequados. O nível de tensão no pior caso sem a GD solar chega à 0,870 pu, o que é considerado precário. Já com a conexão da GD solar esse valor chega à 0,874 pu. No ponto de conexão dessa GD com a rede houve uma elevação de tensão no tempo de despacho da GD. Contudo essa elevação não afetou os padrões estabelecidos como parâmetros para os níveis de tensão na metodologia aplicada.

A integração das fontes de GD não proporcionou alterações ao longo do dia, para o pior nível de tensão no ponto mais distante que foi registrado às 18 horas, ou seja, o horário de maior carregamento do INA5, Figura 78.

Figura 78 – Queda de Tensão – AL – INA5.



Fonte: Autor.

Verifica-se que ao longo do dia o pior nível de tensão ocorre às 18 horas, momento em que a tensão chega à 0,873 pu, o que é considerado precário. Com a complementariedade das fontes de GD observa-se uma redução da queda de tensão, sendo que no horário de maior queda, às 18 horas, o nível de tensão passou para 0,875 pu, obtendo-se assim uma melhora de 0,230% em relação à tensão sem as GD'S.

Mesmo com a conexão das GD'S, a tensão não atingiu valores considerados adequados. Isto se deve à grande distância entre o ponto de conexão das mesmas e ponto de pior nível de tensão.

Porém, pode-se perceber que o despacho da integração de fontes de geração distribuída auxiliou na elevação da tensão em uma rede que possui problemas de níveis de tensão em pontos mais distantes da SE.

A Tabela 18 sintetiza em níveis percentuais as características operacionais, sob seus efeitos na rede, quando comparados ao caso base.

Tabela 18 – Comparativo percentual sob os efeitos dos cenários comparados ao caso base.

	<i>CENÁRIO 1</i>	<i>CENÁRIO 2</i>	<i>CENÁRIO 3</i>	<i>CENÁRIO 4</i>
Maior Carregamento do INA5 - Potência Ativa -18 Horas-	Caso Base Sem GD	Redução 4,90%	Redução 1,65%	Redução 6,54%
Menor Carregamento do INA5 - Potência Ativa -2 Horas-	Caso Base Sem GD	Redução 17,00%	Sem Alteração	Redução 17,00%
Carregamento do INA5 - Potência Ativa -13 Horas-	Caso Base Sem GD	Redução 4,85%	Redução 12,35%	Redução 17,52%
Corrente do INA5 -18 Horas-	Caso Base Sem GD	Redução 4,50%	Redução 1,33%	Redução 5,80%
Corrente do INA5 -2 Horas-	Caso Base Sem GD	Redução 17,26%	Sem Alteração	Redução 17,26%
Corrente do INA5 -13 Horas-	Caso Base Sem GD	Redução 7,30%	Redução 10,34%	Redução 17,51%
Perdas INA5 -18 Horas-	Caso Base Sem GD	Redução 2,65%	Redução 0,81%	Redução 3,40%
Perdas INA5 -2 Horas-	Caso Base Sem GD	Redução 7,81%	Sem Alteração	Redução 7,81%
Perdas INA5 -13 Horas-	Caso Base Sem GD	Redução 3,93%	Redução 5,22%	Redução 7,96%
Nível de Tensão Ponto de Maior Queda -18 Horas-	Caso Base Sem GD	Melhora 0,22%	Melhora 0,11%	Melhora 0,22%
Nível de Tensão Ponto de Maior Queda -2 Horas-	Caso Base Sem GD	Melhora 0,10%	Sem Alteração	Melhora 0,10%
Nível de Tensão Ponto de Maior Queda -13 Horas-	Caso Base Sem GD	Melhora 0,11%	Melhora 0,32%	Melhora 0,32%

Fonte: Autor.

Resumo do Capítulo 6

No capítulo 6 foram apresentadas as análises dos resultados. Os resultados obtidos foram agrupados em tabelas que permitem fazer as comparações sobre os efeitos operacionais sobre a rede de distribuição no despacho de cada cenário proposto na aplicação da metodologia.

7 CONCLUSÕES

A produção de energia elétrica em pequena escala através de micro e minigerações distribuídas tem se apresentado como uma realidade no planejamento da agência que regulamenta o setor elétrico no Brasil, na qual possui a visão de que essas fontes de geração distribuída possam contribuir na matriz energética do nosso país.

O capítulo 2, dessa dissertação, apresentou o atual cenário mundial e em nível de Brasil sobre as bases que regulamentam e regram os aspectos operacionais e comerciais das fontes de geração distribuída. É evidente que desde a criação da REN 482/2012, marco de criação do regimento da micro e minigeração distribuída, a ANEEL tem buscado o aprimoramento no sentido de facilitar a operacionalidade e a comercialização, sob a ótica de um sistema de compensação, para estimular os consumidores e usuários do sistema de distribuição a adotarem a geração própria e com isso aumentar a penetração desse tipo de geração junto às concessionárias de distribuição de energia elétrica.

A fim de tentar expandir o uso de GD de pequeno porte no sistema elétrico brasileiro, a ANEEL publicou a REN nº 687 que entrou em vigor março de 2016 a qual institui modificações a legislação vigente de micro e miniGD. Em 2015 o Brasil ultrapassou a barreira das mil conexões de micro e minigeração distribuída e dessa forma a penetrabilidade dessas fontes torna o sistema mais complexo sob o ponto de vista de operação, manutenção e planejamento, no que se refere a novos perfis de redes, modos de operação, fluxo de potência bidirecional, controle de tensão, perdas, entre outros.

