

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

**IMPACTO TÉCNICO E ECONÔMICO DA ENERGIA
SOLAR FOTOVOLTAICA EM PRÉDIOS PÚBLICOS
ATRAVÉS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Ricardo César do Amaral

Santa Maria, RS, Brasil

2016

**IMPACTO TÉCNICO E ECONÔMICO DA ENERGIA SOLAR
FOTOVOLTAICA EM PRÉDIOS PÚBLICOS ATRAVÉS DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Ricardo César do Amaral

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

Orientadora: Prof.^a 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).

Amaral, Ricardo César do
IMPACTO TÉCNICO E ECONÔMICO DA ENERGIA SOLAR
FOTOVOLTAICA EM PRÉDIOS PÚBLICOS ATRAVÉS DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA / Ricardo César do Amaral.- 2016.
164 p.; 30 cm

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

1. Energia Solar Fotovoltaica 2. Estudo de Pré-
Viabilidade 3. Geração Distribuída 4. Modelos de Negócios
5. Prédios Públicos I. Neves Canha, Luciane II. Título.

© 2016

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

E-mail: amrcars@gmail.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

**IMPACTO TÉCNICO E ECONÔMICO DA ENERGIA SOLAR
FOTOVOLTAICA EM PRÉDIOS PÚBLICOS ATRAVÉS DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

elaborado por
Ricardo César do Amaral

como requisito para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica

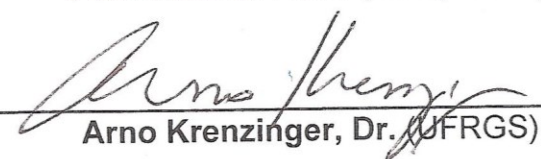
COMISSÃO EXAMINADORA



Luciane Neves Canha, Dra. (UFSM)
(Presidente/Orientadora)



Félix Alberto Farret, Dr. (UFSM)



Arno Krenzinger, Dr. (UFRGS)

Santa Maria, 28 de março de 2016.

Ao Grande Espírito;
Aos Abuelitos Sagrados;
à Pachamama;
e aos Mistérios da Vida.

"Everything that is really great and inspiring is created by the individual who can labour in freedom."

(Albert Einstein)

AGRADECIMENTOS

Ao Universo, pela oportunidade, essência, pela natureza e todos demais caminhos desta vida.

Em especial a minha avó, Maria Antônia de Bum Loro, e ao meu falecido avô, Romildo Loro, principais motivos de fazer ou estar presente nesta etapa, além de todo apoio para continuar.

Gratidão pelo encontro dos propósitos pessoais graças à “Comunna de Rhiannon” (Malchingui-Ecuador/2013), despertando a curiosidade e interesse pela luz e energia solar.

Aos demais integrantes da família, aqueles que fizeram parte ou tiveram conhecimento, me acolheram ou ajudaram durante os altos e baixos destes mais de 2 anos de estudos, também a jornada dupla de construção de sonhos/trabalhos pessoais entre considerações familiares.

Gratidão também a Tribo da Lua Vermelha / Silveira Martins - RS e seus integrantes, nós e todos juntos somos mais; outro mundo é possível.

À professora Luciane Neves Canha desde princípios da Engenharia pela orientação e manutenção dos focos.

Aos meus colegas de Engenharia e também exclusivamente aqueles do Centro de Excelência em Estudos de Energia e Sistemas de Potência (CEESP). Ao aluno e amigo de IC Hérciles Farias, pelas conversas, estudos, artigos e apresentações que foram compartilhadas durante a realização deste trabalho.

À coordenação, professores e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria.

À FAPERGS (CAPES) pela bolsa de estudos no período de realização desta dissertação.

RESUMO

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

IMPACTO TÉCNICO E ECONÔMICO DA ENERGIA SOLAR FOTVOLTAICA EM PRÉDIOS PÚBLICOS ATRAVÉS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Autor: Ricardo César do Amaral

Orientadora: Luciane Neves Canha, Dra. Eng.

Data e Local da defesa: Santa Maria, 28 de março 2016.

A energia solar fotovoltaica (PV) cresce exponencialmente e desde 2012 atinge patamares de mais de 100 GWp mundiais instalados. Neste aspecto que envolve a geração distribuída de energia elétrica através de PV, o Brasil recentemente despertou através dos leilões. Entretanto, poucos são os sistemas de grande porte (1 MWp) de PV em ambiente urbano. Apesar de que, desde 2012, com a Resolução Normativa 482 da ANEEL já exista legislação, tais sistemas eram economicamente inviáveis até 2014. Este panorama gera oportunidades de proposição metodológica para mapeamento de potenciais de PV em órgãos públicos e cidades; visando principalmente subsidiar políticas, estratégias e apoio a decisões para investimentos de energia solar em longo prazo e demais consequências da modelagem. Esta dissertação complementa a lacuna de estagnação do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) quanto aos modelos de negócios dos ambientes de contratação de energia renovável, que vêm sendo inovadores para a PV em países líderes do mercado como os EUA. Este estudo questiona se o *Net Metering* é um mecanismo suficiente, através de um levantamento abrangente de Viabilidade Técnico-Econômica aplicada em um estudo de caso. Este considera a concessionária local e universidade (órgão público) utilizando PV como GD. Apresentam-se metas de 10% de penetração na distribuidora e identificam-se alguns impactos. Propõe-se 5 MWp como ideal devido às restrições, 11,3 MWp para otimização do *Net Metering* e 17 MWp para tornar a Universidade "*Net Zero Building*" (ou zero de conta de luz).

Palavras-chave: Geração distribuída. Energia Solar Fotovoltaica. Impacto local. Estudos de Pré-viabilidade.

ABSTRACT

Master's Dissertation
Graduate Program in Electrical Engineering
Universidade Federal de Santa Maria, RS, Brasil.

TECHNICAL AND ECONOMICAL IMPACT OF PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY WITHIN PUBLIC BUILDINGS THROUGH DISTRIBUTED GENERATION

Author: Ricardo Cézar do Amaral
Advisor: Luciane Neves Canha, Dra. Eng.
Date e Local of presentation: Santa Maria, March 28, 2016.

Photovoltaic solar energy (PV) grows exponentially, since 2012 reaching levels of over 100 GWp installed worldwide. In this area the Brazilian industry just awakened through auctions, mainly aimed to Distributed Generation (DG). There are few large systems (1 MWp) of PV in an urban environment. Even though, since 2012, with the ANEEL's Normative Resolution 482 there was available law, these systems weren't economically feasible until 2014. This panorama, generates methodological opportunity to PV proposition to mapping potentials in public and city buildings; targeting creation of support policies, strategies and decision makers for solar energy investments in long terms and another consequences of management. It complements the stagnation gap at Brazilian Electric System (BES) as its business models of energy contracting from its captive environment, which has shown to be very innovative for PV at leading markets such as the USA. So, this study asks whether the Net Metering is sufficient, conducting comprehensive survey of Technical and Economic Feasibility for a case study to an utility company and an university (public sector) using PV at DG. The proposal sets 10% penetration targets in the utility and measuring its consequence impacts. It predicts 5 MWp as ideal project due to restrictions, 11.3 MWp to optimize the Net Metering system and 17 MWp to turn the University into a "Net Zero Building" (or zero costs electricity bill).

Key-words: Distributed Generation. Photovoltaic Solar Energy. Local Impacts. Feasibility Study.

LISTA DE SÍMBOLOS, ABREVIACIONES E SIGLAS

ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APP	Área de Preservação Permanente
a-Si:H	Silício amorfo hidrogenado
BAU	<i>Business as Usual</i>
BEN	Balanço Energético Nacional
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CdTe	Telureto de Cádmio
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CIS	Cobre-índio-gálio-selênio
CO2	Gás Carbônico
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica
EMMA	<i>European Electricity Market Model</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	EPRI – <i>Electric Power Research Institute</i>
ES	Energia Solar
PV	Energia Solar Fotovoltaica
EUA	Estados Unidos
PV	Fotovoltaica
GaAs	Arseneto de Gálio
GD	Geração Distribuída
GIS	Global Information System
GLD	Gerenciamento pela Demanda
GW	Gigawatts
ICMS	Impostos de Circulação de Mercadorias e Serviços
IDEAL	Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina
IEA	International Energy Agency
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IP	Índice de Proteção
ISC	Corrente de Curto Circuito
kW	Kilowatts
LCOE	Levelized Cost of Energy
LER	Leilões de Energia de Reserva Solar
LP	Longo Prazo
MEC	Ministério da Educação
MME	Ministério das Minas e Energia
MWp	Megawatt pico
NPC	Net Present Costs
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NT	Nota Técnica

ONU	Organização das Nações Unidas
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PB	Payback (Retorno de Investimento Simples)
PDE	Plano Decenal de Expansão
PMP	Ponto de Máxima Potência
PPA	Power Purchase Agreement
PPP	Parcerias Público-Privadas
REC	REC – Renewable Energy Credits
REI	Redes Elétricas Inteligentes
RH	Recursos Humanos
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SFCRs	Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede
SFIs	Sistemas Fotovoltaicos Isolados
Si	Silício
SM	Santa Maria
RS	Rio Grande do Sul
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UFSM	Universidade Federal de Santa Maria
UK	Reino Unido
USBM	Utility Solar Business Models
USD	Dólar
UVF	Usina Solar Fotovoltaica
Voc	Tensão de Circuito Aberto

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. OBJETIVO DO TRABALHO	4
1.2. MOTIVAÇÃO	5
1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	7
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	8
2.1. ENERGIA SOLAR	8
2.1.1. Contexto Mundial	10
2.1.2. Líderes em Nível Global e Perspectivas	11
2.2. TEORIA SOBRE PV	14
2.2.1. O Recurso Solar	14
2.2.2. Efeito Fotovoltaico e geração de energia solar	15
2.2.3. Tipos de aplicação e Opções para uso de PV	17
2.2.4. Componentes de um sistema conectado à rede:	17
a) Módulos Fotovoltaicos	17
b) Inversores	21
2.2.5. Tecnologias para os Painéis e Eficiências	22
<i>Primeira, segunda e terceira geração</i>	22
2.2.6. Custos e Projeções	25
2.3. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E O PANORAMA BRASILEIRO	27
2.3.1. Histórico e Contextualização	27
2.3.2. Principais Marcos Regulatórios do SEB e a GD	30
2.3.3. GD e as resoluções normativas RN481/2012 e RN482/2012	32
2.3.4. Evolução em 2015	36
A) Regulação.....	36
B) Tributação.....	37
C) Mercado.....	37
D) Indústria.....	38
E) PRO GD.....	38
F) Relações dos Leilões – LER realizados.....	39
G) Custos de Equipamentos.....	41
2.4. SISTEMA DE COMPENSAÇÃO – NET METERING	42
2.5. VIABILIDADE TÉCNICA ECONÔMICA EM LARGA ESCALA	46
2.5.1. Introdução: Viabilidade e Preço Final dos Projetos	48
2.5.2. Indicadores Financeiros	50
2.5.3. Investimentos do Setor - ANEEL	53
2.6. EXEMPLOS DE LITERATURA E METODOLOGIAS PARA A PV	54
2.7. OUTRAS TÉCNICAS DE MAPEAMENTO PARA PV	57
3. METODOLOGIA PROPOSTA	61
3.1. CONSIDERAÇÕES	61
3.2. Contextualização da Metodologia	62
3.3. LÓGICA DE REFINO DA METODOLOGIA	63
3.5.1. Metodologia para o Mapeamento Base.....	65
3.5.2. Mapeamento Complementar.....	68
3.6. METODOLOGIA COMPLETA	68
4. APLICAÇÕES PRÁTICAS	70

4.1. A UFSM COMO ESTUDO DE CASO	70
4.1.1. Finanças e outros indicadores.....	70
4.1.2. Energia, Eletricidade e Temáticas de GD no Campus.....	71
4.1.4. Avaliação das propriedades de energia e consumo atuais.....	72
4.1.5. Demais Premissas: referências da modelagem de PV.....	73
4.2. SANTA MARIA COMO CASO COMPARATIVO LOCAL	75
4.2.1. Indicadores diversos:.....	76
4.2.2. Medição Histórica de Consumo da Cidade e Tendências.....	76
4.2.3. Número de Consumidores e Consumo Médio /2015.....	77
4.3. MAPAS DE LOCALIZAÇÃO	79
4.4. CONDIÇÕES PARA ATINGIR ATÉ 10% DA CARGA	80
4.4.1. Caracterização AES Sul e a Meta dos 10% para PV.....	81
4.5. INVESTIGAÇÕES COMPLEMENTARES	84
4.5.1. Informações Complementares da SE do estudo de caso.....	84
4.6. MAPEAMENTO	84
4.6.1. Potencial de PV prévio: estimativa de comparativos	84
4.6.2 Análise Prévia UFSM	85
4.6.3. Mapeamentos e restrições Ambientais	87
4.7. RESUMO DO POTENCIAL LEVANTADO	89
4.8. COMPARATIVO COM A FERRAMENTA SOLARIZA	90
4.9.1. Classificação das simulações do estudo de caso UFSM.....	93
5. ANÁLISES DOS RESULTADOS	96
5.1. Resumo dos Resultados Potenciais de PV:	97
5.2. Análise Técnica Econômica	98
5.2.1. Análise dos resultados tabelados.....	98
5.3. Análise Elétrica	103
5.4. Resultados Financeiros e Operacionais	107
5.4.1. Participação dos resultados na Meta 10%	107
5.4.2. LCOE e Estratégias de Inserção	109
6. DISCUSSÕES DE MODELOS DE NEGÓCIOS E FINANÇAS	111
6.1. Opções de Financiamento	112
6.1.1. Aplicando SAC para financiamento através do BNDES:.....	113
6.1.2. Fundo Próprio de ICMS para investimentos e desenvolvimento sustentável:.....	114
6.2. Discussões Finais	115
6.3. Limitações Práticas e Demais Comentários	117
7. CONCLUSÕES	118
7.1. Principais contribuições	123
7.2. Sugestões para trabalhos futuros	124
8. PUBLICAÇÕES DESTE TRABALHO	125
9. REFERÊNCIAS	126
10 – APÊNDICES	136
Apêndice 1: Histórico da PV no Brasil de 1995-2008	136
Apêndice A - Modelos de Negócios de PV usuais nos EUA	137
Apêndice A1 – Modelos de Negócios: Mercado no Brasil	138

Apêndice B – Referências de Base – Premissas do Estudo de Caso UFSM ...	139
B1. Caracterização de Entradas e Dados no HOMER	140
Apêndice C - Número de Consumidores AES SUL	145
Consumos Médios e Tarifas por Classe AES Sul:	145
Apêndice D - Subestação SMA2	146
D1 - Subestação Sma2 X Alimentador AI26.....	148
D2 - Alimentador SE 02 [AL-26] X Parcela UFSM:	148
Apêndice E – Mapeamento Básico Centros da UFSM e Classificação de Áreas	149
00_Edificações de Apoio (Posto, Lojas e Bancos).....	149
01_CTISM – Colégio Técnico Industrial de Santa Maria.....	149
02_INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais.....	150
03_CT – Centro De Tecnologia	150
04_HU – Hospital Universitário	151
05_CCS – Centro de Ciências da Saúde.....	151
06_CCNE – Centro de Ciências Naturais e Exatas	152
07 e 08_BC e RU – Biblioteca Central e Restaurante Universitário.....	152
09_CEU – Casa do Estudante.....	153
10_CAU+CCR – Centro Arquitetura e Urbanismo e parte Centro Ciências Rurais	153
11_CCSH – Centro de Ciências Sociais e Humanas	154
12_Centro de Educação (CEd).....	154
13_14_Praça Central (Bosque) e Reitoria	155
15_CÉFD – Centro de Educação Física e Desportos	155
16_CE – Centro de Eventos.....	156
17_C.Pol. - Colégio Politécnico	156
18_CCR – Centro de Ciências Rurais (Tambo).....	157
19_Outros (Setor de Suinocultura e Olaria)	157
20_Área de Expansão Livre e Apropriada para uma central UPV	158
21_Área Campo Nativo	158
Apêndice F – Dados complementares as Análises de Energia	159
F1 – Curvas de Carga Mensais e Produção PV	160
Anexo 1 – Irradiação Solar Global.....	162
Anexo 2 – Evolução das Tecnologias de PV e Eficiência.....	163
Anexo 3 - Tabela Completa – Resultados do Mapeamento Físico da UFSM....	164

1. INTRODUÇÃO

“Existem sim e quebrando-se paradigmas através de contextos mais amplos, uma infinidade de conexões e soluções em que todos saem ganhando neste planeta cada vez menor, mais populoso e poluído.” (Henderson, 1991)

A partir desta afirmação inicial, destaca-se que Henderson (1991) passou 15 anos de sua vida estudando a transição das sociedades industriais de uma base de recursos não renováveis para uma nova base de recursos renováveis; de tal forma que pode predizer que isto seria algo tão inevitável quanto evolutivamente necessário.

Mais contemporâneo, segundo Neusser (2009), o suprimento de energia, seja da forma que for, é um fator crítico para qualquer sociedade. A energia elétrica é um insumo essencial, sem a qual não pode haver uma qualidade de vida razoável nem o crescimento econômico sustentável. A forma na qual uma sociedade supre suas necessidades de energia tem influência direta no meio ambiente e nas condições de vida, não só nesta geração, mas também nas gerações futuras. Este suprimento essencial é evidente e com consequências visíveis em época de crise de abastecimento de energia, como ocorreu recentemente como a escassez de água, e outras fragilidades naturais no Brasil (Toller, 2015).

Devido à presente situação econômica do país, a energia solar vem gradativamente aumentando sua participação na matriz energética nacional e poderá, no futuro, substituir termoelétricas de apoio ao sistema elétrico brasileiro (SEB) dado seu elevado potencial e aos índices de irradiação do país (EPE,2012; KONZEN, 2014). Além dos benefícios ambientais, sabe-se em nível social que uma usina fotovoltaica (UPV) promove cerca de mil empregos diretos por MW, e indiretamente três vezes o valor; o melhor dos índices entre todas as fontes de energia. ABSOLAR (Suaia, 2016) Além disso, é uma fonte não poluente, que, se não for utilizada de forma racional e sustentável é “desperdiçada”. Sob este ponto de vista, e ainda considerando a incidência solar sobre as cidades, é uma fonte imbatível: com insumo de zero custo sobre

áreas construídas, onde pessoas vivem, estudam ou trabalham, que podem ser usadas para gerar renda em favor da sociedade. (EGGERS,2016)

Também, conforme EPE (2014), a área disponível não é um fator limitante para a massiva inserção de energia solar fotovoltaica (PV) em consumidores residenciais no cenário Brasileiro. Todavia, a novidade para o cenário Brasileiro, é o fato de geradores fotovoltaicos da ordem de megawatts instalados para operarem como geração distribuída (GD) que podem ser inseridos no meio urbano e integrados à arquitetura mesmo para os planejadores das cidades e agentes do setor elétrico (CUNOW e GIESLER; 2001 apud Zomer, 2010)

Em 1991 o Japão já fazia os mais diversos testes com energia solar. Ainda no mesmo ano, de acordo com (Henderson, 1991), convocados pelo físico Niels Meyer, cerca de cem dos principais especialistas em energia solar e renovável de todo o mundo reuniram-se na Universidade Técnica da Dinamarca e reportaram em 300 páginas a viabilidade de se alcançar a transição para uma *Era Solar* intitulado “*Colaboração Global para o Desenvolvimento da Energia Sustentável*”. Este documento pedia mudanças radicais nas políticas energéticas, imediata taxaçoão do CO₂ nos países industrializados e maior paridade entre Norte e Sul.

Desde então, estabelecer metas para uso da energia solar torna-se consoante a objetivos globais entre as nações. Exemplos como: ECO-92, Protocolo de Kyoto, AGENDA 21, COP21 apontam para estes objetivos. Mais condizente ao cenário Brasileiro, recentemente foi lançado o programa PROGD (2015) para incentivo das energias renováveis e redução de emissões de gases do efeito estufa junto à ONU (Organização das Nações Unidas).

Neste programa o Ministério das Minas e Energia (MME) e Ministério da Educação (MEC) estudam projeto específico de instalação de sistemas de geração distribuída fotovoltaicos em universidades e escolas pública e ainda extensível a hospitais federais, considerando ainda que o mesmo dever realizar a estruturação e viabilização da proposta, além de capacitar Escolas Técnicas que desenvolverão cursos para preparar recursos humanos para projeto, instalação e manutenção. (PROGD2015)

Até 2024 já se espera uma diversificação da matriz do SEB, quando a geração de energia elétrica a partir dos raios do sol passará dos atuais 0,02% para 4% da potência elétrica do País, alcançando 7.000 MW, sem contar com a geração distribuída. O dado consta no Plano Decenal de Energia Elétrica 2024 (PDE 2024) do Ministério de Minas e Energia.

Tal como (Barros, 2014) indica-se que o conhecimento das condições e tendências de mercado da PV no Brasil permitirá uma avaliação eficaz da aplicabilidade dos modelos de negócios do mercado solar norte americano, como exemplo. Espera-se com isto, a consequente identificação das políticas públicas e regulatórias necessárias que adequem-se e incentivem a sua expansão por aqui.

A primeira instalação de PV no Brasil ocorreu em 1995 na Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), com potência de 11kWp (Giaretta, 2009), precedido em 1997 a um sistema de 2,1kWp integrado ao edifício da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Somente em 2014 (20 ou 15 anos depois) “*deu-se um super salto*” para patamares de 1 MWp em centros Urbanos e conectados à rede como o caso do projeto Megawatt Solar da Eletrosul, em Florianópolis – SC; porém as perspectivas atuais para 2016 são promissoras.

Dentro deste contexto, este estudo tomou como base a Universidade Federal de Santa Maria (UFSM) para análise de potencial de PV, e compõe-se de um panorama global de mercado, tendo sido utilizados dados dos dois últimos anos do mercado de energia solar, e analisada a evolução internacional da PV e nacional, considerando o panorama brasileiro.

1.1. OBJETIVO DO TRABALHO

O objetivo geral do trabalho é fornecer subsídios que ampliem a utilização da Energia Solar Fotovoltaica (PV) no Brasil, partindo do interesse dos próprios beneficiados. O trabalho foi desenvolvido levando em conta o momento energético brasileiro, devido às mudanças introduzidas nos últimos anos no Brasil com a Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) Nº 482/2012 e os Leilões de Energia de Reserva Solar (LER), exigem-se estudos de casos e demonstrações de cenários detalhados sobre aproveitamento do potencial técnico de PV. Desta forma, esta dissertação explora as metodologias da literatura e experiências com PV, visando responder aos seguintes objetivos secundários:

- Estudar políticas e estratégias como referência de uso de PV com foco em larga escala.
- Verificar um cenário teórico de suprimento de 10% da carga de uma concessionária através de PV.
- Realizar o mapeamento do potencial técnico/econômico de PV para uma universidade considerada no estudo de caso, contextualizando sua abrangência e influência em nível de Cidade/Concessionária para possíveis parcerias político privadas (PPP).
- Caracterizar e analisar o estudo como projeto de pré-viabilidade, os consequentes impactos técnico-econômicos, possíveis linhas de crédito e recomendações para o desenvolvimento energético local da PV para suprir as necessidades levantadas e desejadas.

1.2. MOTIVAÇÃO

Hoje em dia, frente às demandas ambientais, preocupações climáticas ou devido ao efeito estufa, aumento do uso de energias renováveis em potencial, crescimento orgânico (natural) de grandes centros urbanos, disseminação de modelos de negócio baseado nos pilares de sustentabilidade, avanço de tecnologias limpas (verdes), globalização industrial, e velocidade de comunicação bem como acesso a informação; tem-se uma gama de motivações e contextos propícios à efficientização ou necessidades de evolução do suprimento de energia. Conduzindo a repensar as dinâmicas nas cidades com base em temáticas de redes elétricas inteligentes (REI ou *Smart Grid*), Geração Distribuída e Gerenciamento pela Demanda (GLD) em níveis cada vez mais próximos dos usuários finais, nos diversos setores da sociedade.

Frente a estas demandas a energia solar se destaca e leva vantagens em centros urbanos pelo seu aproveitamento modular, espaços de integração abundantes, facilidade de instalação, de forma que o seu uso remete ao aproveitamento racional, sustentável e eficaz da energia solar disponível.

Levando em conta como principal motivação: uma tendência de obrigatoriedade do aproveitamento de telhados e espaços urbanos para PV, como ocorreu na França (The Guardian, 2015); salienta-se que existe ausência de políticas e metas solares no Brasil, apesar de (Miranda, 2013; Konzen, 2014; e ProGD, 2015); poucos são os estudos como (EGGERS,2016) para inserção em larga escala em nível de cidades ou concessionária. Neste caso, tem-se uma clara oportunidade para proposta apresentada nesta dissertação. Mediante contextualização de novas metodologias ou a parcerias/projetos de P&D entre instituições públicas/universidades, empresas privadas, governos, autarquias e demais investidores externos com intuito de investir e promover a PV.

Nesta dissertação antecipam-se cenários futuros da energia solar no ambiente brasileiro para um determinado estudo de caso visando identificar os demais impactos em cadeia (consumidor, rede de distribuição local, subestação, cidade, concessionária e SEB). A seguir é apresentada uma lista

de motivações que também justificam o desenvolvimento desta dissertação paralelamente:

- Continuação de estudos de 2009 – Gerenciamento pelo lado da Demanda (GLD) com inserção de fontes GD
- Momentos propícios da indústria solar: queda dos preços U\$\$/kWp, competitividades e paridade tarifária
- Aproveitamento do potencial solar brasileiro. Associar pesquisas técnicas com empresas e unidades públicas através de debates e desenvolvimento local
- Simular características técnicas de equipamentos em LP (Longo Prazo)
- Comprovar experiências positivas no cenário internacional e pesquisar modelos de difusão adequados ao cenário nacional

A situação de PV no Brasil ainda decorre de falta de incentivos e abertura plena. O que ocorre por aqui é uma tendência à contenção por parte do governo até que haja um demanda visível para esta tecnologia. Do contrário, empresas e investidores esperam pelo incentivo claro e transparente do governo em prol desta fonte de energia limpa e sustentável para fatores de decisão, o que gera o impasse e estagnação do setor.

Desta forma existe a necessidade de incluir na bibliografia e temáticas iniciais exemplos de sucesso; indo além do recente programa PROGD, e demonstrando mecanismos de fomentos e histórico evolutivo da PV no mundo. Constituindo um comparativo ao cenário Brasileiro para que possamos projetar novas estratégias nacionais ou locais; o quê inclui estudar os distintos Modelos de Negócio utilizados mundialmente e verificar quais intervenções que se adequam as perspectivas para os próximos anos, levando em conta que este estudo também visa contemplar quais as tendências que já estão em ação, o que não exclui propostas e oportunidades inovadoras no caminho.

1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Os Capítulos iniciais 1 e 2 consistem de introdução a Bibliografia; perfazem a justificativa e motivação para o trabalho. Têm em vista contextualizar a situação mundial a respeito de PV.

Na sequência o Capítulo 3 apresenta a Metodologia de maneira contextualizada e tal como procedimentos de avaliação de potencial de energias renováveis, também específico ao estudo de caso foco.

O Capítulo 4 corresponde à aplicação prática da metodologia, referente aos dados das coletas e demais procedimentos de investigação do cenário proposto, já incluindo os principais mapeamentos físicos realizados.

O Capítulo 5 traz a análise dos resultados, auxiliado pela análise de viabilidade técnico-econômica e outras consequências,

Um novo Capítulo 6 é introduzido para elencar as discussões pertinentes até o momento e explicar de que formas o projeto pode ser realizado financeiramente.

Por último as conclusões, Capítulo 7, com contribuições e próximos passos.

Capítulo 8 são as publicações e convites para a dissertação; e no Capítulo 9 encontram-se as Referências Bibliográficas.

Ao final, como complementos têm-se Apêndices e itens de Anexos.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

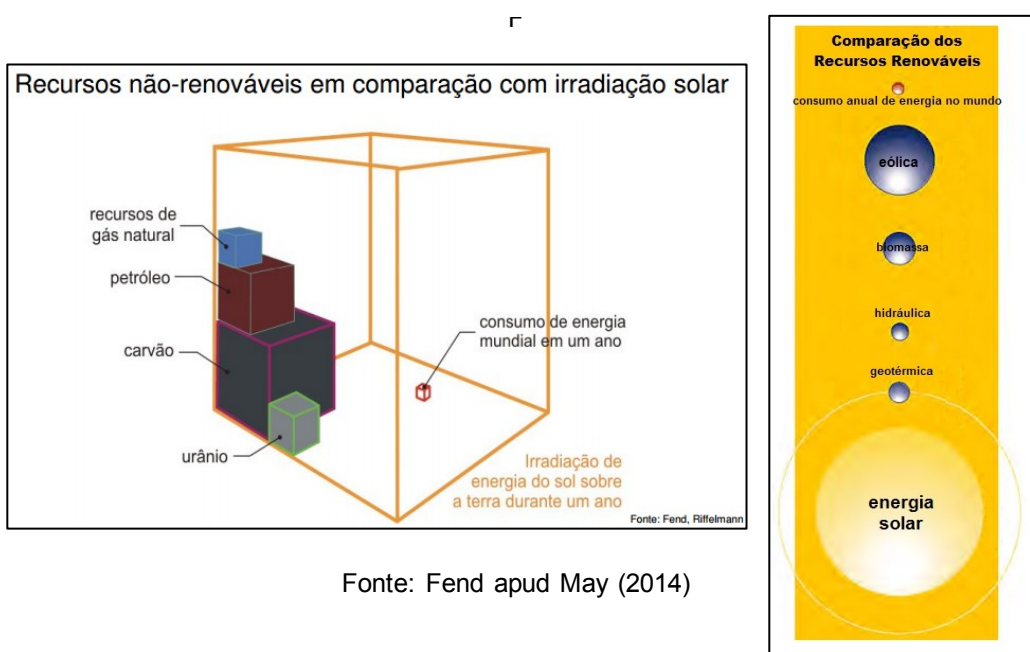
2.1. ENERGIA SOLAR

A Terra recebe anualmente $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar em toda a sua superfície, o que corresponde a 10.000 vezes o consumo mundial de energia neste período. Considerando apenas a superfície terrestre, ou seja, com potencial para a instalação de geradores de energia por meio do sol, esta energia passa a ser de $10,8 \times 10^{11}$ GWh/ano. Este fato vem indicar que, além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra, a radiação solar constitui-se numa inesgotável fonte energética, havendo um enorme potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia (térmica, elétrica, etc.) (Rüther, 2004).

O uso direto da energia solar tem três atrativos principais: primeiro, sua capacidade de renovação, quase infinita, considerando a escala de tempo humana. Segundo, não gera impactos ambientais na sua operação, é silenciosa e não polui. O terceiro é a viabilidade de aplicação junto às fontes consumidoras, o que elimina a necessidade de transporte através de grandes distâncias, diminuindo as perdas por transmissão e distribuição, uma das principais falhas do sistema convencional. (Zomer, 2010)

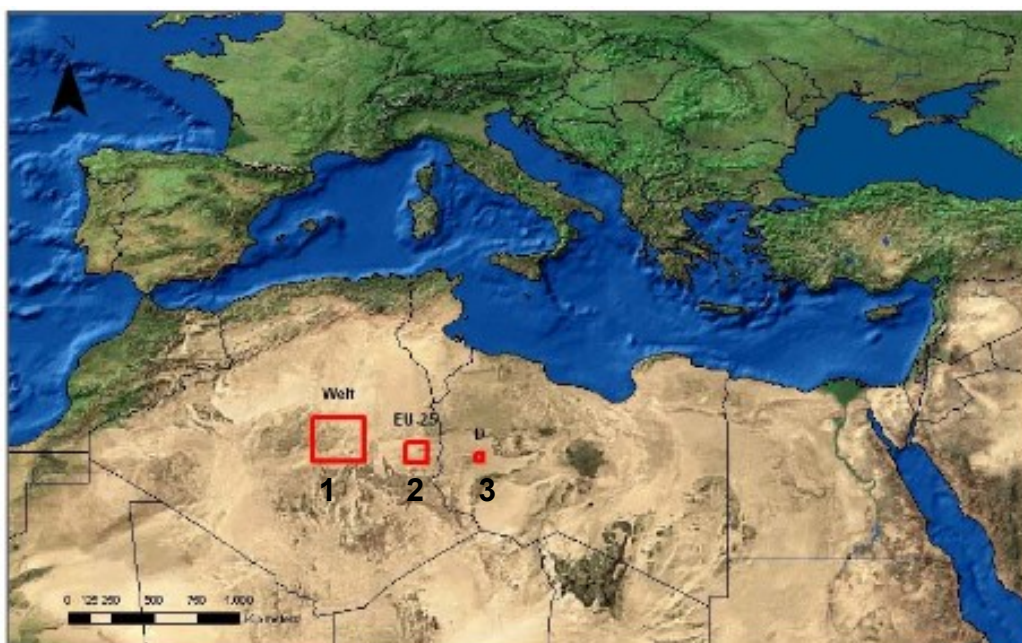
Na Figura 1, tem-se 2 comparativos da energia solar com fontes convencionais e fontes alternativas:

Figura 1 - (a) Fontes Convencionais (b) Fontes Alternativas



Das imagens anteriores, a mesma consideração fosse da energia sola em um mapa mundial, em relação a quanto do território seria necessário para alimentar o consumo de energia da Terra, o resultado seria como na Figura 2:

Figura 2 - Espaço teórico para atender: a demanda mundial de energia, a EU-25 e Alemanha



Fonte: (DLR,2005 apud May 2005, pg 12)

Explica-se que em uma área¹ de 254 km X 254 km (1) seria o suficiente para atender toda a demanda mundial de eletricidade; a quantidade necessária para atender a EU-25 (2) o equivalente a 110 km x 110 km. E para a Alemanha (3) 500 Twh/ano cerca de 45 km x 45 km seriam o espaço físico necessário, o mesmo que contempla 0,03% da pequena área enquadrada no Norte da África (DLR, 2005 apud May, 2005).

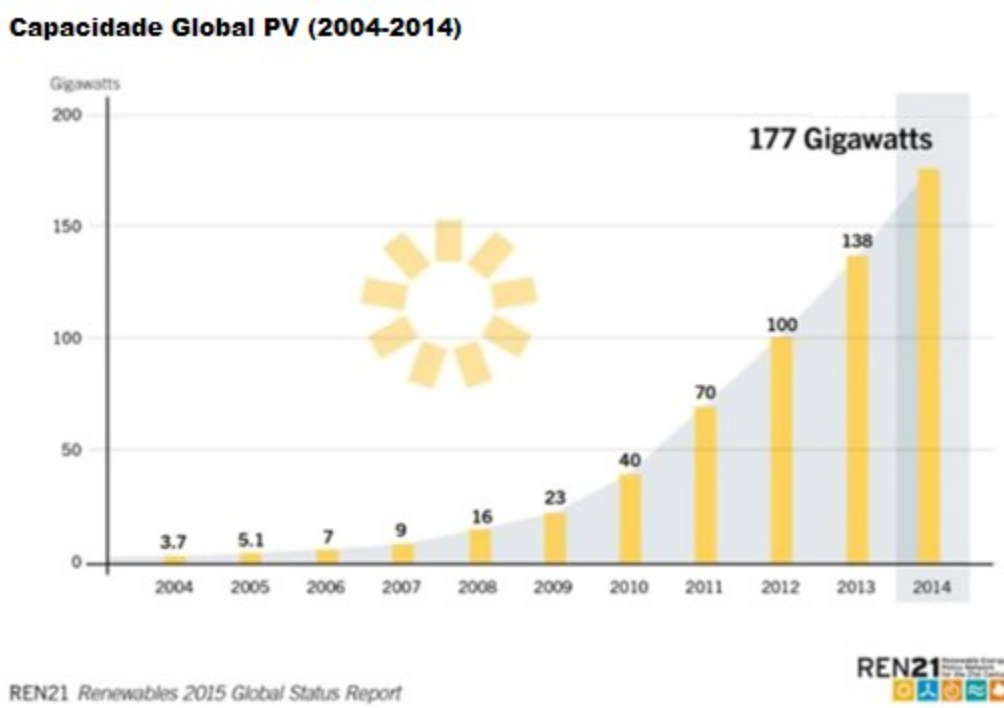
No Anexo 1, apresentam-se mapas/gráficos da Irradiação Solar Global, para complementar a revisão bibliográfica.

¹ Na data da referência.

2.1.1. Contexto Mundial

Em termos mundiais, os históricos apresentam crescimentos exponenciais. Desde 2004 (REN21, 2015) contabilizou-se 3,7 GWp e em 2007 foi alcançado um total de 9 GWp. Cinco anos adiante, segundo (REN21, 2015) a capacidade total em 2012 atingiu o patamar dos 100 GWp, em 2013 138 GWp e 177 GWp em 2014 instalados. A Figura 3, mostra que mais de 60% da PV em todo planeta foi inserida nos últimos 3 anos.

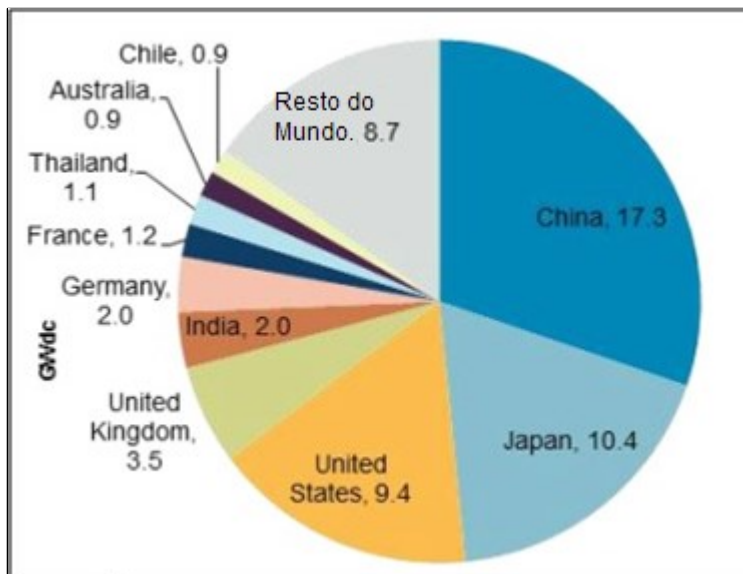
Figura 3 - Capacidade de PV Mundial – Evolução desde 2004



Fonte: REN21 (2015)

A expectativa é adição de 57 GW de PV em 2015 repartidos conforme mostra a Figura 4. Isto representa um aumento de 30% em relação ao que foi acrescentado em 2014 segundo (IHS, 2015_webinar) e o relatório Mercom Capital Group's (PV-Tech, 2015).

Figura 4 - "Market Share" da PV prevista para instalação em 2015



Fonte: IHS (2015)

Ainda conforme REN21 (2015), os investimentos em 2014 com energia solar lideraram o panorama das energias renováveis recebendo mais de 55% (USD 149,6 Bilhões) para novos projetos, ou 25% de aumentos relativos ao ano anterior 2013. Cerca de 87 bilhões USD nos países desenvolvidos e 63 Bilhões USD nos países em desenvolvimento.

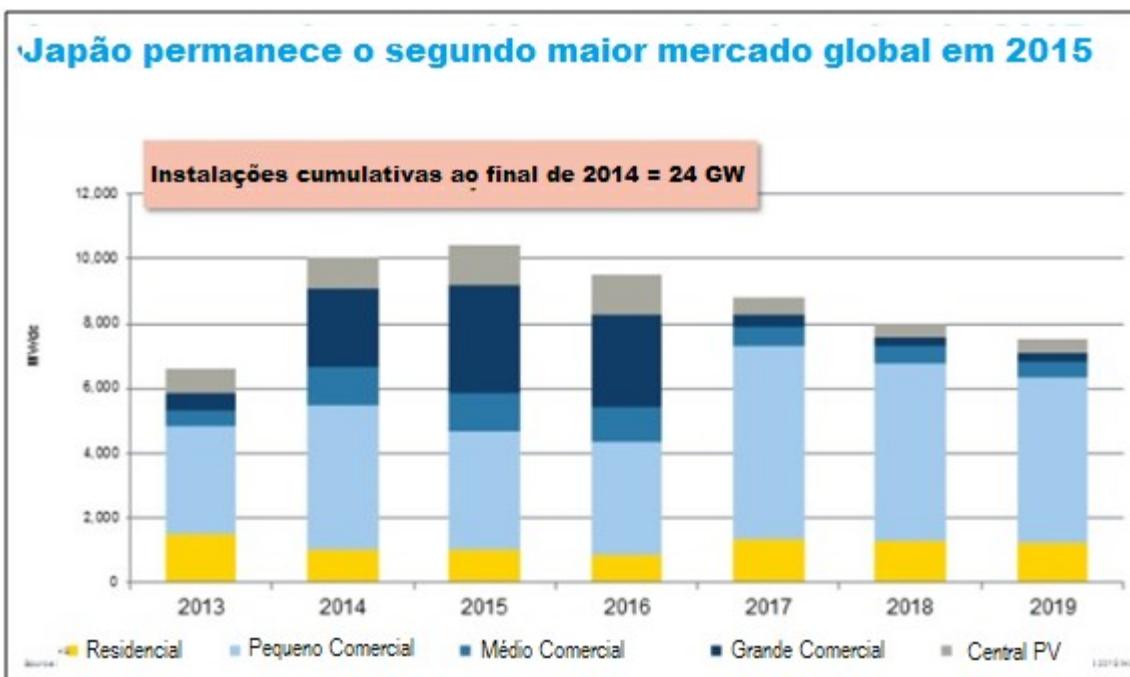
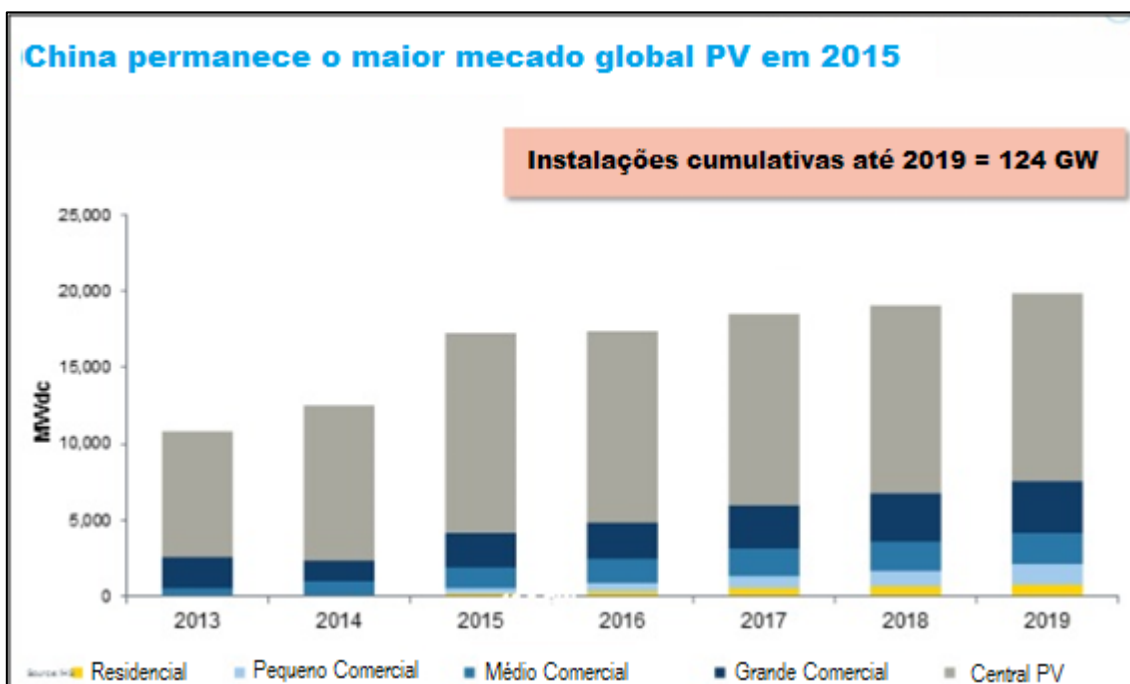
2.1.2. Líderes em Nível Global e Perspectivas

É interessante contabilizar que em 2014, somente os países da Ásia com seus mercados representavam 60% das adições de PV globais, diretamente relacionado a políticas energéticas e fatores ambientais.

Hoje, prospecta-se que os cinco líderes de mercado nos próximos anos serão (CHINA, JAPÃO, EUA, UK e INDIA). Estes obterão a responsabilidade sobre 74% do mercado e China ainda na expectativa mais promissora também devido a ser o maior produtor mundial de painéis de PV, que poderá adicionar no seu mercado interno 124 GW até o final de 2019, IHS (2015).

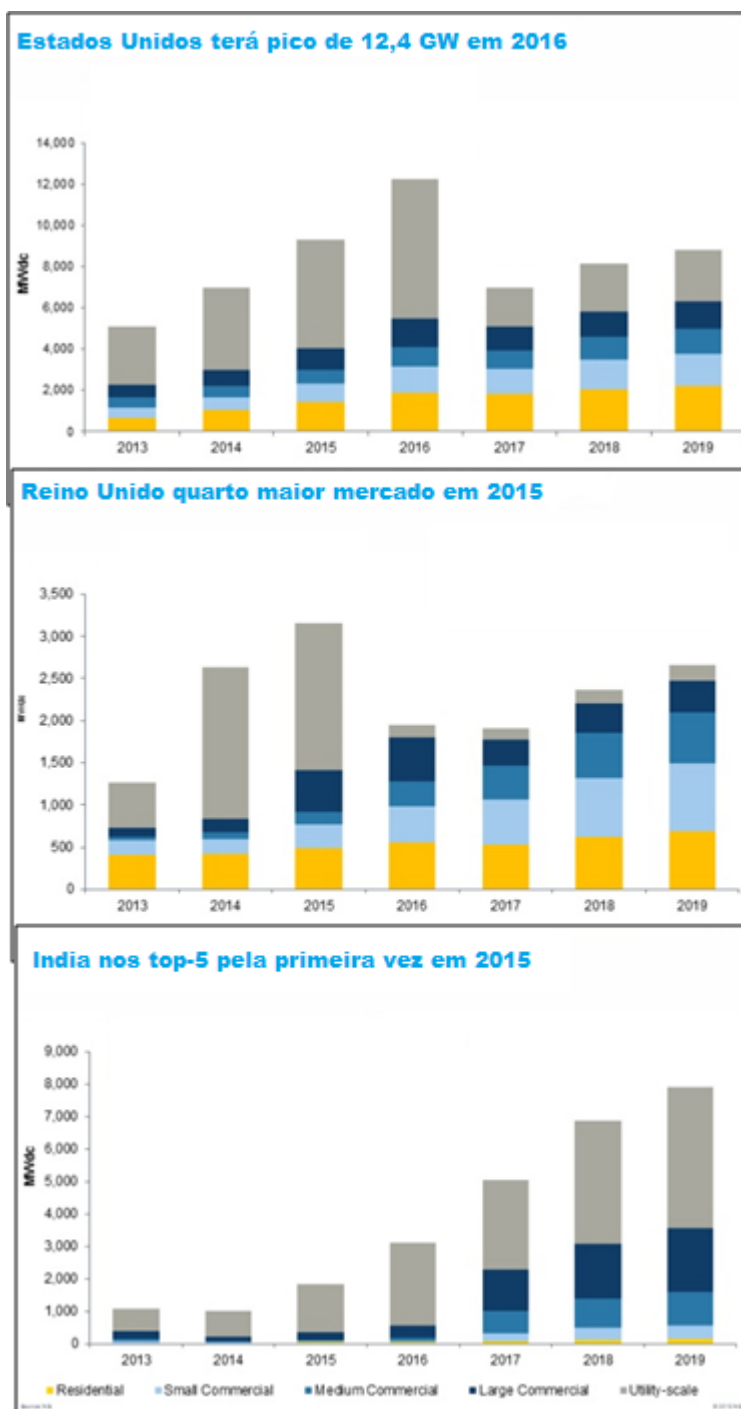
Seguem respectivamente as Figura 5 e Figura 6 com o *Pipeline* dos países citados, respectivamente na ordem (I – China, II – Japão, III – EUA, IV – Reino Unido, V – Índia), ilustrando suas perspectivas futuras:

Figura 5 - Perspectivas PV: I CHINA, II Japão



Fonte: IHS (2015)

Figura 6 - Perspectivas PV: III EUA, IV UK e V Índia



Fonte: IHS (2015)

2.2. TEORIA SOBRE PV

Conforme se interpreta de May (2005) para a PV, para estudar os fundamentos da energia solar, deve-se considerar que a energia que chega à Terra é variável; ou seja, dependente de ciclos solares, distância entre Sol e Terra, absorção de energia pela atmosfera, entre outros. Tais fatores em uma hipótese média definem uma constante solar de incidência de aproximadamente 1.300 W/m^2 .

2.2.1. O Recurso Solar

Na zona superior da atmosfera a Terra chega a receber 174 petawatts de radiação solar (insolação); deste valor, cerca de 30% é refletida para o espaço, enquanto o restante é absorvido pelas nuvens, marés e massas terrestres. (NASA, 2009 apud SILVA, 2015).

Para finalidades de análise, os itens relativos à entrada de energia solar na terra são de interesse ao planejamento de sistemas de PV (IFC, 2012, apud SILVA, 2015):

- Irradiação horizontal global (GHI): é o total da energia solar recebida em uma unidade de área de superfície horizontal. Inclui a energia do sol que é recebida em um feixe direto e de todas as direções do céu quando a radiação é dispersa para fora da atmosfera (irradiação difusa). A soma anual da GHI é de particular relevância para as plantas de energia fotovoltaica, que são capazes de fazer uso de ambas as componentes difusas e de feixe de radiação solar.
- Irradiação Horizontal Difusa (DHI): é a energia recebida em uma unidade de área de superfície horizontal de todas as direções quando a radiação é dispersa para fora da atmosfera ou área circundante.
- Irradiação direta normal (DNI): é a parcela direta da radiação solar da energia solar recebida em uma unidade de área de superfície permanentemente voltada para o sol. O DNI é de particular interesse para instalações solares que rastreiam o sol e para concentradores de energia.

A DNI é muito variável ao longo do dia, principalmente em locais com altos índices de nebulosidade. Estudos mostram que, no longo prazo, a irradiação direta é significativamente mais variável que a irradiação global, observando ciclos principais de 11 anos e outros de períodos mais longos. Se, por um lado, 2 a 3 anos de medição local permitem estimar a média de longo termo para a irradiação global com margem de erro de 5%, para a irradiação direta podem ser necessários até mais do que 10 anos de medições para se alcançar essa mesma margem (EPE, 2012, apud SILVA, 2015).

- Declinação: é a variação da posição da Terra em relação ao Sol ao longo do ano que determina ângulos de inclinação dos painéis solares, em relação ao norte e em relação ao plano horizontal mais adequado para a otimização do aproveitamento solar quando são utilizados painéis fixos, que não acompanham a trajetória diária do Sol. No hemisfério Sul, os painéis solares devem estar voltados para o norte verdadeiro e a inclinação com o plano horizontal pode ser ajustada para maximizar a produção em cada uma das estações do ano ou para maximizar a produção média ao longo do ano. Neste último caso, em geral a inclinação corresponde à ângulos próximos da latitude do local da instalação.

2.2.2. Efeito Fotovoltaico e geração de energia solar

O espectro eletromagnético da luz solar é o intervalo completo de todas as possíveis frequências da radiação eletromagnética e se estende desde frequências abaixo das frequências “*de baixa frequência*” até a radiação gama. Já o espectro da luz solar na superfície da Terra é mais difundido em toda a faixa visível e infravermelho e em uma pequena banda de radiação ultravioleta.

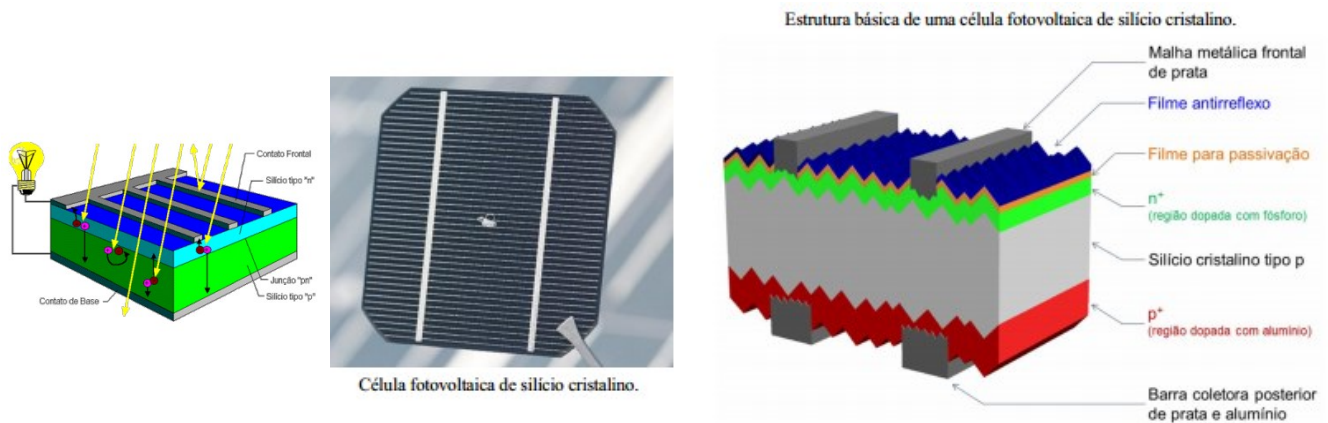
A luz é normalmente descrita por qualquer uma das seguintes propriedades físicas: frequência (f), comprimento de onda (λ), ou por ondas eletromagnéticas (energia) (E), calculada pela Equação 1, onde h é a constante de Plank ($6,626 \times 10^{-34}$ m² kg / s) e C é a velocidade da luz no vácuo em m/s.

$$E = \frac{hc}{\lambda} \quad \text{Eq. (1)}$$

Para poder aproveitar esta energia incidente, é necessária a presença de um campo elétrico. Para tal, utiliza-se a camada de depleção que surge ao

unirem-se dois cristais semicondutores, um dopado positivamente e outro negativamente. Células fotovoltaicas são fabricadas com material semicondutor, geralmente o silício, que possui condutibilidade baixa. Da dopagem do silício, por exemplo: com o fósforo obtém-se um material portador de carga negativa (silício tipo N) e com boro obtém-se um material com cargas positivas livres (silício tipo P). Cada célula solar compõe-se de camada fina de material tipo N e outra com maior espessura de material tipo P, como mostra a Figura .

Figura 7 - Estrutura de uma célula solar



Fonte: (a) (Silva, 2015) e (b) (CRESESB, 2014)

Separadamente, ambas as chapas são eletricamente neutras, mas ao serem unidas, na região PN, forma-se um campo elétrico devido aos elétrons livres do silício tipo N que ocupam os vazios da estrutura do silício tipo P. Ao incidir luz sobre a célula fotovoltaica, os fótons alteram a energia do núcleo com elétrons da estrutura do silício, fornecendo-lhes energia. Devido ao campo elétrico gerado pela junção PN, os elétrons são orientados e fluem da camada P para a camada N e por meio de um condutor externo, ligando a camada negativa à positiva, gera-se, então, um fluxo de elétrons.

Enquanto a luz incidir na célula, manter-se-á este fluxo, sendo a intensidade da corrente elétrica gerada (CC) proporcional a intensidade da luz incidente na placa. Em escala, as placas de PV conforme o princípio de

funcionamento são aliadas a outros equipamentos integrantes do sistema geral de PV que podem ser distintos conforme a aplicação.

2.2.3. Tipos de aplicação e Opções para uso de PV

- Conectados à rede: Normalmente os painéis fotovoltaicos são colocados sobre o telhado de casas e escritórios. É necessário a presença de um inversor, para transformar a corrente contínua em corrente alternada. A energia gerada pelos painéis é entregue a rede elétrica convencional.
- Isolados: Instalado em áreas de difícil acesso a rede elétrica, como zonas rurais, ilhas, locais esmos, etc., necessita armazenamento em baterias. Podem gerar energia para apenas uma residência ou pode ser instalado em mini-redes para atender uma pequena comunidade.
- Híbridos: A geração fotovoltaica funciona em conjunto com outros, como geradores eólicos ou diesel. Considerados mais complexos, tais sistemas exigem um controle capaz de integrar as diferentes formas de geração de energia. Estes sistemas podem estar conectados à rede, isolados ou ter o apoio da rede.
- Usinas solares Estes sistemas, também conectados à rede, produzem uma grande quantidade de eletricidade em um único ponto. O tamanho da usina varia de centenas de quilowatts a megawatts.
- Aplicado em bens de consumo: As células fotovoltaicas podem ser aplicada em diversos equipamentos elétricos, como relógios, calculadoras, brinquedos, carregadores de bateria ou telhados solares para carregar carros elétricos.
- Outras aplicações: Incluem sistemas de irrigação, sinalização em rodovias, postes públicos ou telefones públicos.

Fonte: Alarcon (2016)

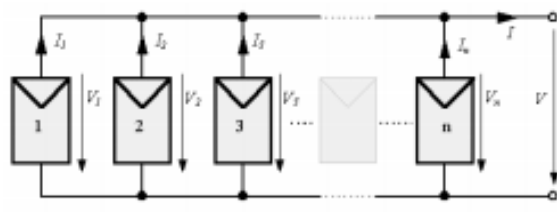
2.2.4. Componentes de um sistema conectado à rede:

a) Módulos Fotovoltaicos

Uma única célula solar produz, em condições nominais de teste, diferenças de potencial entre 0,5 e 0,6V e potências até 5 W, de modo que, para uso prático, as células devem ser arranjadas em ligações série-paralelo constituindo painéis de baixa potência, atualmente de até 350W, com tensão de 12 ou 50 V (também há casos com mais de 100 V). O arranjo das células nos módulos pode ser feito conectando-as em série ou em paralelo (adaptado de EPE, 2014, apud SILVA, 2015).

Ao conectar as células em paralelo (Figura 8), somam-se as correntes de cada módulo e a tensão do módulo é exatamente a tensão da célula. Pelas características típicas das células (corrente contínua por volta de 8 A a 10 A e tensão em torno de 0,6V) este arranjo não é utilizado salvo em condições muito especiais.

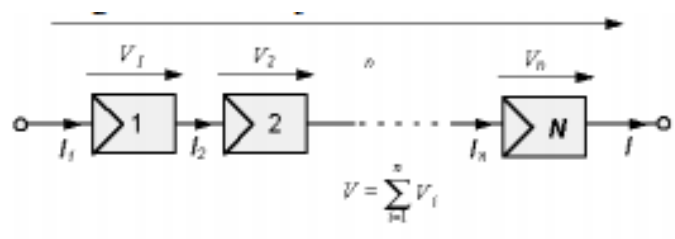
Figura 8 - Arranjo de células em paralelo.



Fonte: (CRESESB, 2014)

O arranjo em série (Figura 9) é a conexão mais comum de células fotovoltaicas em módulos, consistindo em agrupar o maior número de células em série, somando a tensão de cada célula e chegando a um valor final de 12V (para sistemas isolados), o que possibilita a carga de acumuladores operantes na faixa dos 12V.

Figura 9 - Arranjo de células em série.



Fonte: (CRESESB, 2014)

Quando uma célula fotovoltaica dentro de um módulo, por algum motivo, estiver sombreada, a potência de saída do módulo cairá drasticamente, o que comprometerá todo o funcionamento das demais células no módulo por estarem ligadas em série. Para que a corrente de um módulo não seja limitada, por uma célula de pior desempenho, usa-se um diodo de desvio (*by-pass*), que serve como um caminho alternativo para a corrente e limita a dissipação de

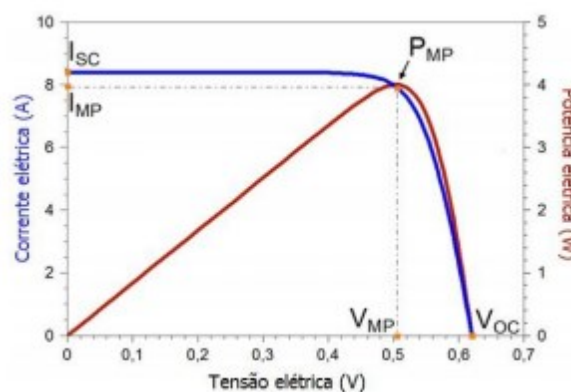
calor na célula defeituosa. Geralmente, o uso do diodo *by-pass* é feito em grupamentos de células o que é muito mais econômico comparado ao custo de conectar um diodo em cada célula, uma vez que todas deixam de gerar potência.

A corrente elétrica em uma célula fotovoltaica pode ser considerada como a soma da corrente de uma junção PN no escuro (diodo semiconductor) com a corrente gerada pelos fótons absorvidos da radiação solar. Esta corrente, em função da tensão no dispositivo, denominada de curva I-V ou curva característica, pode ser descrita pela Equação 2, derivada da equação de Shockley, do diodo ideal, onde I_L é a corrente foto gerada (A); I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo (A); n é o fator de idealidade do diodo (número adimensional geralmente entre 1 e 2, obtido por ajuste de dados experimentais medidos); q é a carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19}$ C); k é a constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K); e T é a temperatura absoluta (K).

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nKT}\right) \right] - 1 \quad \text{Eq. (2)}$$

A representação típica da característica de saída de um dispositivo fotovoltaico (célula, módulo, sistema) denomina-se curva corrente tensão, Figura .

Figura 10 - Curva I-V típica de uma célula de PV.

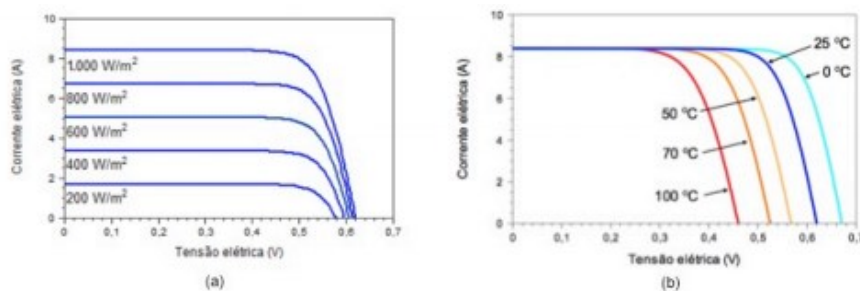


Fonte: (CRESESB, 2014)

Através da curva I-V de uma célula fotovoltaica podem ser determinados os parâmetros elétricos, descritos a seguir, que caracterizam as células ou módulos fotovoltaicos (CRESESB, 2014):

- Tensão de circuito aberto (V_{oc}): é a tensão entre os terminais de uma célula fotovoltaica quando não há corrente elétrica circulando e é a máxima tensão que uma célula fotovoltaica pode produzir. Pode ser medida diretamente com um voltímetro nos terminais do módulo. V_{oc} depende da corrente de saturação (I_0), da corrente elétrica foto gerada (I_L) e da temperatura.
- Corrente de curto-circuito (ISC): é a máxima corrente que se pode obter e é medida na célula fotovoltaica quando a tensão elétrica em seus terminais é igual a zero. Pode ser medida com um amperímetro curto-circuitando os terminais do módulo e depende da área da célula fotovoltaica, da irradiância solar, das propriedades ópticas e da probabilidade de coleta dos pares elétron lacuna formados.
- Ponto de máxima potência (PMP): É o valor máximo de potência que pode entregar o dispositivo, correspondendo ao ponto da curva no qual o produto $V \times I$ é máximo. É importante salientar que os fatores ambientais (radiação solar e temperatura) exercem efeito significativo sobre a característica I-V de saída do dispositivo, como mostra a Figura .

Figura 11 - Influências da (a) irradiância solar e (b) temperatura, na curva característica IxV de uma célula



Fonte: (CRESESB, 2014)

O resultado de uma mudança na intensidade de radiação é uma variação na corrente de saída para qualquer valor de tensão (Figura 12a). A corrente varia com a radiação de forma diretamente proporcional. A tensão mantém-se praticamente constante.

O principal efeito provocado pelo aumento da temperatura do módulo é uma redução da tensão de forma diretamente proporcional (Figura 12b). Existe um efeito secundário dado por um pequeno incremento da corrente para valores baixos de tensão. É por isso que para locais com temperaturas ambientes muito elevadas são adequados módulos que possuam maior

quantidade de células em série a fim de que as mesmas tenham suficiente tensão de saída para carregar baterias em sistemas isolados.

b) Inversores

O papel principal do inversor solar no sistema fotovoltaico é converter a energia elétrica gerada pelos painéis, de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA) e seu papel secundário é garantir a segurança do sistema e mensurar a energia produzida pelos painéis solares, além de poder maximizar a geração.

Existe uma diversidade grande de tipos de inversores em função das peculiaridades de suas aplicações. No caso de sistemas fotovoltaicos, a aplicação dos inversores pode ser dividido em duas categorias: sistemas fotovoltaicos isolados (SFIs) e sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs), também conhecidos como inversores grid-tie. Embora os inversores para SFCRs compartilhem os mesmos princípios gerais de funcionamento que os inversores para SFIs, eles possuem características específicas para atender às exigências das concessionárias de distribuição em termos de segurança e qualidade da energia injetada na rede.

As principais características de um inversor para sistemas conectados à rede ou *grid-tie* são apresentadas à seguir:

- Inversor sem transformador ou com transformador: O inversor sem transformador é um inversor mais leve e gera menos calor, tendo reputação de serem mais eficientes no processo de conversão. No Brasil, diversas distribuidoras exigem a utilização de inversores com transformador.
- Grau de Proteção contra água e poeira (IP) do inversor: existem diversos graus de proteção apresentados na norma NBR IEC 60529 - Graus de proteção para invólucros de equipamentos elétricos (códigos IP). Esta característica é importante se o inversor for instalado em local aberto.
- Eficiência do inversor: A percentagem de eficiência do inversor indica a qualidade deste em converter a energia solar de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA).
- Possibilidade de conexão do inversor ao computador: A possibilidade de conectar o inversor solar ao computador possibilita monitorar o desempenho do sistema em tempo real, gerando gráficos e comparações.

- Garantia do inversor: os inversores vem de fábrica geralmente com garantia de 5 anos e os fabricantes oferecem a opção para estender a garantia até 10 anos.

2.2.5. Tecnologias para os Painéis e Eficiências

A eficiência de cada tecnologia depende dos elementos utilizados e a respectiva geração. Desta forma, pode-se escolher, entre as opções existentes, qual delas atende melhor aos objetivos de cada projeto. Por exemplo, se a intenção é utilizar uma pequena área com o intuito de gerar o máximo de energia, deve-se optar pela tecnologia mais eficiente. Já se o limitante não é a área, mas sim custo, pode-se optar por uma tecnologia menos eficiente, que ocupará uma maior área, porém com custos mais atraentes. (Zomer, 2010)

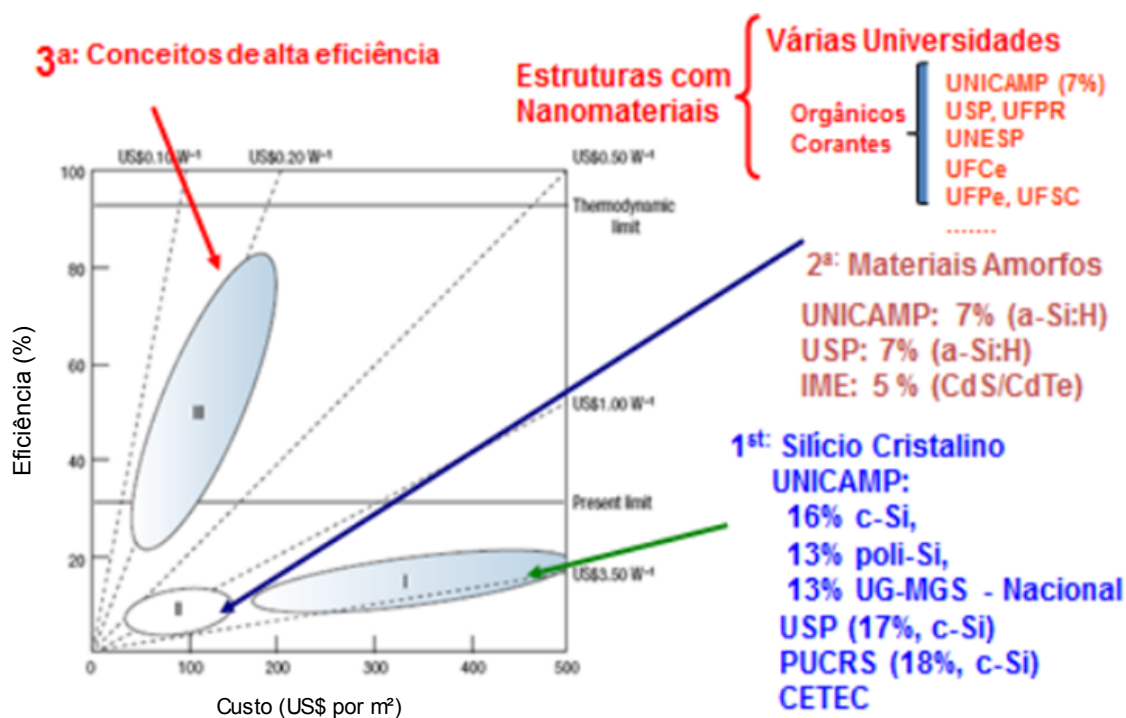
Primeira, segunda e terceira geração

A Figura 12 mostra um quadro abordando estas três gerações propostas por (M. Green apud MARQUES, 2014), e alguns laboratórios no Brasil que trabalham nestas áreas:

- 1ª Geração: As primeiras células solares comerciais foram fabricadas em semicondutores cristalinos, ou policristalinos, como o silício (Si) e o Arseneto de Gálio (GaAs). Estas células são consideradas de primeira geração. São baseadas em junções p-n ou heterojunções. A máxima eficiência teórica possível é de 31%, de acordo com o modelo de (Schokley-Queisser, apud Marques, 2014).
- 2ª Geração: Logo foram desenvolvidas células solares em materiais amorfos, como silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), o telureto de cádmio (CdTe) e cobre-índio-gálio-selênio (CIGS), entre outras. Estas células tem uma característica importante que é o fato de serem flexíveis, pois os semicondutores utilizados possuem poucos micra ($1\mu=10^{-6}$ m) de espessura. São células de filmes finos e chamadas células de segunda geração.
- 3ª Geração: Mais recentemente, surgiram células solares de compostos orgânicos (células solares orgânicas) e células solares de corante (dye-sensitized ou células Gratzel), que utilizam nanomateriais nas suas estruturas e são também chamadas células de terceira geração.

Fonte: (Marques, 2014)

Figura 12 - 1ª, 2ª e 3ª Geração de células solares no Brasil



Fonte: (Marques, 2014)

Todos os tipos de células são limitadas em termos de máxima eficiência teórica possível. Novos princípios de funcionamento de células solares foram desenvolvidos, como o uso de materiais com geração de múltiplos pares elétrons lacunas; multijunções, células solares de portadores quentes, entre outros, que em princípio poderiam ter eficiência muito superior às de primeira e segunda geração, chegando a eficiências teóricas acima de 70%. São as chamadas células de terceira geração, porém de custos elevados. (Marques, 2014)

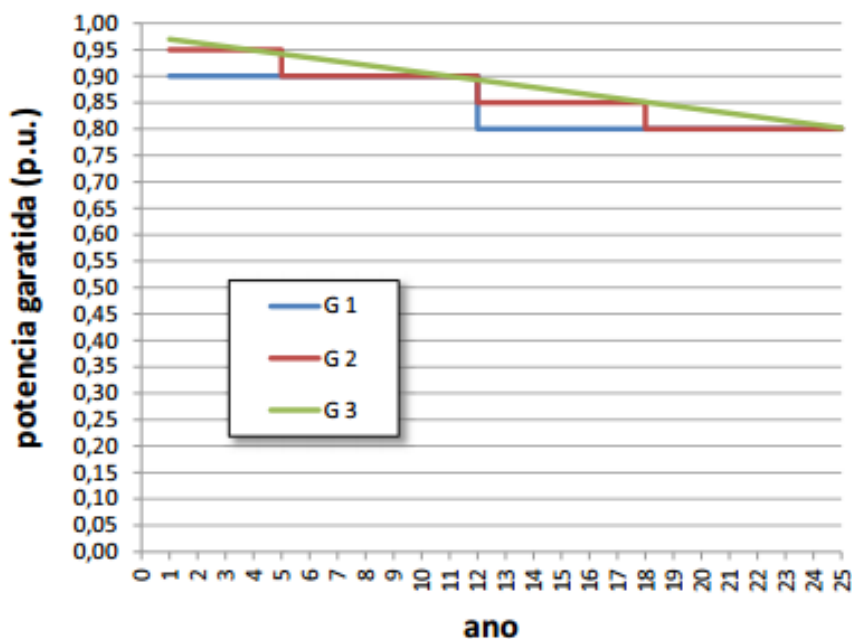
Dada tal variedade, para (CRESESB,2014); um desafio paralelo para a indústria é o desenvolvimento de acessórios e equipamentos complementares para sistemas de PV, com qualidade e vida útil comparáveis a dos módulos (como fabricantes de módulos de silício cristalino garantem os seus produtos por 25 anos por exemplo).

Dados de garantia dos painéis são neste caso de grande importância para os projetistas e durante o as simulações de energia produzida, segundo

(CRESESB, 2014) que classifica as garantias de entrega de potência em 3 grupos: para perdas de potência ou degradação nominal; Figura 3.

- G1: 90 % em 12 anos e 80% em 25 anos;
- G2: 95% em 5 anos, 90% em 12 anos, 85% em 18 anos e 80% em 25 anos;
- G3: 3% no primeiro ano e -0,7% por ano até 25 anos

Figura 13 - Degradação Máxima dos Módulos de acordo com Garantia



Fonte: (CRESESB, 2014)

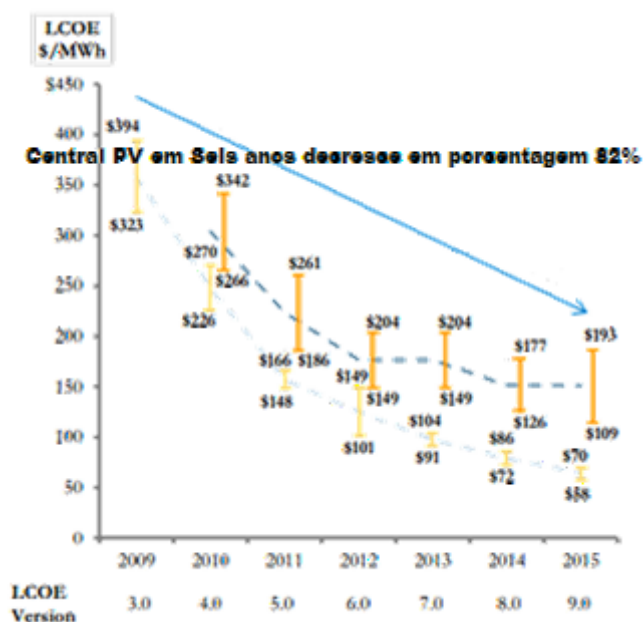
Uma maior tabela sobre eficiência e fabricantes, é apresentada por NREL (2015) e se encontra no Anexo 3. Segundo a análise de Marques (2014), a tabela mostra a evolução da eficiência de células solares de diferentes gerações e estruturas em função do tempo. Este quadro vem sendo sempre atualizado pelo NREL (National Research Energy Laboratory, Colorado-USA), e a máxima eficiência obtida até hoje é de 25% utilizando células de primeira geração (silício monocristalino), 20% com células de segunda geração (CIGS) e 45% em células solares de terceira geração (utilizando multijunções). Obs: estes valores ainda não são comerciais, porém é para onde a tecnologia caminha.

2.2.6. Custos e Projeções

Segundo Zomer (2014) em relação aos custos do sistema, a indústria fotovoltaica está adotando o LCOE² (Levelized Cost of Energy) como unidade de custos. O LCOE pode ser descrito como o preço que a energia precisa ser vendida para igualar os custos envolvidos durante todo o seu ciclo de vida. A unidade utilizada é custo por energia gerada (\$/kWh) e, com ela, podem-se comparar os custos de diferentes fontes de geração energética (Darling et al., 2011 apud Zomer, 2014).

Na Figura 14, há um comparativo de 2009 a 2015 para consultorias de negócios; já considerando margens de uso em Larga Escala (Grandes Centrais) e distribuídas sobre telhados. Em termos de como se comporta este custo (LCOE²) de forma global, no Tabela 1; tem-se como referência os preços internacionais da PV; a qual não considera comparação de eventuais subsídios, isenções tributárias, condições de financiamento, data-base, irradiação local, ou outros fatores que influenciem os preços em cada país:

Figura 14 - PV Histórico de LCOE



Fonte: LAZARD (2016)

² 2. O LCOE (que já é um valor final possível de comparativo a outras fontes) para PV segue um padrão e tem sido decrescente nos últimos 6 anos.

Quadro 1 - LCOE de PV em diversos países

Referência ou País	Preço da Energia Fotovoltaica (US\$/MWh)	Ano	Forma de Contratação ou Custo Nivelado de Energia (LCOE)
Índia	Entre 86 e 132	2014	Leilão
Chile	100,0	2014	Contratos Bilaterais
Alemanha	112,5	2014	Tarifa Prêmio ^[1]
Uruguai	Entre 86,6 e 91,5	2013	Leilão
Italia	132,5	2013	Tarifa Prêmio ^[1]
Italia	152,7	2013	Tarifa Prêmio ^[1]
Espanha	152,2	2013	Tarifa Prêmio ^[1]
Reino Unido	150,5	2013	Tarifa Prêmio ^[1]
Bulgaria	117,5	2013	Tarifa Prêmio ^[1]
África do Sul	206,0	2012	Leilão
Marrocos	189,0	2012	Leilão
Peru	119,9	2011	Leilão
China	111,0	2010	Leilão
Energy Information Administration - EIA	Entre 100 e 200	2014	LCOE (2019)
Consultoria Lazard	Entre 72 e 86	2014	LCOE
Agência Internacional de Energia - IEA	Entre 119 e 318	2014	LCOE
Agência Internacional de Energia - IEA	Entre 119 e 318	2014	LCOE
China - Conselho Mundial de Energia - WEC	Entre 79 e 145	2013	LCOE
Espanha - Conselho Mundial de Energia - WEC	109	2013	LCOE
Instituto Fraunhofer ISE	Entre 100 e 178	2013	LCOE

[1] Em inglês: "Feed-in Tariff"

Fonte: EPE (2014)

Quanto aos equipamentos e investimentos iniciais gerais, faz-se necessário uma avaliação de mercado e projetos específicos caso a caso devido a função escala-escopo, bem como modularidade da PV. O que se considera é baseado em mercados internacionais, políticas e facilidade do acesso a novas tecnologias como se comportarão estes valores no ambiente Brasileiro, de tal forma que se estuda o valor "completo" dos sistemas de PV conhecidos comercialmente ou anunciado nos leilões exclusivos.

Nestas condições, a projeção de custos para o Brasil, é estimada segundo EPE (2012) em R\$ 7,70/Wp, informação referente ao ano de 2012 sobre a qual aplicou-se uma curva de aprendizado linear para redução de custos de IEA (2012); também para os custos gerais, resultando na Tabela 1 o horizonte esperado até 2023. Contudo em 2015, o que se tem aplicado

é praticamente o dobro. UPV e grandes centrais já permeiam os R\$4,00/Wp como será visto mais adiante.

Tabela 1 - Trajetória de redução de custos

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Residencial (R\$/Wp)	7,7	7,2	6,7	6,3	5,9	5,5	5,1	4,8	4,5	4,4	4,2	4,1
Comercial (R\$/Wp)	6,9	6,5	6,1	5,7	5,4	5,1	4,8	4,5	4,2	4,1	3,9	3,8

Fonte: IEA (2012)

2.3. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E O PANORAMA BRASILEIRO

2.3.1. Histórico e Contextualização

O Brasil é um dos mercados emergentes na área de energia solar fotovoltaica com um dos maiores potenciais no mundo. [Os valores de irradiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro (4200-6700 kWh/m²) são superiores aos da maioria dos países da União Européia, como Alemanha (900-1250 kWh/m²), França (900-1650kWh/m²) e Espanha (1200-1850 kWh/m²), (SWERA,2006)] Seu valor para região sul (Mín/Máx 4,6 – 6,0 kWh/m²), outro fator a salientar como (ZOMER, 2010) é a grande disponibilidade do recurso solar em todo o país (o local menos ensolarado no Brasil recebe cerca de 40% mais energia solar anualmente do que a Alemanha) (SALAMONI et al. 2009).

Porém, estes processos em termos técnicos precisam de tempo para adoção da indústria, ou seja, os tempos de incorporação, consolidação e posterior nacionalização das cadeias produtivas são lentos; e deram seus primeiros passos apenas em nível nacional em 2014 com o 1º LER – Leilão de Energia de Reserva específico para a energia solar, ficando esta evolução ainda sobre responsabilidade e pressões das importações das diversas tecnologias.

Na América Latina, mesmo tendo um dos melhores potenciais de irradiação solar e devido ao seu vasto território e proximidade a linha do

Equador, poucas são as centrais de produção de energia solar fotovoltaica em larga escala; por exemplo, que de certa forma não ultrapassem as potências de 30-50 MWp de capacidade como indicaram os leilões ou de forma fracionada.

Neste comparativo o país ainda está atrasado em relação a Chile, Uruguai, Argentina, Peru e Equador, também quanto à complicada burocracia, custos, impostos, prazos e demais exigências técnicas.

Chile lidera o panorama regional do setor e no nível internacional dentre os países da América Latina pela responsabilidade de cerca de 0.9% do *Market Share* mundial (2015), possuindo plantas da ordem de 150 MWp, utilizando o máximo do potencial na região norte/árida/desértica do país com parcerias e advento de empresas estrangeiras com mineradoras ou grandes consumidores de energia da região. Contra o desenvolvimento Chile ou como limitantes tem sido penalizado com a capacidade de transmissão do seu sistema elétrico baseado em seus dois quintos dos sistemas que apenas agora desenvolvem uma interconexão entre o SIC e SIN (Sistema Integrado Central e Norte).

Quanto a custo-benefício, mesmo que os resultados do leilão Brasileiro tenham sido otimistas a nível internacional e pela competitividade no preço final de energia comparado com fontes de energia convencionais; estes são superados economicamente por centrais UPV Uruguaias, as quais tiveram o menor preço registrado para o MWh do mundo (entre 86,6 e 91,5 USD/MWh)²⁰¹³ (EPE, 2014).

Mesmo que as tendências evidenciem reduções no custo de instalação das diversas tecnologias de PV, no momento o país enfrenta uma situação econômica com alta na cotação do dólar que segundo notícias (EPE/ANEEL 2015) que poderia representar um sobre custo de até 30% nos projetos de geração de energia PV durante a sua execução.

A leitura do cenário Brasileiro para PV identifica que menos de 1% (BEN14, 2015) da sua produção interna de energia são deste tipo, contabilizando um total de projeto de GD acumulado desde 2010 com a Resolução Normativa 482 (atualizada RN517) de apenas 317 unidades registradas, contabilizando um total parcial de 19 MW (sem contar projetos

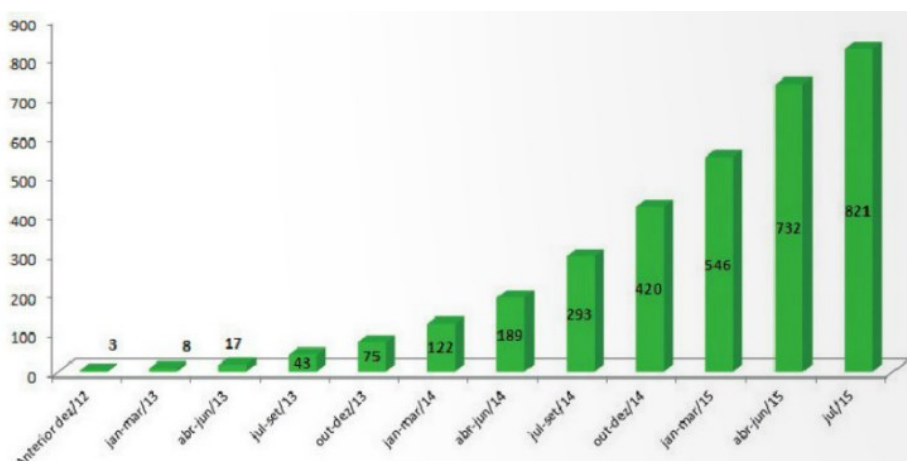
anteriores de sistemas isolados no norte); já quanto a grandes centrais até pouco tempo por meados de 2013/14 existiam apenas algumas poucas centrais de 1 MW cada (Tauá – CE / Eletrosul - SC) e 3 MW na usina Solar Cidade Azul (Tubarão - SC) frutos de iniciativas privadas ou projetos de P&D.

Em 2014 o cenário começou a evoluir com o 1º LER que contabilizou em torno de 10,79 GWp/400 projetos participantes do leilão e resultando em 1,048 GWp ou 31 vencedores com preços médios de R\$ 215,12/MWh (EPE, 2014). Estes investimentos preveem funções econômicas da ordem de 4,1 bilhões de reais, variando no aporte dos diferentes projetos desde R\$53 milhões a R\$ 157 milhões para os de maior capacidade. (10 MWp CA – 30 MWp CA), e os mesmo são previstos para entrada em funcionamento até 2017, data a partir da qual contam os 20 anos de contratação de energia aos preços do leilão.

Levando em conta que estes projetos são grandes centrais e mesmo que alguns sejam caracterizados como GD, também contando com injeção direta na distribuição ou rede básica que usufruem de benefícios de escala-escopo e da resolução normativa 482; por outro lado às perspectivas do setor quanto atual desenvolvimento (até 2014 e primeiro semestre de 2015), projeções e estudos da penetração da PV a nível GD em unidades residenciais/comerciais são extremamente conservadoras (KONZEN, 2014)-(EPE, 2014)-(PDE2024), dado falta de incentivos, carência de intervenção política forte, além do *net metering* regulamentado, alta temperaturas regionais e que sofria com indefinições quanto à isenção do ICMS de forma clara e homogênea em todos estados do país.

Sobretudo, a quantidade de sistemas de PV em GD no país já se aproxima aos 1.000 projetos em nível nacional, Figura 5.

Figura 15 - Situação de PV – Número acumulado de PV

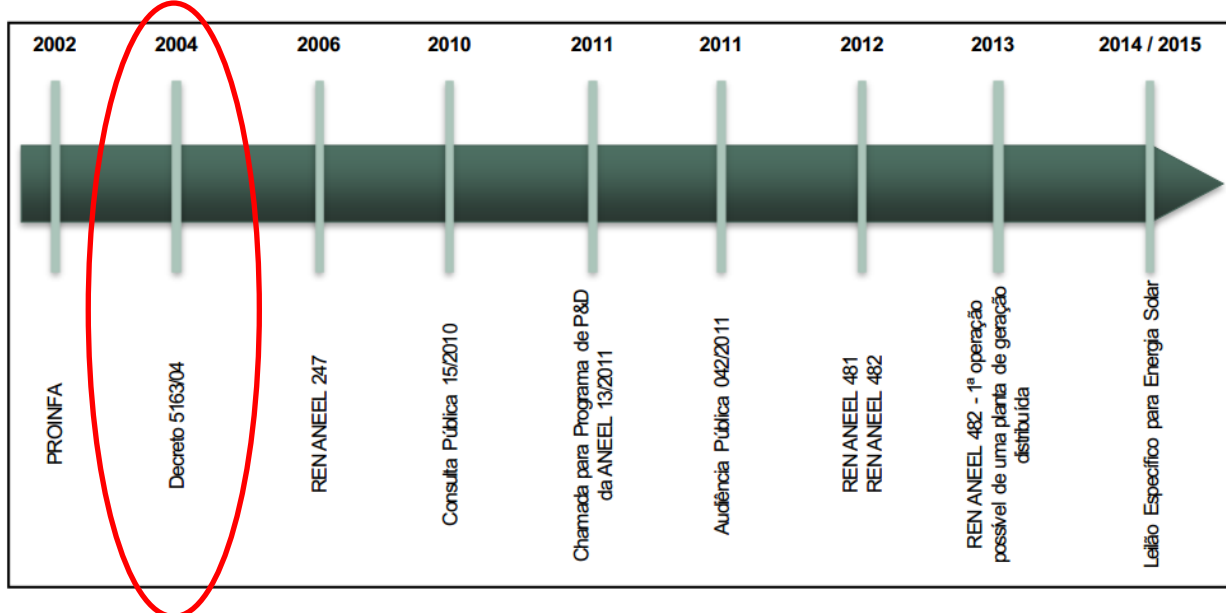


Fonte: (Aneel, 2015 apud ABSOLAR, 2016)

2.3.2. Principais Marcos Regulatórios do SEB e a GD

Com o intuito de esclarecer um pouco mais o cenário regulatório brasileiro referente à GD fotovoltaica, subsidiar os estudos de casos, bem como a discussão sobre as barreiras regulatórias e conhecer os benefícios concedidos à fonte, alguns marcos notáveis são apresentados a seguir e ilustrados na Figura :

Figura 16 - Linha do tempo de marcos regulatórios de GD e PV



Fonte: Adaptado de (Landeira, 2013)

Destes, o novo marco do setor elétrico Brasileiro foi considerado o Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004³, que introduziu o conceito de GD, reconhecendo sua participação no suprimento de energia às concessionárias, regulamentando o que tinha sido instituído na Lei 10.848, de março de 2004, (Resener, 2011 apud Toller, 2015). Ele regulamenta sobre a aquisição de energia de empreendimentos desta natureza, ao alterar o modelo de contratação de energia pelas concessionárias distribuidoras, determinando que a aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída seja precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição. Esse decreto limita este tipo de contratação a 10% da carga do agente de distribuição e autoriza repasse às tarifas dos consumidores até o limite do valor-referência (VR), que em 2011 estava em R\$ 151,20 por MWh (AES Sul, 2013).

Para a PV considera-se até o marco de GD/ 2012, que a geração solar ainda contou com os seguintes benefícios e vantagens legais (Adaptado de Alarcon, 2016):

- 1995: Autorização não onerosa, para potência acima de 5.000 kW, ou simples comunicação ao poder concedente, quando tiver potência até 5.000 kW (Lei nº 9.074/95 e Resolução ANEEL nº 112/99. Aplicam-se, por analogia, os mesmos critérios relativos à UTE);
- 2000: Isenção da aplicação anual de no mínimo 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor (Lei nº 9.991/00, alterada pela Lei nº 10.438/2002).

Quando conectada ao SIN:

- 1996: Com potência até 30.000 kW, goza de redução não inferior a 50% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (Lei nº 9.427/1996);
- Com potência até 30.000 kW, pode comercializar energia elétrica diretamente com consumidor cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (Lei nº 9.427/1996);
- 2004:(Decreto nº 5.163/2004)
- Como geração distribuída, pode comercializar direto com distribuidoras, por meio de leilões anuais de ajuste destas, com contratação por até dois anos e

³Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM

possibilidade de repasse integral de preços às tarifas, limitados ao valor do último leilão de energia (VR);

- Como fonte alternativa, pode comercializar no ACR, nos leilões específicos de compra de energia proveniente de fontes alternativas, com contratação de 10 até 30 anos e possibilidade de repasse integral de preços às tarifas.
- PROJETO DE LEI N.º 3.259, DE 2004: Cria o Programa de Incentivo às Energias Renováveis, e dá outras providências;
- PROJETO DE LEI N.º 3.831, DE 2004: Dispõe sobre incentivos à geração de energias alternativas e dá outras providências;
- 2006: PROJETO DE LEI N.º 7.692, DE 2006: Institui o Programa Brasileiro de Geração Descentralizada de Energia Elétrica e dá outras providências.
- 2007: PROJETO DE LEI N.º 523, DE 2007: Institui a Política Nacional de Energias Alternativas e dá outras providências;
- PROJETO DE LEI N.º 1.563, DE 2007: Dispõe sobre fontes renováveis de energia, com o objetivo de promover a universalização, a geração distribuída e a racionalização energética, e altera a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, para modificar o Proinfa e aumentar a participação de fontes alternativas na matriz energética nacional. Altera o art. 1º da Lei n.º 8.001, de 13 de março de 1990, constitui fundo especial para financiar pesquisas e fomentar a produção de energia elétrica e térmica a partir da energia solar e da energia eólica, e dá outras providências;
- PROJETO DE LEI N.º 2.023, DE 2007: Institui incentivos fiscais para a aquisição de bens e prestação de serviços necessários para a utilização de energia solar, eólica ou outras formas de energia alternativa;
- PROJETO DE LEI N.º 2.505, DE 2007: Cria o Certificado de Empreendedor de Energia Renovável (CEER), a ser concedido a pessoas físicas ou jurídicas que produzirem energia elétrica a partir de fontes alternativas e renováveis;
- 2008: PROJETO DE LEI N.º 2.737, DE 2008: Estabelece incentivos à geração de energia a partir de fonte solar;
- PROJETO DE LEI N.º 2.867, DE 2008: Autoriza a emissão de Certificados de Energia Alternativa;
- 2009 – Lei N.º 12.111 sobre disposição de serviços de energia em sistemas isolados.