Fundamentado no modelo de compensação proposto pela ANEEL, os consumidores poderão utilizar os recursos disponíveis e dessa forma a complementariedade de fontes de micro e miniGD poderão se tornar realidade no sistema de distribuição. Nesse trabalho, o estudo se concentrou na complementariedade de duas fontes de geração que são: biogás de dejetos suínos e solar fotovoltaica.

O elevado potencial de biogás proveniente da suinocultura é uma realidade em nosso país, que possui Estados considerados como maiores produtores de suínos a nível mundial. Nesse mesmo contexto, o Brasil possui um grande potencial solar e vários estudos expostos na forma de Atlas solarimétricos, foram desenvolvidos com intuito de mapear esse potencial disponível em todas as regiões do nosso país.

Os sistemas solares fotovoltaico são majoritários em instalações de micro e miniGD no Brasil. Essa tecnologia é a que mais vem se expandido e se difundido no cenário da

compensação de energia elétrica. Diferente de outros sistemas, a produção solar fotovoltaica depende de diferentes variáveis ao longo do dia, como o sol, nebulosidade, temperatura, tecnologias e outras. No caso dos sistemas de geração a biogás, devido à característica de linearidade de sua produção, o regime operacional pode ser considerado contínuo ao longo do dia, porém, os sistemas solares não.

A metodologia proposta nesta dissertação avalia os impactos operacionais da complementariedade de fontes de GD, solar fotovoltaica e a biogás, nos sistemas de distribuição, no contexto da micro e minigeração distribuída. Para isso, foi desenvolvido o perfil de geração dessas fontes.

Com base nos resultados dessa dissertação é demonstrado o quanto é importante desenvolver o perfil de geração das fontes de energias que podem ser utilizadas nos sistemas de compensação e para isso foi concebida a curva de geração genérica de sistemas solares fotovoltaicos. Com essa ferramenta foi possível observar a penetração dessa tecnologia na rede de distribuição em cada hora ao longo de um dia.

Além de desenvolver essa curva diária horária de produção de energia, esse estudo teve como objetivo, realizar o estudo da complementação de fontes de geração no atual cenário da REN 482 e como essa integração impactará nos aspectos operacionais como nível de tensão, carregamento de condutores, carregamento de potência ativa e reativa e perdas elétricas.

Ao ratificar a importância desse estudo demonstra-se que foi possível proporcionar as concessionárias de distribuição, nessa dissertação, uma noção da penetração que um sistema integrado poderá injetar no posto horário em um alimentador de sua permissão. Atualmente as concessionárias possuem a certeza de quantas fontes podem estar inseridas em suas redes porque para inseri-las no sistema é preciso da aprovação pelas detentoras do sistema de distribuição, porém, saber de forma individual o quanto elas poderão estar injetando em uma hora no alimentador é uma incerteza. Concluiu-se que esse trabalho possibilita uma metodologia factível para saber essa penetração, uma vez que foi desenvolvida as curvas de produção horária para os sistemas propostos nessa dissertação. Dessa forma, é contundente afirmar que através das propostas desenvolvidas na dissertação, as permissionárias poderão fazer um estudo prévio em seus alimentadores e estimar o regime operacional que essas fontes de micro e minigeração distribuída irão despachar aos seus sistemas.

Portanto, pôde-se verificar nesse trabalho a importância em ter o perfil de geração das fontes de geração distribuída em cada horário ao longo de um dia. Pelas características que apresentam o alimentador em análise nesse estudo aconteceu que no horário de maior

produção, tendo a complementariedade de fontes não coincidiu com o horário de maior carregamento do alimentador. Essa integração de recursos de micro e minigeração distribuída, dependendo do caso, podem causar problemas na rede de distribuição como a ocorrência da inversão de fluxo na subestação, elevação ou queda de tensão no ponto de conexão ou ao longo do alimentador, sobrecarregamento de cabos de trechos, modificações de correntes de curto circuito, enfim. Portanto, é importante ter as características da curva de produção horária de todas as fontes de geração de micro e miniGD, pois, assim, a concessionária pode estimar a penetração em cada horário na rede e pré analisar os possíveis transtornos ou benefícios que essas fontes complementadas poderiam trazer a um alimentador.

Logo, conclui-se que com esses estudos as permissionárias de distribuição poderiam criar supervisórios e dessa forma, teriam uma supervisão maior sobre o despacho operacional da integração de fontes junto à rede de distribuição.

Os resultados comprovam que a análise da integração de fontes de GD'S sob os aspectos operacionais das redes serão necessários, assim como a criação dos perfis de geração das fontes disponíveis de geração. Dessa forma as concessionárias teriam como avaliar melhor os impactos positivos e negativos que essa complementação poderia trazer ao sistema. Nos estudos de caso analisados nessa dissertação ficou evidente que no horário de maior carregamento o sistema solar acabou contribuindo pouco, devido à baixa irradiação, porém, ele auxilia no comportamento operacional da rede nos horários de seu despacho. Por parte da geração a biogás, observou-se que a sua produção foi contínua e se houvesse a necessidade de despachar uma potência maior, poderia haver um estocador de biogás que possui a finalidade de armazenar essa fonte e dessa forma, poderia aumentar o regime operacional de despacho através da modificação de curva de produção da MCT de forma a forçar uma maior contribuição dos geradores no horário de maior carregamento.