(Adaptado de Alarcon, 2016)

2.3.3. GD e as resoluções normativas RN481/2012 e RN482/2012

A Resolução Normativa 482/12 – ANEEL, por (Landeira, 2013) refere-se diretamente à geração de energia elétrica por plantas solares, com potência instalada de até 30 MW, atribuindo um desconto de 80% nas tarifas de uso do sistema de distribuição e transmissão da energia gerada por tal fonte. Tal desconto é válido para sistemas construídos até 31 de Dezembro de 2017 e

durará por 10 anos após o início da construção. Plantas solares construídas após 2017 receberão desconto de 50% no uso do sistema.

Apesar de ser incentivo, já o disposto na REN ANEEL 481 não tem por si a capacidade de viabilizar a fonte solar fotovoltaica. As fontes incentivadas já contavam antes desta data com 50% de desconto na TUSD (Tarifa de uso do sistema de distribuição) e TUST (Tarifa de uso do sistema de transmissão). De fato, foi concedido um desconto um pouco maior de forma a favorecer a fonte ainda inexplorada no Brasil.

A Resolução Normativa 482/12 – ANEEL estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica para central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. (Toller, 2015)

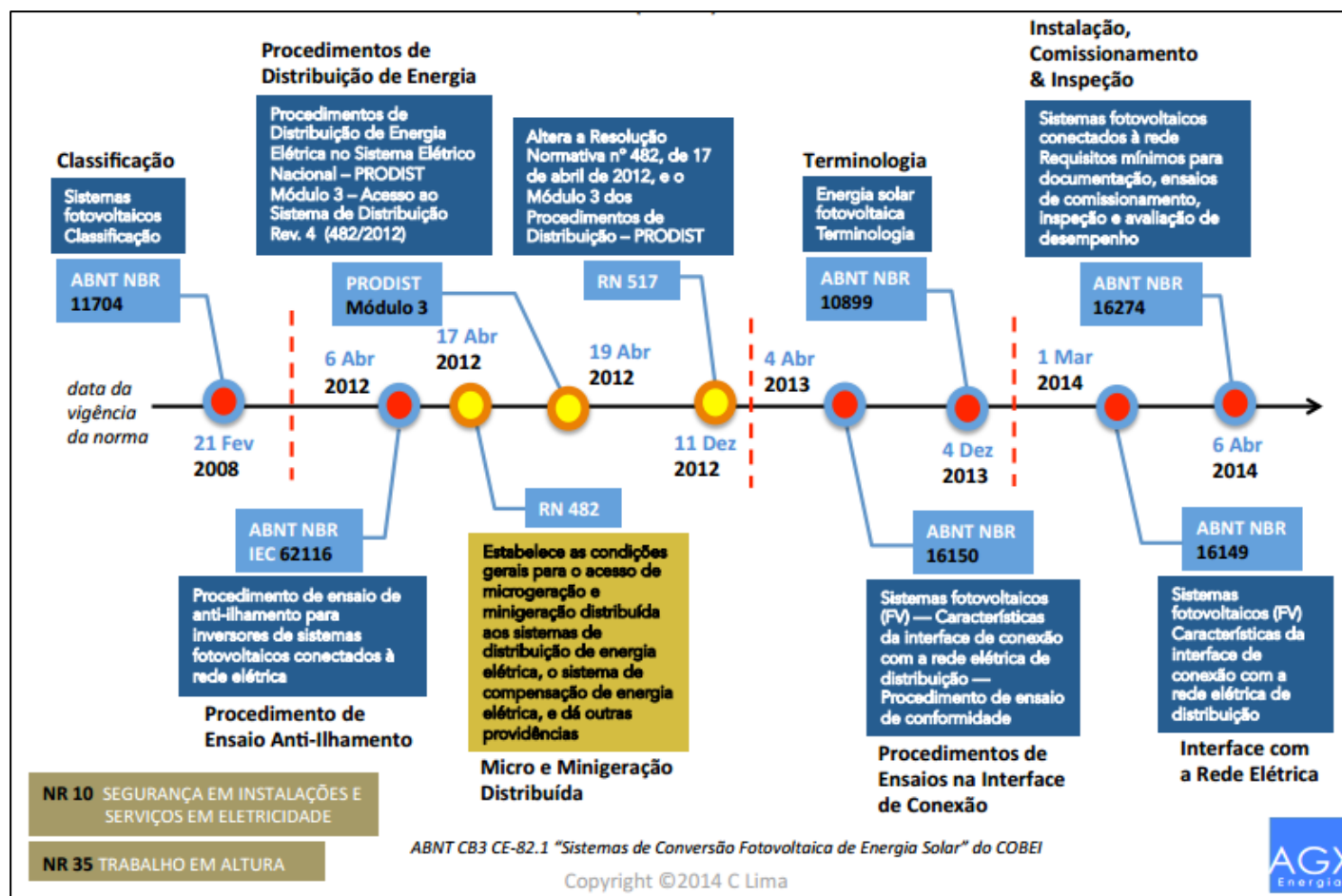
Em 30 de dezembro de 2014 a ANEEL publicou a Nota Técnica nº 086/2014-SRG-SRD/ANEEL com o objetivo de apresentar de forma resumida as contribuições e os comentários das áreas técnicas da ANEEL relativos à Consulta Pública nº 005/2014, que iniciou a discussão com a sociedade acerca da necessidade de criação de incentivos para a instalação de centrais geradoras com potência instalada superior a 1 MW pertencentes a consumidores e da ampliação dos limites de aplicação do conceito de *Net Metering* para essas centrais, assim como obter informações adicionais sobre o tema. Esta Nota Técnica contém a síntese das contribuições à Consulta Pública nº 005/2014, bem como considerações que irão subsidiar a elaboração de proposta de Resolução Normativa a respeito da geração distribuída acima de 1 MW, discutida em audiência pública em 2015. (Toller, 2015)

Segundo Toller (2015) a possibilidade de conexão de GD deve fazer parte dos estudos da rede de distribuição de regiões onde já há conexão com a rede e também estudos de implementação dos projetos. Todas as concessionárias de energia devem estar preparadas para receber, analisar e viabilizar a conexão de GD nas suas áreas de concessão, cabendo ao setor de planejamento incluir, quando couber, análise de conexão de geração externa nos estudos de melhoria a expansão do sistema elétrico local.

Para (Landeira, 2013), desde a publicação dessas normativas, o mercado tem se movimentado bastante, enxergando uma série de oportunidades acerca da tecnologia, embora fosse ainda cedo demais para afirmar a eficiência do modelo proposto. Uma das dificuldades nesse início de desenvolvimento de negócios relacionados é a pouca expressão da indústria nacional e a insuficiente mão-de-obra especializada e empresas locais disponíveis para a fabricação e instalação dos equipamentos.

Lima (2015) resume o histórico da GD aliada as normas e regulamentações específicas a PV, apresentando-nos a Figura com suas considerações e detalhes:

Figura 17 - Linha do Tempo: Normativas Brasileiras para GD e PV



Fonte: LIMA (2015)

2.3.4. Evolução em 2015

Ao final de 2015, muitas mudanças surgiram no contexto Brasileiro. Os resultados da Audiência Pública nº 26/2015 trouxeram diversos novos benefícios a GD e a PV; com isso medidas específicas foram tomadas e os pontos de vista apontados “*SOLCIAL*”⁴. Os itens a seguir apresentam estas mudanças e outras consequências da audiência (Konzen, 2015):

A) Regulação

A ANEEL conduziu a revisão da Resolução Normativa nº 482, que contou com mais de 100 contribuições de outros agentes. As alterações começam a valer a partir de março de 2016 e ampliam bastante as possibilidades da micro e minigeração distribuída. Um dos principais destaques foi a criação da figura da “geração compartilhada.

A Agência também estabeleceu um regulamento específico para emissão de outorgas de centrais geradoras fotovoltaicas: a REN 676 nesta modificando as classificações de Microgeração para sistemas menores a 75 kW e Minigeração entre 75 kW e 5 MW no caso de PV.

Foi criado um Valor Anual de Referência Específico (VRES) para a contratação da geração distribuída a partir de Chamadas Públicas das Distribuidoras (modelo definido no Decreto 5.163). Segundo a Lei, cabe à EPE calcular e definir as condições para aplicação desse novo valor. Segundo a Portaria publicada, ficaram definidos os valores de R\$ 454/MWh para fotovoltaica e R\$ 329/MWh para cogeração qualificada.

Os descontos de Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) para fonte PV, eólica, biomassa e cogeração qualificada passaram a ser válidos para projetos de até

⁴ Social: Nome e organização sem fins lucrativos (<http://www.solcial.org/>)

300 MW. Dessa forma, evita-se que grande projetos sejam fracionados em unidades menores, como ocorre atualmente.

B) Tributação

O CONFAZ, através do Ajuste SINIEF 2, revogou o Convênio que orientava a tributação da energia injetada na rede. A partir desse momento, cada estado passou a decidir se tributa ou não. Até o momento, não é pago ICMS nos seguintes 15 estados: SP, PE, GO, CE, TO, RN, MT, BA, DF, MA, RJ, MG, AC, RS e AL (representando cerca de 75% da população no país);

O Governo Federal, através da Lei nº 13.169, fez a sua parte e isentou o PIS e COFINS sobre a energia injetada na rede;

Foi reduzida a alíquota do Imposto de Importação (II) incidente sobre bens de capital destinados à produção de equipamentos de geração solar fotovoltaica, até 3 de junho de 2016. A alíquota era de 14% e passou para 2%.

C) Mercado

As tarifas finais de eletricidade residenciais tiveram aumento médio de 38% entre 2014 e 2015. Esse aumento fez com que a GD PV atingisse a paridade tarifária em 23 estados;

O fato impulsionou a adoção de sistemas PV, fazendo com que o Brasil atingisse em outubro de 2015 a marca de 1.000 sistemas fotovoltaicos de geração distribuída conectados à rede elétrica, totalizando cerca de 10 MW instalados;

Foram realizados mais dois Leilões de Energia de Reserva para contratação de energia fotovoltaica centralizada.

A Enel Green Power inaugurou em agosto as primeiras plantas fotovoltaicas oriundas do leilão estadual de Pernambuco. São duas centrais que totalizam 11 MW e que estão localizadas junto ao complexo eólico Fontes dos Ventos.

D) Indústria

Foi inaugurada uma nova fábrica de montagem de módulos fotovoltaicos no Brasil, a GLOBO BRASIL, no interior de São Paulo. Segundo o site da empresa, a fábrica tem capacidade para produzir 180 MW ao ano.

Também foi inaugurada uma empresa fabricante de módulos fotovoltaicos orgânicos (OPV), a Sunew. No momento, a empresa está em fase final de desenvolvimento da tecnologia.

O número de empresas que atuam com geração distribuída fotovoltaica atingiu a marca de 835, segundo o Mapa organizado pelo Instituto IDEAL. Esse número é praticamente o dobro do que havia no ano passado.

E) PRO GD

Foi lançado pelo MME, em dezembro, o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD). Na prática, o ProGD trouxe as especificações do VRES e criou um Grupo de Trabalho (GT) ; constituído por MME, Aneel, EPE CEPEL e CEE conforme PROGD (2015), para acompanhar ações e propor aprimoramentos legais, regulatórios e tributários de estímulo à Geração Distribuída (expansão de linhas de crédito, incentivo à indústria e capacitação de mão de obra estão no foco do GD). Além disso, ficou definido na Portaria que o GT deve estudar um mecanismo para comercialização da geração distribuída no ACL. Konzen (2015)

Os objetivos do programa ProGD são de ampliar a geração distribuída de energia elétrica com fontes renováveis em residências, instalações industriais e comerciais, e ainda Escolas Técnicas, Universidades Federais, Hospitais e demais edifícios público. PROGD (2015)

Os números divulgados pelo programa divulgam que será investido R\$100 Bilhões até 2030, pretende-se atingir 2,7 Milhões de unidades consumidoras com uma potencial geração de 48 Milhões de MWh e que sejam reduzidas 29 Milhões de Tonelas de CO₂. PROGD (2015)

Uma de suas principais ações foi a modernização da Resolução 482/12 – ANEEL, como está resumido na Figura 18, enquanto que os demais itens priorizam a criação e expansão das linhas de crédito ou financiamento de projetos de GD; incentivo à indústria ao desenvolvimento e inovação; geração de emprego estimado em 30 postos por MW; e atração de investimentos nacionais/internacionais para tornar mais competitivas as energias renováveis em geral. (PROGD, 2015).

Figura 18 - Novas Regras da Aneel - 2015

As novas regras da Aneel para a mini e microgeração

Autoconsumo remoto
permite que um gerador utilize créditos em outra unidade consumidora

Geração Compartilhada
possibilita que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa, instalem uma micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas

Outras mudanças

Ex Uma empresa produzir energia em seu galpão e utilizar estes créditos em seu escritório

Ex Cliente residencial produzir energia em sua casa e utilizar os créditos em seu apartamento

O tempo máximo de duração dos créditos aumentou de 3 para 5 anos

O prazo total para a distribuidora conectar usinas de até 75 kW, que era de 82 dias, foi reduzido para 34 dias.

@ A partir de 2017, todo o processo será online.

/informacaodescomplicada

Fonte: INFORMACAODESCOMPLICADA (2015)

F) Relações dos Leilões – LER realizados

Em 2013 o MME, através das portarias nº226/2013 e nº300/2013 incluiu a fonte solar nos leilões A-3/2013*(PV igual ou maior a 5MW) e A-5/2013, nestes casos porém sem sucesso de competitividade. Em 2014 a portaria nº236/2014 definiu condições para o Leilão de Energia de Reserva, neste caso já exclusivo para a fonte solar. (EPE, 2014)

Outra ação semelhante foi realizada pelo Estado de Pernambuco, com um leilão em 2013 que contratou 6 projetos ao preço médio de R\$228,63/MWh totalizando 122 MWp. Um resumo das informações dos LER é apresentado a seguir na Tabela 2:

Tabela 2 - Resumo dos Resultados dos LER – BRASIL

Leilão / Data	Informação	Preço	Perspectiva
LER. 1/2014 (31/OUT/2014)	<ul style="list-style-type: none"> 400 Projetos 10.790 MWp 331 habilitados com oferta de 8.871 MWp 31 Empreendimentos Selecionados 1.048 MWp (CC) 	Preço negociado 215,12 R\$/MWh	Investimentos de R\$4,1 Bilhões Para 2017
LER. 1/2015 (14/AGO/2015)	<ul style="list-style-type: none"> 382 Projetos ou 12.528 MWp 341 Habilitados com oferta de 11.261 MWp 30 Empreendimentos Selecionados 1.043,7 GWp (cc) 	Preço médio 301,79 R\$/MWh Deságio de 13,5%	Investimentos de R\$ 4,3 Bilhões Prazo 9 a 19 meses. Para 2017
LER. 2/2015 (13/NOV/2015)	<ul style="list-style-type: none"> 649 Projetos ou 20.953 MWp 33 Empreendimentos Selecionados 1.115 MWp (CC) 	Preço médio 297,75 R\$/MWh Deságio de 21% (381,00R\$/MWh)	Investimentos mais de R\$ 4,3 Bilhões Prazo inicio operacional 1º Novembro de 2018

Fonte: Elaboração Própria – Adaptado de EPE (2015)

De acordo com EPE (2014) preço médio de PV no LER/2014 foi de R\$ 215,12/MWh, representando um deságio de 17,9% do preço teto de R\$262,00. Em termos de moeda e conversão representou na época entre US\$82 – 90/MWh (a taxa de câmbio de 2,45R\$/US\$) para uma comparação com os demais mercados. Já o preço médio de venda da energia fotovoltaica no 1º LER/2015 foi R\$ 301,79/MWh, variando de R\$ 296,00 a R\$ 305,51/MWh, e representando, na média, um deságio de 13,6% em relação ao preço-teto de R\$ 349,00. Em termos de US\$/MWh, estes preços foram de cerca de US\$ 84 e US\$ 87/MWh, considerando uma taxa de câmbio de R\$ 3,51/US\$; ou seja 40,3% superiores ao primeiro. EPE (2015)

G) Custos de Equipamentos

Visando verificar a realidade nacional (dos custos dos equipamentos associados à PV) e sabendo que, tanto painéis como inversores, variam em uma gama de marcas e propriedade adequadas em cada caso, foi consultada uma referência balizadora que apresentam as expectativas do mercado de 2015 com informações comerciais e terceirizadas (pequenas empresas). Os dados da Tabela 3 apresentam os valores comparados aos patamares de preços praticados em leilões, última linha.

Tabela 3 - Custo de Sistemas PV - Média Comercial

Capacidade PV	Preço Médio Sistema Completo	Valor Mínimo R\$/Wp	Valor Máximo R\$/Wp
1,5 kW	12.000 – 18.000 R\$	8,00	12,00
2 kW	16 – 24 Mil R\$	8,00	12,00
3 kW	25 – 35 Mil R\$	8,33	11,66
4 kW	32 – 45 Mil R\$	8,00	11,25
5 kW	47 – 55 Mil R\$	9,40	11,00
10 kW	75 – 100 Mil R\$	7,50	10,00
100 kW	650 – 900 Mil R\$	6,50	9,00
500 kW	3 – 3,5 Milhões R\$	6,00	7,00
1 MW	5 – 6 Milhões R\$	5,00	6,00
5 MW	20 Milhões	4,00	-
30 MW	120 Milhões R\$	4,00*	[leilões]*

Fonte: (Portalsolar, 2016)

Uma vez que os custos no LER/2014 foram estimados pelos empreendedores variando entre R\$3,4 a 5,1/Wp; nos últimos leilões foram obtidos valores de R\$3,17 e 5,141/Wp. Portanto, adotou-se um valor para projetos em larga escala como no estudo de caso desta dissertação que estabelece o custo geral de R\$4,17/Wp. Esta premissa a qual estará de acordo com mercados internacionais já que as expectativas de PV (equipamentos), principalmente os painéis já se encontram em patamares de menos de USD1,00/Wp (ver Tabela 1); nela é identificado a expectativa de redução dos custos dos sistemas PV até 2023 nos setores residencial e comercial, porém como foi verificado já são valores praticados nos leilões de energia solar atualmente.

2.4. SISTEMA DE COMPENSAÇÃO – NET METERING

Como partida, temos o (EPE, 2012) que identifica a paridade tarifária no Brasil desde 2012, onde as margens de uso de PV ficava entre 500 a 600 R\$/MWh, neste caso para sistemas de 10kWp e 5 kWp em 33 e 10 concessionárias respectivamente. Auxílios de financiamento, mesmo que escassos no momento, pouco modificam estes valores.

Uma análise e incentivo no imposto de renda de 30% resultaria na viabilidade para 51 das 63 distribuidoras nos dois casos reduzindo o LCOE para 465-309 R\$/MWh. Já medidas de redução de impostos setoriais (estimado em 25% dos custos em 2012) conforme ABINEE (EPE, 2012) trariam a paridade tarifária para 51 e 33 locais das distribuidoras, respectivamente a 10 kWp e 5 kWp; porém ainda com longo tempo de retorno do investimento.

O estudo indicou a iminência de aplicabilidade da PV nos setores residencial/comercial/industrial em face de elevadas tarifas de energia elétrica sem necessidade de medidas ou políticas. Porém no mesmo estudo, no caso de energia concentrada (larga escala), os preços não foram competitivos com as outras fontes renováveis dados falta de benefícios e demais burocracias de acesso (EPE,2012). Entende-se que devido a estes panoramas levantados na “Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira”; que se priorizaram nos três seguintes anos 2013/2014/2015, a formação ou incentivo de uma cadeia/indústria nacional e priorização de grandes projetos ou UPV.

Desde 2012, com a RN482, apesar da regulamentação do sistema brasileiro de compensação de energia possibilitar a implementação de um modelo de negócio até então inexistente para a GD, ainda que adequado a PV, a penetração deste tipo de geração dependeu da competitividade da mesma, o que por algum tempo tornou-se uma aplicação restringida. (EPE,2014).

Mesmo que EPE (2014) tenha mensurado alguns impactos economicamente e externos a PV (diretamente), sejam eles nas empresas distribuidoras ou em impostos para o Governo; muitos destes fatores não se traduzem no real LCOE, ou no final das contas no real valor de mercado da energia solar, de forma que considerasse seu uso com “produção X

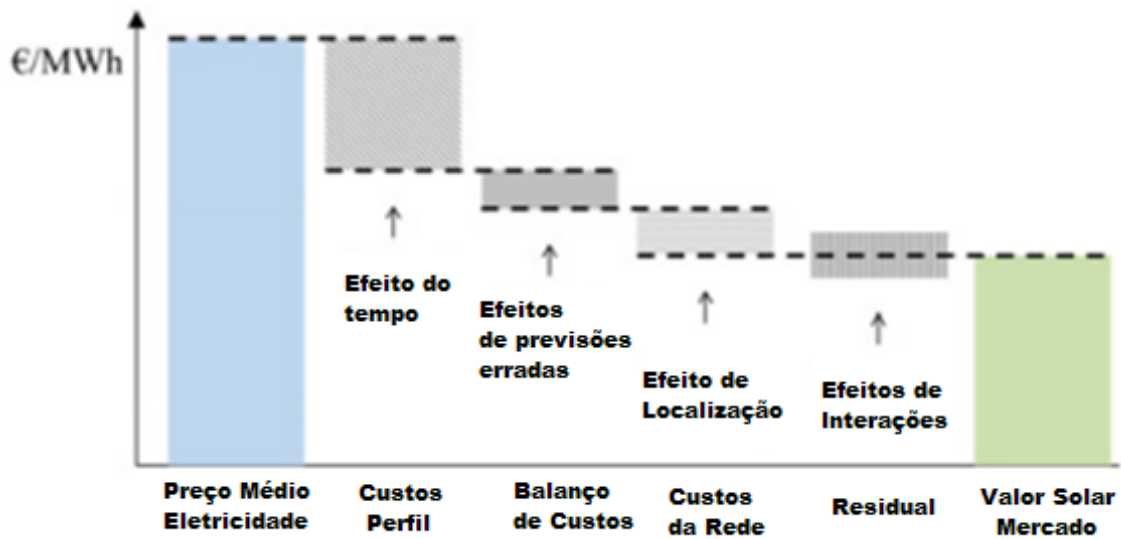
capacidade” em comparação às demais fontes e impactos no SEB (economicamente).

HIRTH (2013) tem o mesmo *insight*, com um artigo sobre a competitividade e valor de mercado da PV; considerando que a paridade tarifária deixa de considerar disponibilidade de recurso, taxas, impostos, bem como demais parcelas no caminho da eletricidade. Um exemplo é que a energia elétrica é mais valorizada em certos horários do dia e nós do sistema do que a outros locais.

Autores pesquisados por HIRTH (2013) indicam que uma vez alcançada a paridade tarifária, o desenvolvimento dos projetos de PV será economicamente atrativo. Também que em alguns casos a PV pode postergar investimentos na rede, porém outros autores mencionam do contrário; visto que substituir energia convencional por auto-produzida não indicaria um benefício a toda sociedade e sim individual, já que demais consumidores serão onerados pela modicidade tarifária, fato que também é discutido por (EPE,2014).

Essa valoração é devida à necessidade de atendimento em tempo real das cargas do Sistema Elétrico. Esta atividade tem custo associado que se eleva quando se precisa da rápida adição de potência, em contrapartida a preços contratados com maior previsão temporal; levando-o a uma definição de preço em 3 eixos (variação anual, nós do sistema elétrico e tempo de operação), considerando a PV com valor em Mercado SPOT. Além disso, utiliza referência de mercado na Alemanha e Europa com o modelo EMMA (*European Electricity Market Model*). (HIRTH,2015) Na Figura . Identifica-se essa avaliação a itens que estariam implícitos em caso de comparação de PV com paridade tarifária ou o valor médio de mercado da energia convencional.

Figura 19 - Competitividade de PV com energia convencional



Fonte: (HIRTH,2015)

Em números isso representa 1,5 a 0,9 o fator de multiplicação para PV em condições de partida em uma curva do estudo para uma margem de 0,4 a 0,8 quando atingido 15% de uso no mercado. (HIRT, 2015) Onde a principal contribuição do estudo de penetração no mercado alcança de 0% a 15% com PV. Resultando que no máximo valor, 1 MWh de PV corresponde a 60% do preço de uma energia convencional, devido a que quedas de valor da energia solar são de maior impacto, justifica-se pela produção de energia ser concentrada em poucas horas: 80% de toda energia anual é produzida em 26% das horas anuais.

Finaliza-se que em contabilizar e mensurar o “real” valor de mercado, como proposto por HIRTH (2015) em diferentes sistemas elétricos ou contextos caracteriza-se uma direção promissora para futuros estudos.

Em virtude dos dados apresentado, HIRTH (2015) conclui-se que como consequência de um uso em larga escala, alcançar boas parcelas da matriz com PV pode ser mais difícil do que a literatura indica sem o desenvolvimento de subsídios concretos; mesmo que os preços dos equipamentos continuem diminuindo.

No caso Brasileiro. Lima (2014) corrobora de mesmas preocupações, visto que um aumento da GD causa problemas técnico-operacionais nos alimentadores da rede que precisam ser mitigados. Estudos de penetração precisam ser considerados no planejamento energético. Lima (2014) Exemplifica que são fatores a responder: a regulação de tensão, controle de reativo, qualidade de energia, e despacho de operação; à medida que a potencia instalada e o número de GD aumento, o nível de monitoração e controle mais sofisticado deve ser introduzido provendo mais informação e condições de controle micro/mini GD.

Neste sentido existem os trabalhos do IEEE; com resultados para casos como:

IEEE – *Impact of High PV Penetration on Voltage Profiles in Residential Neighborhoods*, (TONKOSKI et Al, 2012) [115 casas, 2kWp PV e soma de 230 kWp com penetração de 11,25% no alimentador e de 75% no Trafo não excedem limites de rede para PV máxima de 2,5kWp por casa]

IEEE – *System Stability Impacts Large-Scale and Distributed Solar Photovoltaic Generation*: The Case of Ontario, Canada, (TAMINMI et Al, 2013) [Estabilidade de penetração de PV e Impacto monetário em Ontário, 3 cenários considerando 2000 MW de PV representando UPV com/sem controle de voltagem e GD em telhados residenciais, resultariam em \$24.6 Milhões de economia, no pico de inserção PV obteve-se 6% de impacto na Rede não havendo consequências preocupantes nas simulações dinâmicas, sim incluso melhoria de estabilidade em um dos casos.]

IEEE – *Economics of Grid-Tied Customer-Owned Photovoltaic Power Generation* (MENG e CHOWDHURY, 2012) [Nova metodologia para cálculo de custos marginais de operação em GD para a PV (DLMP); classifica valores típicos para consumidores residenciais, comerciais e industriais, menciona que incentivos governamentais no caso podem reduzir de 30-50% os custos do sistemas de PV. Apresenta considerações de risco e preço. O método otimizado de controle apresentado seria capaz melhorar benefícios sócias e ainda aumentar a “revenda” do consumidor]

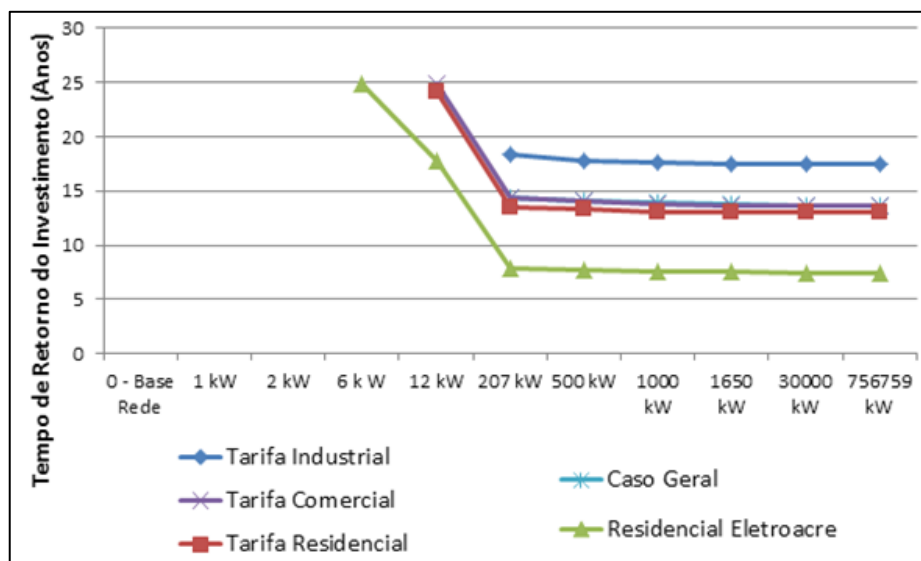
2.5. VIABILIDADE TÉCNICA ECONÔMICA EM LARGA ESCALA

Também devido à natureza complementar entre a geração solar e a hidráulica (sazonalidade) e a característica distribuída e junto ao ponto de consumo da geração solar integrada a edificações urbanas, a tecnologia fotovoltaica ganha pontos quando comparada a fontes convencionais de energia, mesmo com seu custo inicial de instalação ainda elevado. Além disso, existe a concomitância entre geração fotovoltaica e consumo energético, em centros urbanos com integração de módulos fotovoltaicos, que contribui para o alívio de carga no sistema de distribuição convencional, evitando custos de expansão de rede e reduzindo a probabilidade de quedas de fornecimento de energia elétrica. (Zomer, 2014)

Os custos e retorno dos Investimentos de PV ainda são elevados e longos, em contrapartida ao que é anunciado por algumas empresas do setor. É preciso considerar todo o tempo de vida do projeto, reposição de equipamentos (o inversor, por exemplo, como explica (Nascimento, 2013): teve uma vida útil de cerca de 10 anos, na avaliação prática de um sistema em funcionamento por 15 anos) e, sobretudo contabilizar gastos de operação/manutenção.

Neste sentido e prevendo aproveitamento de escala-escopo econômico, já como uma oportunidade para concessionárias, ESCOS, ou no cenário que os próprios consumidores chegassem a uma matriz energética local com elevada penetração de PV; temos o trabalho Amaral (2015), que realiza o estudo final de LCOE e tempo de retorno de investimento para os casos residencial, comercial e industrial. Como principal contribuição são destaque a Figura 20 e a Tabela 4.

Figura 20 - Tempo de Retorno por capacidade de PV e cenário RCI



Fonte: Amaral (2015)

Tabela 4 - LCOE final do artigo PV em larga escala

Simulação	Sem GD (US\$/kWh)	Com os 10% PV (US\$/kWh)	Diferença	Consumidores Estimados
S1. Caso Geral	0.14041	0.1395	- 0.00091	-
S2. Tarifa Res. AES Sul	0.14546	0.1424	- 0.00306	126.126 a 756.760
S3. Tarifa Com.l AES Sul	0.13838	0.136	- 0.00238	63.063 a 126.126
S4. Tarifa Ind. AES Sul	0.10950	0.1104	+0,0009	756 a 3.655
S5. Tarifa Res. Eletroacre	0.22244	0.2108	- 0,01164	-

Fonte: Amaral (2015)

O gráfico na Figura , mostra que não existe viabilidade para PV de sistemas menores a 12 KWp, salvo consideração do caso de tarifas residenciais elevadíssimas como apresentada pela Eletroacre na data do Estudo.

Em resumo, a Tabela 4 identifica novas perspectivas para o *Net Metering* (Sistema de Compensação Financeira), que poderia ser

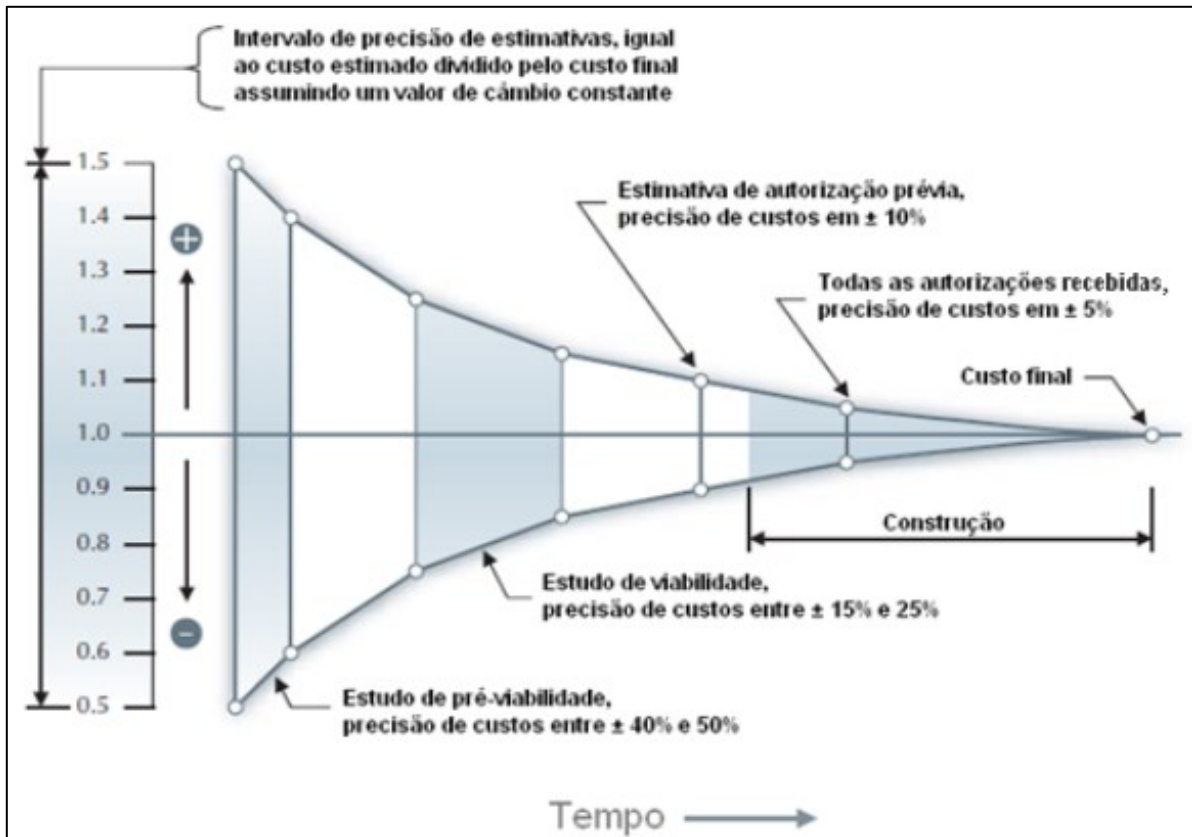
disponibilizada pela concessionária ou uma terceirizada ESCO com tarifas diferenciadas; aí elencando novos modelos de negócios e possibilidades de aluguel de sistemas ou áreas para aproveitamento de PV. O mais interessante seria o uso em unidades residenciais por proporcionar o maior desconto (economia) ou oportunidade com tarifas, porém exige elevado número de unidades necessárias para a meta (756.760 consumidores estimados).

O investimento para se atingir os 10% do estudo de caso proposto seria em torno de US\$ 1,63 Bilhões, valor semelhante aos atingidos por LER. Em 20 anos a energia comercializada poderia gerar rendimentos de R\$9,872 a 12,32 Bilhões ou em 25 anos de R\$12,340 a 15,4 Bilhões.

2.5.1. Introdução: Viabilidade e Preço Final dos Projetos

Segundo Wottrich (2009), para proponentes de projeto em GD, investidores e financiadores normalmente enfrentam problemas de estimação de custos iniciais através de corte de opções de gastos excessivas, quando comparado financeiramente e tecnicamente em um primeiro momento. Assim, o processo natural da resolução de tais questões é apresentado em Figura , são elas: (i); análise de pré-viabilidade; (ii) análise de viabilidade; (iii) engenharia e desenvolvimento, e (iv) construção e comissionamento.

Figura 21 - Precisão de Custos em Modelagens de Viabilidade



Fonte: RETScreen (2002) apud Wottrich (2009)

Destes estudos o de pré-viabilidade e viabilidade de qualidade são de baixo custo, são críticos para auxiliar proponentes a descartarem projetos que não fazem sentido financeiro e econômico, assim como focar esforços de engenharia antes da construção; contexto que define pré-viabilidade como (Wottrich, 2009):

“Uma análise rápida e acessível, determinando em que pontos o projeto proposto tem uma boa chance de satisfazer os requisitos do proponente em lucros e efetividade de custos, e, portanto mérito para um maior investimento de tempo e recursos em direção a um estudo de viabilidade. É caracterizado pelo uso de dados imediatos e acessíveis do local, estimação grosseira de custos, e simples cálculos e julgamentos não raras vezes envolvendo regras pouco analíticas” (RETScreen, 2005 apud Wottrich, 2009).

Escopos de modelagem de viabilidade servem para elaboração de passos a passos para um projeto e compor uma metodologia inicial, uma vez que serve como estrutura robusta, rápida e acessível, envolvendo o contexto geral de um projeto. Ainda auxilia na tomada de decisões referentes à melhor opção em custos/benefícios dentre as opções rápidas para no futuro realizar comparação tecnológica ou de eficiências; como em exemplo do presente trabalho verificar a oportunidade de sistemas PV em geral para o estudo de caso, e com rastreamento ou outras tecnologias para um momento futuro.

2.5.2. Indicadores Financeiros

Os cálculos de custos para a PV nos estudos de viabilidade consideram parâmetros como investimento inicial, reposição, operação e manutenção, combustível, inflação e taxa de juros.

Para o principal resultado econômico, o software HOMER utilizado posteriormente para as simulações; apresenta uma classificação das configurações pelo seu Valor Presente Líquido (VPL ou NPC - *Net Present Costs*). Também fornece o LCOE⁵ (*Levelized Cost of Energy*), ou Custos Equilibrados de Energia – que seria a representante média anualizada do custo de eletricidade; índice de referência de mercado e utilizado para comparação a demais fontes, bem como ao mecanismo de *net metering*.

A seguir é mencionada a descrição caso a caso dos índices e métodos comumente utilizados para a análise de viabilidade financeira de projeto; que em conjunto, vêm a auxiliar a tomada de decisão envolvendo critérios de risco:

⁵ Índice similar à forma de contratação de energia vigente no atual modelo do setor elétrico brasileiro, pois neste usa-se uma classificação de empreendimentos concorrentes chamada de ICB (Índice Custo-Benefício) (EPE, 2013 apud CASTRO, 2015)

1) Valor Presente Líquido VPL – Eq. (3)

É definido como a diferença entre o valor presente de fluxo de caixa esperados de um projeto e seu custo inicial. Um VPL positivo sugere que o projeto é viável para uma dada taxa de desconto esperada enquanto que um valor negativo aponta que o investimento não seria justificável. Assim, um dos critérios para avaliar a viabilidade de projetos parte primeiramente do pressuposto que o VPL deve ser positivo, sendo regido pela Equação (3).

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - I_o \quad \text{Eq. (3)}$$

sendo:

t = número de anos do projeto;

n = total número de anos contábeis do projeto;

FC_t = fluxo de caixa no ano t (\$)

i = taxa de desconto (%).

I_o = investimento inicial (\$).

2) Retorno sobre Investimentos (ROI) – Eq. (4)

É utilizado para comparar a eficiência de um investimento ou para contrastar seu desempenho com um grupo de opções alternativas, também é um índice bastante popular por sua versatilidade e simplicidade. Se um investimento não tem um ROI positivo, ou não há outras oportunidades com maiores ROI, então o investimento não deve ser feito. O cálculo deste indicador pode diferir consideravelmente dependendo do caso a ser analisado. Um conceito geral é descrito por Equação (4).

$$ROI = \frac{\text{Ganho sobre investimento} - \text{Custo do Investimento}}{\text{Custo do Investimento}} \quad \text{Eq. (4)}$$

3) Taxa Interna de Retorno – Eq. (5)

A TIR é obtida quando o VPL de um projeto é zero. Assim, tem-se a máxima taxa de desconto permitida por um projeto para que ele possa ser considerado viável. Equação (5).

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - I_0 \quad \text{Eq. (5)}$$

4) Tempo de Retorno (*Payback*) – PB – Eq. (6)

Refere-se ao tempo decorrido entre o investimento inicial no momento o qual o lucro líquido acumulado se iguala ao valor desse investimento. Pode ser: (i) nominal, se calculado com base no fluxo de caixa com valores nominais, e; (ii) presente líquido, se calculado com base no fluxo de caixa com valores trazidos ao valor presente. Considera-se um método imitado, porque não levam em conta corretamente os riscos presentes, financiamentos, e outros elementos importantes, como o custo de oportunidade de um projeto. Equação (6):

$$Payback = T \text{ quando } \sum_{t=0}^T FC_t - I_0 \quad \text{Eq. (6)}$$

Considerando demais indicadores constantes, o investimento com menor *payback* (retorno de investimento) é considerado a melhor opção, porque o valor é recuperado mais cedo. Também, valores baixos representam um menor risco, pois é normalmente assumido que quanto mais longo o *payback*, mais incertos são os retornos positivos de caixa. Por esta razão, o índice é algumas vezes utilizado como critério de risco que deve estudado para escolha do projeto.

5) Custo Equilibrado de Energia COE (LCOE) – Eq. (7)

É o valor médio de custo de kWh de energia elétrica útil ao sistema modelado, sendo relativo ao balanço intrínseco dos custos totais - métrica consiste em comparar todos os custos incorridos – investimento, operação e manutenção (O&M), mais o combustível/recurso ou se trocado com a rede, caso ocorra – trazidos a valor presente e toda a energia gerada ao longo da vida útil da usina Equação (7).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CI_t + CO_t}{(1+r)^n}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^n}} \quad \text{Eq. (7)}$$

Sendo:

CI_t = Custo de investimento no ano t ,

CO_t = Custo de operação no ano t ,

E_t = Energia gerada no ano t ,

n = Vida útil do empreendimento, em anos;

r = Taxa de desconto.

2.5.3. Investimentos do Setor - ANEEL

Segundo ANEEL, representado por Nóbrega (2014) existe uma perspectiva de investimento no horizonte decenal até 2023 de R\$ 223,1 Bilhões no segmento de geração de energia, R\$ 100 Bilhões na Distribuição e R\$ 78 na transmissão, compondo um cenário prognosticado para P&D entre 2015-2018 de oportunidade de R\$ 400 milhões de reais em busca de projetos como: diversificação da matriz energética, desenvolvimento científico e da cadeia produtiva, capacitação profissional e infraestrutura laboratorial de empresas e instituições de pesquisa, redução de custos e aumento de competitividade, inclusive aprimoramentos normativos, regulatórios e tributários.

2.6. EXEMPLOS DE LITERATURA E METODOLOGIAS PARA A PV

Também foram consideradas, metodologias das seguintes pesquisas sobre mapeamentos e inserção de larga escala ou pequena escala, bem como exemplos locais ou regionais de avaliação de potencial de PV ou experiências observadas em demais universidades no Brasil. Como resumo das principais informações, tem-se a Tabela 5:

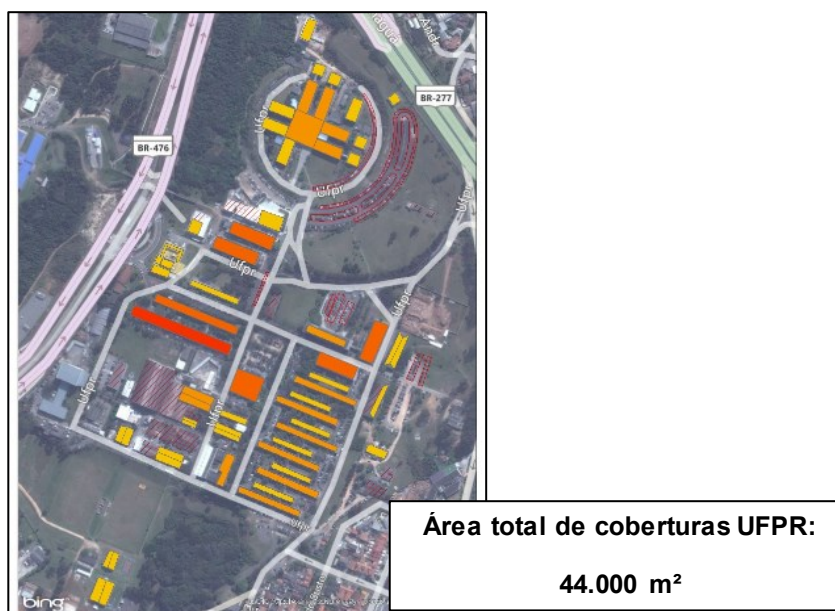
Tabela 5 - Exemplos de Metodologias e Recomendações

Referência e Local	Resumo de informações
Freire (2013) UFPR	44.000m ² de telhado e potencial de produzir 8GWh/ano (com cerca de 26,2% ou 22,2% de excedente dado o caso), Vistoria com análise em ARCGis e Google Earth (eficiência geral considerada de 12,1%) [pode tornar-se autossuficiente em energia elétrica, mesmo que não utilizando 100% das áreas úteis dos telhados]
Fundo Verde (2015) - UFRJ	Fundo Verde (ICMS) #Decreto N°43.903/12] 99 kWp / 260 kWp instalados / 7 Milhões anuais para investir
WWF/UNB (2015) Brasília - DF	Inspirado por: "Mecanismos de suporte para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira: modelos e sugestões para uma transição acelerada"
ABSOLAR (2015) Brasília - DF	Panorama, Empregos, Legislação, Contexto, PDE2050 e 5 projetos para Programa Brasília Solar
Jamal et Al. (2014) Índia / Dhaka Bangladesh	Área = 50%POT = 116.360,81m ² (11,63 ha) 62,49 MWp – 78,78 MWp rooftop/118 MW, PV = 15% Demanda (Dhanmondi 33/11kV)
Zomer (2010) UFSC	1MWp BIPV na sede da Eletrosul, representaria 31% do consumo energético e contribuição no consumo do alimentador TDE07 anual de 4,4%. (8.942 m ² possíveis de telhado e estacionamentos e geração estimada de para o cenário escolhido C3 = 1,25 GWh por ano)
Grabolle (2010) UFSC	Integração de PV em Larga Escala na SD. Simulações no ANAREDE, estuda impacto da PV na rede. A máxima contribuição NPE foi calculada para os 10 alimentadores, variando de 9,5% a 36,3% em médias anuais. Foi avaliado cerca de 45 MWp com PV.
Santos (2009) UFSC	Contribuição de um Alimentador com PV residencial em Zona Mista: determinação de kits PV e avaliação de Energia no AL. TDE05. Valor de penetração atingiu 1% (já sugerido valores baixo por Jardim(2007)). Quando utilizado toda potencia das 496 residências, chegou a extrapolar o consumo da área em questão. Retorno do investimento: mais de 25 anos = inviabilidade.
Nascimento (2013) UFSC	Avalia os dados de 15 anos de operação ininterrupta do primeiro sistema PV integrado a uma edificação instalado no Brasil. (2kWp). – Decaimento de N(%)= -0,55 % a.a. Yeld médio (15 anos) = 1.126 kWh/kWp e Limpeza dos painéis corresponde a ganho de 5,3%, o que não justifica gastos.
Ruther et Al. (2015) - UFSC	Demanda Urbana, Veículos Elétricos e Estratégias para PV para auxílio de rede em <i>Smart Grids</i>
Kaufmann (2012) Univates - Lajeado	Coleta de dados solares de 2007 a 2012, experiência prática de 16,5m ² de painéis, media de geração de 11 kWh/dia e eficiência dos módulos de 12,6%.
Signorini,; Vianna e Salamoni (2014) UFPEL	Campus Porto (25.000m ²), simulado cerca de 80% de uso poderia ter um PV de (112,36 kWp) proposto equivale a 124% da energia consumida ao longo do ano, (média de consumo anual do campus em 808.826,50 kW/ano). (II = R\$ 8,5/Wp)
Groth (2013) UFRGS	Estudo de Implementação, Viabilidade e Operação de uma UPV em área de 1 ha, por 20 anos com análises e balanços econômicos.
Giaretta (2009) UFSM	PV na Reitoria: Projeto fachada (130,68 kWp) e telhado (55,44 kWp) no total de 186,12 kWp. Orçamento R\$ 2,233 M Custo R\$12,00/Wp Retorno do investimento em 20, 15; e 9 anos se utilizado inventivos.