Por fim, nesse estudo não aconteceu do sistema integrado infringir qualquer aspecto operacional do alimentador, porém, se não houver um controle sobre o despacho do sistema de complementariedade de fontes, pode acabar ocorrendo que em horários de menores carregamentos o despacho das fontes integradas, poderiam causar perturbações ao sistema.

7.1 Principais contribuições

Esta dissertação apresentou a análise dos aspectos operacionais em uma rede de distribuição causados pela integração de fontes de geração distribuída. O atual cenário de micro e minigeração distribuída incentiva os consumidores a produzirem sua própria energia e

com isso, os resultados deste estudo demonstram o quanto é importante à criação dos perfis de geração das fontes de geração. Para isso, foi desenvolvida a curva de produção horária genérica para os sistemas solares. Sendo assim, foi possível constatar a penetração dos dois sistemas, solar e biogás, quando inseridos de forma integrada na rede de distribuição.

7.2 Perspectivas para trabalhos futuros

Como perspectivas futuras desta dissertação, pode-se realizar:

1. A análise da integração de recursos utilizando outras fontes de geração;
2. A análise da integração de fontes nos aspectos operacionais em regime transitório;
3. Desenvolvimento de curvas diárias horárias para outras fontes de geração;
4. Criação de critérios operacionais que permitam o controle das fontes de geração inseridas à rede, de forma integrada, para não infringir nenhum aspecto operacional exigido pelo PRODIST.

7.3 Publicações

AZEVEDO, R.; BRIGNOL, W. da S.; FARIAS, C.; COSTA D.; BARIN, A.; CANHA, L. N.; DE CARLI, M. Impactos da Conexão de Fontes Renováveis Descentralizadas em Sistemas de Distribuição. IEEE/IAS - International Conference on Industry Applications, Dezembro, 2014, Juiz de Fora, MG – Brasil.

AZEVEDO, R.; BRIGNOL, W. da S.; COSTA D.; CANHA, L. N. Modelo dinâmico do sistema de geração de microturbina para conexão com a rede e conexão isolada no PSCAD®. IEEE/IAS International Conference on Industry Applications, Dezembro, 2014, Juiz de Fora, MG – Brasil.

AZEVEDO, R.; BRIGNOL, W. da S.; COSTA D.; CANHA, L. N. Análise Computacional dos Impactos Causados pela Inserção da Microturbina na Rede Elétrica de Distribuição como Geração Distribuída. IX Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Agosto, 2014, Florianópolis, SC – Brasil.

AZEVEDO, R.; BRIGNOL, W. da S.; BÖHMER, C. R. K.. Implantação de Sistemas de Geração Fotovoltaica e Aerogeradores em Propriedades Rurais Familiares no Rio Grande do Sul. XVIII Congresso Brasileiro de Meteorologia, Novembro, 2014, Recife, PE – Brasil.

AZEVEDO, R.; BRIGNOL, W. da S.; CANHA, L. N.; DE CARLI, M. Modelo de Arranjo Comercial para Conexão da Micro e Minigeração Distribuída à Biogás de Suínos no Cenário Nacional. XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Outubro, 2015, Foz do Iguaçu, PR – Brasil.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACKERMANN, T.; ANDERSON, G. **Distributed Generation: A definition.** [S.I.]:[S.n.], 2001.

AFFONSO, V. M. **Análise do potencial de políticas públicas na viabilidade de geração distribuída no Brasil.** Dissertação Mestrado. UFRJ. 2015. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/affonso.pdf>. Acessado em junho de 2015.

AGÜERO, J. R.; STEFFEL, S. J. **Integration Challenges of Photovoltaic Distributed Generation on Power Distribution Systems, Power and Energy Society General Meeting, IEEE, 2011.** Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6039097>. Acessado em Setembro 2015.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica - **Nota de Esclarecimento – Audiência Pública nº 026/2015.** Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/documento/nota_de_esclarecimento_ap_26_15.pdf. Acessado em outubro de 2015.
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica - **Nota Técnica nº0017/2015 - SRD.** Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/documento/nota_tecnica_0017_2015_srd.pdf. Acessado em junho de 2015.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica - **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – 2015.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>. Acessado em junho de 2015.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012.** Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acessado em março de 2015.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 517 de 11 de dezembro de 2012.** Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>. Acessado em março de 2015.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015.** Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acessado em novembro de 2015.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica - **Submódulo 6.8 – Bandeiras Tarifárias.** Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRORET%206%208_Bandeiras%20Tarif%C%A1rias_V0.pdf. Acessado em junho de 2015.

ANEEL – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - **PRODIST.** Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2015. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRODIST%20%20M%C3%B3dulo%201_Revisao_7.pdf. Acessado em setembro de 2015.

ANEEL – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - **PRODIST.** Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2015. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo7_Revisao_4-2_.pdf. Acessado em setembro de 2015.

BARIN, A. **Metodologia para a Análise dos Efeitos da Geração Distribuída sobre as Características Operacionais dos Sistemas de Distribuição Utilizando Técnicas Multicriteriais** - Trabalho de defesa de Mestrado, apresentado ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, RS, 2007.