Fonte: Elaboração Própria

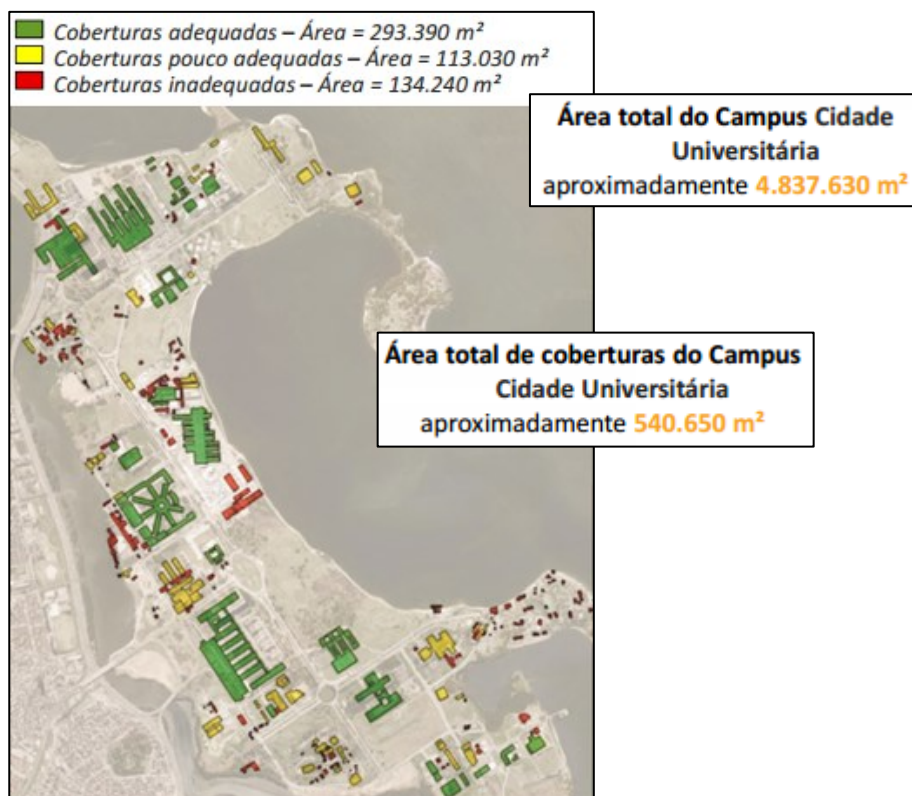
Os resultados do mapeamento realizado são semelhantes aos apresentados por Freire (2013), Figura , para o seu estudo sobre o campus universitário da UFPR e da UFRJ (Fundo Verde, 2014) na Figura 3 a seguir:

Figura 22 - Pesquisa de Potencial PV – UFPR



Fonte: Freire (2013)

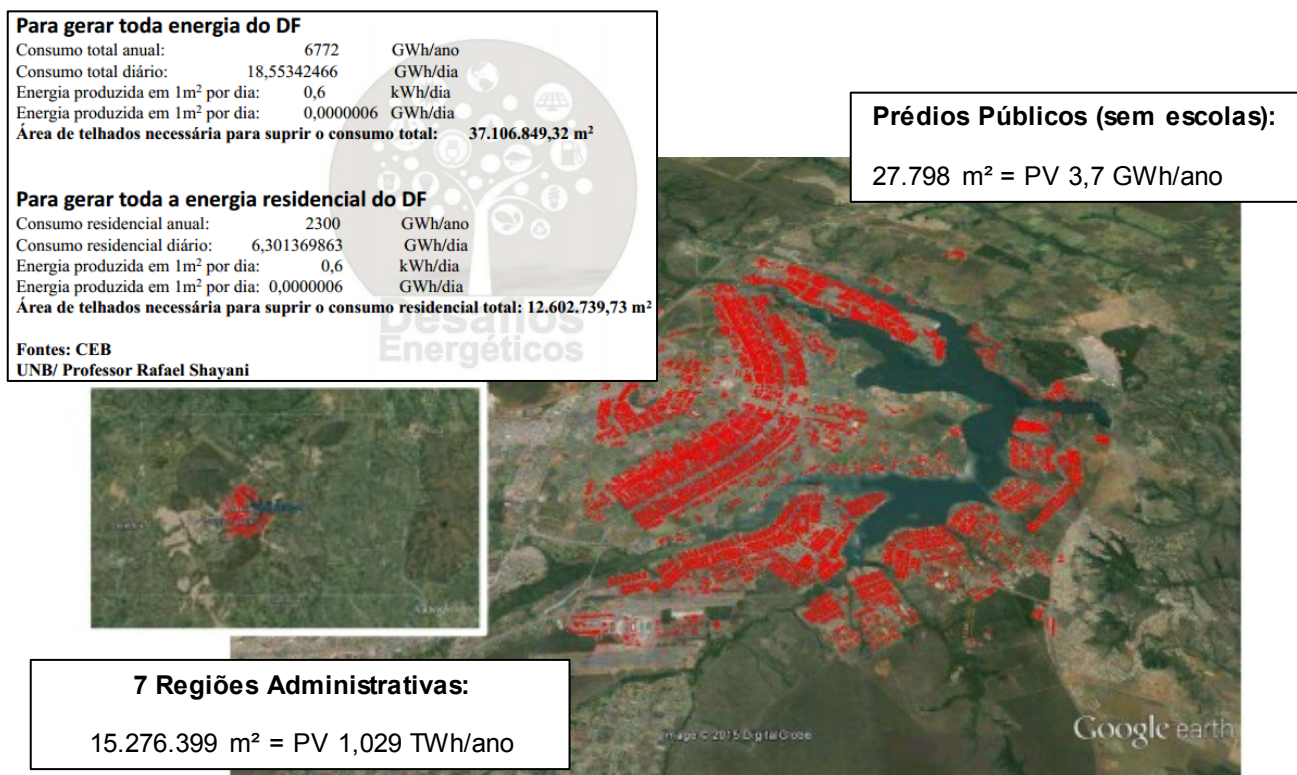
Figura 23 - Pesquisa de Potencial PV – UFRJ



Fonte: Adaptado de Fundo Verde (2014)

Dentre os itens mencionados, o mais recente é um estudo de WWF/UNB que realizou um mapeamento semelhante para a cidade de Brasília-DF, conforme Figura 224:

Figura 24 - Telhados Identificados para o Projeto PV - Brasília



Fonte: Adaptado de WWF/UNB (2015)

Segundo estes três projetos de mapeamento apresentado nas Figuras 22, 23 e 24, será realizado um mapeamento para o estudo de caso com elaboração de metodologia própria e que pesquisou bibliografia para novas técnicas de mapeamento; conforme segue Item 2.7.

2.7. OUTRAS TÉCNICAS DE MAPEAMENTO PARA PV

Para justificar os métodos de mapeamento, menciona-se o projeto *GOOGLE SUNROOF*, que tem um forte caráter educacional empreendedor para a difusão da energia solar fotovoltaica.

Através da sua ferramenta é facilitado acesso, dimensionamento dos projetos, autonomia em conhecimento sobre o recurso solar e consultoria prévia em termos de pré-viabilidade, também se configurando como um elemento de marketing para as empresas do setor mais próximas:

Medições precisas são feitas pelo *Google Sunroof*, para estimar quanta energia poderia ser produzida no topo dos imóveis; uma vez que com sua modelagem 3D, o site calcula quanto espaço o telhado possui para a instalação dos painéis solares, além de considerar a posição do sol ao longo do ano, o tipo de cobertura e a temperatura usual da vizinhança. Inclusive considera a quantidade de sombra resultante das construções próximas, motivos de pesquisas similares a Zomer (2014). Um exemplo de sua interface *web* pode ser observado na Figura 25.

Figura 25 - Projeto do Google / Mapeamento



Fonte: SUNROOF - Google (2015)

Comparando-o com outras ferramentas (*freeware*), a quantidade de elementos levados em conta resulta em um cálculo mais detalhado, porém só estão disponíveis para as cidades americanas de Boston, San Francisco e Fresno. Convém notar que nestes municípios, a incidência de raios solares não é tão abundante quanto aqui no Brasil.

Considerando todos esses fatores, é feita uma estimativa do número de horas aproveitáveis de luz do sol que o telhado selecionado terá durante o ano e recomendado um potencial de PV, além de métodos para adquirir o sistema.

Dado a importância da ferramenta, e velocidade de expansão da PV nos EUA, o próprio Google tem planos e interesse de expandir o *Sunroof* para que esses cálculos possam ser feitos em todo o território dos Estados Unidos.

Outras formas de Mapeamento mais acadêmicas e precisas são conhecidas como LIDAR/GIS (JAMAL et al., 2014), ARCGIS (EPE,2014), ou indicados para simulação de sistemas fotovoltaicos (INSEL, TRNSYS), análise e planejamento de sistemas fotovoltaicos (PVSYST, pvPlanner, Archelios, String Design Tool, PV*SOL, BlueSol, PV F-CHART, Solmetric PV Designer, DDSCAD PV, Polysun, REA System Sizing Tool, Solar Pro, PV Professional, Solarius-PV, Matel Grid); (Zomer, 2014). Porém estes não permitem simultaneamente uma análise em Larga Escala e sim individualizada por edificações de forma simplificada.

Dada esta necessidade e é objetivo do trabalho uma análise de um potencial global-refinado: buscando o máximo permitido pela legislação, para elaboração de uma pré-viabilidade estudo de caso, assim são escolhidas as plataformas SOLARGIS e SOLARIZA; pois as mesmo têm precisões satisfatórias; e ainda o HOMER para as demais etapas.

O primeiro, apenas é uma ferramenta GIS de medição de área que será posteriormente convertida em potencial útil, enquanto que no segundo, também usando as imagens de satélite do *Google Maps*, permite que você escolha um imóvel e calcule a porcentagem útil do telhado, o potencial de geração de energia, o custo do sistema e quanto dinheiro seria possível economizar durante a sua vida útil, estimada em 25 anos.

O cálculo feito pelo Solariza não considera fatores externos como árvores e nuvens que podem fazer sombra sobre os painéis fotovoltaicos. Logo, a estimativa resultante dos cálculos feitos pela ferramenta pode representar variações para mais ou para menos em relação à quantidade de energia que seria produzida pelo sistema instalado, o que a torna com limitações conservadoras e restritivas.

A plataforma do Solariza encontra-se em <http://solariza.org.br/> e funciona como um game web que após um cadastro, cada usuário pode mapear e

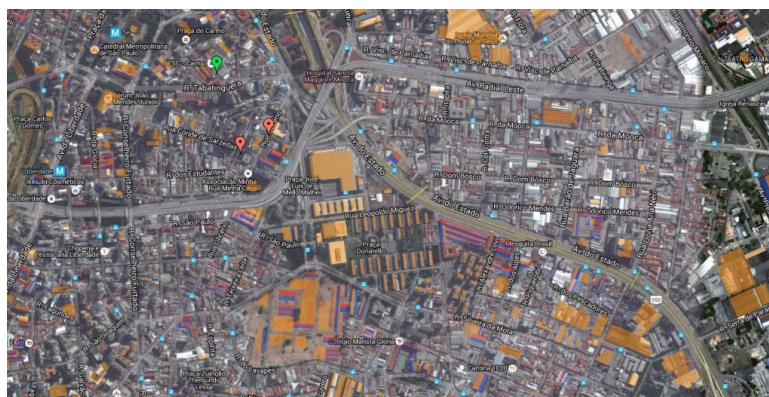
escolher os telhados em um mapa GIS, permanecendo os projetos inseridos no banco de dados total do *software*, como se observa na Figura 26 e Figura 27.

Figura 26 - Exemplo Mapeamento Explanada dos Ministérios



Fonte: (SOLARIZA, 2016)

Figura 27 - Exemplo Mapeamento em uma Cidade Qualquer



Fonte: (SOLARIZA, 2016)

Comentários Gerais

O capítulo distribui-se em ferramentas para a construção da metodologia desenvolvida, perfazendo desde histórico básico e princípios da PV a contextualização mundial e panoramas evolutivos juntamente a legislação no Brasil. Tudo isto visando subsídios técnicos para avaliação de custos da tecnologia em geral, estudo de técnicas de financiamento apropriadas ou emergentes no país e como trazer inovação ao SEB a partir de comparações inovadoras de modelos de negócios específicos a PV em uso nos EUA.

3. METODOLOGIA PROPOSTA

3.1. CONSIDERAÇÕES

No Brasil, a dependência de incrementos energéticos na matriz do SEB está fortemente atrelada à modicidade tarifária, cobrada nas empresas fornecedoras de energia que são reguladas e devem preservar o equilíbrio entre remuneração de investimentos com a prestação de serviços ao menor custo. Existem na realidade diferentes quadros operacionais e de expansão em longo prazo, porém limitado e lento. Devem respeitar que no país que os principais beneficiados neste contexto sejam os consumidores e em segundo lugar as distribuidoras de energia, motivo a dividir os impactos com foco das análises dos modelos de negócios sob estas duas perspectivas.

Os modelos para PV, como visto no Item 2.4.: concentram-se na criação de valor para novos produtos e serviços, dado às condições de mercado e tecnologias existentes; devendo apresentar resultados equitativos econômico-financeiros, abranger a legislação, mandatos regulatórios e inclusive benefícios ambientais. De acordo com (SEPA apud Barros, 2014), existem 3 perguntas básicas para uma boa estruturação e definição de estratégias, além da necessidade de uso de ferramentas tradicionais da metodologia: Como criar valor onde outros atores não conseguem? Como beneficiar-se deste? Como sustentar a PV em LP (Longo Prazo)?

Tudo isto, interliga-se na metodologia proposta, partindo de uma contextualização própria, seguido de uma lógica de avaliação de Potencial de Energias Renováveis. Neste ponto utiliza-se de uma metodologia base e outra chamada complementar, para finalmente apresentar a integração de todas etapas em uma diagrama. Desta forma investiga-se sobre telhados de áreas públicas, oportunidades de parceiras, e sugerindo otimização dos recursos energéticos para órgãos públicos que são fortes tendências atuais para a PV.

Considera-se então de extrema importância dar continuidade a estudos prévios como de (NEUSSER, 2009) e aliar na metodologia a proposta indicada por (Freire, 2013), realizar uma modelagem e cálculo de PV para uma universidade pública através de mapeamento georeferenciado, classificando-o inclusive por capacidades estratégicas de energia e economia para

negociação. Na sequência apresenta-se mais detalhes sobre estes procedimentos, Item 3.2.

3.2. Contextualização da Metodologia

Para atender aos objetivos, os seguintes passos são propostos e investigados nos subitens para o desenvolvimento da metodologia:

1- Escolha da tecnologia para projetos em larga escala

- Processos de Dimensionamento/Bibliografia
- Histórico (EXEMPLOS – *good cases*)
- Modelos inovadores, gestão e negócios de PV
- Características Econômica/Financeiras e Incentivos

2- Estudo de Caso:

2.1. - Sistema Elétrico Local:

- Dados AES Sul – Distribuidora / RS->SM
- Informações sobre Subestações, Redes Internas e Consumidores
- Meta de PV de 10% : abrangência de capacidade pela Universidade
- Restrições Técnicas e Ambientais, condições para GD local

2.2. - Coleta e Formatação de banco de Dados Local:

- Diagnóstico de Energia UFSM / Diagnóstico de Energia de Santa Maria
- Condições locais: Climáticas e Irradiação
- Coleta de orçamentos PV e Projetos Similares

2.3. - Mapeamento UFSM > áreas prioritárias para uso de PV

- Análise aérea da região de estudo, Mapeamentos Preliminares.
- Mapeamento Básico, Mapeamento Complementar.
- Classificação de Pontos de Interesse
- Simulações Energéticas

3. –Resultados: Diagnóstico visando GLD com a GD proposta, Projetos Básicos quantificados e Pré-Viabilidade das Alternativas, apresentação das condições que facilitaríamos a adoção/técnicas ou mecanismo de incentivos, além de mensurar impactos externos diretos da PV no local.

- Opções de acesso e Viabilidade Econômica (LCOE, TIR, PB)
- Outros: Opções para Financiamento dos Projetos

3.1. – Impactos

- Proposições Econômicas e Financeiras – Visão do Consumidor/Distribuidor
- Carregamento Local e nas SE da Cidade
- Consequência em Cadeia (Técnicas e Econômicas)
- Outros [Emissões, Mercado, Empregos, Desenvolvimento Local...]

4. Recomendações: Sugestões para planos estratégicos, fontes de financiamento e recursos, etapas de inserção de PV; e trabalhos futuros.

3.3. LÓGICA DE REFINO DA METODOLOGIA

As etapas do trabalho no quesito mapeamento (2.3. do Item 3.2., anterior) seguem a lógica de avaliação de potencial para Energias Alternativas conforme referência de (EPE, 2015). Simula-se um levantamento “bruto/grosseiro” inicialmente e realizados filtros até o nível desejado de detalhamento, com adaptações adicionais em virtude do foco do estudo:

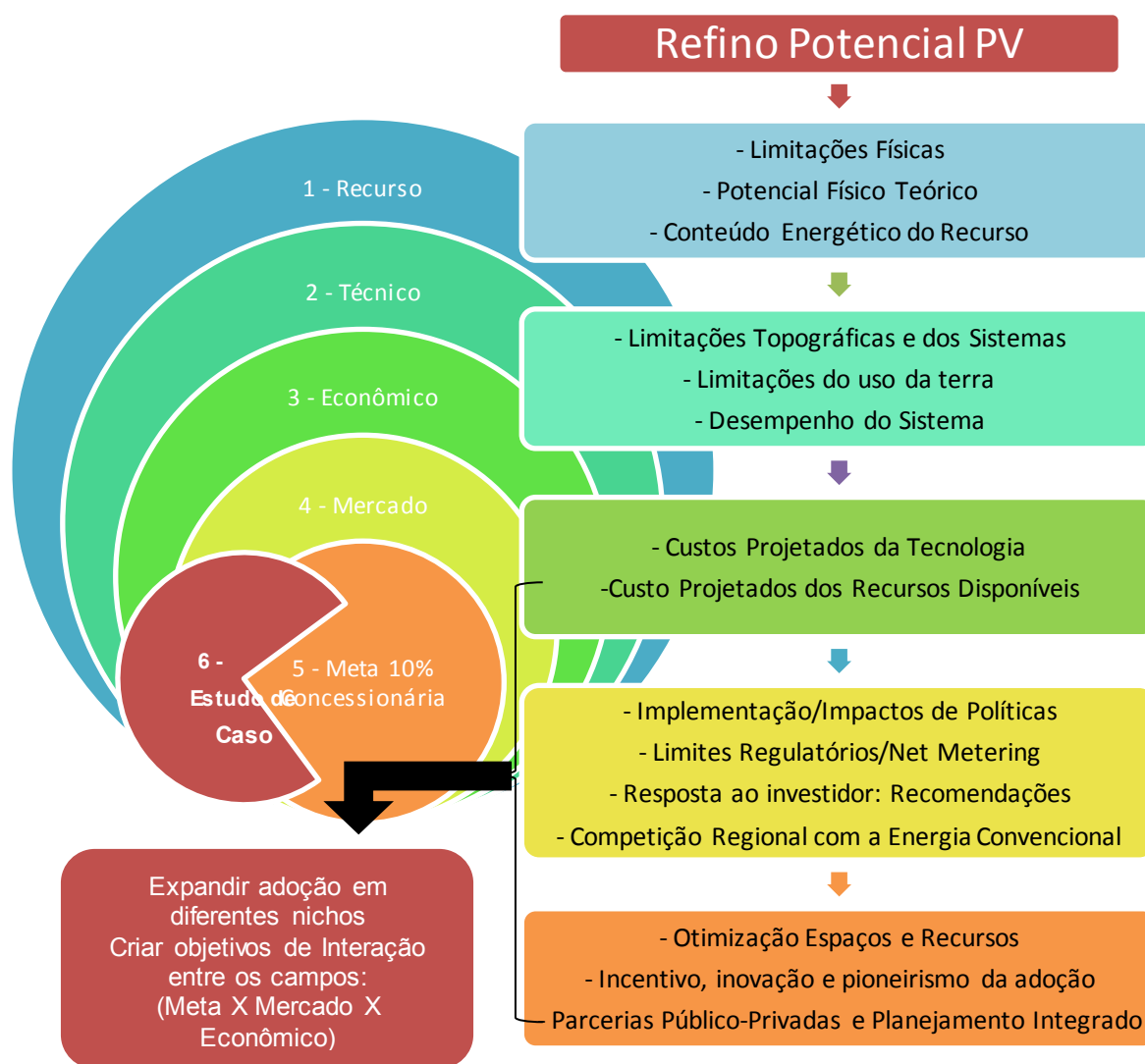
Em nível de recurso (1), se considera basicamente a quantidade, o horizonte de disponibilidade e a localização geográfica de cada fonte, assim como seu respectivo conteúdo energético. O próximo nível (2) incorpora limitações técnicas e de uso do solo. Nele são examinadas as oportunidades de conversão do recurso em formas úteis, através de tecnologias específicas. No nível econômico (3), por sua vez, incorpora-se o custo da tecnologia e outros fatores econômicos. Finalmente, são incluídas considerações de mercado (4), demanda ofertada, preços de commodities, regulação, incentivos, barreiras, investimentos, resposta do consumidor, entre outros

(NREL, 2010 apud EPE,2015).

Uma vez conhecido a lógica de 1 a 4 são apresentadas duas novas abordagens às metodologias usuais: a Meta dos 10% como objetivo (5) e capacidade admissível ou recomendada a UFSM (6). Tais pontos serão explicados posteriormente. De forma resumida se traduzem da necessidade de usufruir de uma parcela adicional da PV em potencial de outras áreas da proposta inicial, representado pela área 6 da Figura 28.

Esta representa o processo de determinação do Potencial PV do geral para filtros cada vez mais específicos, além disso, adicionando dois novos parâmetros que são objetivos do presente trabalho; itens 5 e 6, respectivamente Meta dos 10% e Estudo de Caso:

Figura 28 - Lógicas pra Refinamento do Estudo do Potencial de PV



Fonte: (Adaptado de NREL2012 apud EPE15)

3.5.1. Metodologia para o Mapeamento Base

A Metodologia de Base do Mapeamento é desenvolvida conforme os passos (também (2.3. do Item 3.2., anterior)):

- a) Elaboração de uma planilha a partir do Plano Diretor UFSM/2008
- b) Subdivisão por Centros e área comuns por proximidade
- c) Comparado Área de Expansão, estacionamentos previstos por “Centro”.
- d) Delimitada ocupação estimada e projeção de área reservada para estacionamentos
- e) Cálculo de área atual e real através de análise web-georeferenciada (SOLARGIS, 2015)
- f) Somatório de áreas totais
- g) Aplicação de um Fator de Conversão por item (função de área útil, consideração de sombreamento, locais impróprios, erros de imprecisão [um para a área física/real e outro para área proposta de estacionamentos])
- h) Ilustrar valores Mínimos e Máximos apenas em um resumo da Tabela Mapeamento Completo UFSM.
- i) Conforme itens anteriores há possibilidade de condicionar diferentes cenários e passos de expansão para projetos de PV.
- j) Consideram-se outras restrições e usos de Áreas/Estudos Ambientais

Como exemplo de área para simular o potencial para os estacionamentos, utilizou-se dados do projeto da Eletrosul do projeto 1 MW solar em Florianópolis/SC. Neste caso as estrutura P1,2,3 e G,1-8 (Figura 29) tem em média 384 m² e comportam cerca de 20 veículo conforme (ZOMER, 2010), ou aproximadamente 19,2m² por vaga.

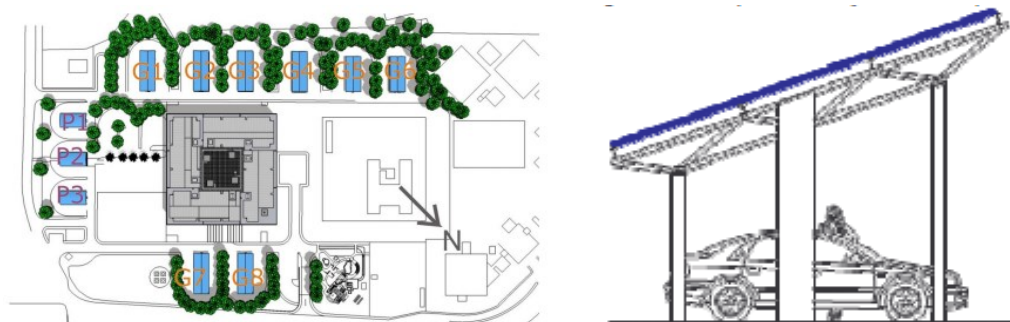
Uma segunda referência CET (2015) tem uma análise mais detalhada e considerando condições oblíquas de posicionamento, esta diz que seriam de 5 – 8 m comprimento e 2,4 – 3,10 m de largura considerando veículos utilitários e carga leve/micro-ônibus na medida superior, para este caso a área estimada média seria 18,4 m².

De forma empírica e visando que em unidades de ensino prevalecerá carros de passeio/pessoais, para simplificação adota-se 15 m² como valor para quantificação dos estacionamentos por centros (grupos mapeados) proporcionalmente a função da área dos mesmos. Obteve-se então a seguinte

fórmula – Equação 8 - para conversão de área em potenciais estacionamentos com estrutura coberta que facilitasse a instalação de PV, prevendo elaboração de estruturas em futuro próximo, como Figura 29:

$$\begin{aligned} & \text{Área estacionamento estimada} = \\ & \text{Área mapeada} * 0,016^6 \left(\frac{n^{\circ} \text{ estacionamentos}}{m^2} \right) * 15 (m^2) \end{aligned} \quad \text{Eq. (8)}$$

Figura 29 - Exemplo de Estacionamentos Solares



Fonte: Adaptado de Zomer (2010) e Freire (2013)

Outro ponto a declarar é o tipo de painel solar PV adotado para os cálculos, o mesmo adotado posteriormente para as finalidades elétricas do estudo de caso. Considera-se que em todo projeto e cenários são utilizados painéis da marca CANADIAN SOLAR (2015), modelo Quartech CS6P-250. Assim cada unidade tem a potência de pico de 250Wp com 1,6 m² de área, o que para as medidas do capítulo/metodologia conferem um índice de 6,4m²/kWp horizontalmente.

A Tabela resultante desta metodologia apresentará 4 colunas de saída (ela é o resumo da Tabela 30 - Anexo 3 - Tabela Completa – Resultados do Mapeamento Físico da UFSM), sendo a função das mesmas explicadas a seguir:

- a) Potencial Mínimo de capacidade PV para cada Unidade: Este cenário considera o mínimo potencial de cada Centro da UFSM selecionado; uma vez mapeados todos os telhados da UFSM. Sobre a área total identificada é

⁶ Coeficiente de conversão de área real em vagas, para reconversão pela fórmula em área disponível de estacionamentos. (Estimativa a partir de análises do plano diretor 2008)

aplicado o “Coeficiente A” de porcentagem de utilização de área (ou seja, da área indicada, qual o total considerado adequado para instalação de PV, e em geral igual a 75%) (Tabela 30 – Anexo 3). A Equação (9) representa este potencial mínimo:

$$P_{\text{mín}} = \frac{\text{Área Atual} * \text{Coeficiente A}}{(\text{Fator de Conversão}=6,4)} \quad \text{Eq. (9)}$$

- b) Potencial Máximo Atual: Semelhante ao item “a”, esta coluna representa a hipótese teórica de uso de 100% dos Telhados, calculado com a Equação (10) (ou seja, Coeficiente A = 1, da Eq.9 anterior)

$$P_{\text{máxima atual}} = \frac{\text{Área Atual} * 1}{(\text{Fator de Conversão}=6,4)} \quad \text{Eq. (10)}$$

- c) Potencial Mínimo e Porcentagem Potencial de Estacionamento: O item indica que além dos telhados na condição de base ou mínima, dado pelo “Coeficiente A”, é incluído uma área prevista para estacionamento também sobre a restrição de um “Coeficiente B” indicativo sobre a área útil do mesmo. (Representa Potencial Mínimo com adição de uma Expectativa Mínima de Estacionamentos, identificado na Equação (11))

$$P_{\text{mín}} + P_{\text{mínEstacionamento}} = \frac{\text{Área Atual} * \text{Coeficiente A}}{(\text{Fator de Conversão}=6,4)} + \frac{\text{Área Estacionamento} * \text{Coeficiente B}}{(\text{Fator de Conversão}=6,4)} \quad \text{Eq. (11)}$$

- d) Potencial Máximo: Este item é semelhante ao item “b”, que além do Potencial Máximo Atual, adiciona o potencial máximo previsto por áreas de estacionamento (Coeficiente B = 1). Ou seja, 100% de área disponível de telhados físicos existentes e 100% da previsão para estacionamentos, vide Equação (12).

$$P_{\text{máximo}} = \frac{\text{Área Atual} + \text{Área Estacionamento}}{\text{Fator de Conversão}} \quad \text{Eq. (12)}$$

3.5.2. Mapeamento Complementar

O mapeamento complementar constitui-se de um mapeamento *Online*, através do recurso SOLARIZA do Greenpeace (2016). Esta é uma ferramenta operando como rede social/educacional que ajudar a calcular se vale a pena bancar a instalação de painéis solares. De forma colaborativa identifica o potencial de produção de energia solar no país democratizando o acesso uma consultoria básica.

Os passos neste caso são:

- a) Elaboração de uma planilha e Subdivisões conforme Mapeamento Base
- b) Cálculo de área atual e real através de análise web-georeferenciada através da ferramenta online Solariza (GREENPEACE, 2015)
- c) Somatório de áreas totais e demais variáveis de interesse.

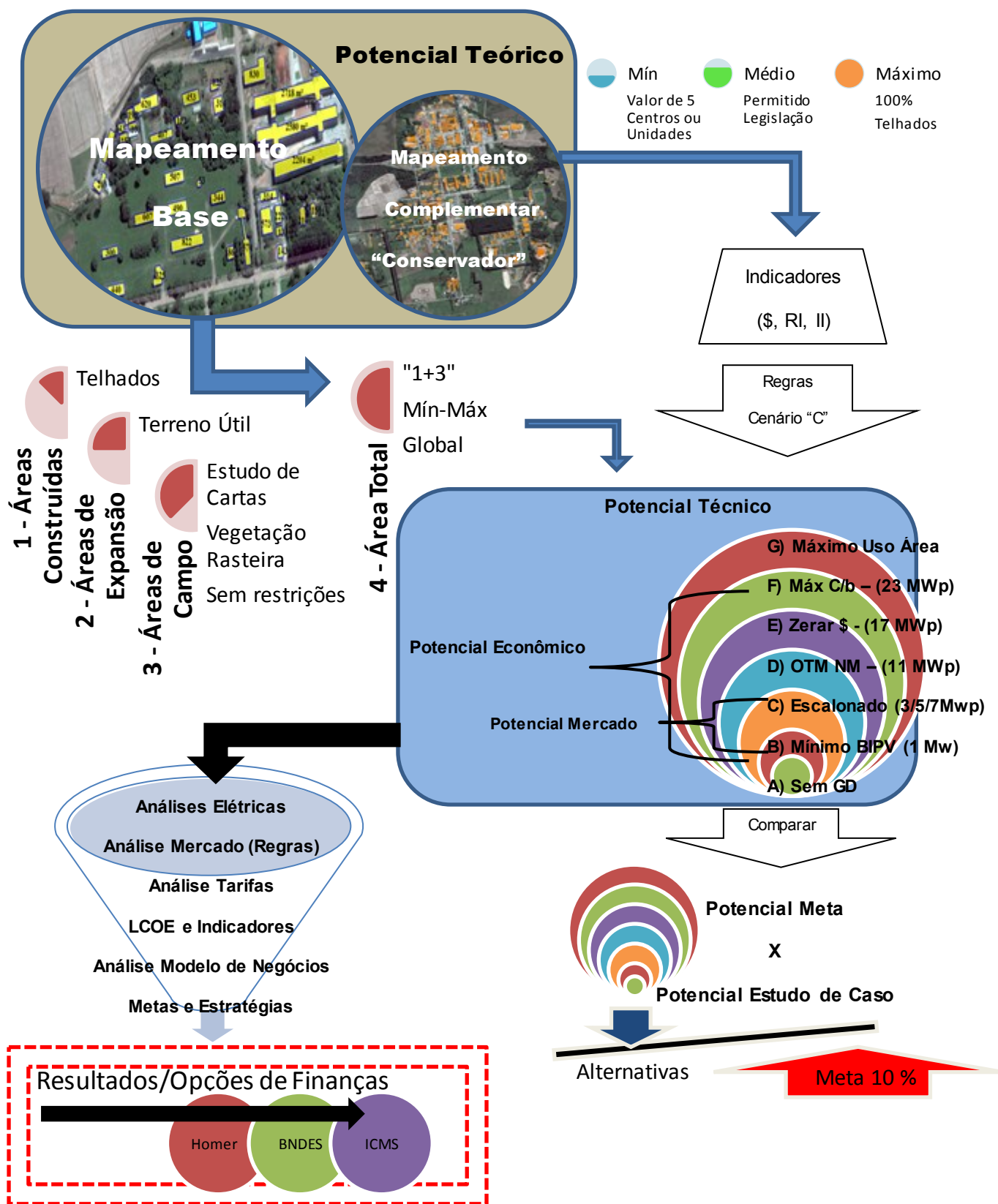
Este mapeamento serve como referência comparativa e ainda metodologia conservadora devido aos altos custos praticados e que considera da área medida para instalação de painéis de PV apenas 60% de uso (Similar e corroborando a aplicação do “Coeficiente A”, do item 3.5.1. da Metodologia de Mapeamento Base).

3.6. METODOLOGIA COMPLETA

Após os dois mapeamentos são realizados novas classificações já oriundas de uma avaliação da carga e opções disponíveis (Item 4.9.1.), neste ponto e de acordo com a aplicação da Metodologia de avaliação de recursos - Figura 29, uma Metodologia mais completa é sugerida e demonstrada em quatro etapas (Mapeamentos > Restrições e Escolhas > Comparações à Meta > Aplicação de Filtros) complementando e justificando o Item 3.3..

O fluxo completo da metodologia é ilustrado na Figura 30:

Figura 30 - Metodologia Completa – Diagrama



Fonte: Elaboração Própria

4. APLICAÇÕES PRÁTICAS

4.1. A UFSM COMO ESTUDO DE CASO

A Universidade Federal de Santa Maria (UFSM) é uma das maiores universidades do interior do estado; e atualmente classifica-se entre as 20 melhores do país segundo o Instituto Nacional de Estudos e Pesquisas Educacionais, com um histórico presente no cenário nacional desde sua fundação em 1960/61 em áreas cedidas e pioneirismo empreendedor do Prof. Dr José Mariano da Rocha.

Os limites físicos da UFSM em Santa Maria constituem uma propriedade de 1.837,72 hectares (UFSM, 2013) entre Campus no bairro Camobi e algumas unidades no centro da cidade. Além destes elementos, hoje possui outras instalações descentralizadas como polos de expansão e centros tecnológicos em diversas partes do estado RS. (CAFW Frederico Westphalen CESNORS/UDEESM Silveira Martins/Palmeira das Missões, ...).

Nestas condições e devido a expansões dos sistemas de ensino superior com programas governamentais (REUNI, UAB, SISU, ENEM, PRONATEC e demais Expansões) tem sido crescente a área ocupada fisicamente por novas construções. Segundo (UFSM, 2013), sua área total com edifícios no campus é de 309.332,72 m² e total construída 365.138,62*), contabilizado nestes valores 22.259,41 m² em edificações no centro do município; em terrenos totais a medição da instituição seria de 1.837,72 ha.

4.1.1. Finanças e outros indicadores

Considerando a movimentação econômica e populacional, são atribuídos à UFSM fluxos de 1,1 bilhões de reais em investimento e verbas, registradas para 2014 (UFSM, 2014). Sobre os quais cerca de 65% a 70% é destinado ao quadro de pessoal (salários, encargos e precatórios), sendo praticamente o dobro do orçamento administrativo de Santa Maria. Só em

encargos gerais (água, energia, telefone e terceirizações, entre outros) são cerca de R\$ 55 milhões.

Quanto a alunos, servidores, professores, técnicos e demais envolvidos sua população é estimada em 33.674 pessoas (UFSM,2013).

4.1.2. Energia, Eletricidade e Temáticas de GD no Campus

Sob o ponto de vista energético a UFSM pode ser comparada a uma grande indústria atendida em média tensão (13,8 kV), classificada como *Serviço Público* para tarifação, no grupo A4 e faturada no posto tarifário Horo Sazonal – Azul, com o ponto de ligação à rede local pelo alimentador “AL UFSM = SMA2 – AL26”.

Considerando que em 2007 a UFSM possuía uma demanda de cerca de 5,4 MW(2007) (1,38 GWh mensal) (Wottrich, 2010) e anterior de [2009 = 4,5 MW_{janeiro}] (Neusser, 2009) ainda da época que unidades como o INPE e Hospital Universitário (até 2008*) eram incluídas na mesma medição, anterior a este período todas suas atividades eram redistribuídas em termos de energia interna através de 60 subestações próprias; de forma que cada SE correspondia a um setor/conjunto, e seu potencial físico por quantidade de transformadores alocados supera 12 MVA.

Porém a sua diferença para um cliente industrial é a falta de conhecimento individualizado sobre medição ou carga efetivamente instalada, já identificada por (Neusser, 2009). Isto ocorre devido a um constante crescimento e aumento de demanda por energia, em contrapartida a uma falta de gestão energética e preocupações com otimização econômica ou eficiência. Tal fato percebe-se ao observar a falta de acompanhamento ou atualização das infraestruturas elétricas que ainda em parte detém configurações originais dos anos 70 (Neusser, 2009), enquanto que novas edificações já poderiam contar com equipamentos de gestão/supervisão e atuação por controle de demanda (GLD), por exemplo; acreditava-se que tais opções não seriam viáveis ou mesmo não contempladas em pautas perante a rotina de planejamento e sistema de licitações.

É neste ponto que se salienta a importância de diversificar a matriz energética e porque não incentivar o uso de fontes alternativas de energia em instituições públicas, em especial a UFSM dado seu vasto território. Utilizar das pesquisas e recursos locais para descrever o potencial econômico de forma a auxiliar em planejamentos estratégicos para o uso de Geração Distribuída.

Assim se faz necessário uma análise do Histórico Energético da UFSM, como corresponde ao Apêndice B – Referências de Base.

4.1.4. Avaliação das propriedades de energia e consumo atuais

Para atualização dos valores apontados no Histórico de Consumo de Energia, a Tabela 6 é confeccionada, utilizando de informações das contas de Luz de 2013 para as quais havia planilhas com os valores anuais e completos; uma segunda coluna 2015/2014 é elaborada utilizando uma conta de luz de abril de 2015. Onde também se apresenta os demais históricos de energia UFSM (Apêndice B); finalmente para a modelagem de 2014 completa e posteriormente utilizado para simulações, são usados valores do Banco de Dados/Leitura de Memória de Massa – obtido junto à (PROINFRA, UFSM e AES Sul).

4.1.5. Demais Premissas: referências da modelagem de PV

A seguir na Figura 31, temos os recursos de dados e fontes da investigação na ordem de interesse para as simulações e construção do estudo de caso.

Figura 31 - Premissas do Estudo de Caso UFSM para simulação

Energia Consumo e Projeto ESFV Otimizado

Premissas para Dados de Base e Simulações:

- PV: Painéis da Marca Canadian Solar
- 250 Wp (1,6 m²) - (15,85% - 6,4 m²/ kWp)
- Dados Custos Comerciais Locais: (Sonnen - 2015)
- Inversor: (Considerado Incluído no Valor de Leilão - 1° LER/2014)
- Dados Irradiação Solar: (1° Homer/2° RadiaSol/3° INMET 2013)
- Dados Climáticos: (Estação Meteorológica UFSM/INMET 2013)
- Dados Concessionária AES Sul: (ABRADEE 2014) (AES Sul - SMA1-5/TR x /SM2 AL 26)
- Dados Santa Maria: (FEE 2012 - <http://dados.fee.tche.br/>)
- Dados UFSM: (Memória de Massa 2014 e AES Sul: contas 2013/2015)
(PROINFA 2015, PROPLAN, UFSM em números)
- Casos considerados para investigação:
Dados Demográficos e outros SM (IBGE,...)



Fonte: Elaboração Própria

Tabela 6 - Considerações Atuais de Contas de Energia 2013-2014-2015

Resumo UFSM kWh	Leitura Contas 2013			Leitura Contas 2015/2014			Valores MM para ano de 2014 Inseridos no HOMER			2013 – 2014/15 Cresc. Real	2013 – 2014 Cresc. HOMER
	Ponta	F.Ponta	Total	Ponta	F.Ponta	Total	Ponta	F.Ponta	Total		
Jan	107.617	1.269.576	1.377.193	99.301	1.220.968	1.320.269	154.477	1.539.497	1.693.974	-4,13%	23,00%
Fev	117.347	1.366.344	1.483.691	92.476	1.246.784	1.339.260	124.359	1.140.316	1.264.676	-9,73%	-14,76%
Mar	101.296	1.238.776	1.340.072	92.526	1.160.320	1.252.846	169.555	1.236.719	1.406.274	-6,51%	4,94%
Abr	955.752	88.073	1.043.825	143.329	1.432.088	1.575.417	167.915	1.188.473	1.356.388	50,93%	29,94%
Mai	1.156.680	122.312	1.278.992	117.343	1.203.608	1.320.951	172.854	1.144.888	1.317.741	3,28%	3,03%
Jun	1.174.936	121.810	1.296.746	126.237	1.193.696	1.319.933	167.265	1.124.600	1.291.864	1,79%	-0,38%
Jul	131.332	1.173.816	1.305.148	119.315	1.146.544	1.265.859	157.834	1.116.319	1.274.153	-3,01%	-2,37%
Ago	1.246.168	138.069	1.384.237	122.404	1.146.320	1.268.724	159.775	1.091.669	1.251.443	-8,34%	-9,59%
Set	113.389	1.131.312	1.244.701	117.230	1.134.224	1.251.454	167.775	1.121.169	1.288.944	0,54%	3,55%
Out	128.111	1.180.984	1.309.095	136.055	1.202.488	1.338.543	170.796	1.247.052	1.417.847	2,25%	8,31%
Nov	132.186	1.224.384	1.356.570	129.241	1.299.816	1.429.057	165.779	1.402.122	1.567.901	5,34%	15,58%
Dez	119.223	1.374.800	1.494.023	132.362	1.450.512	1.582.874	137.218	1.239.862	1.377.080	5,95%	-7,83%
TOTAL	5.484.037	10.430.256	15.914.293	1.427.819	14.837.368	16.265.187	1.915.601	14.592.686	16.508.287	2,20%	3,73%
Valores Médios Mensal	129.722	1.177.400	1.324.584	120.860	1.203.048	1.320.610	166.522	1.166.681	1.337.065	1,17%	3,29%

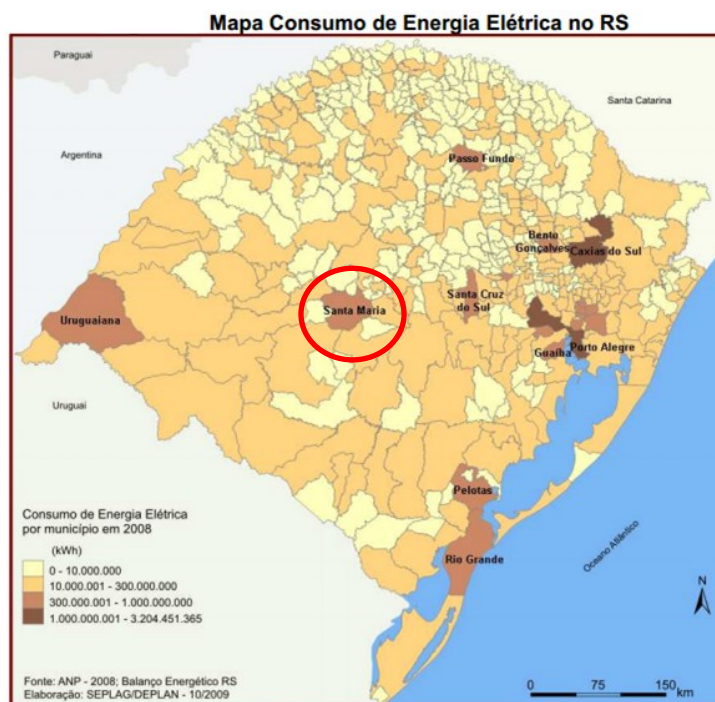
Fonte: Elaboração Própria

4.2. SANTA MARIA COMO CASO COMPARATIVO LOCAL

De acordo com as informações obtidas a partir do IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística) (ADESM, 2015), Santa Maria conta com uma área de 1.788,129 Km². Ocupando, assim, o posto de 34^o/497 (trigésimo quarto) maior município do Estado, de acordo com o IBGE 2010. O território santa-mariense é dividido em 10 distritos (ADESM, 2015), sendo que Santa Maria sede tem 121,84 Km² (correspondente a 12.184 ha ou 6,82% da área total).

No Estado RS, a representatividade territorial estadual do município se aproxima de 0,7% (zero vírgula sete por cento), tendo em vista que a área do estado é de aproximadamente 268.761,89 Km². Mesmo Santa Maria sendo uma cidade grande em território, não representa 1% (um por cento) de toda a extensão do Estado que contém 497 municípios. No mapa Figura 2 podemos ver a distribuição estadual dos municípios com a localização de Santa Maria, bem como já considerando dados quanto a consumo de energia de cada um respectivamente.

Figura 32 - Localização de SM no Estado e Consumo Energético Cidades



Fonte: BEN RS (2013)*

4.2.1. Indicadores diversos:

Como principais dados de interesse relativo às características do município para projetos e políticas energéticas, apresenta-se um resumo das informações obtidas na Tabela 7:

Tabela 7 - Principais Dados de Caracterização da Cidade

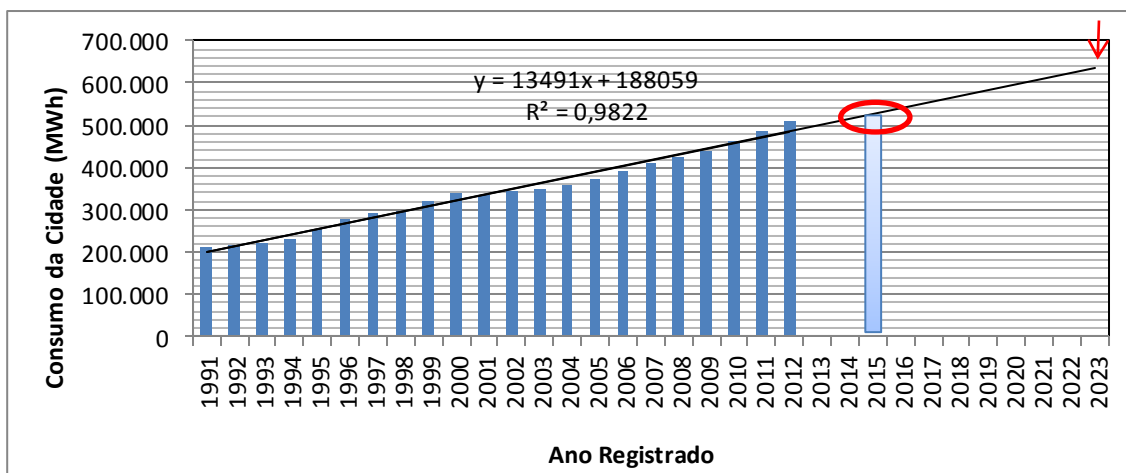
Resumo de Informações sobre Santa Maria	
Área Total: 1.781,757 Km ²	Bairro Camobi com maior área (20,3463 km ²)
Urbana: 121,84 Km ²	Bairro Camobi com maior número de habitantes (21.822)
Rural: 1659,917 Km ²	<i>Residências Estimadas Camobi: 8.000 (fator res <2,5)</i>
População Estimada 2014: 274.838 (*IBGE,2014)	Índice de insolação 2161,8 horas anuais (ADESM,2015)
Altitude média 113 m	Picos Demanda EE em SM: 2014 = 133 MW / 2013 = 118 MW**
Nº Domicílios Cidade: 101.062 [SM Dados]	Nº Consumidores de Energia: 108.963
Média hab/domicílio: 2,58 (ADESM,2015)	Subestações de Energia: 5 Em capacidade Total de 256 MVA

Fonte: Elaboração Própria

4.2.2. Medição Histórica de Consumo da Cidade e Tendências

Utiliza-se a referência (FEE, 2015) para elaboração da Figura 3, estimando a extrapolação de energia elétrica para a cidade de Santa Maria a partir de 2013 até 2023 (Ano propício em virtude do PDE2023).

Figura 33 - Crescimento consumo de energia elétrica na cidade SM



Fonte: Adaptado de (FEE, 2015)

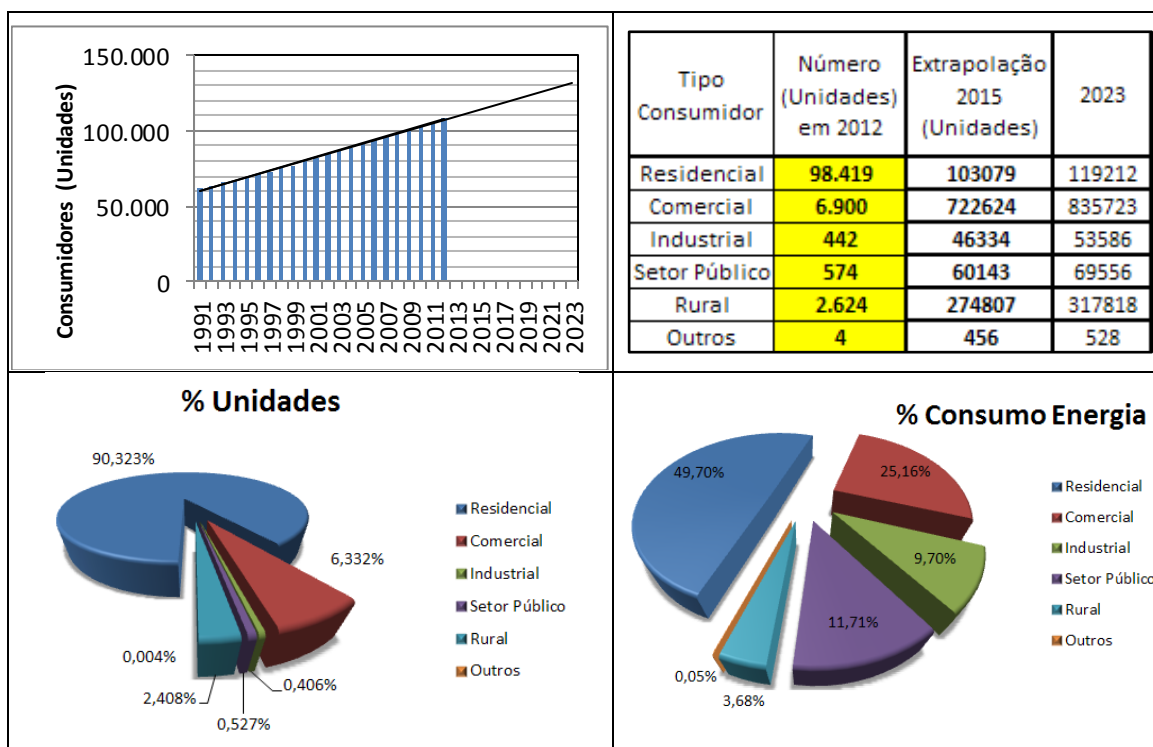
Da Figura 33 percebe-se quanto ao histórico do consumo de energia em Santa Maria que: em 2012 foram consumidos 511,795 GWh (Média de 58,3 MWh por hora). Em uma breve análise e projeção linear dos valores constata-se que para 2015 a medição local seria de 525,334 GWh, representando um crescimento de 2,65% em relação a 2012.

Da mesma forma, apenas para consideração de um cenário futuro e de outros estudos com períodos já delimitados neste estudo (PDE, 2023), apresenta-se o valor na mesma tendência esperado para 2023, cerca de 633,262 GWh ou uma proporção de 23,7% de aumento comparado ao valor real de 2012.

4.2.3. Número de Consumidores e Consumo Médio /2015

A mesma fonte (FEE, 2015), permite discriminar o consumo e quantidade de consumidores por setores da cidade, permitindo estudar a todos os tipos de consumidores da cidade em Figura 34:

Figura 34 - (a) Quantidade de Consumidores (b) Projeção 2015 e 2023 (c) Subdivisão da Cidade Setores (d) Divisão do Consumo Interno



Fonte: Elaboração Própria (adaptado de FEE,2015)

Através da Figura 34, é possível verificar a contribuição de cada classe na composição energética na cidade de Santa Maria. Fica evidente que a maioria dos consumidores da cidade são residenciais; porém estes correspondem a aproximadamente 50% da energia consumida anualmente, em seguida está a classe comercial com um quarto do total, o Setor Público na 3ª posição com 11,71% (desta parcela, 3,87% são representados apenas pela carga da UFSM e 3,56% pela soma responsável prefeitura com gastos de energia administrativos do município), seguidos por Indústria com 9,7%, 3,68% na parte rural e 0,05% por outros.

Da mesma forma é verificado para o ano 2012 (data mais atualizada do banco de dados), a quantidade de consumidores das diferentes classes na cidade, e em virtude de delimitar a condição atual da cidade para (2015), realizando-se uma projeção linear simples considerando que o *Market Share* continue igual. Tais resultados são apresentados na Figura 34 (c) e complementados em questões de médias de consumos na Tabela .

Tabela 8 - Componentes Individuais de Consumo por Classe na cidade SM

Tipo Consumidor	Número (Unidades) em 2012	Consumo Total (MWh)	Média Anual Por Unidade (MWh)	Média Mensal (MWh)	Média Mensal (KWh)	Média Diária (KWh)	2015 (Unidades)
Residencial	98.419	254.337	2,58423	0,21535	215,35	7,08007	103079
Comercial	6.900	128.769	18,6622	1,55518	1.555,18	51,1292	722624
Industrial	442	49.648	112,326	9,36048	9.360,48	307,742	46334
Setor Público	574	59.930	104,408	8,70064	8.700,64	286,048	60143
Rural	2.624	18.836	7,17835	0,5982	598,20	19,6667	274807
Outros	4	274	68,5	5,70833	5.708,33	187,671	456

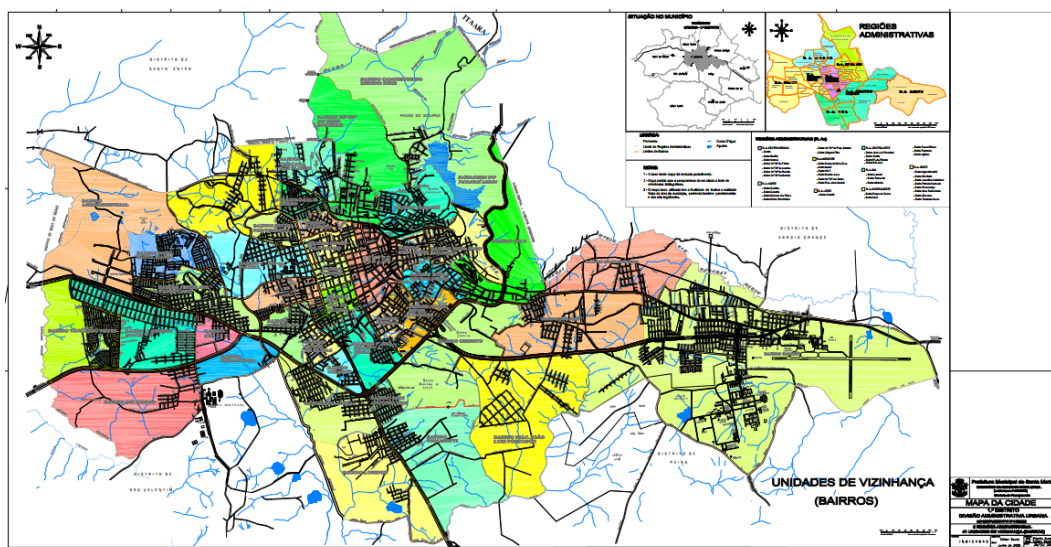
Fonte: Elaboração Própria

Os dados da Tabela 8 podem identificar oportunidades e quantidades de consumidores em Potencial para PV nos seus telhados respectivamente, ou ainda de forma estratégica como indicadores, para definição de políticas públicas e/ou parcerias público/privado (PPA); ou mesmo prevendo cunhos acadêmicos ou Empresas ESCO interessadas em aplicar os novos Modelos de Negócios (Item 2.4.). Estes consumidores, por exemplo, poderiam ser atendidos através da energia excedente do *Net Metering* do estudo de caso.

4.3. MAPAS DE LOCALIZAÇÃO

Conforme (Valentini, 2010), o território do Campus da UFSM localiza-se entre as coordenadas geodésicas 53°46' a 53°43' Oeste de latitude e entre 29°42'30' a 29°45' ao sul do Equador (longitude). Identificam-se na Figura 35 - Área Urbana de Santa Maria e Figura 36: Contexto e Localização da UFSM na Cidade.

Figura 35 - Área Urbana de Santa Maria



Fonte: IPLAN (2015)

Figura 36 - Contexto Campus UFSM x Cidade



Fonte: (VALENTINI, 2010)⁷

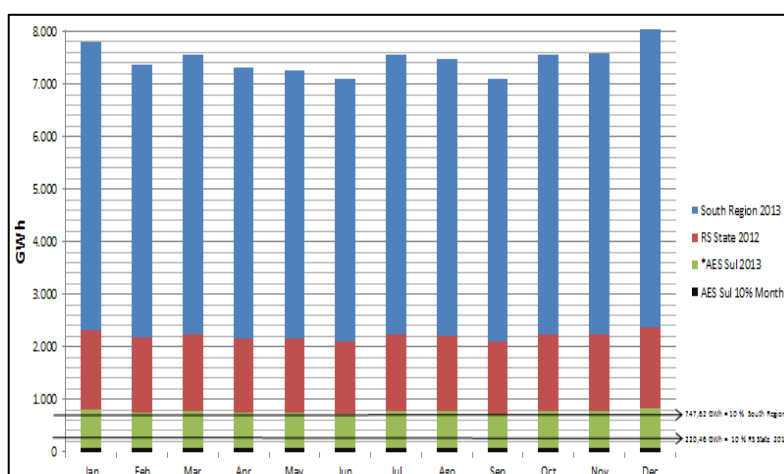
⁷ Imagem QuickBoard Google Earth 29/06/2009.

4.4. CONDIÇÕES PARA ATINGIR ATÉ 10% DA CARGA

A região sul do Brasil é responsável por um consumo anual de energia de cerca de 89,71 TWh, registrados em 2013. Delimita-se pelos estados de Santa Catarina (SC), Paraná (PR) e Rio Grande do Sul (RS), representando juntos 14,7% da energia exigida no Sistema Interligado Nacional (SIN) de um total de 609,9 TWh segundo a (ONS, 2014 apud Amaral,2015). Na Figura , exibe-se já uma análise comparativa do consumo de energia da região sul, com o estado do RS e ainda a parcela suprida pela AES Sul; são os dados de partida para identificar os 10% desejados com PV.

Neste caso, conforme o gráfico e em informação preliminar para o ano de 2013, a cota dos 10% representava 756,76MWp (Amaral, 2015) que conforme Apêndice C, resultam em 786,5 GWh ao ano.

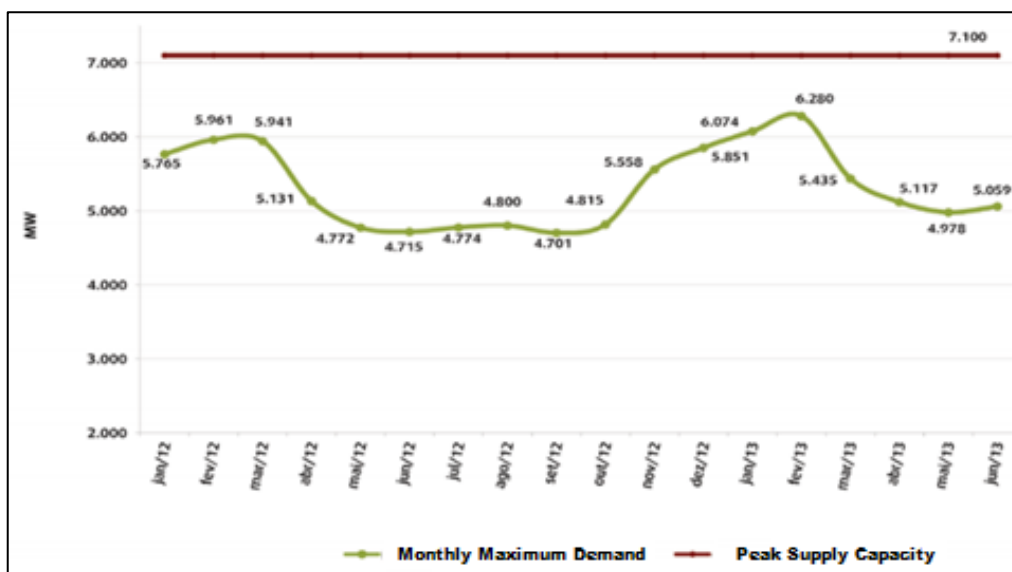
Figura 37 - Demanda anual de energia em 2013



Fonte: (Amaral, 2015)

Na Figura 38 apresenta-se a capacidade máxima de pico do sistema elétrico do RS, com teto de 7,1 GW; e mesmo que se esteja longe de um estrangulamento do sistema, é preciso antecipar-se ao crescimento gradual e contar com opções de expansão da oferta de energia. Percebe-se no mês de fevereiro a ocorrência do carregamento máximo no sistema, atingindo 6,28 GW.

Figura 38 - Demanda mensal no estado do RS



Fonte: (AES SUL 2013, apud Amaral, 2015)

Essas informações são úteis quando se deseja prospectar o impacto e a penetração da energia solar fotovoltaica, visto que pode postergar investimentos para atender o crescimento orgânico da rede.

Ressalta-se a importância que a PV pode alcançar e principalmente em curto prazo, (Miranda, 2013) encontrou um potencial de 15,423 GWh em suas estimativas em 2012; que poderiam representar até 21% de PV para o estado, e de maneira geral para o Brasil identificou um potencial técnico de 64,59 GWp. Se considerado em longo prazo para horizontes de planejamento em cenários macros, até 2030 o estudo prevê produção de 100 TWh com tecnologia fotovoltaica.

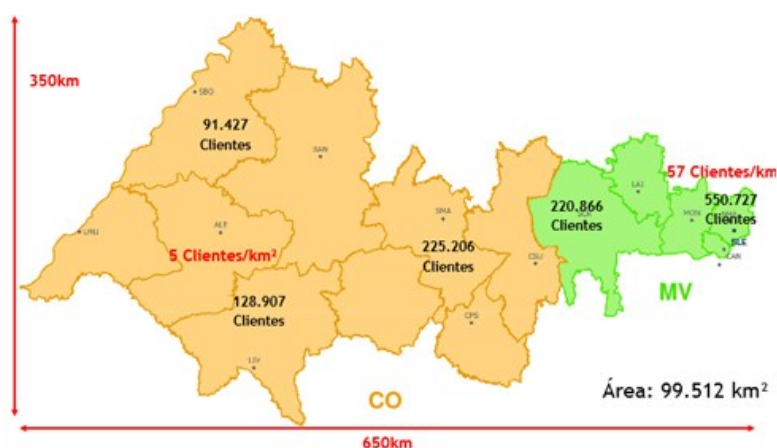
Uma vez conhecido o comportamento anual da região sul (em específico o estado do RS); sobre demandas e consumo, é possível restringir e focar para o estado a parcela condizente para o estudo de caso: Qual a estrutura e características técnicas da AES Sul para este atendimento? Qual o histórico e perspectivas para os próximos anos em termos de investimentos (expansão)?

4.4.1. Caracterização AES Sul e a Meta dos 10% para PV

Conforme informações do Gerente Regional Centro-Oeste da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A., no mês de maio de 2012, 97.011 domicílios foram atendidos em Santa Maria, o que representa 96% do município se considerarmos a quantidade total de domicílios na cidade que era de 101.062 domicílios, segundo (IBGE, 2010 apud ADESM, 2015). Além disso, referente a informações cedidas pelo Gerente Regional Centro-Oeste da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. em maio/2012 a carga total instalada (disponibilizada) na cidade de Santa Maria é de 183,5 Megawatts (MVA).

A distribuição de Energia Elétrica em Santa Maria é de concessão da AES Sul Distribuidora de Energia S/A, concessionária de serviço público de energia elétrica. Com sede em Porto Alegre (RS), a AES Sul atua na região Centro-Oeste do estado do Rio Grande do Sul. A área de concessão da distribuidora abrange 99.512 km² (37% do estado ou 9.951.200 ha), contemplando 118 municípios do estado e 1.208.550 unidades consumidoras, Figura 39.

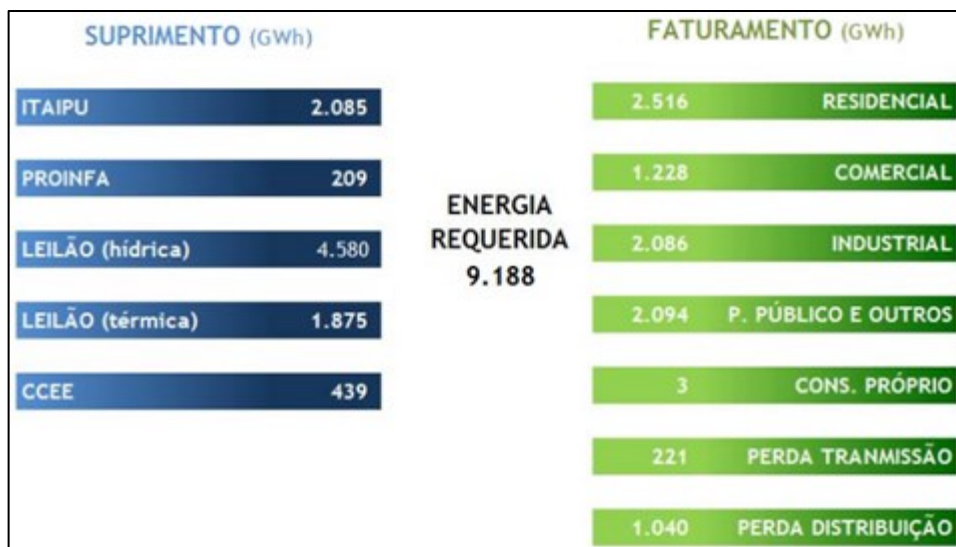
Figura 39 - Área de responsabilidade da AES SUL no RS



Fonte: (AES SUL 2013, apud Amaral, 2015)

Das informações anteriores da cidade relevantes, convém destacar padrões e histórico da empresa na totalidade e origem da energia que distribui para finalidades de custos com avaliação dos impactos no mercado da inserção de PV. A informação é que a origem da energia redistribuída pela AES Sul são de no mínimo 5 fontes, conforme relatório de gestão em 2014 referente ao exercício de 2013, exibido na Figura .

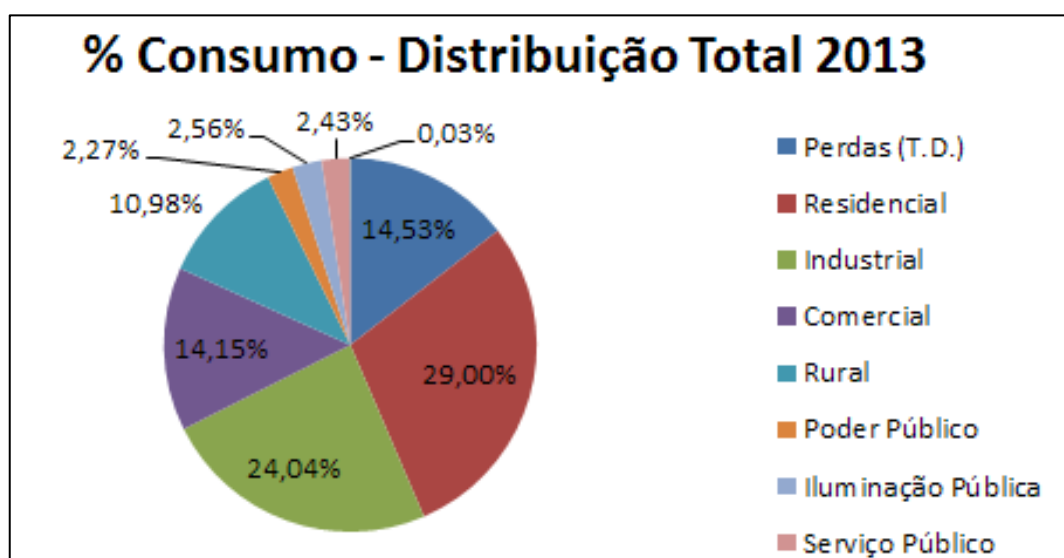
Figura 40 - Área de responsabilidade da AES SUL no RS



Fonte: (AES SUL, 2014)

Porém, considerando o repasse de energia em distribuição, apenas a parte comercializada, a Figura 41 indica o *Market Share* de consumo de energia de 7.415 GWh anuais da AES Sul (2013) entre os diferentes tipos/classes de consumidores, tal como identifica-se o setor residencial e industrial com maiores proporções (29% e 24,04% respectivamente), seguido na terceira posição por perdas que supera em 0,38% o setor comercial; Figura 41.

Figura 41 - Segmentação de revenda de Energia



Fonte: (Adaptado de AES Sul, 2014)

4.5. INVESTIGAÇÕES COMPLEMENTARES

4.5.1. Informações Complementares da SE do estudo de caso

No Apêndice D - Subestação SMA2 encontra-se os gráficos mensais e tabelas de análise do carregamento da Subestação operada por CEEE/AES Sul que alimenta a UFSM com o alimentador AL26.

4.6. MAPEAMENTO

4.6.1. Potencial de PV prévio: estimativa de comparativos

De uma análise superficial definiu-se um Potencial Nível 1 (Teórico), utilizando uma referência (Projeto 1MW solar em 4 ha – Tauá/MPX). Outro comparativo seria a Usina Solar Cidade Azul em Tubarão/Capivari de Baixo – SC, que neste caso são 3 MWp instalados em aproximadamente 10 ha; o que identifica uma quantidade MW/ha mais concentrada e mesmo assim com espaços livres na propriedade. Esta classificação se considera no caso fictício do uso em larga escala da PV e reproduzido um parâmetro base de 4 ha/MW para maximização das áreas do estudo de caso, assim é confeccionado a Tabela 9, também apresentando valores previstos de mercado residencial para cenários conhecidos dentro de regiões selecionadas na área da AES Sul:

Tabela 9 - Comparação Física a Usinas Solares de 1MWp

Conversão estimada 1MWp Solar = 4ha		
Área Cobertura AES Sul: 99.512 km ²	9.951.200 ha	2.487.800 MW
Área Total SM: 1.781,757 m ²	178.812,90 ha	44.703 MW
Urbana SM: 121,84 Km ²	12.184 ha	3.046 MW
Rural: aprox.: 1659,917 Km ²	165.991,7 ha	41.497 MW
Bairro Camobi com maior área (20,3463 km ²)	2034,63 ha	508 MW
Área Total UFSM (18,38 km ²)	1.837,72 ha	459 MW
Camobi sem contar a UFSM (1,96 km ²)	196,91 ha	49 MW
Dados de Estudos de Mercado (*⁸Konzen (2014) e **Miranda (2013))		
Potencial residencial BAU AES Sul até 2023*	180.000 dom	540 MW
Previsto residencial BAU AES Sul até 2023*	1.252 dom.	3,756 MW
Previsto Estudo Santa Maria até 2020**	-	51,90 MW

Fonte: Elaboração Própria

⁸ Considerando sistemas PV de 3kWp por domicílio.

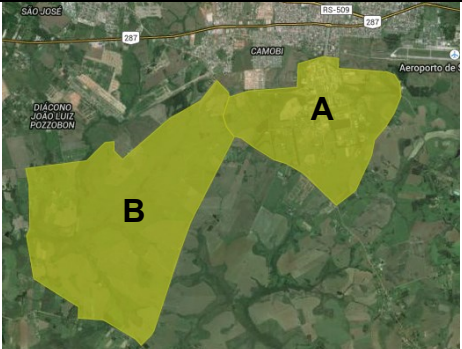
Através de diferentes tecnologias e bem como do advento do uso de rastreamento nas usinas solares pode-se obter resultados melhores quanto ao uso físico e potencial, no caso de grandes centrais; também o oposto para uso de áreas anteriormente desconsideradas; por exemplo, coberturas ou lajes de edifícios, sombreamento, estruturas verticais ou demais integrações a arquitetura na superfície de instalação dos painéis fotovoltaicos, variando de forma reduzida (menor que o índice proposto para tabela – dado outras restrições técnico-econômicas, tais como necessidade de suporte ou anteparos, e uso em janelas ou fachadas como revestimento do edifício).

Da simples análise das informações levantadas na Tabela , é possível afirmar de uma forma teórica ser possível alcançar o potencial previsto para 2020 de uso PV em Santa Maria apenas com a cobertura completa da parte residencial do Bairro de Camobi na sua totalidade com uma grande central PV ($\approx 49\text{MW}$). Em outra condição utópica, utilizando-se de toda área da UFSM para produção de energia solar, seria possível implementar uma grande central UPV de 459MWp ; guardado as proporções dos estudos/previsões de mercado com BAU até 2023, o valor aproxima-se do Potencial levantado para toda a área de cobertura da AES Sul (ou 180.000 domicílios) de 540MW .

4.6.2 Análise Prévia UFSM

Uma primeira simulação é realizada em uma plataforma online (*FIRST Solar*) que apresenta o Potencial PV com uso de dados de irradiação da própria empresa obtidos do processamento de imagens via satélite. Através desta, permite uma estimativa inicial para avaliação de projetos em grande escala, uma vez demarcada duas áreas para o Campus da UFSM “A” Principal e “B” Campo, onde os resultados são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 - Dados FIRST SOLAR – Simulação em Escala - UPV



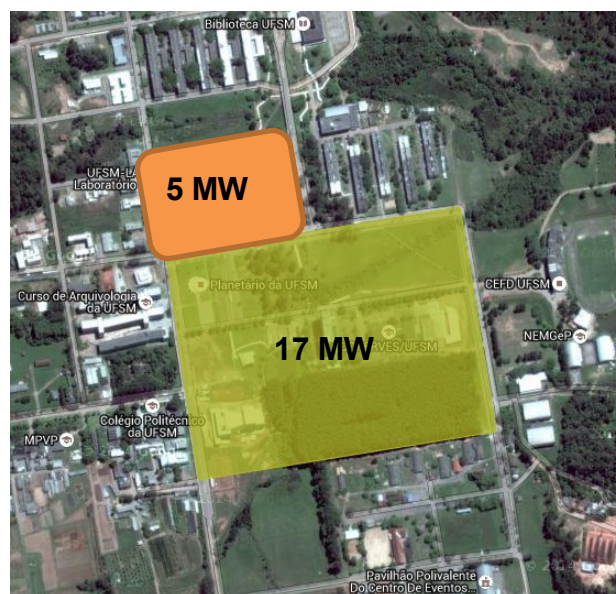
Área do Potencial	Capacidade (MW)	Produção Anual
A – Atual (530 ha)	301,54 MWdc	410,8 GWh
B – Campo (1.031 ha)	587,18 MWdc	800,3 GWh
Amarela (A+B) Total (1.561 ha)	888,72 MWdc	1.211,1 GWh

Fonte: Elaboração própria adaptado de First Solar (2016)

Com o mesmo site, avaliando o Potencial ZERAR UFSM e *Máx Net Metering* (dois dos pontos notáveis a serem apresentados no Item 4.9.1.); identifica-se em Figura , utilizando-se da área A dos 530 ha do campus a região central da UFSM, resultando que na cor “Amarela” seria o espaço suficiente para alocar os 17 MWp e somando a esta a área em “Laranja” (5 MW - Figura 42) uma capacidade conjunta de 23 MWp; valores justificados e apresentados posteriormente em maiores detalhes na classificação energética.

A imagem tem o intuito de reforçar que a área não é um limitante, e sim o real uso ou disponibilidade dos espaços construídos na UFSM.

Figura 42 - Relação Área Necessária 17 MW e 23 MW



Fonte: Adaptado de FirstSolar (2016)

4.6.3. Mapeamentos e restrições Ambientais

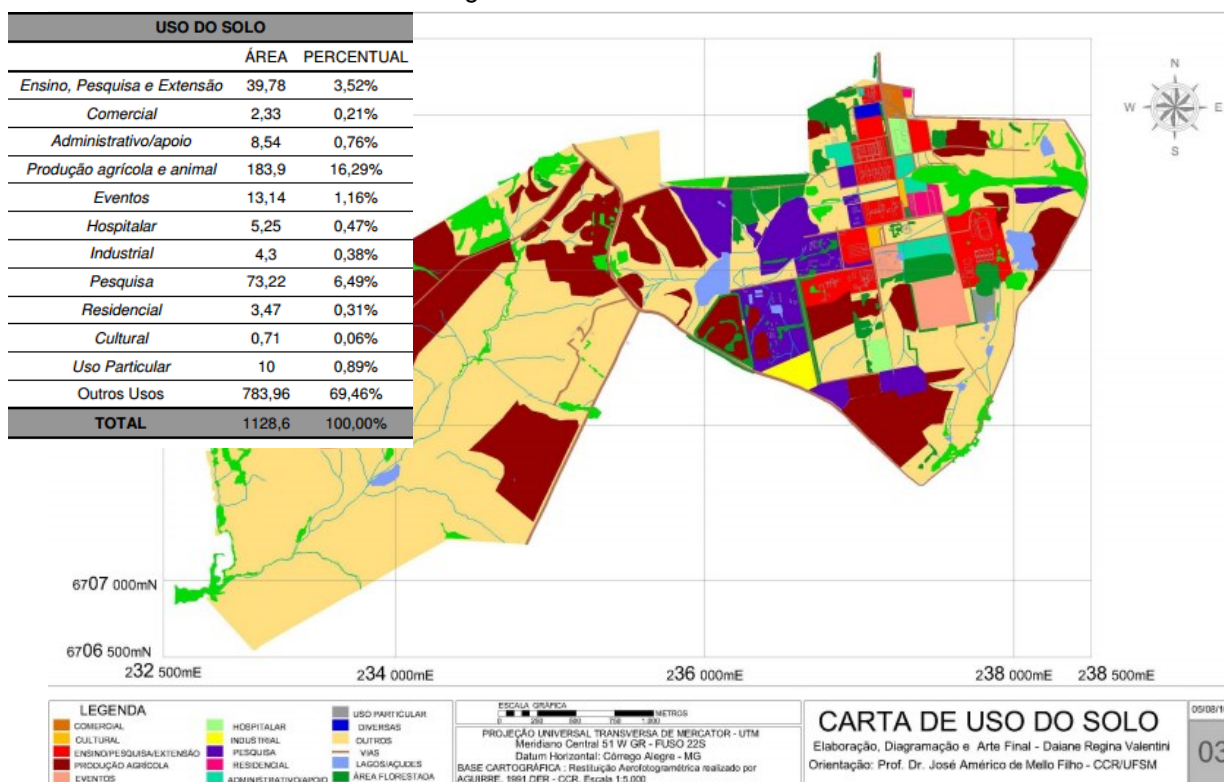
O mapeamento é restringido de Mínimos e Máximos úteis segundo área disponível em hectares, respeitando prioridades enumeradas por Valentini (2010). Segundo a autora que desenvolveu uma pesquisa sobre o uso e atividades realizadas em todo o território do campus UFSM; encontra-se como resultado os seguintes mapas e valores Máximos – Tabela 11:

Tabela 11 - Áreas Potenciais a implementação de PV na UFSM

A) Carta de Uso da Terra (Apêndice 21_Área Campo Nativo)	112,6 ha Uso e Ocupação (Prédios) 616,71 há Campo Nativo 1128,6 ha = 100%	9,98 % 54,64 %
B) Carta de Uso do Solo (Figura 43 – Carta de Uso do Solo B)	783,95 ha Outros Usos	69,46%
C) Carta de APPs “C” Áreas de Preservação Permanente (Figura 44Figura)	884,4 ha Demais Áreas (Total - APP's)	78,36 %
D) Carta de Zoneamento Ambiental “D” (Figura 45)	425,6 ha Área de Uso e Ocupação (AUO)	37,71 %

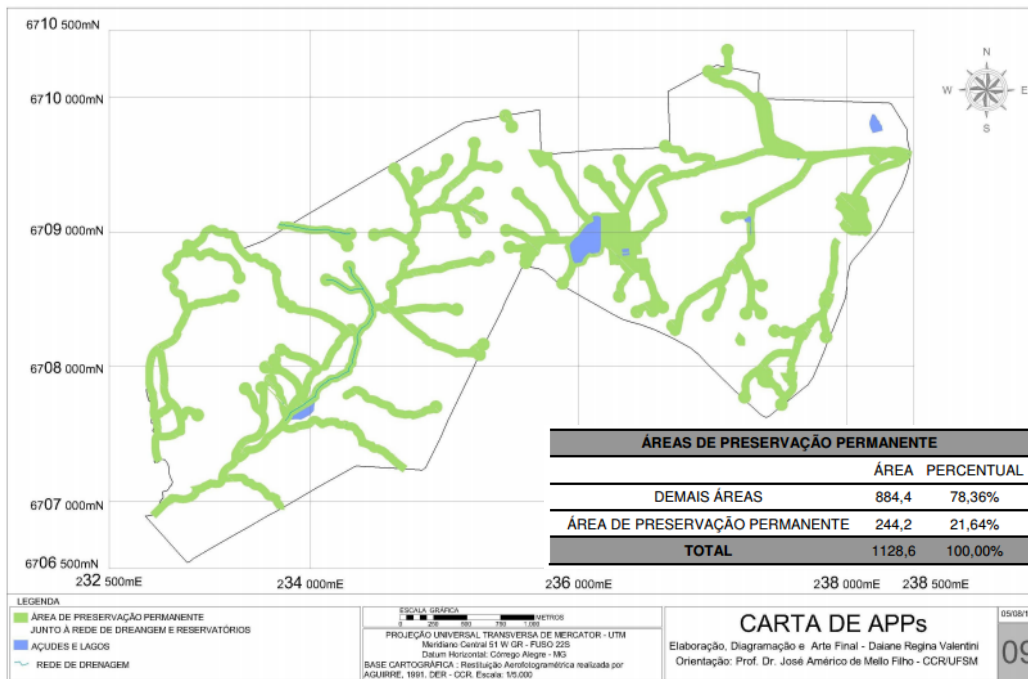
Fonte: Adaptado de VALENTINI (2010)

Figura 43 - Carta de Uso do Solo "B"



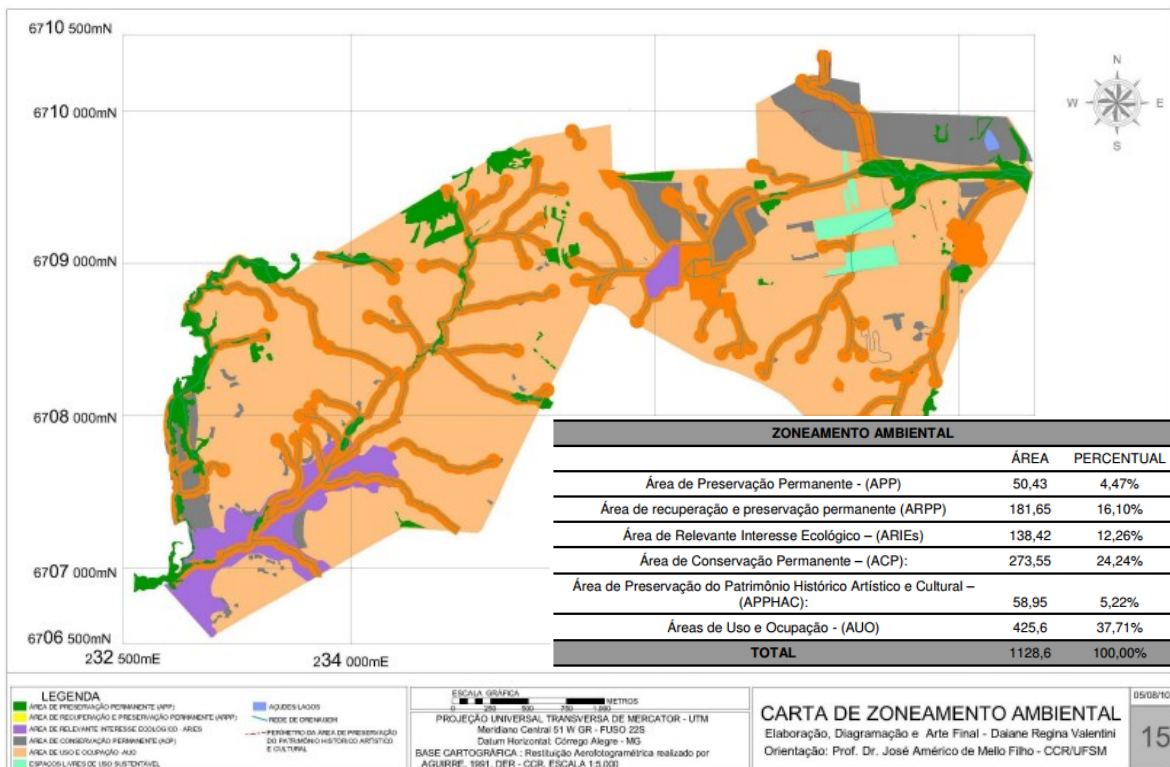
Fonte: Adaptado de Valentini (2010)

Figura 44 - Carta de APP's "C"



Fonte: Adaptado de Valentini (2010)

Figura 45 - Carta de ZONEAMENTO AMBIENTAL "D"



Fonte: Adaptado de Valentini (2010)

4.7. RESUMO DO POTENCIAL LEVANTADO

De toda Área da UFSM (CAMPUS), considera-se como total (1128,6 ha = 11.286.000 [11,29 km²]) segundo (VALENTINI, 2010), referência que identifica o Uso Ocupação de 9,98% ou 112,6 ha, (A – Carta de Uso de Terra). Pela Metodologia de base, a medição para a UFSM é visualizada na Tabela 12:

Tabela 12 - Área e Potencial Estimado da PV na UFSM por Centro

POTENCIAL CALCULADO PV (kWp) / Fator de Conversão (1kWp= 6,4 m ²)					
NOME / Centro ou Grupo	Área Medida (m ²)	PV. Mínima	P.PV Máx. ATUAL	P.PV Mín. +Estac.	P.PV Máx.
Apoio	4.109	482	642	559	796
CTISM	10.258	1.202	1.603	1.394	1.987
INPE	6.460	757	1.009	1.242	1.252
CT	19.422	2.276	3.035	2.640	3.763
HU	12.962	1.519	2.025	2.248	2.511
CCS	11.203	1.313	1.750	2.153	2.171
CCNE	2.5079	2.939	3.919	4.350	4.859
BC	2.702	317	422	418	524
RU	4.250	498	664	578	823
CEU	10.161	1.191	1.588	1.381	1.969
CAU	14.896	1.746	2.328	2.165	2.886
CCSH	19.243	2.255	3.007	2.616	3.728
CEd	15.268	1.789	2.386	2.362	2.958
Centro/Praça	600	70	94	295	116
Reitoria	10.468	1.227	1.636	2.012	2.028
CEFD	10.666	1.250	1.667	1.650	2.067
CE eventos	13.558	1.589	2.118	2.097	2.627
Colégio Politécnico.	18.105	2.122	2.829	2.461	3.508
CCR	14.424	1.690	2.254	2.231	2.795
Outros	10.220	1.198	1.597	1.389	1.980
1)SUB -TOTAL	234054	27.428	36.205	36.571	45.348
2) Áreas. EXP. Edificáveis	168.000	19.688	-	-	26.250
3) Área CAMPO Total		192.722	-	-	963.609
4) A. MIN - MAX TOTAL	6.167.100	250.045			1.000.180
5) OTM UFSM = uso 10%		19,7 MWp	36,2 MWp		192,7 MWp

*OTM = ou usa toda Área EXP, ou usa todos os telhados, ou usa apenas áreas livre.

Fonte: Elaboração Própria

A mesma tabela anterior completa encontra-se em: Anexo 3 - Tabela Completa – Resultados do Mapeamento Físico da UFSM.

4.8. COMPARATIVO COM A FERRAMENTA SOLARIZA

Através da Metodologia Complementar o resultado compõe a Tabela 13, que contabiliza da mesma forma a área total e mapeamento edifício a edifício (em laranja) da UFSM conforme Figura 46; e é possível o acesso em [\[http://solariza.org.br\]](http://solariza.org.br) verificando item a item o potencial estimado, investimento inicial necessário, e economia de energia em 25 anos.

Tabela 13 - Potencial de PV Mapeado com o SOLARIZA

NOME	MWp	Nº Casas Atendidas	Economia (25 anos em R\$)	Investimento Inicial R\$
Apoio	0,071	54	R\$ 1.712.903,04	R\$ 569.163,83
CTISM	0,319	232,8	R\$ 7.311.443,91	R\$ 2.555.803,39
INPE	0,193	141	R\$ 4.423.520,65	R\$ 1.846.295,19
CT	0,584	426	R\$ 13.360.888,21	R\$ 4.660.460,23
HU	0,348	255	R\$ 7.981.741,03	R\$ 2.790.114,21
CCS	0,379	280,5	R\$ 8.742.572,67	R\$ 3.035.825,60
CCNE	0,776	567,5	R\$ 17.764.501,52	R\$ 6.209.796,57
BC/RU	0,238	175	R\$ 5.335.834,10	R\$ 1.906.433,64
CEU	0,325	238,5	R\$ 7.450.159,30	R\$ 2.604.293,38
CAL	0,545	396,5	R\$ 14.813.630,79	R\$ 4.367.298,91
CCSH	0,584	428,5	R\$ 13.386.410,98	R\$ 4.678.682,90
CEd	0,493	357	R\$ 11.297.398,26	R\$ 3.949.142,34
Reitoria	0,363	266	R\$ 8.302.540,38	R\$ 2.911.691,67
CEFD	0,340	249	R\$ 7.799.572,15	R\$ 2.726.434,85
CE eventos	0,416	300	R\$ 9.536.014,08	R\$ 3.333.439,63
C.Pol.Tec.	0,552	409	R\$ 12.698.583,73	R\$ 4.422.424,35
CCR	0,428	311	R\$ 9.805.820,12	R\$ 3.427.743,12
Outros	0,319	229	R\$ 7.319.278,65	R\$ 2.558.542,56
TOTAL	7,283	5.316,30	R\$ 169.042.813,57	R\$58.553.586,37

Fonte: Elaboração Própria

Uma vez que se escolha os 5 maiores potenciais na Tabela 13, tem-se o (CT, o CCNE, o CAU+CCR e o C.Pol.Tec)⁹ que em conjunto podem representar até 3,045 MWp em potencial integrado.

A totalidade do potencial identificado no software (Tabela 13) é de 7,2 MWp (equivalente a uma taxa de uso dos telhados da UFSM de 24,15%). A proporcionalidade de casas atendidas em relação à cobertura dos telhados do

⁹ Centro de Tecnologia, Centro de Ciência Naturais e Exatas, Centro de Arquitetura e Urbanismo + Centro de Ciências Rurais; e o Colégio Politécnico.

mapeamento realizado é de 5.316 casas. Isto equivaleria a 5,4% das residências de Santa Maria quando em contraste aos tipos de consumidores.

Contabilizando o impacto ou pessoas beneficiadas pelos sistemas apresentados, considerando três moradores por residência, resulta em 15.948 pessoas atendidas por PV (Impacto Social). [Para 5MWp o impacto social seria de 11.075 pessoas, por lógica do Solariza].