BARIN, A.; CANHA, L. N.; MACHADO, R. Q.; ABAIDE A. R.; MAZIERO, E.; AREND, G. **Analysis of the Impacts of Distributed Generation Sources considering the Appropriate Choice of Parameters in a Multi-objective Approach for Distribution System Planning**. Electricity Market, 2008. EEM 2008. 5th IEEE International Conference on European.

BRASIL. **Decreto nº. 2.003, de 10 de setembro de 1996**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bdec19962003.pdf>>. Acessado em julho de 2015.

BRASIL. **Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004**. Disponível em: <www.aneel.gov.br/cedoc/dec20045163.pdf>. Acessado maio de 2015.

BRASIL. **Lei nº 12.111 de 09 de dezembro de 2009**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/045/apresentacao/abraget_e_apine.pdf>. Acessado em junho de 2015.

BRASIL – Presidência da República – Casa Civil – **Decreto nº 5.163 de 30 de Julho de 2004**. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato20042006/2004/decreto/d5163.HTM. Acessado em junho de 2015.

BRIGNOL, S. W. **CONTRIBUIÇÕES À IDENTIFICAÇÃO DE REGIMES OPERACIONAIS DE CENTRAIS GERADORAS A BIOGÁS DE ATERROS SANITÁRIOS CONECTADAS À REDE**, dissertação Mestrado UFSM, 2013.

BRITO, M. P. **Geração Distribuída: Critérios e Impactos na Rede Elétrica**. Projeto de Graduação, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória/ES, fevereiro, 2007.

BUENO, J. **A Matriz energética Brasileira: Situação atual e Perspectivas**. 2013. EPE 2014, Nota Técnica DA 13/14. Demanda de Energia 2050, Rio de Janeiro, agosto de 2014.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Fontes da Matriz 2015**. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/fontes?_afLoop=2572905189137572#%40%3F_afLoop%3D2572905189137572%26_adf.ctrl-state%3D1a8fmfem9m_4. Acessado em maio de 2015.

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais. Alternativas Energéticas – **Uma visão CEMIG**. Uma publicação da empresa CEMIG, Belo Horizonte, 2012.

CENBIO, Nota Técnica VII – Geração de Energia a partir do Biogás Gerado por Resíduos Urbanos e Rurais. Disponível em: <http://143.107.4.241/download/documentos/Nota%20t%E9cnica%20VII%20%20biog%E1s.pdf>. Acessado em maio de 2015.

CENTRO PARA CONSERVAÇÃO E ENERGIA - CCE. **Guia Técnico de Biogás**. Amadora: Portugal, 2000.

CETESB – SECRETARIA DO MEIO AMBIENTE DE SÃO PAULO. **Biogás**. Disponível em: <http://cetesb.sp.gov.br/biogas/wp-content/uploads/sites/27/2014/01/livrobiogas.pdf>. Acessado em Maio de 2015.

CHEN, Y. R.; HASHIMOTO, A. G. Kinetics of Methane Fermentation. In: **Proceedings of Symposium on Biotechnology in Energy Production and Conservation**, 1978.

CHEN, Y. R.; HASHIMOTO, A. G. **Substrate Utilization Kinetic Model for Biological Treatment Processes**. Biotechnology and Bioengineering, 1980.

CHERNICHARO, C. A. L. **Reatores Anaeróbios**. Belo Horizonte: DESA/UFMG, 1997. 245 p.

CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. E. S.; GÓMEZ, E. O. **Biomassa Para Energia**. Campinas: UNICAMP, 2008.

CRESESB, **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**, Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acessado em setembro 2015.

DEGANUTTI, R.; PALHACI, M. C. J. P.; ROSSI, M.; TAVARES, R. **Biodigestores Rurais: Modelo Indiano, Chinês e Batelada**, 2002.

EMBRAPA - **Anuário Estatístico – Suinocultura**. Central de Inteligência da Embrapa Suínos e Aves. Embrapa Suínos e Aves Concórdia, SC, 2013 Disponível em: <http://www.cnpsa.embrapa.br/cias/dados/mapa.php> Acessado em julho de 2015.

EPE. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**, Rio de Janeiro, Maio 2012. Disponível em: http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf. Acessado em julho de 2015.

ESSLINGER, P.; WITZMANN, R. **Increasing grid transmission capacity and power quality by a new solar inverter concept and inbuilt data communication**. In: Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), IEEE PES, 2010.

EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION. **Global market outlook for photovoltaics (2014-2018)**. EPIA, 2014.

FALCÃO, D. **Smart Grids e Microredes: O futuro já é presente**. Apresentação no VIII SIMPASE – Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, Rio de Janeiro, 2009.

FERREIRA, P. D. F. et. al. **Distributed Energy Resources Integration Challenges in Low-Voltage Networks: Voltage Control Limitations and Risk of Cascading**. IEEE – Transactions on Sustainable Energy, v. 4, n. 1, p. 82-88, 2013.

FREITAS, W. et. al. **Impactos da Expansão da Geração Distribuída nos sistemas de Distribuição de energia Elétrica**. Campinas, Brasil, 2004.

GALDINO, A. M., VISCONTI, F. I., OLIVIERI, A. M. M., CEPEL e ELETROBRAS. **Estudos de impactos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no sistema isolado de**

Parintins-AM. IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferencia Latino-Americana da ISES – São Paulo, 18 a 21 de setembro de 2012. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/artigo/IVCBENS/Artigo_impactos_Parintins_IVCBENS.pdf. Acessado em setembro de 2015.