Descontado a economia para recuperação do investimento com o sistema total de 7,2 MWp, pela a metodologia do Solariza, o tempo de retorno esperado é de cerca de 8,65 anos. Na Figura 46 está a visualização aérea do mapeamento realizado pela metodologia, para os 355 edifícios contabilizados:

Figura 46 - Vista Superior da UFSM com telhados mapeados



Fonte: Elaboração Própria – Adaptado de Solariza (2015)

Nesta perspectiva, o software Solariza é considerado conservador pois usa o Coeficiente de (60% de utilização dos telhados). Dos conjuntos mapeados os 10 maiores da UFSM conforme a metodologia contabilizariam 5 MWp. Da Tabela 2 conclui-se que a UFSM tem uma área total de construções mapeadas de 234.054 m², sobre esta; considerando que sejam delimitados estacionamentos conforme metodologia apresentada (Item 3.5.1.) haveria mais 56.172,96 m² de Cobertura em Potencial para aproveitamento com PV (vide Anexo 3 - Tabela Completa – Resultados do Mapeamento Físico da UFSM); contabilizando um máximo de 290.227 m² aproveitáveis (representando 25,77% do valor completo da área total contabilizada).

Para as análises das restrições ambientais, comparam-se as Cartas do Item 4.6.3.. A Carta B (Uso do solo, devido a ter maior representatividade ao uso de PV na UFSM) diz que se tem 7.839.600 m² (69,46 %) de espaço livre máximo para PV; se, da mesma forma, a Carta C removendo-se as áreas de APP, o espaço livre seria 8.884.400 m² (78,36 %); em último caso se fosse utilizado a Carta D – 4.256.000 m² (37,71 %). Estes valores apresentados seriam os máximos teóricos para estudo potencial em cada caso/cenário considerado.

Em síntese adota-se e reconhece que é possível ter 192,7 MWp em 12.334.20 m² que representaria 29% dos espaços livres ainda disponíveis (425,6 ha – Carta D), uma vez que as outras opções máximas são inviáveis por condições práticas. Mesmo assim, as cartas e áreas livres servem para equiparar o espaço disponível da UFSM às maiores centrais de PV do mundo, conforme Item 2.2.7..

Utilizando-se apenas um coeficiente de 20% da área apropriada de Campo Nativo (Apêndice 21), o outro potencial máximo de 250 MWp encontrado é resultado desta soma de áreas, (total em coberturas das construções existentes e campo). Ainda que, usando 100% da área levantada total da UFSM seria possível, mesmo que hipoteticamente cerca de 1 GWp de PV, conforme indica a Tabela 12.

4.9.1. Classificação das simulações do estudo de caso UFSM

Após os itens 4.7. e 4.8 já é obtido o chamado potencial Técnico da Metodologia Proposta, e portanto sobre o mapeamento deve ser feita uma nova classificação para refinar o estudo em níveis de Potencial Econômico e de Mercado. Escolhe-se então 7 cenários para avaliação do caso energético da UFSM na implementação de PV com GD, onde cada um dos pontos notáveis identificados são explicados construtivamente:

a) Sem GD:

Situação “0” zero, ou apenas do compra de energia da Rede Convencional.

b) Mínimo Aproveitamento

Menor valor que se pretende instalar (sugere-se 1 MW por prédio/grupo/centro). Escolhe-se 1 MW por ser uma referência já conhecida os efeitos e em operação como GD no Brasil em BIPV (*Building Integrated Photovoltaic*), a exemplo do Megawatt Solar - Eletrobrás.

c) Valores escalonados - Potencial restritivo do Solariza: 3/5/7MWp

Opção secundária para inserção de PV na UFSM pelo ponto de vista escolhendo 10, 5 ou todos os telhados para compor o potencial identificado pela ferramenta. São ainda recomendações iniciais para um planejamento e cronogramas de expansão ou crescimento da carga, uma vez que 1 MWp de PV não é suficiente para compensar toda carga da universidade.

Assim esta torna-se a solução mais adequada à legislação, bem como considerando restrições de telhados impróprios, demais limitações técnicas e/ou sobrecustos; já que usa o coeficiente de 60% de cobertura.

d) Otimização do *Net Metering* para a UFSM (11,325 a 11,82MWp)

Considera o valor mais adequado ao mecanismo *Net Metering* (16 GWh de consumo anual). É calculado em função de atender justamente á necessidade de energia anual da UFSM. O projeto desta forma permite que seja projetado o sistema PV para 11 MW, de maneira a evitar maiores sobras ou trocas de créditos com a AES Sul. Sobretudo neste caso, ainda é necessário comprar da concessionária 33,6% da energia anual demandada pela instituição.

e) Zerar Contas UFSM (16,96 =~17 MWp) “Zero E Building”

Valores escolhidos das simulações realizadas com objetivo de “Zerar” a conta da UFSM. Esta considera o *Net Metering* no próprio *software* Homer, resultando em um pré-projeto de PV com 16,690 MWP. Sua consequência é praticamente “ 0,00 R\$ - ZERO* de contas de LUZ anuais”, porém esta é uma opção não permitida pela RN482. (Excluindo Custo de Disponibilidade)*.

f) Maximizar Lucro em Sistema *Net Metering* (22,79 =~ 23 MWp)

Máximo valor econômico encontrado (Produz mais energia/inserindo-a na hora de ponta, considera que revende a concessionária um excesso de energia). É o que maximiza a troca de energia com a distribuidora local. Torna-se uma boa opção para novos modelos de negócio, é primeiramente de interesse e melhor custo benefício para o consumidor. A concessionária estaria comprando energia a valores maiores que o habitual, mas outra solução é a revenda/troca desta energia em contratos bilaterais e/ou mercado livre.

g) A UFSM como gerador com UPV (30 MWp, 100 MWp e 250 MWp)

Valores notáveis permitidos de escolha pelo Potencial apresentado da UFSM, estes visam elaborar comparativos de porte de uma grande Central UPV, também com projetos apresentados em Bibliografia, para indicadores de custo e área. Tais valores seriam opções avançadas caso fosse possível a UFSM entrar em leilões de energia como agente Gerador. Considera-se neste

caso que de todos espaços físicos da UFSM existem locais propícios e potencial suficiente para implementar estes valores de potencial de PV utilizando mesmo que de 10 a 25% da sua extensão em área livre. São resultados técnicos, mas restritos ainda do ponto de vista de mercado. Esta opção demandaria maiores estudos em função de outras consequências e detalhes da execução em termos de legislação.

Comentários Gerais

O capítulo “4 - Aplicações Práticas” apresenta e organiza os dados coletados para confecção ou investigação do estudo de caso. Começa com as características próprias da Universidade, no caso a Universidade Federal de Santa Maria (poderia ser qualquer instituição ou órgão público). Na sequência localiza o contexto desta energeticamente e da mesma forma, configura-se de forma semelhante para o escopo energético da cidade pertencente, o município de Santa Maria – RS.

Em um segundo momento situa e localizam-se geograficamente ambas, definindo também as condições junto a concessionária local para as metas dos 10% de PV e outras informações que são complementares de recursos.

A principal parte deste capítulo é justamente o mapeamento do potencial, que é realizado em etapas; desde uma simulação ou conversão mais superficial sobre quantidade de áreas disponíveis até o real mapeamento de telhados um a um e áreas próprias para uso com PV.

Finaliza-se com os itens de comparativos para a metodologia complementar, esta que ainda tem um papel auxiliar em restrições da modelagem técnica e sugerir pontos notáveis para o processo de Potencial Técnico; a classificação em potenciais de interesse (pontos notáveis) para as demais simulações ou filtros propostos na metodologia completa (Item 3.6.).

5. ANÁLISES DOS RESULTADOS

Dados todos os contextos: panoramas mundiais, novas legislações, mecanismos e trâmites no Brasil; a próxima etapa é referente às análises específicas da metodologia proposta, correspondem à viabilidade técnica-econômica no respectivo texto da continuidade. Sobretudo, para a análise elétrica, será empregada apenas quanto aos dados da Tabela 14, logo justificados:

Tabela 14 - Resumo de Opções Seleccionadas para próximas análises

Potencial PV	Descrição do Item
1 MW	Mínimo para Projeto / Interesse Comercial
3,045 MW	Top 5 Centros da Tabela Solariza
5 MW	Aneel / Regra 5 MW
7,283 MW	Máx. Conservador – Todos os conjuntos no Solariza
11,325 MW	Max Energia para Net Metering

Tabela 14 considera que 1 MWp é uma opção inicial, em vista o porte da UFSM; e modelos para negócios com a concessionária, ainda que já é conhecido e de experiência Brasileira o uso de tal potencia em redes urbanas.

O segundo valor 3,045 MW seria corresponde a implementação em 5 maiores unidades ou centros (grupos) da UFSM, com o potencial identificado pelo Solariza. Já os 5 MW representam o máximo permitido pela legislação na condição de GD compartilhada e também restringida pelas novas adaptações da NR482. A este nível intermediário tem-se os 7,283 MWp como o valor máximo resultado pelo SOLARIZA; ainda que este valor represente um potencial pequeno em relação aos valores apresentados na Metodologia Básica.

Um último caso 11,325 MW, ainda que não permitido pela Legislação, mas para comparação do ponto de vista do consumidor (Universidade) e interação com a distribuidora local através do mecanismo do *Net Metering*. Que

visa projetar uma capacidade de PV instalada (para produção anual de eletricidade) igual a quantidade de energia consumida. Esta situação entende-se como a otimização do mecanismo, uma vez que produzirá apenas a energia que é possível ser compensada, evitando excedentes.

Outros pontos evidenciariam que o foco do trabalho é o incentivo a GD e promoção da PV em larga escala (considerada a margem de penetração 10% da concessionária como objetivo). Sabe-se portando, que da legislação para a GD, seriam possíveis até os 30 MWp ou ainda 300 MWp; acedendo a benefícios financeiros para comercialização, como isenção de Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) – Item 2.3.2.

Ressalta-se que das simulações, para valores acima de 5 MWp, em especial aqueles maiores que 11,325 MWp (onde haveria excedentes de energia além da capacidade de compensação anual); nestes casos seria necessário a UFSM enquadrar-se outras condições ou mecanismos de mercado, como por exemplo: Auto produtores de energia, consumidores livres, contratos bilaterais, leilões de energia, mercado atacadista, chamadas específicas para ACR (Ambiente de Contratação Regulado); porém tais configurações não perfazem escopo no momento para o trabalho.

Sobretudo, potenciais de 23 MWp, 30 MWp, 100 MWp e 250 MWp foram simulados da mesma forma que os demais potenciais apresentados na parte técnica-econômica com o mecanismo de *Net Metering* na primeira parte deste capítulo, devido ao interesse para projetos de UPV; porém desconsiderados na análise elétrica como explicado anteriormente.

5.1. Resumo dos Resultados Potenciais de PV:

Os resultados da Tabela (Anexo 3 - Tabela Completa – Resultados do Mapeamento Físico da UFSM) mostram que:

- 1) É possível alocar um mínimo/máximo de 27,428 a 45,346 MWp apenas em áreas construídas da UFSM;
- 2) Caso seja utilizado apenas a área determinada de Expansão da UFSM (Para UPV no chão ao invés de telhados), existe a capacidade de 19,688 a 26,250 MWp; (MAPA – Expansão – Anexo Apêndice E - 20)
- 3) Caso seja utilizado apenas área de CAMPO da UFSM é possível instalar uma capacidade de PV de 192,7 MWp a 963,603 MWp;
- 4) Aproximando valores, dado a soma dos anteriores um Mínimo e Máximo GLOBAL seria de 250 MWp a 1GWp;

5.2. Análise Técnica Econômica

5.2.1. Análise dos resultados tabelados

A elaboração da Tabela 15 com os resultados simulados baseia-se em valores comerciais de energia reais praticados pela AES Sul em abril/2015, ainda o valor médio encontrado no primeiro resultado apresentado pela Rede R\$ 0,474/kWh é equivalente ao Valor Médio da energia final sem impostos da AES Sul no período de janeiro a junho/2015 (Referência ABRADÉE, 2016).

Tabela 15 - RESULTADO 01 – Valor Energia da rede: abril/2015

MWp	NPC (R\$)	II (Milhões R\$)	Operacionalizar – Anual R\$/ano	LCOE R\$/kWh	% Atendimento com PV	ROI %	Pb. (anos)
Rede	97.440.872	0,00	7.818.908,00	0,474	0%		
1	96.610.432	5.207.556,00	7.334.403,00	0,470	8,77%	9,3	10,7
3,0	95.207.704	15.837.693,00	6.368.855,00	0,463	25,9%	9,16	10,9
5	94.264.808	26.000.000,00	5.477.745,00	0,458	40,1%	9,00	11,1
7,2	89.531.536	33.942.000,00	4.460.648,00	0,435	52,3%	9,89	10,1
11,3	80.781.008	48.833.248,00	2.563.571,00	0,393	66,4%	10,8	9,29
11,8	79.733.608	50.620.200,00	2.336.135,00	0,388	67,6%	10,8	9,23
16,9	68.877.112	69.175.600,00	-23.951,00	0,335	76,5%	11,3	8,82
19,4	63.650.864	78.150.056,00	-1.163.453,00	0,309	79,3%	11,5	8,70
19,6	63.327.120	78.706.000,00	-1.234.041,00	0,308	79,4%	11,5	8,69
22,7	56.620.868	90.221.904,00	-2.696.234,00	0,275	82,1%	11,7	8,58
30 MWp	41.499.796	116.250.000,00	-5.998.150,00	0,202	86,3%	11,9	8,41
100 MWp	-	368.950.016,00	-37.915.868,00	-0,503	95,8%	12,4	8,07
250 MWp	-	910.449.984,00	-106.142.080,00	-2,004	98,3%	12,5	7,99

Se a resposta final ou escolha do projeto fosse exclusivamente por NPC, ou menor custo final de energia (LCOE), a melhor solução seria um projeto de 22,79 MWp, porém esta solução é invalidada tendo em vista que demandaria comércio de créditos excedentes da geração de energia, o que atualmente é impossível com a atual legislação.

Da análise exclusiva de Viabilidade, da Tabela 5, as considerações ou implicações são que a melhor opção de projeto é 16,96 MWp de PV. Levando em conta um *Net Metering* em potencial onde toda a energia gerada pelo sistema, ainda que em grande maioria no horário de ponta possa ser compensada nos demais postos tarifários; como consequência disto a UFSM teria uma conta de Luz “positiva” ou Teoricamente NULA = 00,00 R\$, em média ao ano. Ainda deste caso, o sistema em vista atenderia 76,5% do consumo da UFSM, sendo o restante ainda com compra da AES Sul através da rede de distribuição comum; outros valores importantes são que esta opção apresenta 11,3% de TIR (Taxa retorno) e *Payback* Simples em 8,82 anos.

De uma realidade mais crítica e ponto de vista político, bem como no montante necessário ao projeto, esta escolha ainda é de Alto Investimento Inicial e difícil aceitação em primeira instância. A próxima indicada então seria os 11,82 MWp, (que são o montante resultante de 5 maiores Centros / Espaços mapeados da UFSM da coluna de Mínimo Potencial – Metodologia Mapeamento Base). Da forma como a anterior, tal cenário só seria possível se o *Net Metering* fosse permitido até 12 MWp para instituições público/governamentais; ao custo aproximado de R\$ 50,6 Milhões.

O que de todo não seria inadequado ou de forma que internamente, o mesmo potencial poderia ser rearranjado na instituição de forma a cada “Grande Centro” ou unidade atinja uma cota máxima de PV de 1 MWp a 2,5 MWp, procedendo desta forma seriam necessários cerca de 5 a 12 unidades/centros desta categoria com PV para a UFSM compensar justamente a totalidade de energia elétrica consumida.

Abaixo de 11,325 MWp e incluso este valor, todas soluções são viáveis e geram melhor economia frente ao uso exclusivo da rede ou da mesma forma que fosse implementado apenas 1 MW. Fatos representados pelo menor LCOE de 0,435R\$/kWh a 0,470R\$/kWh, que de qualquer forma no caso “0” (zero ou

rede) ocasionaria a UFSM gastos anuais da ordem de 7,8 Milhões de R\$ com energia elétrica devido ao LCOE ser de 0,474R\$/kWh.

A mesma análise ou Tabela 15, agora elaborada partindo do valor de mercado praticado em 2014 pela AES Sul; visando verificar as condições de viabilidade no início do período deste estudo é apresentada na Tabela 16:

Tabela 16 - RESULTADO 02 – Valor de rede Praticado UFSM/2014

MWp	NPC (R\$)	II (Milhões R\$)	Operacionalizar – Anual R\$/ano	LCOE R\$/kWh	% Atendimento com PV	ROI %	Pb. (anos)
Rede	54.239.152,00	0,00	4.352.290,00	0,264	0%	-	-
1	56.731.340,00	5.207.556,00	4.134.402,00	0,276	8,77%	4,18	-
3,0	62.080.388,00	15.837.693,00	3.710.634,00	0,302	25,9%	4,05	-
5	67.570.312,00	26.000.000,00	3.335.709,00	0,328	40,1%	3,91	-
7,2	70.067.440,00	33.942.000,00	2.898.799,00	0,341	52,3%	4,28	-
11,32	74.867.256,00	48.833.248,00	2.089.036,00	0,364	66,4%	4,63	-
11,8	75.445.792,00	50.620.200,00	1.992.070,00	0,367	67,6%	4,66	-
16,9	81.472.296,00	69.175.600,00	986.719,00	0,396	76,5%	4,87	-
19,4	84.410.848,00	78.150.056,00	502.382,00	0,410	79,3%	4,93	-
19,6	84.592.880,00	78.706.000,00	472.379,00	0,411	79,4%	4,93	-
22,7	88.363.592,00	90.221.904,00	-149.116,00	0,430	82,1%	4,99	-
30 MW	96.920.400,00	116.250.000,00	-1.551.057,00	0,471	86,3%	5,08	19,7
100 MW	181.650.672	368.950.016,00	-15.029.384,00	0,883	95,8%	5,25	19,0
250 MW	365.207.904	910.449.984,00	-43.751.636,00	1,775	98,3%	5,285	18,9

Caso o estudo, cenários ou avaliações fossem de 1 ano anterior (2014), conforme Tabela 16, verifica-se que só existiria viabilidade para projetos de PV maiores a 30MWp, mesmo assim com retorno muito baixo/longo de 19,7 anos, também representada pela baixa atratividade do investimento 5,08% de Taxa de Retorno, valor ainda mais alto que apontado por Amaral (2015), em virtude de a UFSM ser um consumidor do tipo Poder Público e na data 2014 a paridade tarifária era menor em todo território Brasileiro.

A Tabela 17 é elaborada partindo de um caso hipotético e prevendo elevações de tarifas conforme se verificou que foram mantidas as bandeiras tarifárias vermelhas no ano de 2015. Assim o valor de mercado considerado na simulação foi a média praticada da AES Sul para Poder Público na sua área de concessão; visando verificar um cenário mais favorável a inserção de PV:

Tabela 17 - RESULTADO 03 – Valor de rede igual Poder Público: Média 2015 (com Impostos)

MWp	NPC (R\$)	II (Milhões R\$)	Operacionalizar – Anual R\$/ano	LCOE R\$/kWh	% Atendimento com PV	ROI %	Pb. S(yr.)
Rede	129.414.304,00	0,00	10.384.539,00	0,629	0%	-	-
1	125.148.928,00	5.207.556,00	9.624.406,00	0,608	8,77%	14,6	6,85
3,04	115.936.440,00	15.837.693,00	8.032.192,00	0,564	25,9%	14,9	6,73
5	107.129.616,00	26.000.000,00	6.510.051,00	0,521	40,1%	14,9	6,71
7,2	93.390.440,00	33.942.000,00	4.770.297,00	0,454	52,3%	16,5	6,05
11,3	67.629.472,00	48.833.248,00	1.508.258,00	0,329	66,4%	18,2	5,50
11,8	64.538.180,00	50.620.200,00	1.116.815,00	0,314	67,6%	18,3	5,46
16,9	32.438.470,00	69.175.600,00	-2.947.882,00	0,158	76,5%	19,3	5,19
19,4	16.913.194,00	78.150.056,00	-4.913.805,00	0,082	79,3%	19,6	5,11
19,6	15.951.473,00	78.706.000,00	-5.035.586,00	0,078	79,4%	19,6	5,10
22,7	-3.970.361,00	90.221.904,00	-7.558.231,00	-0,019	82,1%	19,9	5,03
30 MW	-48.997.336,00	116.250.000,00	-13.259.874,00	-0,238	86,3%	20,3	4,92
100 MW	-486.153.152,0	368.950.016,00	-68.615.696,00	-2,363	95,8%	21,4	4,67
250 MW	-1.422.915.072	910.449.984,00	-187.235.264,00	-6,916	98,3%	21,7	4,61

Desta última tabela, resulta que um aumento médio de tarifa de R\$0,474 para R\$0,629 (+32,7%) entre um ano e outro elevariam a porcentagem de Retorno do investimento de 9,3 a 12,6% relativo ao uso de informações de 2015 para 14,6 a 21,7% em 2016; e o retorno ou pagamento do investimento que antes no melhor dos casos seria de 7,99 anos para 250 MWp seriam todos menores que 6,85 anos a partir dos 1MW.

Demais comentários:

Um dos detalhes destes resultados é que a conta medida de energia é oriunda da Memória de Massa da AES Sul no ano de 2014. E os valores de custo considerados no Homer foram fixados para a conta física que se teve acesso fevereiro de 2015 – referente à Tarifa Bandeira Vermelha. O próprio Homer não considera aumentos de Tarifa no decorrer do projeto, que são utilizados por empresas de PV, por exemplo, em orçamentos. Tendência recorrente dos cenários de riscos hidrológicos os quais o país enfrenta no momento.

Uma atualização ou estudo deste panorama mês a mês para 2015 identifica que para o atual cenários/condições as contas da UFSM poderiam alcançar margens de até 10 Milhões anuais do valor calculado na Tabela 17, levando em atenção ainda multas, atrasos e contingências burocráticas ou repasses financeiros do governo. Se adicionado parcela referente à HU e históricos totais (Soma das Faturas e Demanda da UFSM – entre outros prédios de sua responsabilidade) valores até 15 Milhões seriam plenamente tangíveis para pontos de partida do presente estudo.

(Ou seja, foram utilizados apenas dados do CAMPUS UFSM; excluindo HU – Hospital Universitário, INPE e outras unidades. Caso estes sejam considerados, em um total, estima-se que seja o valor de R\$15.803.545,44 para 2015; enquanto que os R\$ 7,8 Milhões na Tabela 15 - são relativos aos dados completos disponíveis em Memória de Massa apenas da parte Campus, que entraram na modelagem para o estudo de caso).

5.3. Análise Elétrica

Em consequência da Tabela 4 – Resumo de Opções Seleccionadas para próximas análises foi elaborado a análise elétrica, verificando a curva de geração anual e para participação no consumos/aproveitamento de energia, correspondendo também aos impactos na SE. Os resultados são para dias de máximo carregamento mensal a partir do alimentador; seguem Figura 47, 48 e 49, respectivamente ao primeiro, segundo e terceiro quadrimestre do ano:

Figura 47 - Primeiro Quadrimestre – Curvas AL26/UFSM x PV

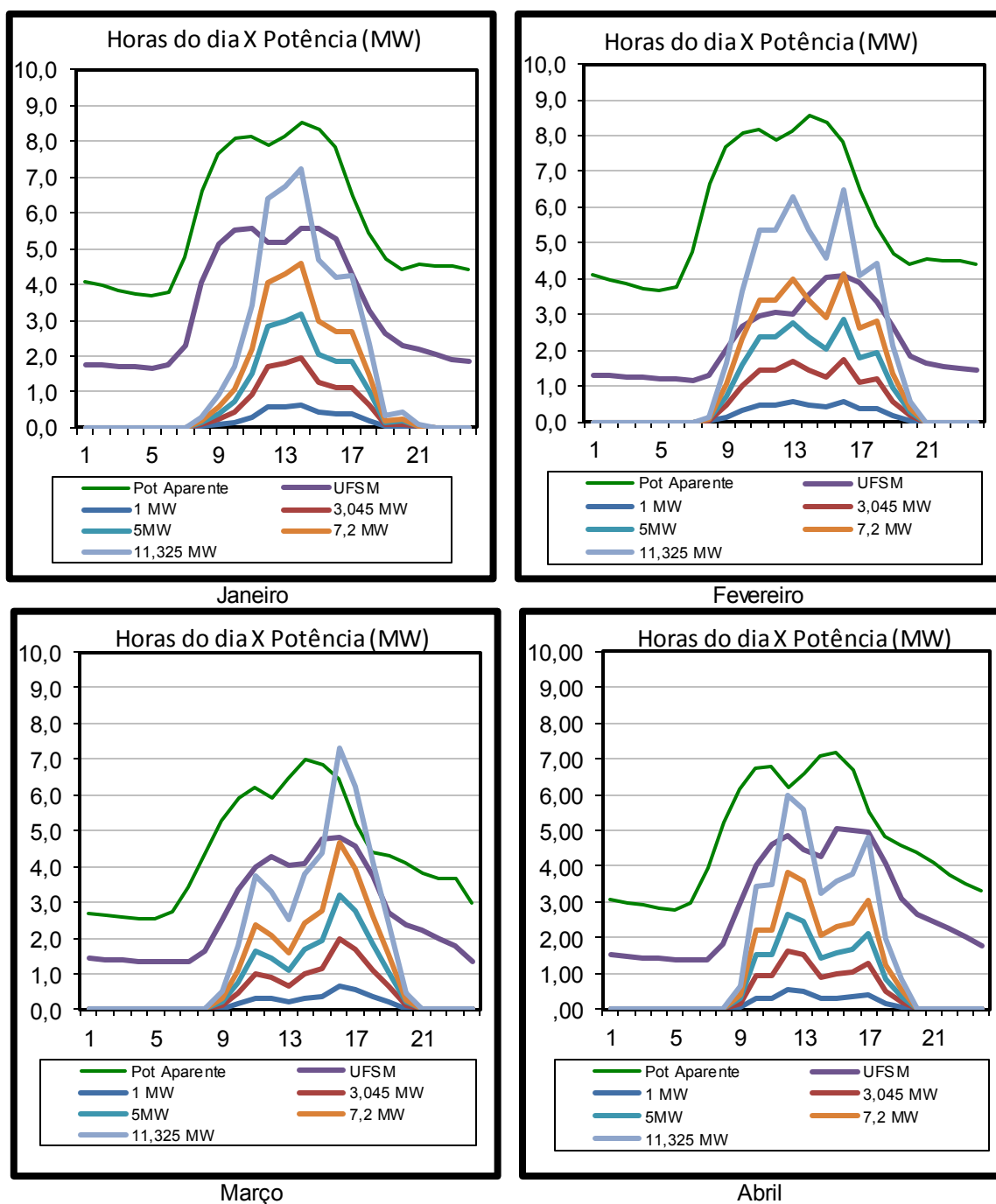


Figura 48 - Segundo Quadrimestre – Curvas AL26/UFSM x PV

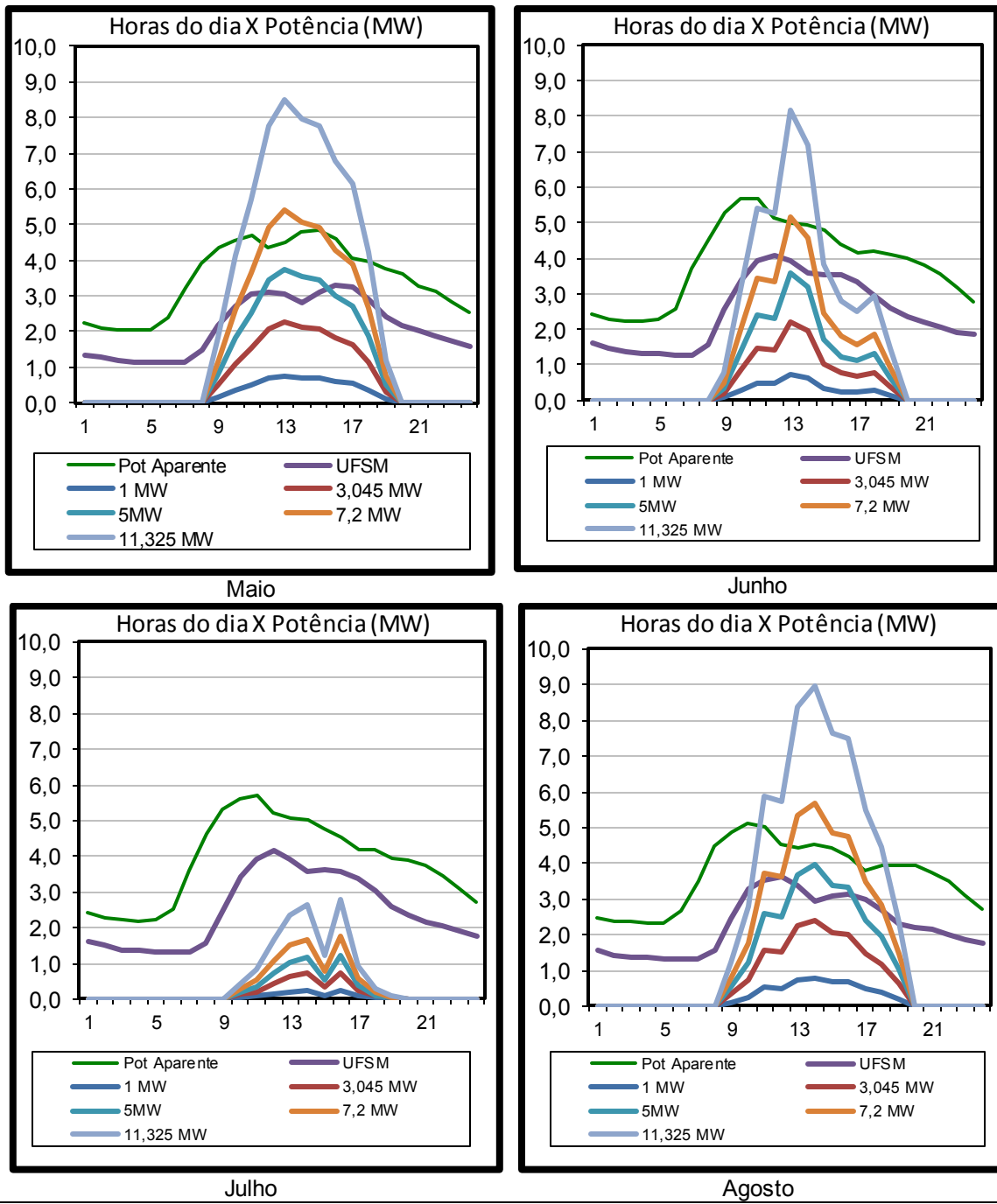
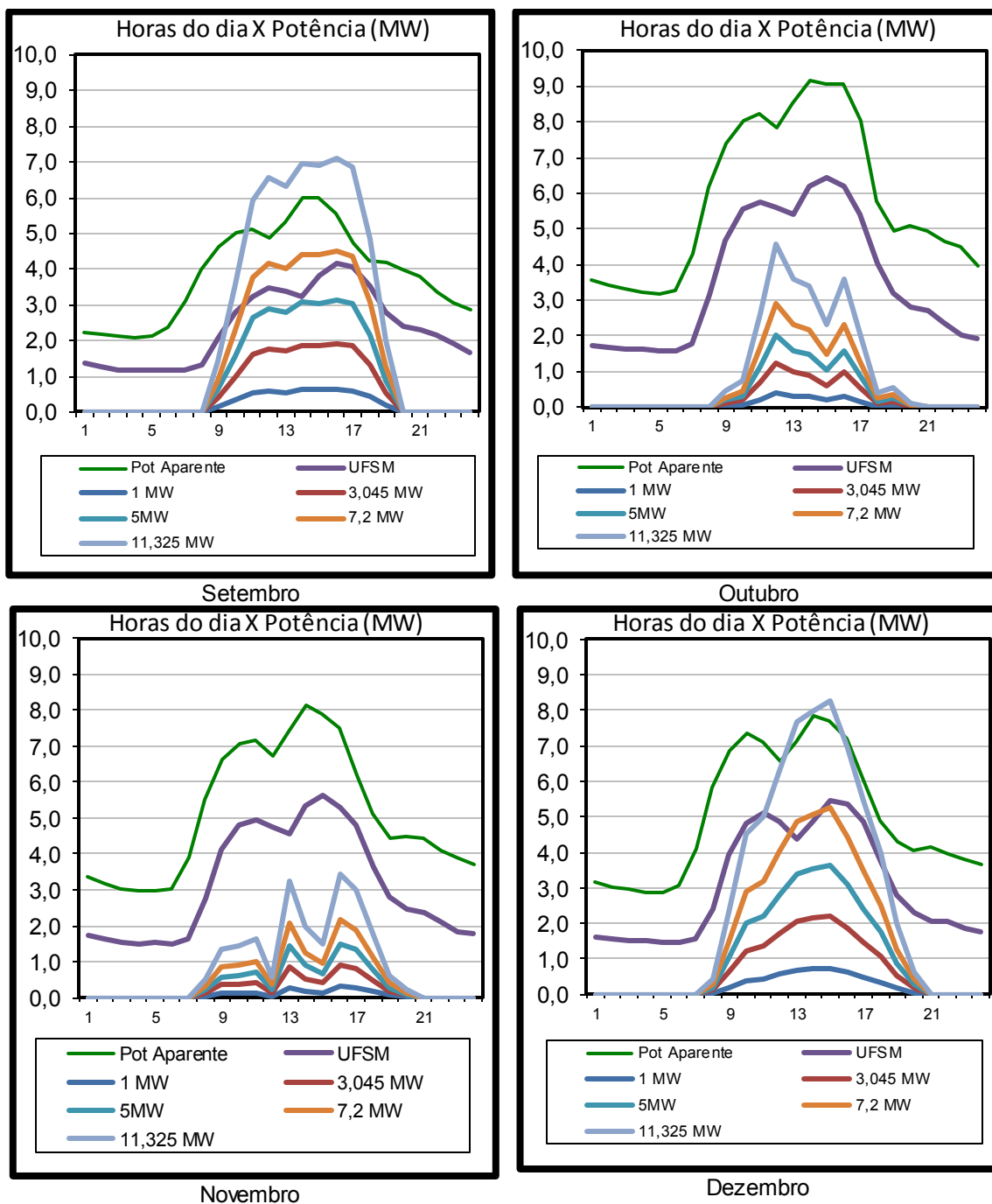


Figura 49 - Terceiro Quadrimestre – Curvas AL26/UFSM x PV



Pot. Aparente Alimentador¹⁰ em MVA.

¹⁰ Potência Aparente ou Curva verde nas Figuras 53, 54 e 55 são a carga no Alimentador da Subestação SMA2 – AL26.

Das Figuras 47, 48 e 49; verificam-se em verde o consumo no Alimentador, roxo o total da UFSM; azul claro e azul petróleo – 11 MWp e 5 MWp, entre outros.

Como resumo da análise elétrica, o projeto de PV de 5 MWp é o que melhor atende ao perfil de carga com poucas ultrapassagens da mesma, ou seja gera pouca energia em fluxo para a distribuidora, de excedentes.

Aliado ao fato anterior e a outras informações contidas no Apêndice D - Subestação SMA2, e Apêndice F – Dados complementares Análises de Energia, confirma-se que a melhor solução ao estudo de caso da UFSM é realmente os 5 MWp.

O Apêndice F complementa os resultados, apresentando as curvas de carga e relação de economia de energia através dos sistemas de PV, ou de outra forma à energia evitada de ser adquirida através da rede local.

No apêndice F1, verifica-se que a demanda mensal neste caso sofre redução mês a mês; reduzindo cerca de 1.500 kW em alguns meses. Uma vez que a PV tem o limite de horário de produção e curva de carga de consumo como restrição típica, potenciais maiores de 5 MWp estariam injetando mais energia na rede do que aproveitando para o seu auto-consumo, o que não é desejado pelo mecanismo.

5.4. Resultados Financeiros e Operacionais

5.4.1. Participação dos resultados na Meta 10%

Sobre os 16,5 GWh de consumo anuais da UFSM do estudo de caso, tem-se o conhecimento que em total R\$ 4,135 Milhões é o valor a arrecadação estimada em ICMS (informação relativo à 2015), parcela de cerca de 26% da conta de luz anual da instituição. Para o caso zero (rede), encontrou-se com a simulação que o ICMS seria aproximado a R\$ 2,749 Milhões.

Aplicando simplificadaamente esta referencia de ICMS em 5MW a 756,76 MWp apenas sobre a energia atendida pela rede local, uma vez que o excedente da energia é compensado em crédito, no caso aplica-se apenas na cota que a UFSM deve comprar energia da AES-Sul por ausência da geração PV. Isto configura para o Estado perda de coletas de tributos da ordem de R\$ 1.094.602,86 para 5 MWp, R\$ 2.479.274,00 para 11,3 MWp e 100% do valor para demais cenários somente sobre o ICMS; situações quais teoricamente pelo *Net Metering* haveria apenas cobrança do custo de disponibilidade da rede para o consumidor.

Isso ocorre, pois 11,3 MWp caracteriza-se como um potencial projetado para suprir as necessidade da UFSM energeticamente no mecanismo de compensação, se fosse verificado a porcentagem de PV gerada que foi aproveitada ou autoconsumida, teríamos a Tabela .

Tabela 18 - Porcentagem de PV utilizada no momento de Produção

PV (MWp)	0	5	11,3	22,79	30	100	250	756,76
% Usufruída	0	76,59	49,26	27,86	21,76	6,91	2,80	0,93

Novamente a Tabela 18 corrobora a escolha de 5MWp sobre os demais valores como projeto ideal. Se contabilizar que existe os 16,5 GWh para “compensação”, 11 MWp também seria uma solução e aos valores superiores implicaria novamente ICMS para alguma forma de comercialização que fosse

proposta ou possível por novos modelos de negócios. Na sequência vemos o comportamento destes excedentes em maiores detalhes.

A Tabela , ilustra a participação destes projetos em termos de porcentagem de abrangência para a energia excedente, ou montante de PV da coluna Venda – *Net Metering*, com finalidade de oferecer subsídios para modelos de negócios e benefícios potenciais dos projetos demonstrados.

Tabela 19 - Resultado de Larga Escala para Meta de 10% de PV/ AES Sul

Capacidade PV MWp	PV kWh/ano	Energia Rede kWh/ano	Venda Net Metering kWh/ano	Balanco Concessionária kWh/ano	% Energia CIDADE ADM/SM	% Energia CIDADE SM	% da AES SUL
756,76	1.105.304.192	6.269.067	984.534.848	-978.265.792	5266,30%	187,41%	12,52%
250,00	365.142.976	6.291.275	318.412.320	-312.121.056	1703,20%	60,61%	4,05%
100,00	146.057.520	6.413.751	121.357.224	-114.943.472	649,14%	23,10%	1,54%
30,00	43.817.288	6.972.696	29.899.924	-22.927.228	159,94%	5,69%	0,38%
22,79	33.286.492	7.234.285	20.683.850	-13.449.565	110,64%	3,94%	0,26%
11,30	16.541.016	8.360.836	6.739.461	1.621.376	36,05%	1,28%	0,09%
5	7.302.857	10.915.342	979.646	9.935.696	5,24%	0,19%	0,01%
0 – Rede	0	16.508.287	0	16.508.287	0,00%	0,00%	0,00%

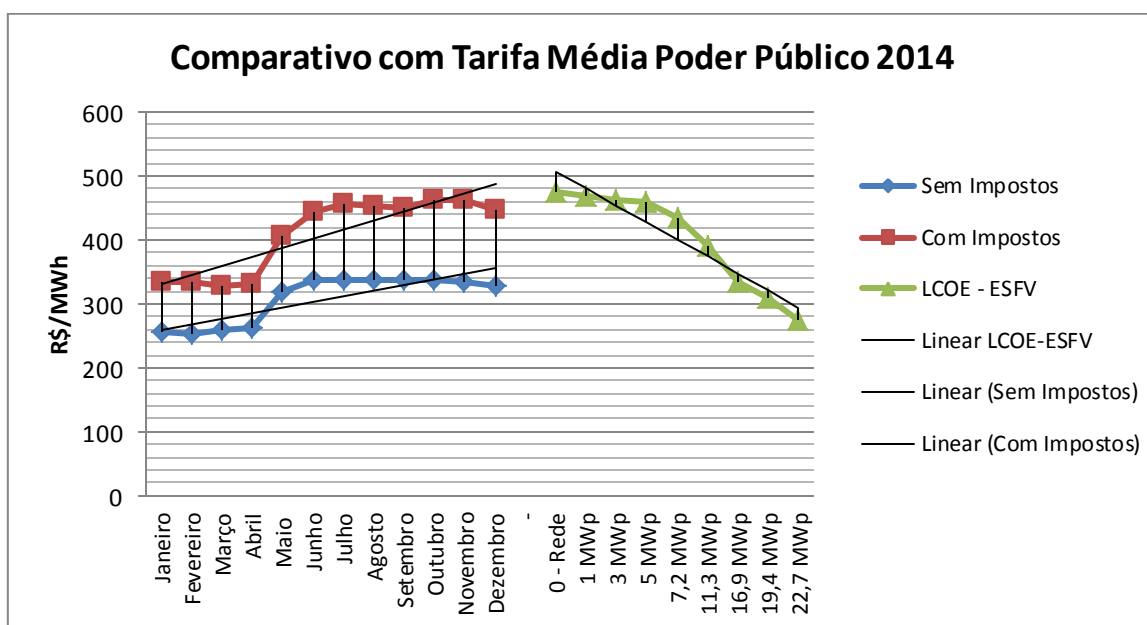
Em relação à Administração da Cidade de Santa Maria, o próprio consumo total da Cidade e uso energético da AES Sul, respectivamente 18,695 GWh, 525,33 GWh e 7.865 GWh; a Tabela 19 mostra que 5 MWp já seria um nível interessante para compensação ou reaproveitamento/revenda de créditos de PV excedentes, perfazendo por exemplo 5,24% potenciais para a ADM/SM.

De 11,3 MWp a 30 MWp, apresenta-se resultado interessante a nível de Consumo Total da Cidade de Santa Maria, com margem de 1,28% a 5,69%. Em último caso já mais hipotético até os 10% meta do estudo, 1,54% a 12,52% da proporção energética da AES Sul com PV dos potenciais 100 MWp e 756,76 MWp.

5.4.2. LCOE e Estratégias de Inserção

Os resultados de LCOE principais são verificados da Tabela 15 e compostos em um novo gráfico Figura , de forma a ser possível uma comparação com valores de tarifa do Poder Público médio aplicado pela AES Sul em 2014.

Figura 50 - Tarifa Realizada AES SUL x Potenciais Projetos de PV



Fonte: Adaptado de ABRADÉE (2016)

O resultado final perfaz escolhas viáveis para o projeto estudo de caso da UFSM, são os potenciais de 5MWp e 11,30 MWp, respectivamente com os valores finais de energia ou LCOE de 0,458 e 0,393R\$/kWh; que representariam para a Universidade Federal a autoprodução de energia de 76,59% e 49,26% no estudo de caso apresentado.

Conforme Figura , o LCOE de 5 MWp tende a ser valor de partida menor que a expectativa linear dos preços praticados em 2014 com inclusão de impostos na tarifa final, já os 11,3 MWp alcançariam patamares ainda melhores superando margens do mesmo período no caso de composição tarifária mesmo sem a contabilização dos impostos na parcela total, representando uma maior competitividade para o estudo.

A estratégia pensada para a UFSM com as restrições do momento permite 2 possibilidades para inserção dos 5 MWp, sendo sugeridas as ações:

- Instalação direta da capacidade total dos 5 MWp em uma região livre de campo em uma área próxima a LT ou SE e instalação em rede de BT/MT.

- Instalação de 5 MWp totais em parcelas de aproximadamente 1 MWp sobre os telhados dos edifícios abrangendo os 5 centros da UFSM com a maior relação de consumo/carga no período de pico ou máxima produção de PV. (Neste caso não importaria maior ou menor área disponível, pois existe o limite máximo dos 5 MWp da legislação.)

Em virtude desta limitação, novas ideias são propostas no próximo item, com base dos estudos bibliográficos.

Comentários Gerais

O capítulo de Análise dos Resultados é consequência das simulações e considerações realizadas sobre o Potencial Técnico já classificados, distribuídos por 2 etapas: Filtros (análises objetivas) e comparações quanto a meta dos 10% (vide item 3.6.).

Para isto, inicia-se com um resumo dos Resultados Potenciais de PV (oriundos dos mapeamentos das áreas físicas), precedido pela Análise Técnica Econômica elaborada no *software* HOMER e tabelada com as respectivas avaliações. Também se apresentam os impactos na rede elétrica local, dada por análise da carga, carregamento do alimentador e impacto na SE de origem da energia convencional.

As comparações mencionadas, dizem respeito para os potenciais (Pontos Notáveis de PV), comparar a influência em nível de cidade local e alcance técnico sobre a meta dos 10% da energia da distribuidora ser de origem solar PV em GD. Um extra para o capítulo é a comparação dos LCOE dos potenciais propostos com valores praticados de energia convencional, no caso do setor Poder Público, na intenção de sugerir estratégias de inserção da PV.

6. DISCUSSÕES DE MODELOS DE NEGÓCIOS E FINANÇAS

A justificativa das escolhas (item 5.4.2 de 5 MWp e 11 MWp) já perfaz a análise dos itens anteriores, na expectativa que de alguma forma seja ampliada a capacidade permitida de PV para *Net Metering* de acordo com a investigação de cada caso (pensando em grandes universidades, centrais administrativas das cidades ou mesmo órgãos públicos com necessidades maiores à 5MWp de PV).

Do ponto de vista de proposta ou expectativa de modelo de negócio exclusiva aos órgãos públicos principalmente; uma vez que eventuais economias e o próprio valor pago nas contas de energia elétrica são provenientes do orçamento da União; caracterizando um círculo virtuoso em relação aos benefícios da proposição de tal política inovadora.

A universidade é plenamente capaz de autoproduzir sua total necessidade de eletricidade (*Net Metering* anual para 16,5 GWh) com 11,325MWp em uma disposição de 72.480 m² ou 30,96% de seus telhados mapeados com a metodologia aplicada, no caso de considerado áreas para estacionamento solar o índice é de 24,97% do total construído.

Se devido à legislação fica-se limitada a apenas um potencial máximo de 5 MWp (ou menores que este); uma nova opção seria o aluguel/revenda, terceirização de seus telhados para a compensação de PV para terceiros; com prioridade a órgãos públicos deveria ser pensado e proposto.

Exemplo desta afirmativa já leva a um item apontado com este estudo, onde cerca de 6,3 MWp adicionais aos 5MWp (de 5 MWp para 11 MWp) que fossem permitidos a um consumidor corresponderiam a uma energia negociada de *Net Metering* de 36,05% do consumo total de energia dos Órgãos de ADM pública da Cidade de Santa Maria, dado exemplo calculado em Tabela 19.

As percentagens apresentadas em demais valores ou superiores de potencia do que os 5 MWp também configuram-se como uma oportunidade para a Distribuidora. Basta pensar em outro modelo de negócios do que estão todos acostumados, de tal forma pudesse oferecer um crédito extra aos

investidores em PV de GD e/ou pequenos sistemas; advindo de uma tarifa residencial premium ou diferenciada de consumidores sem a condição financeira de instalar sua própria GD, mas que teriam interesse em apoiar o mecanismo através de uma tarifa um pouco superior a convencional, seriam cruciais e complementares ao desenvolvimento de Smart Grids e já é uma realidade na Europa esta opção.