GASPAR, M. B. L. **Utilização de biodigestores em pequenas e médias propriedades rurais com ênfase na agregação de valor:** um estudo de caso na região de Toledo-PR. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Produção. Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC. Florianópolis, 2003.

HADDAD, J. A.; LORA, E. E. S. **Geração Distribuída:** Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais. 1. ed. Editora Interciência, São Paulo, 2006.

HARRISON, G. P.; PICCOLO, A.; SIANO, P. et al. **Exploring the tradeoffs between incentives for distributed generation developers and DNOs.** IEEE Transactions on Power Systems, Piscataway, v. 22, n. 2, p. 821-828, 2007.

IBGE, **Produção da pecuária municipal, IBGE, v. 4, 2013.** Disponível em: ftp://ftp.ibge.gov.br/Producao_Pecuaria/Producao_da_Pecuaria_Municipal/2013/ppm2013.pdf. Acessado em junho de 2015.

IEA [International Energy Agency]. **Trends In Photovoltaic Applications - Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010.** Paris (França): IEA, 2011. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=1&eID=dam_frontend_push&docID=898>. Acessado em julho de 2015.

IEA-WEO. **International Energy Agency – World Energy Outlook, 2013.** Global Energy Trends. Disponível em: http://www.IEA_WEO2013_Executive_Summary_English.PDF – Foxit Reader. Acessado em maio de 2014.

IEEE – **Application Guide for IEEE 1547, Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.** Aprovada em 10 de dezembro de 2008.

IEEE STANDARD 1547 – **Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.** Julho, 2003.

INEE – **Instituto Nacional de Eficiência Energética.** Disponível em: <http://www.inee.org.br>. Acessado em junho de 2015.

ITAI, PROJETO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. **Relatório Técnico Parcial I:** Revisão Bibliográfica: Geração de Biomassa - Unidade Granja Colombari (UGC). Foz do Iguaçu: FINEP - ITAI, 2009a.

_____. **Relatório Técnico Parcial I:** Projeto Geração Distribuída de Energia Elétrica Com Saneamento Ambiental. Foz do Iguaçu: FINEP - ITAI, 2009b.

JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P. et al. Embedded Generation. **Londres:** The Institution of Electrical Engineers, 2000. 292 p.

KATIRAEI, F.; AGÜERO, J. R. **Solar PV Integration Challenges**. IEEE Power & Energy Magazine, v. 9, n. 3, p. 62-71. April 2011.

KONZEN, E. A. **Avaliação quantitativa e qualitativa dos dejetos de suínos em crescimento e terminação, manejados em forma líquida**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 1980.

KREITH, F.; GOSWAMI, D. Yogi. **Energy Efficiency and Renewable Energy**. Editora CRC Press Taylor & Francis Group, 2007.

LATHEEF, A.; NEGNEVITSKY, M.; KASHEM, M.; PERERA, S. Present Understanding of the Impact of Distributed Generation on Power Quality. IEEE: Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC'08), 2008.

LEMONS, B. P.; CATAPAN, D. C.; CATAPAN, E. A.; CASTRO, N. J. **Geração de energia elétrica a partir de dejetos suínos: um enfoque sobre os aspectos técnicos e econômicos**. III Seminário Internacional do Setor de Energia Elétrica - SISEE, Universidade Federal do Rio de Janeiro: UFRJ, Rio de Janeiro/RJ - Brasil, 2008.

LISITA JÚNIOR, O. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede: Estudo de caso de 3 kWp instalado no estacionamento do IEE-USP.USP**, Universidade de São Paulo, São Paulo.2005.

LORENZO. E. **Retratos de la conexión fotovoltaica a la rede (IV): Seguidores y huertas solares**. Era Solar. Madrid: nº 119, p. 06-23, Marzo/Abril2004. Disponível em <http://www.fotovoltaica.com/retrato4.pdf> . Acessado em junho de 2015.

MALFA, E. **ABB on Sustainable Energy Markets**, Università di Brescia,2002.

MITRA, P.; HEYDT, G. T.; VITTAL, V. **The Impact of Distributed Photovoltaic Generation on Residential Distribution Systems**. In. North American Power Symposium (NAPS), September 2012.

NASCIMENTO, K. V. **Metodologia de análise de variações de tensão causadas pela proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos**. Dissertação Mestrado Ciências – Escola de engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. São Carlos, 2013.

NISHIMURA, R. **Análise de Balanço Energético de Sistema de Produção de Biogás em Granja de Suínos: Implementação de Aplicativo Computacional**. 2009. 97 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Mato Grosso do Sul. Campo Grande, 2009.

OLIVER, A. P. M. **Manual de tratamento em biodigestão**. Brasil: USAID – Agência dos Estados Unidos para o Desenvolvimento Internacional, 2008.

PERDOMO, C. C.; OLIVEIRA, P. A. V.; KUNZ, A. **Metodologia sugerida para estimar o volume e a carga de poluentes gerados em uma granja de suínos**. Comunicado Técnico 332. Embrapa Suínos e Aves, 2003.

PINTO, A.; ZILLES, R.; BET, I. **Excedente de reativos em sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. In: IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES, São Paulo, Setembro, 2012.