Uma última ideia é voltada para investidores, como os mercados financeiros através da bolsa; é o financiamento coletivo ou uma ESCO (Empresa de Serviços de Energia) que controlasse ou administrasse cotas de Potência instalada de PV, remunerando seus *stakeholders* proporcionalmente a taxas fixas ou pré-estabelecidas por contratos de acordo com contratos de energia.

O mesmo estudo é equiparável e possível para ser realizado na Prefeitura da cidade de Santa Maria, visto que sua conta de luz anual é em torno de R\$ 5,8, milhões; possuindo diversas edificações e secretarias por toda a extensão territorial pertinentes para investigação do seu potencial PV.

Em um caso extra, caso a UFSM queira além da compensação máxima, ser uma instituição “*Net Zero Energy Buildings*”: isso seria possível com cerca de 17 MWp de PV [16.960 kWp]: porém gerando 24,7GWh anuais, estes seriam compensados de tal forma a zerar a conta de energia da UFSM.

Nesta situação o que se recomenda devido à legislação é estabelecimento de planos para uma UPV com esta capacidade e verificar demais mecanismo de negociação como Autoprodutor ou Mercado Livre.

6.1. Opções de Financiamento

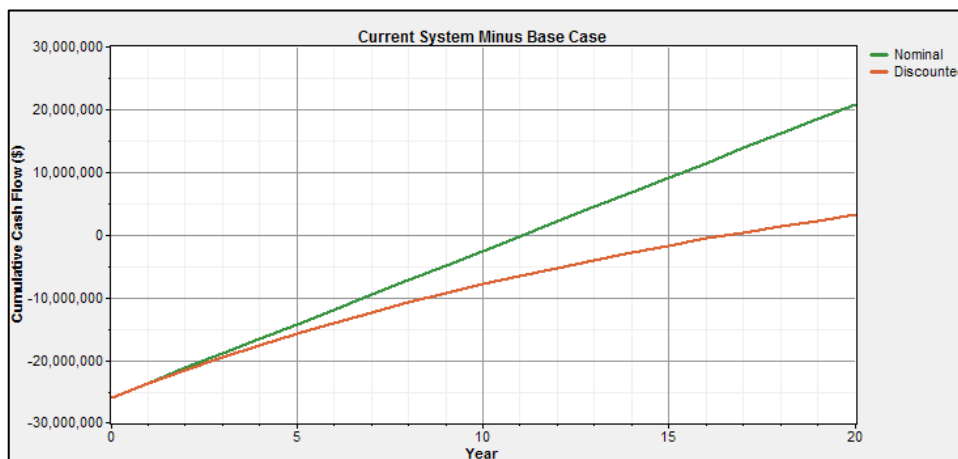
Resultado Econômico no HOMER:

Como opcionais extras, elencamos nesta seção 2 formas de financiamento e coleta de recursos para os Investimentos Iniciais do projeto. Fixando-se o exemplo de 5 MWp; os retornos dos investimentos seriam

compensados entre 11,1 anos Figura 51 em valores nominais (ou cerca de 16 considerando fluxo de caixa descontado).

Figura 51 - Curva de Equilíbrio Financeiro para 5 MWp

Metric	Value	Metric	Value	Metric	Value
Present worth	\$ 3,176,076	Return on investment	9.00 %	Simple payback	11.1 yrs
Annual worth	\$ 254,857/yr	Internal rate of return	6.40 %	Discounted payback	16.6 yrs



Fonte Elaboração Própria no Homer

Neste sentido investiga-se 2 exemplos atuais passíveis de financiar o projeto proposto: um através de aplicação do próprio ICMS cobrado a Universidade, tal como o Fundo Verde/UFRJ e outra com auxílio do BNDES, dados os fundos para energias renováveis disponíveis, através de uma análise de crediário com sistema SAC (mesma opção apresentada por (Toller, 2015))

6.1.1. Aplicando SAC para financiamento através do BNDES:

O auxílio do BNDES, conforme bibliografia apresentada é possível para projetos maiores a 20 Milhões no caso de Infraestrutura, dados os valores apresentados pela instituição, opta-se por um cenário onde a soma dos juros do BNDES resultem em 4%, e para o prazo de 20 anos, mesmo valor utilizado nas simulações do *Homer*. O resultado para esta opção é divulgado na Tabela 20.

Tabela 20 - Anualização SAC com o BNDES para os 5 MWp de PV

.	Prestação	Juros	Amortização	Saldo Devedor
0	0	0	0	26.000.000,00
1	1.385.117,23	85.117,23	1.300.000,00	24.700.000,00
2	1.380.861,37	80.861,37	1.300.000,00	23.400.000,00
3	1.376.605,51	76.605,51	1.300.000,00	22.100.000,00
4	1.372.349,65	72.349,65	1.300.000,00	20.800.000,00
5	1.368.093,79	68.093,79	1.300.000,00	19.500.000,00
6	1.363.837,93	63.837,93	1.300.000,00	18.200.000,00
7	1.359.582,06	59.582,06	1.300.000,00	16.900.000,00
8	1.355.326,20	55.326,20	1.300.000,00	15.600.000,00
9	1.351.070,34	51.070,34	1.300.000,00	14.300.000,00
10	1.346.814,48	46.814,48	1.300.000,00	13.000.000,00
11	1.342.558,62	42.558,62	1.300.000,00	11.700.000,00
12	1.338.302,76	38.302,76	1.300.000,00	10.400.000,00
13	1.334.046,89	34.046,89	1.300.000,00	9.100.000,00
14	1.329.791,03	29.791,03	1.300.000,00	7.800.000,00
15	1.325.535,17	25.535,17	1.300.000,00	6.500.000,00
16	1.321.279,31	21.279,31	1.300.000,00	5.200.000,00
17	1.317.023,45	17.023,45	1.300.000,00	3.900.000,00
18	1.312.767,59	12.767,59	1.300.000,00	2.600.000,00
19	1.308.511,72	8.511,72	1.300.000,00	1.300.000,00
20	1.304.255,86	4.255,86	1.300.000,00	0
TOTAL	26.893.730,96	893.730,96	26.000.000,00	0

Fonte: Elaboração Própria.

No sistema SAC a economia seria de R\$ 22,270 milhões para os 20 anos de energia, dada à diferença de folha de pagamento da conta usual de eletricidade caso não houvesse PV. Descontando o valor das prestações, oriundos da economia anual de R\$ 2.341.163,00. Em outras palavras haveria um retorno bruto do investimento em 11,1 anos.

6.1.2. Fundo Próprio de ICMS para investimentos e desenvolvimento sustentável:

Descontando-se -5,85 % que já são poupados ou devolvidos pela LEI de Retenção Tributos Federal 9.430/96, estima-se que a UFSM tenha disponível ou esteja arrecadando R\$ 3.893.204,48 por ano com ICMS. Contando que o projeto de 5 MW tem um custo de R\$ 26 Milhões; este valor seria arrecadado em menos de 7 anos para auxiliar em financiamentos e execução do projeto de PV. Uma vez que anualmente haveria uma economia de energia de R\$

2.341.163,00 da conta de luz, o mesmo valor de investimento inicial seria “devolvido” em cerca de 4,17 anos de forma conjunta.

Benefícios ainda melhores poderiam ser conseguidos com a fusão destas duas propostas, onde os dois financiamentos juntos ofereceriam retorno em menos de 4 anos, já removido ano zero de carência; e num total de economia acumulado de R\$ 100.134.781,71 para os 20 anos.

6.2. Discussões Finais

Das mais diversas formas é possível recombinar o Potencial de PV levantado para a UFSM: assim sendo existem na área total de telhados e ainda na perspectiva de novos estacionamentos, capacidade de abranger os potenciais de projetos sugeridos ou desenvolvidos com o trabalho.

“*Net Zero Energy Buildings*”: é uma alternativa inovadora para a UFSM e motivo de pesquisas internacionalmente, devendo ser analisada com mais detalhes. Para os 17 MWp, cerca de 108.800 m² seriam necessários para tal configuração, 46,48% dos telhados existentes ou 37,48% se contabilizando áreas previstas para estacionamento veiculares.

É de interesse e já existem algumas experiências a nível Nacional a criação de parcerias para implementação de projetos de PV, o mesmo também seria possível para UFSM e Prefeitura/ADM de Santa Maria, e AES Sul e/ou ainda empresas do ramo de Energia Solar. Tendo em vista demanda internacional por grandes projetos, expansão de mercado e produtividade de painéis pelos fabricantes; e, sobretudo ao nível de P&D, pois uma das principais necessidades do cenário nacional é em treinamento e capacitação profissional.

As seguintes vantagens da UFSM para implementação de GD com PV são destacadas:

- O horário laboral/aula típico é de 7hrs às 18 hrs, condizendo com tempo de sol diário.
- Grande parte dos prédios tem atividades e cargas similares ao comércio.

- Impacto social: Toda “população” da UFSM ou cerca de 10% de SM.
- Locais como o RU e Biblioteca tem maior movimentação próxima ao meio dia. (Além de todo preparo da alimentação em dois horários antes do meio dia e a tarde, possui cargas de ar condicionado e ventilação que seriam ideais para o consumo de energia no momento de produção e reduzir demanda).
- Casa do estudante: pela proximidade ao Restaurante Universitário - RU e característica típicas de consumo residencial de energia poderiam servir ao consumo energético do RU, também com pico ao meio dia.
- Outros espaços apresentam maior área de cobertura/construção com menor demanda de energia ou em horários inversos com finalidade apenas de iluminação.
- Discussões recentes do MME sobre grandes centros consumidores injetarem produção de energia (Ambiente Energia): diz respeito a shoppings e comércios/áreas com capacidade próximas de 1MWp; estas passam a ser pauta e motivos de estudos tanto pelo governo quanto a concessionária e/ou demais empresas do setor.

Recentemente houve o lançamento do programa PROGD, este vem a corroborar tendência de que uso de PV em prédios/instituições públicas devem ser prioridade; tal forma entende-se que grandes Universidades deveriam ser o exemplo de partida para todas as políticas e estratégias de energia solar até atingir o nível de confiança por parte dos consumidores residenciais.

Outro item que se salienta para discussão, por finalidade de dependência da metodologia e ainda variáveis consideradas, é o fato de o Software HOMER usar valor de carga fixa; ou seja, não é possível acréscimos de demanda ao longo dos anos de análise do projeto, também aos valores de custos da energia.

Estes fatos têm impacto importante quando simulados projetos com amplos tempos de vida como para o caso da energia solar; uma vez que a tendência do sistema real é gradativamente aumentar sua carga (maior número de alunos, equipamentos, cursos, prédios...), o mesmo para as tarifas de energia que são ajustadas periodicamente.

6.3. Limitações Práticas e Demais Comentários

São apontados detalhes em termos de Inovações, Oportunidades e Dificuldades desenvolvidas no estudo os seguintes itens:

Porte do Projeto sem precedentes para Universidade ou uso em GD para PV atualmente no Brasil.

Acesso aos telhados/Mapeamento – vista superior aérea simplificada para elaboração do potencial inicial: é um estudo de caso base para refinamentos posteriores dos estudos de viabilidade, (Quantidade edifícios que como foram enumerados talvez seja estimativa maior que a realidade, necessitando confirmar se é possível suportar as cargas mecânicas e/ou ainda quanto sombreamento de área para uso de PV.)

Sobre a seleção de tecnologia, foi utilizado no estudo um modelo como padrão, isso influenciando oportunidade para pesquisa sobre qual seria a tecnologia mais adequada em questão de custo X benefício uma vez que se tenha conhecimento do potencial ou capacidade de PV desejada; desta forma a seleção de uma ou outra tecnologia poderia representar menor uso de área, e/ou ainda ao invés de um sistema especial a inclusão de sistemas de rastreamento solar.

Uso de softwares de licença “Aberta” e de fácil acesso a população: ponto que compõem motivos do uso estratégico e integrado das ferramentas HOMER, FISRT SOLAR, SOLARGIS e SOLARIZA.

Comentários Gerais

O presente capítulo 6 visa conectar os resultados encontrados com temáticas, proposições, ideias e inovações disponíveis para a PV mundialmente como apresentado na Bibliografia, que considerando a legislação e condições atuais do mercado, existe a necessidade de discussão no entorno dos modelos de negócios. Complementam-se estas novas alternativas ou sugestões com opções para financiamento em grande escala de PV para melhorar a viabilidade e retorno dos projetos pilotos.

7. CONCLUSÕES

O fornecimento de subsídios para a PV vem produzindo desenvolvimentos energéticos crescentes a nível internacional já há algum tempo, em especial ao Brasil, dado os condicionantes locais; tais subsídios são fatores críticos e de suma importância para o setor, seja como segurança para os investidores como para consolidação da fonte no país ou desenvolvimento sustentável.

Recentemente foi instituído o programa PROGD no Brasil, declarando novos interesses e metas para o progresso da Energia Solar, sendo grande a expectativa e promessas para os próximos anos. Tais fatores, aliados aos contextos de crises hídricas, redução de consumo energético, retração da economia e elevados custos de energia; trazem à pauta a necessidade de estudos similares: fornecer subsídios teóricos, práticos e de viabilidade técnico-economia da PV para tomadores de decisões e empresas do setor.

Esta dissertação atende aos requisitos e cumpre a função de subsidiar estratégias, indo além; fornece literatura e metodologia para inserção e diversificação da matriz energética com a fonte solar através de GD, usufruindo da RN482 incluindo suas atualizações, bem como explorando ao máximo o *Net Metering* possível.

Ainda que limitado pela legislação e modelo restrito do SEB, foi propósito neste trabalho que 10% da energia de uma concessionária como a estudo de caso fossem provenientes do atendimento com PV; obtendo resultados em nível de potencial teórico e técnico para implementação de tal meta. É um cenário plenamente possível de ser obtido visto que existem países e estados do panorama mundial próximos desta realidade.

Essa informação deve ser levada em conta para próximos estudos e políticas ou estratégias a nível Nacional, para promoção de energias renováveis, principalmente a solar porque será em breve uma tendência natural assim que a população residencial passe a adotar este tipo de tecnologia em larga escala.

Acompanhou-se também a evolução e histórico nacional no que diz respeito a PV como fonte alternativa de energia; e confirmado por experiências de outros países a exemplo de Portugal adicionando 100 MW em 2 anos, afirma-se que em 4 anos desde 2012 com a RN482 pouco foi feito para incentivar a PV em caráter de GD, também que o *Net Metering* não foi um mecanismo eficiente no Brasil.

Três fatores podem ser identificados e origem desta inviabilização para a época: elevados custos dos equipamentos de PV; falta de paridade tarifária e outros incentivos auxiliares; por último e mais do interesse de ponto de vista dos agentes do setor de energia que apenas o LCOE da PV não apresenta todos os custos/ônus econômicos impactados ao sistema elétrico como todo.

Assim conclui-se que há necessidade de propor cenários otimistas para Energia Solar Fotovoltaica e deve-se incluir de análises de mercado em Larga Escala na GD, como as resultantes neste trabalho; atendendo plenamente ao objetivo de sugerir políticas (metas), mecanismos ou ações de planejamento integrado que facilitem o acesso de PV na região.

Os cenários apresentados foram obtidos através da simulação de um Estudo de Caso: na AES Sul para uma avaliação da UFSM como consumidor proponente da implantação de PV em Larga Escala, como caracterização de um projeto piloto e verificando alguns impactos ao nível de cidade, também à concessionária.

O presente estudo também permite afirmar que em cada caso devem ser exploradas todas as opções da legislação de base; e mesmo assim sugerir novas propostas. Justifica-se a proposição, uma vez que as regras/perspectivas nacionais são limitantes e conservadoras; ou seja, através da contextualização internacional verifica-se demanda por criar plataformas e novos modelos de negócio para PV com P&D local adaptando-os as melhores contrapartidas ou equilíbrio entre: (sociedade, economia, ambiente).

Completa-se esta conjuntura para modelagem dos negócios que existem recursos e novas iniciativas para viabilizar os investimentos em PV, confirmando que os próximos anos serão promissores, tanto no Brasil dos

resultados do LER's que serão executados e quanto outras iniciativas. Tais verbas podem ser oriundas das mais diversas formas; seja de Bancos Públicos/Privados, Fundos Específicos, Distribuidoras de Energia para melhorias de rede ou mesmo da ANEEL com P&D ou cotas para GTD.

Outra vez, relativo ao Estudo de Caso, tem-se alguns resultados específicos importantes para apreciação; dada a metodologia proposta que comprovam viabilidade e como subsídios complementares a PV:

Do mapeamento da UFSM encontrou-se que a mesma possui dos 1.837,72 ha declarados, algo em torno de 425,6 ha livres máximos salvo as (APP's) para potencial uso de PV e restringindo-se mais a área de Uso e Ocupação (incluindo construções) 112,6 ha.

Seria possível utilizar uma maximização das áreas, mas dos cenários demonstrados em um caso máximo teórico se contabilizaria 250 MWp com PV. Já relativo a outro caso e também hipotético, seria possível alocar 1 GWp, porém demandaria 100% das áreas da UFSM.

Somente com telhados ou coberturas, a UFSM através do mapeamento identifica-se 234.054 m² de área e ainda a possibilidade de expansão para 290.227m² através da adição infraestrutura de estacionamentos cobertos; tais valores representariam respectivamente potenciais de 36,57 MWp e 45,34 MWp totais.

Na etapa seguinte ao mapeamento foi considerada a avaliação técnica, ou em termos de energia; a qual verificou pontos notáveis para os projetos de PV, os principais foram 17 MWp ("*Net Zero Energy Buildings*") e 11,325 MWp (*Zero Net Metering*); respectivamente fazendo uso percentual dos telhados de 46,48% e 30,96% do total; ou ainda 37,48% e 24,97% se contabilizado área para estacionamentos.

Outros valores de potencial foram simulados, porém destes foram levados ao próximo passo e é de interesse relatar: 11,325 MWp e 5 MWp, devido oportunidades para modelagem dos negócios. O primeiro resulta em Investimento Inicial da ordem de R\$ 48,8 Milhões; 2,563 Milhões como custo operacional ao ano (conta de energia a pagar); LCOE de R\$0,393/kWh; 66,4%

da energia total/proveniente de PV; ROI de 10,8% e retorno financeiro do projeto em 9,29 anos.

A segunda proposta é permitida pela legislação atual equivale a indicadores de: II: R\$26 Milhões; R\$5,477 Milhões de O&M anuais; LCOE de R\$0,458/kWh; 40,1% de atendimento com a PV; ROI de 9% e PB de 11,1 anos.

Verificando para os dois casos: a energia excedente e impacto na caracterização dos 10% propostos (Meta/foco); no primeiro caso a simulação indica 6,739 GWh entregados a rede elétrica e correspondente a 36,05% do necessário a ADM/SM; 1,28% da carga de toda Cidade de Santa Maria; e cerca de 0,1% no perfil energético anual da concessionária AES Sul. Da mesma forma para os 5 MWp os indicadores seriam: 0,979 GWh para o *Net Metering*; 5,24% comparado a ADM/SM; 0,19% no contexto da cidade e 0,01% da distribuidora AES Sul.

Para a Universidade Federal a autoprodução de energia de 5 MWp e 11,325 seria 76,59% e 49,26% no estudo de caso apresentado, salvo premissas adotadas. Fato que ilustra que existe um limite de aproveitamento ou um máximo, dado a característica da fonte solar e que de outra forma pode ser verificada nos gráficos da simulação elétrica de potência mensalmente para cada dia típico do mês; o Apêndice F - apresentando a curva de energia sem a PV e com os dois potenciais selecionados. (Também em Apêndice E tem-se a redução de emissões de CO₂, para todas as propostas).

Uma vez ciente destas 2 opções, Modelos de Negócios são sugeridos e/ou estratégias para inserção/execução do projeto; e finaliza com a demonstração de 2 mecanismos de financiamento de projetos (para o caso 5 MWp); os quais respectivamente são BNDES através do sistema SAC de crédito e Fundo de Isenção do ICMS na conta de Energia; chegando a retorno do investimento da ordem temporal entre 7 a 4 anos.

Em suma ainda elenca novas discussões e outros fatores intrínsecos da execução da metodologia proposta e avaliações gerais. Como estudo de caso e pesquisa elaborado para uma Concessionária e uma Universidade

específica, que proporções não poderiam ser obtidas quando aplicadas em maiores Escalas. Estratégias para que cada Universidade, Distribuidora, Cidade ou Mesmo Estado tivesse a sua própria meta de energia renovável, ou exclusiva para a PV.

Dado todas as condições apresentadas, conclui-se que muito ainda pode ser feito no Brasil e caso a caso localmente; a principal dificuldade é envolver todos os atores de forma justa e tal sejam benefícios do tipo ganha-ganha. Ademais, em todo e qualquer caso não se pode negar:

“É o mesmo Sol que brilha para todos!” R.C.A.¹¹

¹¹ Citação de Frase do Autor. (Iniciais)

7.1. Principais contribuições

Literatura abrangente, contemplando orientações e exemplos globais para uso no cenário local, identificando que as perspectivas nacionais mesmo com o PROGD estão muito conservadoras, dependendo em grande parte dos LER's e com baixas metas para o setor residencial.

Análise de influência sob a ótica do consumidor e concessionária de um uso de PV em larga escala no contexto do estudo de caso proposto.

Sugestão de novos modelos de negócio: tipos de contratos, parcerias, e modalidades de comercialização de energia.

Dados práticos concretos para projeto e continuidade das investigações para inserção de PV na UFSM, estimativas compatíveis para o planejamento Energético e Financeiro da instituição para GLD.

Permite afirmar a Viabilidade de projetos de PV em larga escala para uma dada região/consumidor/concessionária estão mais tangíveis e ao alcance do que se tem feito usualmente através de LERs; uma vez que nem espaço físico (campo, terreno ou telhados) seriam variáveis limitantes para atingir o potencial desejado, seria interessante elaborar metas de atendimento com PV individualmente por empresas de distribuição através de avaliação da ANEEL/Governo para novos investimentos; seja com UPV ou GD, a exemplo (simplificado) da metodologia desenvolvida por este trabalho..

7.2. Sugestões para trabalhos futuros

- Análise das diferentes tecnologias e/ou sistemas de rastreamento com o HOMER PRO.
- Estudo aprofundado do Sistema Elétrico Local: impactos em níveis de tensão e demais indicadores de qualidade/continuidade do fornecimento de EE.
- Proposição de novas metodologias de tarifação: avaliação do custo horário de PV, bem como modalidades tarifárias atuais.
- Nova avaliação energética da UFSM para 2015, e investigar a possibilidade de ingresso ao mercado livre de energia, mudança de categoria de consumidor (Atendimento em Média/Alta Tensão em 69KV)
- Aplicação e desenvolvimento futuro dessa metodologia para o caso completo de uma cidade; a exemplo de Santa Maria, para proposição de Políticas Públicas de acesso a GD, além disso, incluir a prioridade a instalações residenciais e outras medidas de socialização da fonte de PV.
- Investigar impactos ao SEB e Mercado Nacional na questão de Modicidade Tarifária; e demais consequências ao todo para políticas e metas do Setor de Energia para o tempo de vida dos sistemas propostos.

8. PUBLICAÇÕES DESTE TRABALHO

AMARAL, R. C.; CANHA, L. N.; BERNARDON, D. P.; PRESSI, R. **Viabilidade e Opções Integradas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica Através de Geração Distribuída em Larga Escala**. Artigo Completo e Apresentação no evento: XXIII SNPTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. FIGCR/03. Foz Do Iguaçu, Paraná – PR. Outubro de 2015.

AMARAL, R. C.; CANHA, L. N. **Photovoltaic Solar Energy Pricing At Large Scales: A Review Perspective Promoting Net Metering**. Artigo completo aceito UPEC-2015 (50th International Universities Power Engineering Conference) | Staffordshire University, UK. September 1st - 4th, 2015

9. REFERÊNCIAS

_____. EPE. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira** MME – Brasil, Rio de Janeiro, Maio de 2012.

_____. EPE. **Nº. EPE-DEE-NT-150/2014-r0 Leilão de Energia de Reserva de 2014 – Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral.** MME – Brasil, Rio de Janeiro, Novembro de 2014.

_____. EPE. **Nº. EPE-DEE-RE-065/2013-r2 Empreendimentos Fotovoltaicos – Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica.** MME – Brasil, Rio de Janeiro, Outubro de 2014.

_____. EPE. **Nota Técnica DEA19/14 – Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos.** MME – Brasil, Série Recursos Energéticos. Rio de Janeiro, Outubro de 2014.

_____. FEAM. **Documento N1/2013 GEMUC/DPED/FEAM Proposta de Termo de Referência para Elaboração de Estudos Ambientais Visando o Licenciamento Ambiental de Usinas Solares Fotovoltaicas no Estado de Minas Gerais.** Fundação Estadual do Meio Ambiente – FEAM, Governo do Estado de Minas Gerais, Belo Horizonte/MG, Agosto de 2013.

_____. ProGD. **Ações de Estímulo à Geração Distribuída com Base em Fontes Renováveis.** Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica – PROGD, MME – Ministério de Minas e Energia. Brasília, 15 Dezembro de 2015. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/3013891/15.12.2015+Apresenta%C3%A7%C3%A3o+ProGD/bee12bc8-e635-42f2-b66c-fa5cb507fd06?version=1.0> Acesso: 28 de Dezembro de 2015.

_____. AES BRASIL. **“Seminário de Arborização Urbana em São Paulo”** Plano de Investimento -GRUPO - AES BRASIL 16 de Abril de 2015. Disponível em: <http://nossasaopaulo.org.br/portal/files/arborizacao-aes-eletropaulo.pdf> Acesso em: 13 de Janeiro 2016

_____. AES SUL. **“Relatório da Administração 2013”** AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A, 2014.

_____. IBGE **Estimativas populacionais para os municípios brasileiros em 01.07.2014.** Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/estimativa2014/default.shtm>> Acesso: 21/jan/2015

_____. IBGE **Infográficos IBGE Cidades.** Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/cidadesat/painel/painel.php?codmun=431690#>> – Acesso em: 21/jan/2015

_____. **IPLAN Mapas dos Bairros e Localização de Santa Maria**. Instituto de Planejamento de Santa Maria. Disponível em: < <http://www.iplansm.net.br/mapasbairros.php> Acesso: 31 de Março de 2015

ADESM. **SANTA MARIA EM DADOS**. Agencia de Desenvolvimento de Santa Maria – ADESM. Disponível em: <http://santamariaemdados.com.br/2-territorio-e-meio-ambiente/2-1-territorio/> Acesso em: 2/jan/ 2015

AESBrasil. **ITAU BBA Utilities Day – Francisco Morandi – CFO**. AES Corporation – Companhia Global. 9 de Abril de 2015.

ALARCON, O. **Materiais & Desenvolvimento Sustentável**. Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Mecânica e Materiais, Pós Graduação em Ciência e Engenharia de Materias – Notas de Aula. [156 p.] Disponível em: <http://pt.slideshare.net/materiaissustentabilidade/trabalho-energia-solar-carlos-a-hermann-fernandes-e-tatiane-de-mattos-amadio> Acesso: 8 de Janeiro de 2016.

AMBIENTE ENERGIA. **Índia tem primeiro aeroporto a funcionar totalmente com energia solar**. Página Web. Notícias, Visão Global Data de postagem 27/12/2015 Disponível em: <https://www.ambienteenergia.com.br/index.php/2015/12/india-tem-primeiro-aeroporto-funcionar-totalmente-com-energia-solar/27653> Acesso em: 18 de janeiro de 2016.

AMERICADOSOL. **Megawatt Solar**. Disponível em: <http://www.americadosol.org/megawatt-solar/> Acesso em: 19 de janeiro de 2016

BARROS, I. V. **Avaliação de Modelos de Negócios para Energia Solar Fotovoltaico no Mercado de Distribuição Brasileiro**. Tese de Dissertação de Mestrado. PPGE / USP Universidade de São Paulo; São Paulo, 2014. [113 p.]

BENEDITO, R. S.; ZILLES, R. **A Expansão da Oferta de Energia Elétrica nos Centros Urbanos Brasileiros por Meio de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede**. Revista Brasileira de Energia, Vol. 16, N o. 1, 1 o Sem. 2010. [pp. 7-19]

BLACK&VEATCH. **Cost and Performance Data For Power Generation Technologies. COST REPORT**. Prepared for the NREL – National Renewable Energy Laboratory. Fevereiro, 2012.

BRIDGETOINDIA. **India Solar Handbook – The Complete industry overview for solar energy in India**. © 2014 BRIDGE TO INDIA Energy Pvt. Ltd. **New Delhi, Junho de 2014**.

CAMARGO, J. C. **Usinas Solares de Grande Porte Conectadas à Rede**. Hytron – Energia e Gases Especiais. Webinar da IEI – International Energy Initiative. Disponível em: <http://iei-la.org/webinars-em-solar-fotovoltaica/> Acesso: 23 de Março de 2015

CANADIANSOLAR. **Datasheet_Quartech_CS6P-P_en**. Datasheet do Produto / Manual do Fabricante. Disponível em: http://www.canadiansolar.com/down/en/Datasheet_Quartech_CS6P-P_en.pdf Acesso em: 14 de Dezembro de 2015.

CASTRO, . **Avaliação Do Valor Da Energia Proveniente De Usinas Heliotérmicas Com Armazenamento No Âmbito Do Sistema Interligado Nacional.** Tese de Dissertação de Mestrado. PPGEE - COPPE/UFRJ Universidade Federal do Rio de Janeiro; Rio de Janeiro, Setembro de 2013. [86 p.] Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/pepe/production/tesis/castro.pdf> Acesso em: 14 de Janeiro de 2016.

CEPEL **Guia para eficientização energética nas edificações públicas Versão 1.0.** Centro de Pesquisas de Energia Elétrica CEPEL; outubro 2014 coordenador Ministério de Minas e Energia - MME — Rio de Janeiro: CEPEL, Outubro 2014. 229p

CEPEL. **Guia para eficientização energética nas edificações públicas Versão 1.0.** Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Ministério de Minas e Energia - MME — Rio de Janeiro, Outubro 2014. [229 p.]

CET. **Capítulo 5 – Estudos de parâmetros para estacionamento de veículos.** Estamidia / Boletim Técnico da CET - Companhia de Engenharia de Tráfego Disponível em: http://www.estamidia.com.br/normas_tecnicas.pdf Acesso em: 14 de Dezembro de 2015

CLEANTECHNICA. **India Eyes 100 GW Solar Power Capacity By 2022.** November 23rd, 2014. Disponível em: <http://cleantechnica.com/2014/11/23/india-eyes-100-gw-solar-power-capacity-2022/> Acesso em: 18 de janeiro de 2016.

EGGERS, T. **Solar Fotovoltaico – inserção estratégica na matriz elétrica Nacional.** Representante SCHMID Group Brasil e América Latina - 3º (ABIBER) Anuário Brasileiro das Indústrias de Biomassa e Energias Renováveis. Disponível em: http://issuu.com/anuariobiomassa/docs/anuario_biomassa_2015_low Acesso: 9 de Janeiro de 2016.

EPIA. **“Global Market Outlook – For Photovoltaics 2013-2017”.** EPIA Disponível: <http://www.fotovoltaica.com/PV-look.pdf> Acesso em: 15 de maio de 2014

FIRSTSOLAR. **Energy Capacity Assessment Tool.** Discover What FirstSolar's Advantage Can Do For You. Disponível em: <http://www.firstsolar.com/Home/Solutions/Utility-Scale-Generation/eCAT> Acesso em: 19 de janeiro de 2016.

FOTOVOLTAICA UFSC. **UFRJ – Ilha do Fundão. Proposta de Instalação de Módulos Fotovoltaicos na UFRJ. Fundo Verde.** Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina. Setembro, 2014.

FOTOVOLTAICA UFSC. **UFRJ – Instituto de Puericultura e Pediatria Martagão Gesteira – UFRJ – Integração Fotovoltaica. Fundo Verde.** Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina. Novembro, 2014.

FREIRE, L. B. C **Método para Levantamento do Potencial Energético Solar em Campus Universitário.** TCC - Trabalho de Conclusão de Curso – Engenharia Elétrica / UFPR Universidade Federal do Paraná, Curitiba/PR – Brasil. 2013.

FUNDOVERDE. **Sumário Executivo Fundo Verde de Desenvolvimento e Energia para a Cidade Universitária (UFRJ) – Relatório de Atividades 2014.** Disponível em: <http://fundoverde.ufrj.br/index.php/pt/publications?download=11:sumario-executivo-fundo-verde-relatorio-de-atividades-2014> Acesso: 8 Junho de 2015.

GIARETTA, T. **Estudo da Viabilidade de Implementação de um Sistema Solar Fotovoltaico na UFSM.** TCC - Trabalho de Conclusão de Curso – Engenharia Elétrica / UFSM Universidade Federal de Santa Maria, RS – Brasil. 2009.

GRABOLLE, P. B. **A Integração de Sistemas Solares Fotovoltaicos em Larga Escala no Sistema Elétrico de Distribuição Urbana.** Tese de Doutorado – Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010. [257 p.]

GROTH, J. A. **Usina de Geração Fotovoltaica: Custo de Implementação, Operação e Taxa de Retorno do Investimento.** TCC - Trabalho de Conclusão de Curso – Engenharia Elétrica / UFRGS Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre/RS – Brasil. 2013.

GTES. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** DTE, CEPEL, CRESESB; Rio de Janeiro, Março de 2014.

GTM. **Solar Star, Largest PV Power Plant in the World, Now Operational: 579 megawatts on-line in Antelope Valley, built by SunPower and now owned by BHE Renewables** Página WEB Data 26/06/2015 Disponível em: <http://www.greentechmedia.com/articles/read/Solar-Star-Largest-PV-Power-Plant-in-the-World-Now-Operational> Acesso em: 19 de janeiro de 2016.

HENDERSON. H. **Transcendendo a Economia.** Editora Cultrix – São Paulo, Tradução Merle Cross. (ISBN 85-316-0491-5) 1991. (274 pg.)

HIRT, Lion. **Market value of solar power: Is photovoltaics costcompetitive?** Special Issue on Selected Papers from The Wind and Solar Integration Workshop. Published in IET Renewable Power Generation. ISSN 1752-1416 IET Renew. Power Generation., 2015, Vol. 9, Iss. 1, [pp. 37 –45]

HOLT, T; SHORT, W; PACKEY D. J. **A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies.** NREL – National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-462-5173; Março 1995.

IHS. **Top Solar Power Industry Trends for 2015.** Disponível em: https://www.ihs.com/pdf/Top-Solar-Power-Industry-Trends-for-2015_213963110915583632.pdf Acesso: 15 de Junho de 2015.

INFORMACAODESPLICADA. **As Novas Regras da ANEEL para a Mini e Microgeração.** Disponível em: <https://www.facebook.com/informacaodescomplicada/photos/pb.716964841771992.-2207520000.1452269689.731878536947289/?type=3&theater> Acesso: 30 de Dezembro de 2015

INSTITUTO IDEAL. **Avanços e Desafios das Energias Renováveis em 2015. Resumo das palestras do Seminário Energia+Limpa.** Disponível em: http://issuu.com/idealeco_logicas/docs/seminarioenergia_limpa2015_cademop Acesso: 01 de Setembro de 2015.

INSTITUTO IDEAL. **Cartilha – Energia Solar.** Disponível em: <http://institutoideal.org/confiracartilha-de-eletricidade-solar/> Acesso: 11 de Maio de 2015

INSTITUTO IDEAL. **O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica – Edição 2015.** Disponível em: http://issuu.com/idealeco_logicas/docs/2015_ideal_mercadogdPV_150901_final Acesso: 01 de Setembro de 2015.

JAMAL, T.; ONGSAKUL, W.; SINGH, J. G.; SALEHIN, S.; FERDOUS, S.M. **Potential Rooftop Distribution Mapping using Geographic Information Systems (GIS) for Solar PV Instalation: A Case Study for Dhaka, Bangladesh.** IEEE - 3rd International Conference on the Developments in Renewable Energy Technology (ICDRET), 2014.

KAUFMANN, G. V. **Avaliação do Potencial de Geração Solar Fotovoltaica e Análise em Tempo Real da Operação de um Painel Fotovoltaico Instalado na Cidade de Lajeado/RS.** TCC - Trabalho de Conclusão de Curso – Engenharia Ambiental / UNIVATES Universidade Integrada Vale do Taquari de Ensino Superior, Lajeado/RS – Brasil. Dezembro de 2012.

KONZEN, G. **Difusão de Sistemas Fotovoltaicos Residenciais Conectados à Rede no Brasil: uma Simulação Via Modelo de Bass** Tese de Dissertação de Mestrado. PPGE - USP Universidade de São Paulo; São Paulo, 2014. [108 p.]

KONZEN, G. **Retrospectiva 2015: Energia Fotovoltaica no Brasil.** SOLCIAL – BLOG/Página Web Disponível em: <http://www.solcial.org/retrospectiva-2015-energia-fotovoltaica-no-brasil/> Acesso: 05/01/2016

LANDEIRA, J. L. F. **Análise Técnico-Econômica Sobre a Viabilidade de Implantação de Sistemas de Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil.** Tese de Dissertação de Mestrado. PPGE - COPPE/UFRJ Universidade Federal do Rio de Janeiro; Rio de Janeiro, Setembro de 2013. [135 p.]

LAZARD. **Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Verssion 9.0.** Copyright 2015 Lazard. Disponível em: <https://www.lazard.com/media/2390/lazards-levelized-cost-of-energy-analysis-90.pdf> Acesso: 6 Janeiro de 2016.

LIMA, C. ANEEL. **Geração Distribuída: Contexto Nacional e Internacional da Normatização.** Seminário Micro e Minigeração Distribuída – Impactos da Resolução Normativa ANEEL RN482/2012. ANEEL, Brasília. 10 Abril de 2014.

MAI, S. Y. **Political Attitudes toward the Environment: The Politics of Residential Solar Panel Installations in California.** Senior Honors Thesis Submitted to the Department of Political Science, University of California San Diego, Abril de 2013. [91 p.]

MARQUES, F. C. **Minicurso de Fabricação de Células Solares e Módulos Fotovoltaicos. 4º InovaPV.** IFGW – Instituto de Física Gleb Wathagin, Unicamp; Março de 2014.

MAY, N. **Eco-balance of a Solar Electricity Transmission from North Africa to Europe.** Diploma Thesis – Technical University of Braunschweig – Faculty for Physics and Geological Sciences. Braunschweig, Alemanha, 17 de Agosto de 2005. Disponível em: http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/projects/ECobalance_of_a_Solar_Electricity_Transmission.pdf Acesso em: 27 de Agosto de 2014

MENG, F.; CHOWDHURY, B.H. **Economics of grid-tied customer-owned photovoltaic power generation.** Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE Year: 2012 Pages: 1 - 5, DOI: 10.1109/PESGM.2012.6344709

MIRANDA, R. F. C. **Análise da Inserção de Geração Distribuída de Energia Solar Fotovoltaica no Setor Residencial Brasileiro.** Tese de Dissertação de Mestrado. PPGPE - COPPE/UFRJ Universidade Federal do Rio de Janeiro; Rio de Janeiro, Outubro de 2013. [290 p.]

MONTENEGRO, A. A. **Avaliação do Retorno do Investimento em Sistemas Fotovoltaicos Integrados a Residências Unifamiliares Urbanas no Brasil.** Teses de Dissertação de Mestrado. PPGEC/UFSC Universidade Federal de Santa Catarina; Florianópolis, Junho de 2013. [175 p.]

NASCIMENTO, L. R. **A Avaliação de Longo Prazo de um Sistema Fotovoltaico Integrado À Edificação Urbana e Conectado à Rede Elétrica Pública.** Tese de Dissertação de Mestrado. PPGEC/UFSC Universidade Federal de Santa Catarina; Florianópolis, Dezembro de 2013. [103 p.]

NEAU/UFSM. **Audiências Públicas – Projeto de Elaboração dos Planos Diretores Físico-Territoriais Campi da UFSM. – ZONEAMENTO.** Plano Diretor Universidade Federal de Santa Maria - 2008. Disponível em: <http://w3.ufsm.br/planosdiretores/downloads/prancha2.pdf> Acesso em: 28/04/2015

NETO, J. R. A. C.; CUNHA, J. A. A. **Políticas Públicas e Inovação: Contribuindo para a Difusão da Energia Solar PV.** RBS Magazine – Revista Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica Ano I – Edição nº 04, Março/Abril de 2015 [pg 16-21] Disponível em: http://issuu.com/jornalenergiasolar/docs/rbs_magazine_-_revista_brasileira_d Acesso: Maio de 2015

NEUSSER, L.. **Bases Teóricas e Experimentais para o Gerenciamento da Demanda em Prédios Públicos de Ensino: o Caso da Universidade Federal de Santa Maria”.** Tese de Dissertação de Mestrado. PPGEE/UFSM Universidade Federal de Santa Maria, RS – Brasil. 2009.

NOBREGA, A. P. ANEEL. **Prognósticos para o Setor Elétrico 2015-2018.** Agencia Nacional de Energia Elétrica – XVI Encontro Nacional dos Conselhos de Consumidores de Energia Elétrica. Brasília, DF. 21 de Novembro de 2014.

NREL. **Best Research – Cell Efficiencies**. National Renewable Energy Laboratory, EUA 2015. Disponível em: http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg Acesso: 9 de Abril de 2015.

P&DFotovoltaico. Tractebel Energia/GDF Suez. **P&D Estratégico nº013/2011 – Geração Solar Fotovoltaica**. Seminário Energia + Limpa. Apresentação Florianópolis, 13 de Maio de 2014.

PG 5 e 6.

PORTALSOLAR. **Mercado de Energia Solar no Brasil**. Empresa de PV. Disponível em: <http://www.portalsolar.com.br/media/files/O%20mapa%20da%20energia%20solar%20no%20brasil.pdf> Acesso em: 18 de janeiro de 2016.

PORTO, M. A. D. CEMIG. **Perspectivas no mercado de energia fotovoltaica**. Companhia Energética de Minas Gerais Fórum Mineiro de Energia Renovável – 1º Minas Meeting, Semana do Meio Ambiente 2014.

PV-TECH. **“Chile reaches 848MW PV capacity at year-end 2015”** Disponível em: <http://www.pv-tech.org/news/chile-reaches-848mw-pv-capacity-at-year-end-2015> Acesso em: 18 de janeiro de 2016

RUTHER, R. Junior, L. C. P.; BITTENCOURT, A. H.; DRUDE, L.; SANTOS, I. P. **Chapter 7 - Strategies for Plug-in Electric Vehicle-to-Grid (V2G) and Photovoltaics (PV) for Peak Demand Reduction in Urban Regions in a Smart Grid Environment**. Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar, Universidade Federal de Santa Catarina. © Springer Science+Business Media Singapore 2015 S. Rajakaruna et al. (eds.), Plug In Electric Vehicles in Smart Grids, Power Systems, DOI 10.1007/978-981-287-299-9_7. 2015.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios solares fotovoltaicos : o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. LABSOLAR – Florianópolis, 2004. 114 p. : il.

SANTOS, I. P. **Integração De Painéis Solares Fotovoltaicos Em Edificações Residenciais E Sua Contribuição Em Um Alimentador De Energia De Zona Urbana Mista**. Tese de Dissertação de Mestrado. PPGEC/UFSC Universidade Federal de Santa Catarina; Florianópolis, Fevereiro de 2009. [110 p.]

SAUAIA, R. ABSOLAR. **O Ano Foi Radiante para a Energia Solar e 2016 Será Acelerado**. Entrevista – Tribuna do Norte: Rodrigo Sawaia diretor –executivo da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR. Disponível em: <http://absolar.org.br/noticia/noticias-externas/o-ano-foi-radiante-para-a-energia-solar-e-2016-sera-acelerado.html> Acesso: 9 de Janeiro de 2016.

SAUAIA, R. L. ABSOLAR. **Propostas para a Energia Solar Fotovoltaica no GDF**. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica /Diretor Executivo. – Reunião de Trabalho entre ABSOLAR E GDF; Distrito Federal (DF). Data 06/11/2014. Disponível em: Acesso em: 15 de Janeiro de 2016

SCHWAB, T. GIZ. **Fundamentos das Energias Renováveis**. GIZ – Cooperação alemã para o desenvolvimento sustentável, Energias Renováveis e Eficiência Energética, Brasília. 11 de Junho de 2013. Disponível em: http://www.esaf.fazenda.gov.br/a_esaf/arquivos-gerais/schwab-fundamentos-energia-solar-palestra-energias-renovaveis-sr.-torsten-schwab Acesso em: 27 de Agosto de 2014

SERC. **Renewable energy integration into the planning and operation of urban transport systems. Case Study: Metro Santiago**. Solar Energy Research Center – SERC, CMM, Centro de Energía e FCFM. Santiago, Chile. Janeiro de 2014. Disponível em: <http://serc.cl/en/proyectos-y-recursos-solares-en-chile> Acesso: 23 de Março de 2015.

SIGNORINI, V. B.; Vianna, S. D.; Salamoni, I. **Análise do potencial de geração de energia solar fotovoltaica em um sistema integrado à edificação e interligado à rede - estudo de caso no prédio administrativo do campus porto da UFPEL**. Revista de Arquitetura da IMED, v. 3, n.2, 2014, p. 108-117, ISSN 2318-1109

SILVA, R. M. **Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios**. Núcleo de Estudos e Pesquisas da Consultoria Legislativa – Textos para Discussão 166 – SENADO FEDERAL, Fevereiro de 2015.

SILVA, R. R. **Viabilidade Econômica para Implantação de Geração Fotovoltaica Distribuída em Instalações Residenciais**. TCC - Trabalho de Conclusão de Curso – Engenharia Elétrica / UFSM Universidade Federal de Santa Maria, RS – Brasil. 2015.

SMARTSOLAR. **As top 10 maiores usinas solares do mundo (6 delas estão em um único país)**. Página WEB Data 10/06/2015 Disponível em: <http://www.smartsolar.com.br/news/top-10-maiores-usinas-solares-do-mundo/> Acesso em: 19 de janeiro de 2016

SOLARGIS. **Online Data and tools for solar energy projects**. Empresa / Página Web / Serviços e Aplicações Online. Disponível em: <http://solargis.info/> Acesso em: 23 de Março de 2015.

SOLARIZA. **GREENPEACE. Mapeie o Potencial Solar do Brasil**. Aplicativo via WEB - Greenpeace, 2015 Disponível em: <http://solariza.org.br/> Acesso: 14 de Janeiro de 2016.