PROINFA, M. Programa de Incentivo às Fontes alternativas de Energia Elétrica. 2010. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira**. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

PROJETO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. **Relatório Técnico Parcial I: Revisão Bibliográfica: Geração de Biomassa - Unidade Granja Colombari (UGC)**. Foz do Iguaçu: FINEP - ITAI, 2009a.

_____. **Relatório Técnico Parcial I: Projeto Geração Distribuída de Energia Elétrica Com Saneamento Ambiental**. Foz do Iguaçu: FINEP - ITAI, 2009b.

_____. **Relatório Técnico Parcial I: Geração Distribuída de Energia Elétrica a Biogás Com Saneamento Ambiental**. Foz do Iguaçu: FINEP - ITAI, 2011.

RAMACHANDRAN, V.; SOLANKI, S. K.; SOLANKI, J. **Steady State Analysis os Three Phase Unbalanced Distribution Systems With Interconnection of Photovoltaic Cells**. In: Power Systems Conference and Exposition (PSCE), IEEE PES, 2011.

REN21 - RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY – REN21. **Renewables Interactive Map**. França, 2013. Disponível em: <<http://map.ren21.net/>>. Acessado em maio de 2015.

REN21 - RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY - REN21. **Renewable 2014: Global Status Report**. França, 2014. Disponível em: <<http://map.ren21.net/>>. Acessado em maio de 2015.

REN21 - RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY - REN21. **Renewable 2015: Global Status Report**. França, 2015. Disponível em: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12GSR2015_Onlinebook_low1.pdf>. Acessado em janeiro de 2016.

SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G. **Photovoltaic generation penetration limits in radial distribution systems**, IEEE Transactions on Power Systems, v. 26, n. 3, p. 1625,1631, Aug. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2077656.

SOLANKI, S. K.; RAMACHANDRAN, V.; SOLANKI, J. **Steady State Analysis of High Penetration PV on Utility Distribution Feeder**. In: Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), IEEE PES, 2012.

SPIER, E. B. et al. **Avaliação da Conexão de Produtores Independentes em Alimentadores Radiais de Sistemas de Distribuição**. VII Symposium of Specialists In Eletric Operational And Expansion Planning, SEPOPE, Brasília. DF, Brasil, 2002.

SWERA, 2006. **Atlas Brasileiro de energia Solar**. 1. ed. Disponível em: <http://www.ccst.inpe.br/wp-content/themes/ccst-2.0/pdf/atlas_solar-reduced.pdf>. Acessado em julho de 2015.

THONG, V. V.; DRIESEN, J.; BELMANS, R. Power quality and voltage stability of distribution system with distributed energy resources. **International Journal of Distributed Energy Resources**, ISSN 1614-7138, Volume 1 Number 3. Editora: Technology & Science Publishers, Kassel, Alemanha, 2005.

TOYAMA, J. et al. **Conexão e Proteção de Geração Distribuída no Sistema de Distribuição**. IEEE/PES 2010 T&D Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin América, São Paulo, SP, 2010.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações**. São Paulo: Érica. (2012).

WALSH, J. L.; ROSS, C. C.; SMITH, M. S.; HARPER, S. R.; WILKINS, W. A. **Handbook on Biogas Utilization**. Georgia, Atlanta, USA: Georgia Tech Research Institute (GTRI) and U. S. Department of Energy (DOE), 156 p. 1988.

WALSH, J. L.; ROSS, C. C.; SMITH, M. S.; HARPER, S. R. **Utilization of Biogas, Biomass**. v. 20, 1989. p. 277-290.

XU, Y.; RIZY, D. T; LI, H.; LI, F.; IRMINGER, P. Volt/Var control using inverter-based distributed energy resources. In: IEEE Power and energy society general meeting, 9., 2011, San Diego. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2011. p. 1-8.

APÊNDICE A – CURVA DIÁRIA DE PRODUÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Foi firmado um convênio de Pesquisa entre o Ministério do Desenvolvimento Agrário, MDA e a Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária, EMBRAPA, em 2013. O nome do projeto foi designado por: “Estudo da viabilidade técnica e econômica do uso de aerogeradores e células fotovoltaicas, integrados à rede de distribuição, em propriedades rurais familiares do Rio Grande do Sul”.

A EMBRAPA Clima Temperado, sediada em Pelotas/RS, buscou a partir da aquisição dos equipamentos uma parceria, de caráter Técnico, juntamente com o Instituto Federal Sul-rio-grandense, IFSUL, Campus Pelotas e com a Universidade Católica de Pelotas, UCPEL.

ESTAÇÕES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os sistemas de microgeradores de energia elétrica são compostos por quatro unidades. Dois sistemas possuem o arranjo constituídos por 1(um) kWp de geração solar fotovoltaica e 1(um) kW proveniente de um pequeno aerogerador. Os outros dois sistemas são de 2,25 kWp, sendo constituídos por 1,25 kWp de solar fotovoltaica e 1 kW eólica.

GERAÇÃO DISTRIBUIDA CAMPUS CAVG

O sistema de microgeração distribuída localizado no Campus CAVG do Instituto Federal Sul-rio-grandense entrou em operação no ano de 2013. O sistema, ilustrado na Figura 79, é composto por 4(quatro) painéis fotovoltaicos que resultam em uma potência de $1kW_p$ e por um sistema de geração eólica com uma turbina de 1kW.

O sistema fotovoltaico é composto por 4(quatro) placas fotovoltaicas conectadas em série, marca *Yingli Solar*, modelo YL245P-29b cada qual contendo uma tensão nominal de 29,6V, uma corrente nominal de 8,28A e corrente de curto circuito de 8,83A. Tendo capacidade de 245,0W, totalizando um potencial nominal de geração de aproximados $1kW_p$ entre as quatro placas ligas em série. As mesmas se encontram a uma altura de 2,0 metros e estão na inclinação da latitude do município de Pelotas.

O inversor Solar é da marca *Sunny Boy 1200* da SMA solar *Technology*. Tendo na sua entrada capacidade de tensão CC de 400V máxima e uma corrente CC máxima de 12,6A. Quando na sua saída a tensão nominal CA com 230V e sua corrente nominal CA de 5,2A. Totalizando em seu potencial de geração 1,2kW. Seu rendimento é de 98,1%.

Figura 79 – Sistema Integrado de microgeração distribuída – Campus CAVG – IFSUL.



Fonte: Autor

Em cada estação de microgeração distribuída é acompanhado de uma estação meteorológica, Figura 80. Dessa forma, é possível verificar o nível de irradiação, porém a global, verificar a temperatura, velocidade de vento e outros fatores.

Figura 80 – Estação Meteorológica – Campus CAVG – IFSUL.



Fonte: Autor

PRODUÇÃO DA CURVA HORÁRIA DIÁRIA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Foi possível analisar os dados de geração ao longo de três anos. Dessa forma, com os dados reais de medição é possível desenvolver um perfil de geração ao longo de um dia. Dessa forma, as Tabelas 19, 20 e 21 exprimem as medições do sistema de geração solar fotovoltaico em um dia típico do mês de janeiro nos anos de 2013, 2014 e 2015.

Tabela 19 – Medição em campo da produção do painel solar fotovoltaico em janeiro de 2013.

<i>JAN - ANO 2013</i>			
Hora	kW	Rad. Solar (kW/m²)	Temp. °C
00:00	0,000	0,000	16,100
01:00	0,000	0,000	15,500
02:00	0,000	0,000	15,050
03:00	0,000	0,000	15,100
04:00	0,000	0,000	15,800
05:00	0,000	0,000	16,350
06:00	0,000	0,020	15,750
07:00	0,064	0,113	16,400
08:00	0,138	0,195	18,600
09:00	0,320	0,412	21,350
10:00	0,442	0,446	22,950
11:00	0,783	0,877	25,000
12:00	0,776	0,963	24,900
13:00	0,830	1,087	25,150
14:00	0,548	0,880	25,300
15:00	0,496	0,878	25,050
16:00	0,514	0,488	24,450
17:00	0,400	0,459	24,750
18:00	0,176	0,191	23,950
19:00	0,096	0,112	22,950
20:00	0,000	0,120	21,950
21:00	0,000	0,000	21,300
22:00	0,000	0,000	21,350
23:00	0,000	0,000	21,600
TOTAL	5,634		
kW			
(DIA)			

Fonte: Autor

Tabela 20 – Medição em campo da produção do painel solar fotovoltaico em janeiro de 2014.

<i>JAN - ANO 2014</i>			
Hora	kW	Rad. Solar (kW/m²)	Temp. °C
00:00	0,000	0,000	18,100
01:00	0,000	0,000	18,000
02:00	0,000	0,000	18,300
03:00	0,000	0,000	18,300
04:00	0,000	0,000	18,300
05:00	0,000	0,000	18,300
06:00	0,000	0,020	18,450
07:00	0,062	0,111	18,630
08:00	0,118	0,195	18,600
09:00	0,220	0,312	23,350
10:00	0,508	0,646	23,950
11:00	0,799	0,877	25,000
12:00	0,760	0,963	25,900
13:00	0,821	1,097	27,150
14:00	0,683	0,952	27,000
15:00	0,493	0,868	26,150
16:00	0,604	0,688	26,950
17:00	0,450	0,459	24,750
18:00	0,156	0,181	24,750
19:00	0,098	0,112	23,450
20:00	0,000	0,120	21,950
21:00	0,000	0,000	21,300
22:00	0,000	0,000	21,300
23:00	0,000	0,000	21,300
TOTAL	5,601		
kW			
(DIA)			

Fonte: Autor

Tabela 21 – Medição em campo da produção do painel solar fotovoltaico em janeiro de 2015.

<i>JAN - ANO 2015</i>			
Hora	kW	Rad. Solar (kW/m²)	Temp. °C
00:00	0,000	0,000	14,100
01:00	0,000	0,000	14,500
02:00	0,000	0,000	16,560
03:00	0,000	0,000	16,100
04:00	0,000	0,000	16,800
05:00	0,000	0,000	19,150
06:00	0,000	0,020	19,700
07:00	0,066	0,111	19,700
08:00	0,128	0,200	19,600
09:00	0,420	0,512	22,780
10:00	0,385	0,246	22,750
11:00	0,812	0,937	25,000
12:00	0,792	0,930	25,900
13:00	0,834	1,034	25,950
14:00	1,068	1,252	25,300
15:00	0,490	0,811	25,050
16:00	0,404	0,418	25,350
17:00	0,350	0,359	23,700
18:00	0,196	0,191	23,750
19:00	0,094	0,112	23,750
20:00	0,000	0,120	22,650
21:00	0,000	0,000	22,380
22:00	0,000	0,000	21,350
23:00	0,000	0,000	21,700
TOTAL	5,757		
kW			
(DIA)			

Fonte: Autor

Com base nos dados obtidos através do acompanhamento diário ao longo desses três anos a Tabela 22 ilustra os valores médios dos kW gerados.

Tabela 22 – Produção média diária do painel solar fotovoltaico em um período de três anos

<i>Hora</i>	<i>Potência (kW)</i>	<i>Hora</i>	<i>Potência (kW)</i>
00:00	0,000	14:00	0,758
01:00	0,000	15:00	0,496
02:00	0,000	16:00	0,500
03:00	0,000	17:00	0,400
04:00	0,000	18:00	0,176
05:00	0,000	19:00	0,096
06:00	0,000	20:00	0,000
07:00	0,064	21:00	0,000
08:00	0,128	22:00	0,000
09:00	0,320	23:00	0,000
10:00	0,450	TOTAL Kw (DIA)	5,664
11:00	0,798		
12:00	0,776		
13:00	0,822		

Fonte: Autor

Considerando como potência de base os 1kWp do sistema solar fotovoltaico, temos na Tabela 23 a produção de potência em p.u.

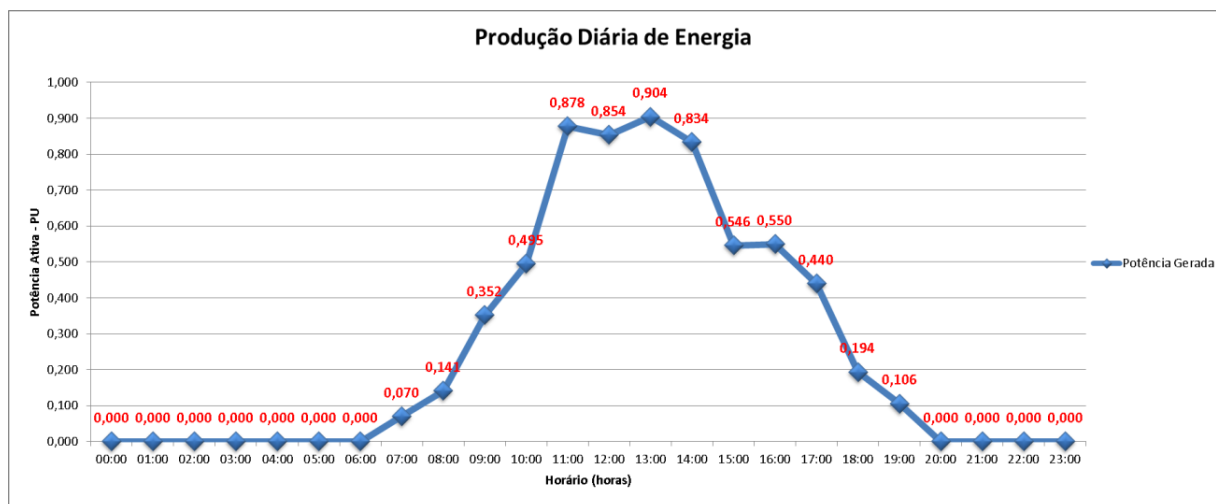
Tabela 23 – Produção média diária do painel solar fotovoltaico em um período de três anos em p.u.

<i>Hora</i>	<i>Potência (pu)</i>	<i>Hora</i>	<i>Potência (pu)</i>
00:00	0,000	14:00	0,768
01:00	0,000	15:00	0,496
02:00	0,000	16:00	0,544
03:00	0,000	17:00	0,400
04:00	0,000	18:00	0,176
05:00	0,000	19:00	0,096
06:00	0,000	20:00	0,000
07:00	0,064	21:00	0,000
08:00	0,128	22:00	0,000
09:00	0,320	23:00	0,000
10:00	0,528	TOTAL Kw (DIA)	5,784
11:00	0,816		
12:00	0,496		
13:00	0,832		

Fonte: Autor

A Figura 81 expõe a curva diária média de geração solar fotovoltaica de potência elétrica desenvolvida. Essa curva esta embasada nas medições realizadas em campo.

Figura 81 – Curva diária de geração de energia elétrica.



Fonte: Autor

Para comprovar que essa curva pode contribuir com outros estudos foi calculado a estimativa de produção diária de energia elétrica ao longo de um dia através do Atlas Solarimétrico SWERA, 2006. Considerando a inclinação igual à latitude de cada região é possível constatar no Atlas Solarimétrico SWERA, 2006 que a média diária de irradiação para o mês de janeiro na localidade de Pelotas é de aproximadamente $5,5 \text{ kW/m}^2$. Adotado a Equação 6 da dissertação temos uma estimativa de potência gerada para os inversores utilizados com rendimento igual a 98,1% de 5,40kW ao longo do dia. Observa-se que a produção real foi de 5,664KW, ou seja, uma diferença apenas de 2,11 % entre a estimativa e a curva real.

Com essa pequena diferença percentual entre a estimativa de produção para um dia do mês de janeiro e os dados reais, obtidos em campo, pôde-se validar a curva de produção diária horária, desenvolvida nesta dissertação.