SOLARVOLT. **Energia solar no Brasil: veja 5 estádios que contam com esse potencial**. Página Web Empresa SOLARVOLT. Data: 06/08/2015. Disponível em: <http://www.solarvoltenergia.com.br/energia-solar-no-brasil-veja-5-estadios-que-contam-com-esse-potencial/> Acesso em: 18 de janeiro de 2016

SUNEARTHTOOLS. **Ferramentas para designers e consumidores de energia solar**. Disponível em: <http://www.sunearthtools.com/pt/index.php> Acesso: 12 de Maio de 2015.

SWERA. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. [ISBN 85-17-00030-7 / ISBN 978-85-17-00030-0] São José dos Campos : il. 60p. INPE, 2006.

TAMIMI, B.; CANIZARES, C.; BHATTACHARYA, K. **System Stability Impact of Large-Scale and Distributed Solar Photovoltaic Generation: The Case of Ontario, Canada**. Sustainable

Energy, IEEE Transactions on Year: 2013, Volume: 4, Issue: 3 Pages: 680 - 688, DOI: 10.1109/TSTE.2012.2235151

THE VERGE. **India reveals world's first 100 percent solar-powered airport.** Página Web – Data 19/08/2015 Disponível em: <http://www.theverge.com/2015/8/19/9178409/india-solar-power-airport> Acesso em: 20 de agosto de 2015

THEGUARDIAN. **France decrees new rooftops must be covered in plants or solar panels.** The Guardian – International Press – Newspaper Headline. Disponível em: <http://www.theguardian.com/world/2015/mar/20/france-decrees-new-rooftops-must-be-covered-in-plants-or-solar-panels> Acesso em: 18 de janeiro de 2016.

TOLLER, B. B. **Impacto Técnico e Econômico do Uso de Microturbinas para Geração de Energia Elétrica em Aterros Sanitários Sobre os Sistemas de Distribuição.** Tese de Dissertação de Mestrado. PPGEE / Universidade Federal de Santa Maria; Santa Maria, 2015. [129 p.]

TONKOSKI, R.; TURCOTTE, D.; EL-FOULY, T.H.M. **Impact of High PV Penetration on Voltage Profiles in Residential Neighborhoods.** Sustainable Energy, IEEE Transactions on Year: 2012, Volume: 3, Issue: 3 Pages: 518 - 527, DOI: 10.1109/TSTE.2012.2191425

TREVELIN, F. C. **Estudo Comparativo Entre Métodos de Rastreamento Solar Aplicados a Sistemas Fotovoltaicos.** TCC – Trabalho de Conclusão de Curso. Escola de Engenharia de São Paulo, São Carlos. 2014.

UFRGS. **Radiasol.** Porto Alegre: Laboratório de Energia Solar- GESTE-PROMEC 2001

UFSC/IDEAL. **Relatório Estádios Solares Opção Sustentável para a Copa 2014 no Brasil.** Elaborado por: UFSC/IDEAL Maio de 2010. Disponível em: <http://www.americadosol.org/wp-content/uploads/2010/08/Estadios-Solares-UFSC-e-Ideal-GTZ-20100501.pdf> Acesso em: 18 de janeiro de 2016

UFSM. **De olho na conta de Luz.** Notícias GERAL página Web – site.ufsm.br. Data 10/12/2015 Disponível em: <http://site.ufsm.br/noticias/exibir/de-olho-na-conta-de-luz> Acesso em: 13 de Janeiro de 2016

UFSM. **Orçamento da UFSM para 2014 ultrapassa R\$ 1 bilhão.** Notícias página Web – site.ufsm.br. Disponível em: <http://site.ufsm.br/noticias/exibir/orcamento-da-ufsm-para-2014-ultrapassa-r-1-bilhao> Acesso em: 27 de Março de 2015

UFSM. **Sob energia limpa e renovável.** Acessoria de comunicação UFSM – Matéria página WEB – 13/05/2014. Disponível em: <http://site.ufsm.br/noticias/exibir/sob-energia-limpa-e-renovavel>. Acesso: 25 maio 2015.

UFSM. **UFSM em Números 2013.** Ano Base 2012 – Publicação Estatística – PROPLAN/Pró-Reitoria de Planejamento. Disponível em: http://w3.ufsm.br/proplan/images/coplin/folder/folder_2013.pdf Acesso em: 27 de Março de 2015

VALENTINI, D. R. **Planejamento Ambiental como Base ao Plano Direto do Campus da UFSM – RS**. Tese de Dissertação de Mestrado. PPGG - CCR / Universidade Federal de Santa Maria; Santa Maria, 2010. [128 p.]

WENZEL, K. **Eletrosul Inaugura Usina de Energia Solar Inédita na América Latina**. Matéria RBS. Disponível em: <http://dc.clicrbs.com.br/sc/noticias/noticia/2014/06/eletrosul-inaugura-usina-de-energia-solar-inedita-na-america-latina-4518451.html> Acesso: 23 de Março de 2015.

WOTTRICH, B. **Modelo para a Análise Econômica e Financeira em Projetos de Geração Distribuída de Energia com Fontes Alternativas**. Tese de Dissertação de Mestrado. PPGEE/UFSM Universidade Federal de Santa Maria, RS – Brasil. 2010.

WWFBRASIL/UNB. **Vamos Solarizar Brasília: Participe Desse Projeto**. Potencial Solar de Brasília. Brasília, 19 de novembro de 2015. Disponível em: Acesso em: 15 de Janeiro de 2016

ZOMER, C. D. **Megawatt Solar: Geração Solar Fotovoltaica Integrada A Uma Edificação Inserida Em Meio Urbano E Conectada À Rede Elétrica. Estudo De Caso: Edifício Sede Da Eletrosul**. Tese de Dissertação de Mestrado. PPGEC/UFSC Universidade Federal de Santa Catarina; Florianópolis, Maio de 2010. [177 p.]

ZOMER, C. D. **Método de Estimativa da Influência do Sombreamento Parcial na Geração Energética de Sistemas Solares Fotovoltaicos Integrados em Edificações**. Tese de Doutorado – Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2014. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/128929> Acesso: 22/05/2015

10 – APÊNDICES

Apêndice 1: Histórico da PV no Brasil de 1995-2008

Em termos de sistemas integrados a rede elétrica contabilizavam-se 28 conforme a Tabela 21 no total de 145 kW instalados em 2008.

Tabela 21 - Histórico de Sistemas PV integrados a rede no Brasil

	Sistemas Instalados	Potência	Ano de Instalação
1	CHESF	11 kWp	1995
2	Labsolar - UFSC	2,1 kWp	1997
3	LSF-IEE/USP	0,75 kWp	1998
4	UFRJ/COPPE	0,85 kWp	1999
5	Labsolar - UFSC	1,1 kWp	2000
6	Grupo FAE, UFPE	2,5 kWp	2000
7	LSF-IEE/USP	6,3 kWp	2001
8	Labsolar - UFSC	10 kWp	2002
9	CEPEL	16 kWp	2002
10	H R (RS)	3,3 kWp	2002
11	Grupo FAE, UFPE	2,5 kWp	2002
12	CELESC (3x1,4 kWp)	4,2 kWp	2003
13	LSF-IEE/USP	6 kWp	2003
14	UFRGS	4,8 kWp	2004
15	CEMIG	3 kWp	2004
16	Escola Técnica de Pelotas	0,85 kWp	2004
17	LSF-IEE/USP	3 kWp	2004
18	Grupo FAE, UFPE	1,7 kWp	2005
19	C Harmonia(SP)	1 kWp	2005
20	CEMIG (3x3 kWp)	9 kWp	2006
21	UFJF	30 kWp	2006
22	Greenpeace	2,9 kWp	2007
23	Grupo FAE, UFPE	4,05 kWp	2007
24	Residência Particular, Recife	1 kWp	2007
25	Residência Particular, São Paulo	2,9 kWp	2008
26	Solaris, Leme, SP	1 kWp	2008
27	Zepini, Motor Z	2,4 kWp	2008
28	Zepini, Fundação Estrela	14,7 kWp	2008
	Total	145 kWp	

FONTE: Zilles, Roberto; PUREFA, Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos, 2008 apud Giaretta, 2009

Apêndice A - Modelos de Negócios de PV usuais nos EUA

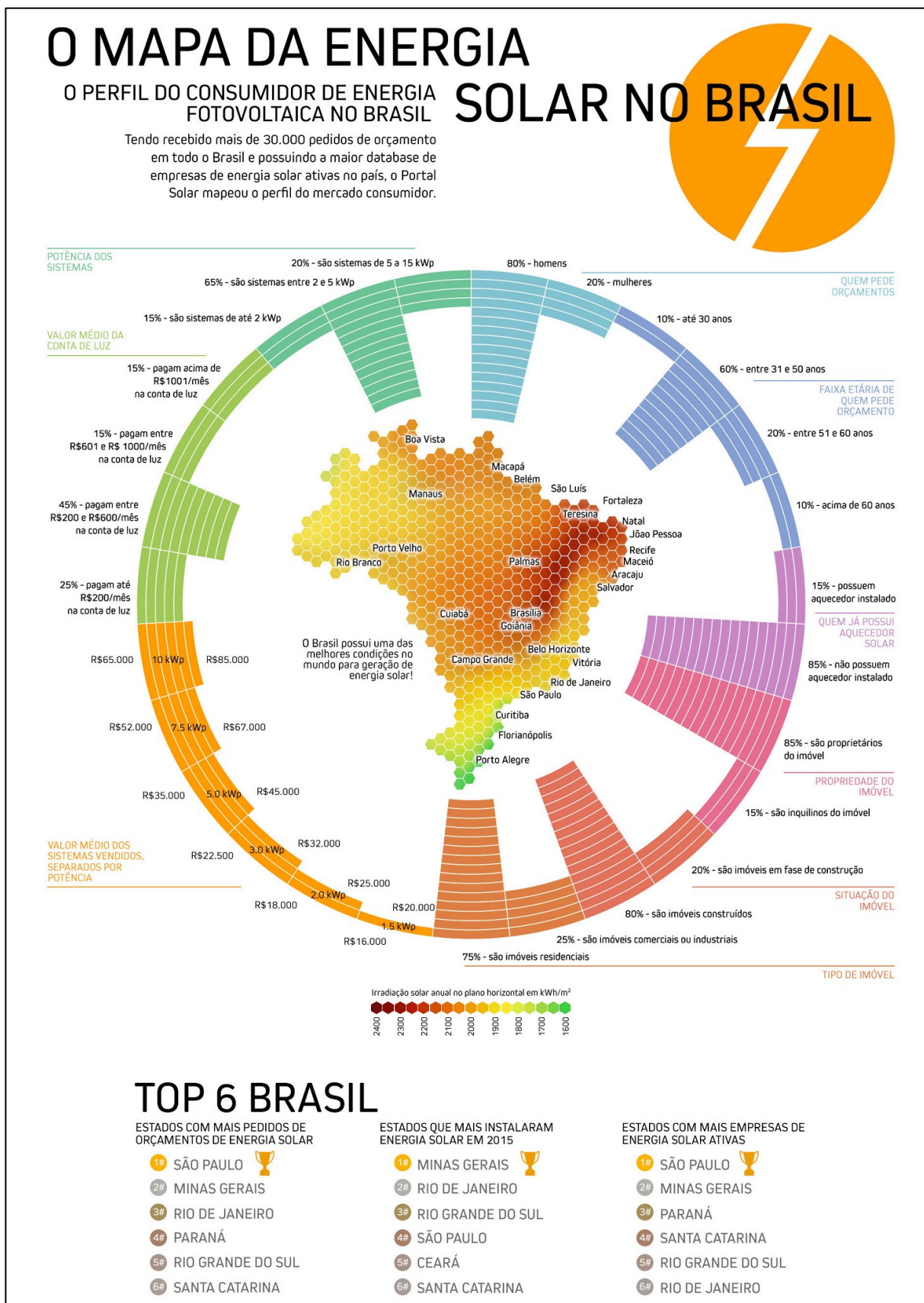
Tabela 22 - Modelos de Negócios para PV do Estudo nos EUA

Modelo	Propriedad e PV (ativos) /NET.MET.	Aspectos (+)	Aspectos Negativos (-)
Concessionária Proprietária da Geração Solar	Concessionária NÃO	<ul style="list-style-type: none"> • Evita redução de energia vendida (throughput incentive); • Recuperação de custos de manutenção e operação na rev. Tarifária; • Remuneração sobre ativos solares; • Controle sobre penetração da GD; • Cross-selling de outros produtos e serviços para consumidores; • Acesso privilegiado a informações de rede e consumo; • Identificação de oportunidades de integração de sistemas solares; • Identificação de sinergias entre projetos (smart grid); • Escala na aquisição de equipamentos; • Padronização de aquisição de equipamentos; • Concessionárias proprietárias dos SRECs (atendimento a metas de RPS) 	<ul style="list-style-type: none"> • Empresas desreguladas impedidas de adotar este modelo; • Inexperiência de atuar em geração de pequena escala e operação de fonte solar; • Acusações de ações anticompetitivas das concessionárias (assimetria de informações); • Risco financeiro do investimento;
Concessionária Financiadora da geração solar	Consumidores Ou Terceiros SIM	<ul style="list-style-type: none"> • Recuperação de custos de manutenção e operação na rev. Tarifária; • Remuneração de empréstimos e demais custos do programa de incentivo; • Facilidade de levantar volumes de capital para empréstimos; • Custos evitados de geração para empresas verticalizadas; • Atendimento às metas de RPS; 	<ul style="list-style-type: none"> • Redução de energia vendida (throughput incentive); • Manutenção de custos fixos para manter a infraestrutura de distribuição; • Descontrole sobre o volume de energia gerada; • Atuação em negócio diferente do papel principal de distribuidora; • Concessionárias não proprietárias dos SRECs, necessidade de negociar aquisição com consumidores geradores;
Aquisição de Energia Solar gerado por Terceiros	Consumidores Ou Terceiros SIM	<ul style="list-style-type: none"> • Atendimento às metas de RPS; • Possibilidade de revender energia solar para consumidores; • Contratos de longo prazo assegurando valores negociados; • Negociação com único fornecedor ao invés de múltiplos geradores; • Riscos concentrados para os geradores; 	<ul style="list-style-type: none"> • Energia contratada não é reconhecida como investimento; • Concessionárias não proprietárias dos SRECs, necessidade de negociar aquisição com consumidores geradores; • Ausência de incentivos para as concessionárias se engajarem em PPAs;

Fonte: Barros (2014)

Apêndice A1 – Modelos de Negócios: Mercado no Brasil

Figura 52 - Mapa da Energia Solar no Brasil



Apêndice B – Referências de Base – Premissas do Estudo de Caso UFSM

Históricos antigos sobre os consumos de energia, demandas e contas ou tarifas são conhecidas desde 1998 e apresentados respectivamente em Tabela 23, Tabela 24 e Figura 53:

Tabela 23 - Histórico de consumo da UFSM 1998-2008

Consumo fora de ponta, em kWh												
Ano	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro
1998												860958
1999	756882	953064	874818	864234	765198	951552	874608	848792	786464	872256	838656	885808
2000	916720	832832	733936	822136	884576	738080	768544	989296	871584	822136	961352	923832
2001	1068984	697648	849800	1113000	995400	863464	845544	821240	720496	664552	839720	839496
2002	917504	970536	943992	965216	1048768	876064	915488	1126720	1000384	948416	993328	1072792
2003	1145984	1280384	913640	987560	933632	952112	1034880	963144	898856	1057336	1028552	1131480
2004	1038588	1155000	910224	1266664	1130472	1101800	977424	946400	969752	1074248	1004528	1216768
2005	1038856	1066632	1086064	1257829	1089592	1075312	1120672	1025024	1099448	996520	1015560	1183504
2006	1001224	1289624	1284024	1397424	1016400	1083768	1168888	1133720	1163848	1082704	1178240	1224216
2007	1453480	1386952	1409744	1444072	1192184	1169112	1187648	1323000	1240512	1109080	1227408	1342432
2008	1346744	1354248	1200584	1272376	1262520	1198512	1309504	1222760	1049664	1191400	1252384	1158487
2009	955304	827904										
Consumo na ponta, em kWh												
Ano	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro
1998												77673
1999	66487	81506	85221	85536	89017	103571	97793	95450	90830	97386	87888	85944
2000	82653	70463	68501	89269	97722	85495	87412	105616	98704	96443	90386	81635
2001	95985	58578	75984	113279	102656	103807	95951	87660	84754	76653	80207	78638
2002	80968	86431	83704	94886	110870	96411	104572	121762	116651	103956	112866	92866
2003	89126	107233	84676	95187	94904	107234	108505	107916	97182	114591	111577	105735
2004	87885	101854	83057	126855	117659	120700	107685	102673	107031	114252	101812	109678
2005	94091	90757	86542	121453	119720	109050	126371	108516	117515	106705	91979	107494
2006	84162	115798	110529	138176	110464	117626	120222	127924	128482	106642	121540	110044
2007	115389	124016	123071	135205	112745	128968	116302	141936	125715	114637	122483	116330
2008	116138	117696	102465	120967	131665	120279	141998	128594	110986	132016	129905	109440
2009	80753	64896										

Fonte: NEUSSER, 2009

Tabela 24 - Histórico de demanda da UFSM 1998-2008

Demandas máximas fora de ponta, em kW												
Ano	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro
1998												2999
1999	3084	3588	3649	3394	2480	3532	3358	3069	2495	2625	2766	3633
2000	3273	3674	2554	3277	3855	2471	2437	3248	2773	2652	3237	3848
2001	4146	3848	3683	4184	3391	2598	2925	2428	2059	1940	3024	3228
2002	3638	3830	3734	4337	3613	3098	3387	3544	3349	2883	3927	3777
2003	4292	4411	3972	3306	3465	2872	3161	3161	2896	3120	3768	4417
2004	4240	4189	3252	4350	4673	3259	3541	3020	2894	3156	3736	4435
2005	4166	4032	4440	4854	4845	3306	3591	3385	3214	3389	3353	4579
2006	3828	4870	4529	4968	4256	3416	3409	2564	4209	3593	4803	5118
2007	5472	5360	6289	5351	5139	4028	3754	4216	3712	4440	4455	4834
2008	5752	5277	4036	5248	4290	4202	4379	3488	3136	4137	4603	4453
2009	4536	3246										
Demanda máxima na ponta, em kW												
Ano	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro
1998												1467
1999	1351	1467	1915	1734	1724	1976	1924	1982	1725	1891	1597	1680
2000	1566	1552	1646	1969	2126	1844	1646	2099	1801	1884	1651	1756
2001	1839	1613	2076	2305	2150	1870	1956	1830	1584	1516	1539	1508
2002	1801	1725	1763	2305	2327	2153	2392	2274	2164	1980	2410	1989
2003	1893	1924	1812	2141	2213	2136	2079	2088	1736	2097	2090	2135
2004	1982	2000	1738	2674	2715	2188	2307	1958	1996	2076	2029	2119
2005	1994	1814	2027	2708	2724	2352	2439	2220	2173	2148	2070	2240
2006	1794	2218	2415	2796	2462	2372	2381	2435	2408	2309	2778	2484
2007	2666	2451	3147	3078	2726	2455	2502	2654	2495	2509	2468	2533
2008	2625	2457	2117	2988	2659	2722	2692	2451	2177	2435	2444	2276
2009	1727	1335										

Fonte: NEUSSER, 2009

Figura 53 - Histórico de custo do kWh anteriores a 2009



Fonte: NEUSSER, 2009

B1. Caracterização de Entradas e Dados no HOMER

As premissas de dados de base para Simulações são apresentas neste tópico em função de entrada no software HOMER. São os dados de irradiação solar, as características climáticas locais, o próprio consumo de energia da UFSM (oriundos da leitura de Memória de Massa),

Figura 54 - Dados Irradiação Solar

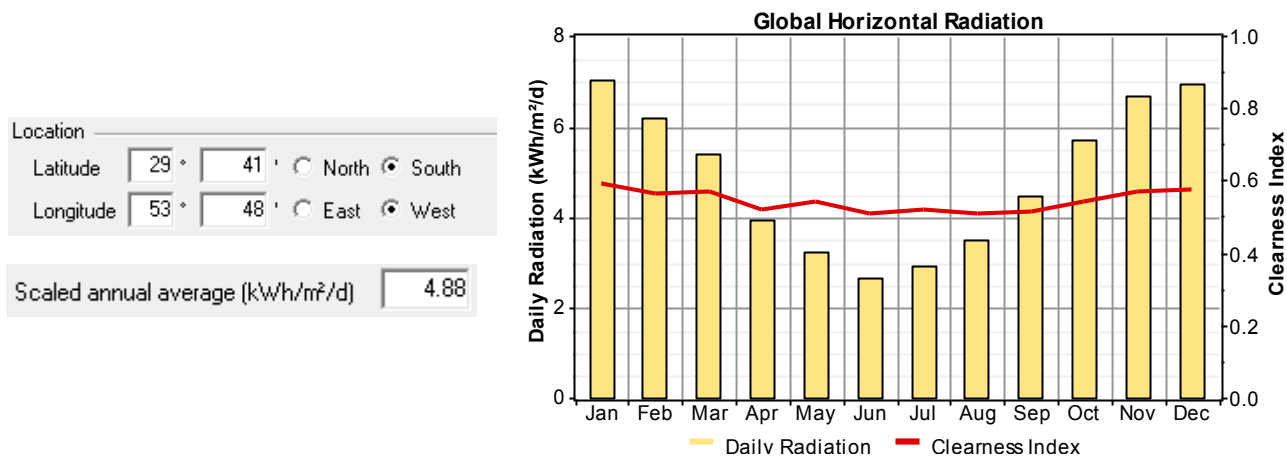


Figura 55 - Dados Climáticos

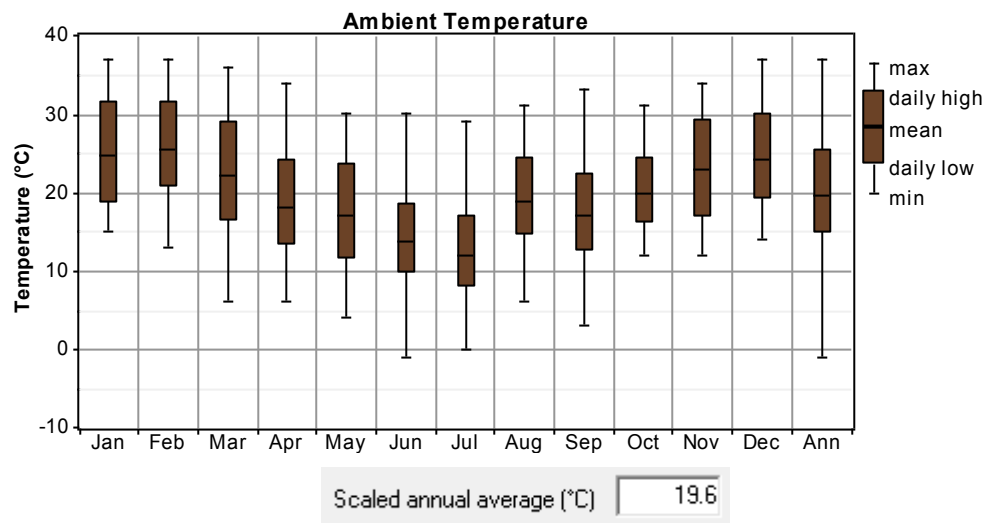
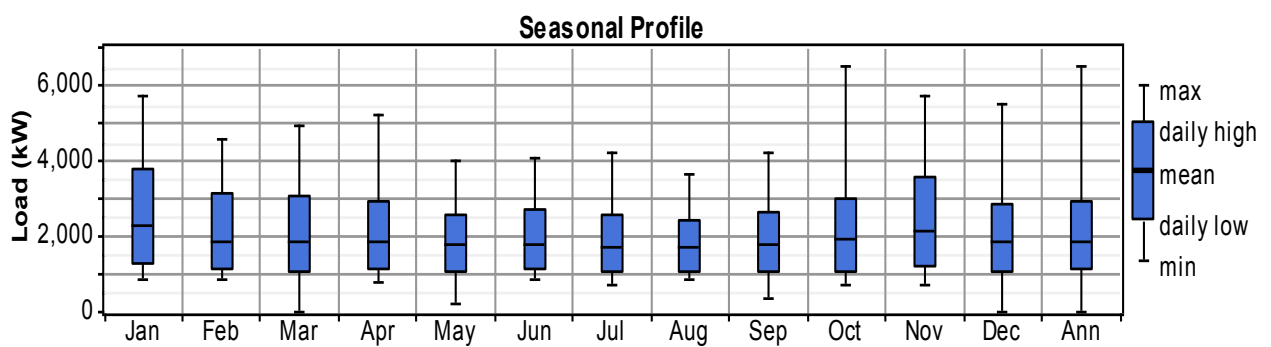
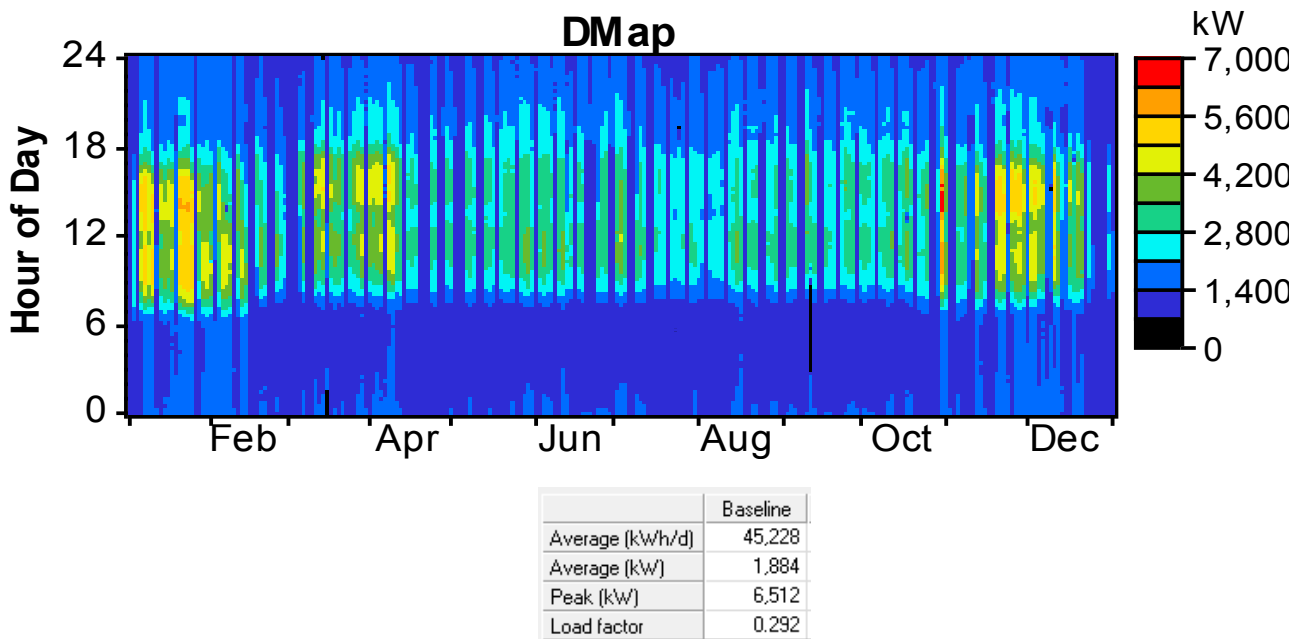


Figura 56 - Consumo Anual UFSM – 2014 (8760 horas anuais)



- **PV/Equipamentos e Inversor:**

Quadro 2 - Datasheet Painéis – Modelo Canadian 250P

MODULE / MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6 × 10)
Dimensions	1638×982 × 40 mm (64.5×38.7×1.57 in)
Weight	18 kg (39.7 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-BOX	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000 V (UL 1000 V) or 12 AWG (UL 600 V), 1000 mm (650 mm is optional)
Connectors	MC4 or MC4 comparable
Stand. Packaging	24 pcs, 480 kg (quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	672 pcs (40'HQ)

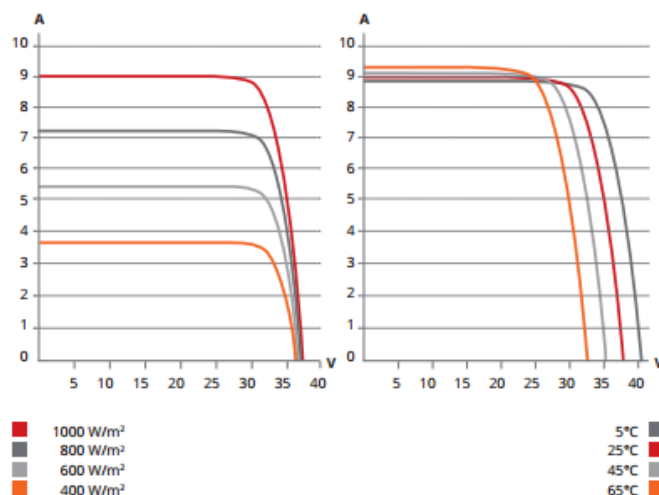
ELECTRICAL DATA / STC*

Electrical Data CS6P	250P	255P	260P
Nominal Max. Power (Pmax)	250 W	255 W	260 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.1 V	30.2 V	30.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.30 A	8.43 A	8.56 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.2 V	37.4 V	37.5 V
Short Circuit Current (Isc)	8.87 A	9.00 A	9.12 A
Module Efficiency	15.54%	15.85%	16.16%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000V (UL) or 600 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

Fonte: Canadian Solar (2015)

Figura 57 - Canadian 250P: Curvas Típicas

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.43% / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.34% / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.065% / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C

Fonte: Canadian Solar (2015)

Figura 58 - Dados de entrada painéis no Homer

Properties Advanced

Output current AC DC Tracking system

Lifetime (years)

Derating factor (%)

Slope (degrees)

Azimuth (degrees W of S)

Ground reflectance (%)

Consider effect of temperature

Temperature coeff. of power (%/°C)

Nominal operating cell temp. (°C)

Efficiency at std. test conditions (%)

Figura 59 - Dados genéricos de Inversores no Homer

Inverter inputs

Lifetime (years)

Efficiency (%)

Inverter can operate simultaneously with an AC generator

Rectifier inputs

Capacity relative to inverter (%)

Efficiency (%)

Tabela 25 - Referências Custos – Sistema Global (PV+INV+BoS)

Tamanho kW _p	Custo PV	Reposição – R\$	O\$M (R\$/ano)	Valor médio R\$/W _p
1,750	18.541	18541	18541	R\$10,590/W_p*
5.000	26.000.000	26000000	260000	R\$5,2/W_p**
15.000	62.100.000	62100000	621000	R\$4,140/W_p***.

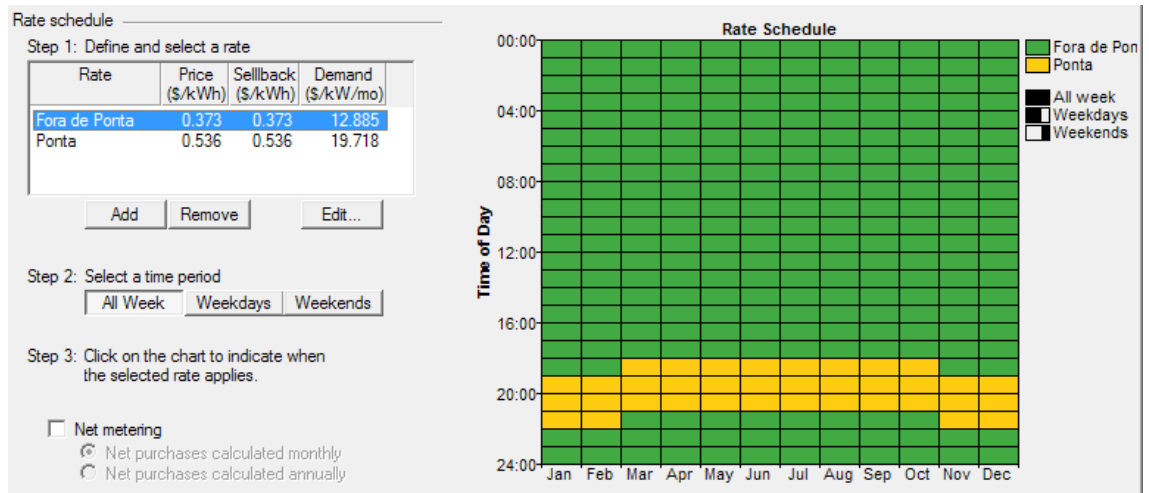
* Considerado valor praticado por SONNEN

** Considerado valor de Leilão

*** Considerado valor de Leilão

Fonte: Elaboração Própria

Figura 60 - Tarifas de Energia Convencionais/Agendamento Anual:



Fonte: Elaboração própria*

Apêndice C - Número de Consumidores AES SUL

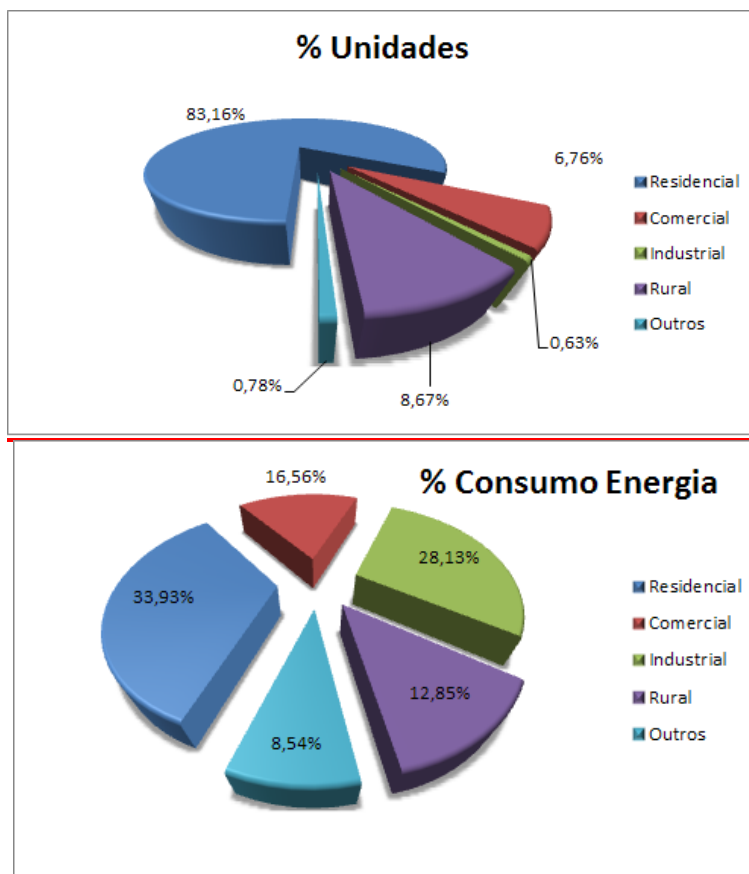
Consumos Médios e Tarifas por Classe AES Sul:

Dado a necessidade de verificar o impacto da PV nos diferentes setores da Distribuidora e em virtude de efetuar novas estratégias para atender os 10%, são dadas as Figuras 61 e Tabela 26 com a redistribuição interna da empresa atualizada para o ano de 2014, somando 7.865 TWh o Total destes:

Tabela 26 - Componentes Individuais de Consumo por Classe AES Sul

Tipo Consumidor	Número (Unidades) em 2014	Consumo Total (GWh)	Média Anual Por Unidade (MWh)	Média Mensal (MWh)	Média Mensal (KWh)	Média Diária (KWh)	Extrapolção 2015 (Unidades)	Tarifa Média 2014 R\$/MWh
Residencial	1082787	2812	2,597	0,216	216,42	7,115	1104841	424,60
Comercial	85568	1340	15,660	1,305	1.305,00	42,904	87311	408,54
Industrial	7841	2062	262,977	21,915	21.914,72	720,484	8001	324,34
Rural	109264	993	9,088	0,757	757,34	24,899	111490	187,80
Outros	10173	658	64,681	5,390	5.390,08	177,208	10380	315,15

Figura 61 - (a) Quantidade de Consumidores (b) Consumo



Apêndice D - Subestação SMA2

Valores na Subestação – SMA2 com o TR1 / Máximas Capacidade da Subestação X Alimentador S26, em dias típicos do respectivo mês:

Figura 62 - SMA2 – AL26 Primeiro Semestre de 2014

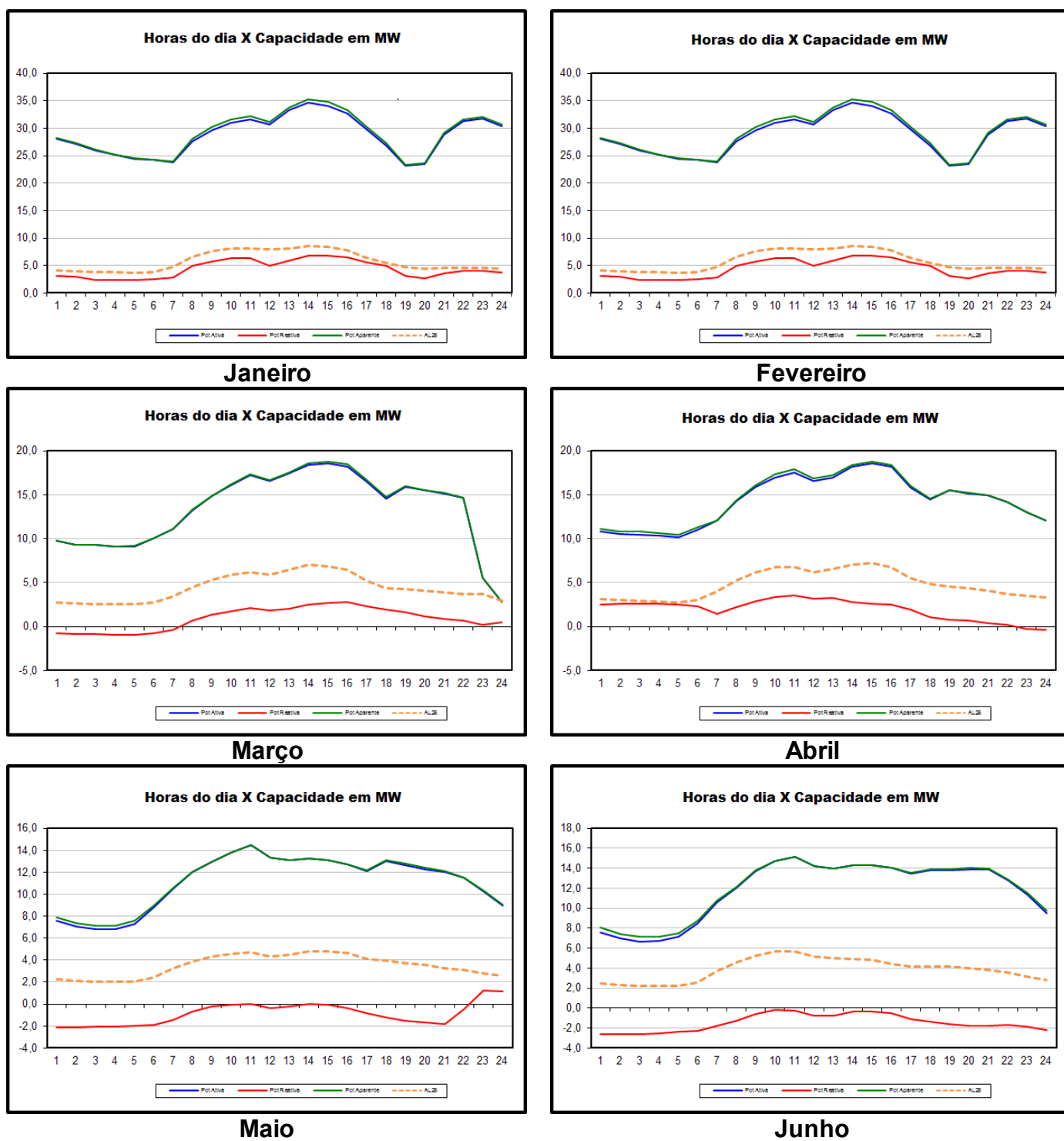
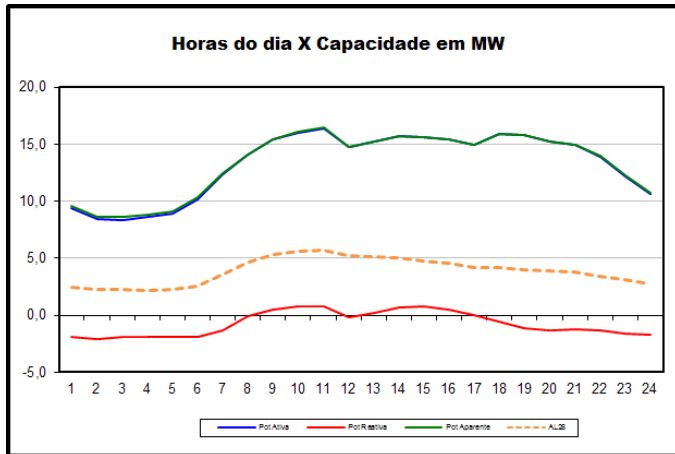
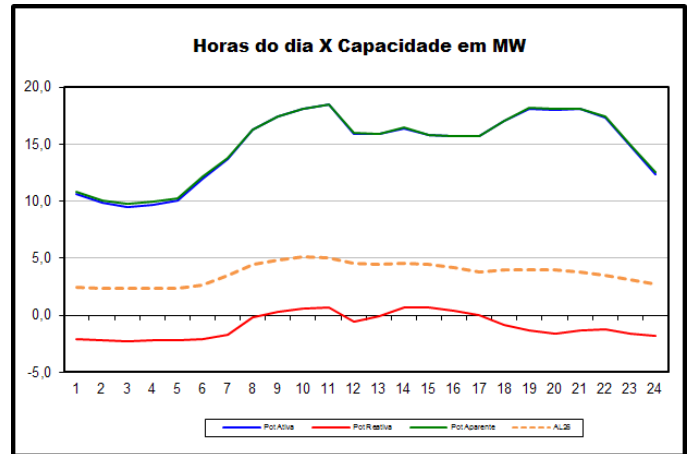


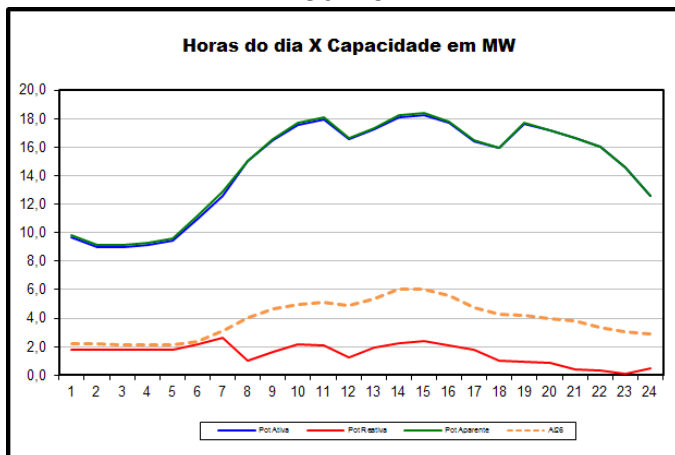
Figura 63 - SMA2 – AL26 Segundo Semestre 2014



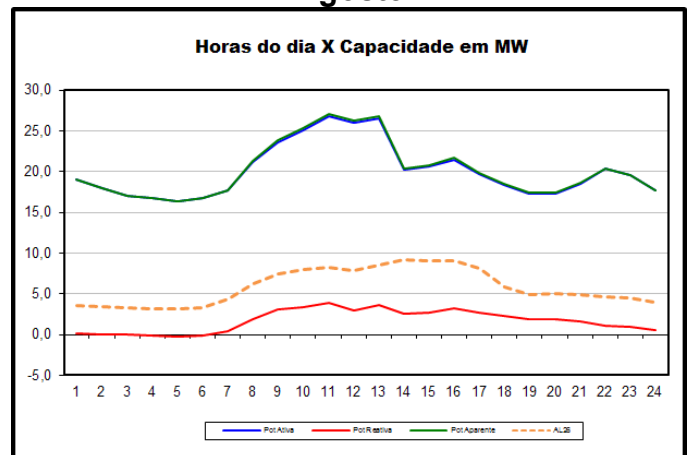
Julho



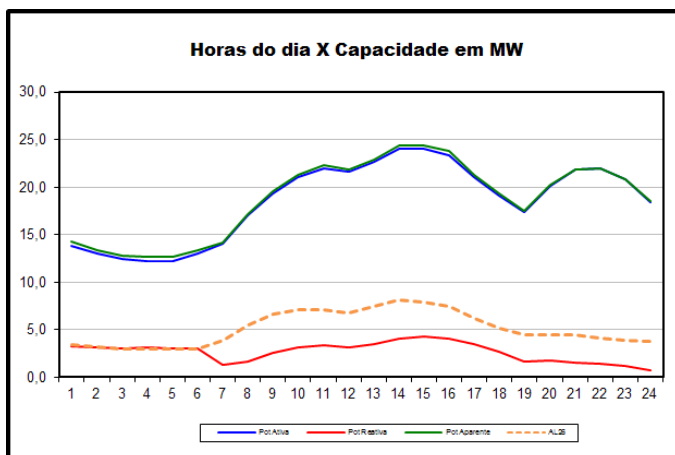
Agosto



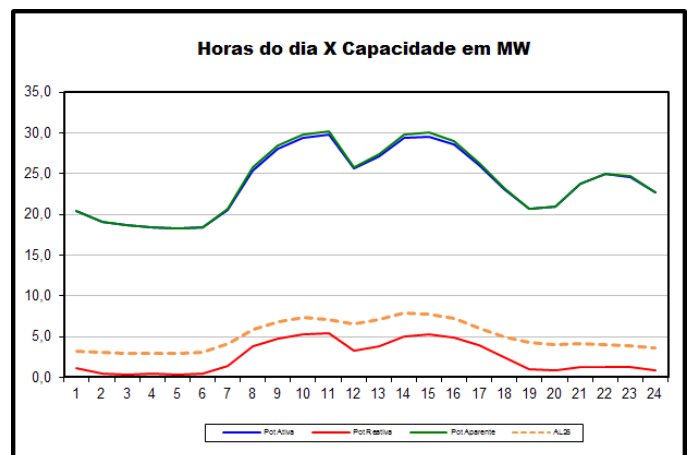
Setembro



Outubro



Novembro



Dezembro

D1 - Subestação Sma2 X Alimentador AI26

Tabela 27 - Comparativo de Carga [MVA] na SE e Alimentador

Resumo das Leituras Da SE	Contribuição Alimentador AL-26 (%)	Valor Máximo	Máximo Carga Leve	Máximo Carga Média	Máximo Carga Pesada
Janeiro	24,2%	35,315	28,194	35,315	31,983
Fevereiro	24,2%	35,315	28,194	35,315	31,983
Março	37,3%	18,795	10,067	18,795	15,529
Abril	38,2%	18,787	11,262	18,787	15,178
Maio	33,3%	14,467	9,001	14,467	12,753
Junho	37,6%	15,143	8,767	15,143	14,020
Julho	34,7%	16,421	10,325	16,421	15,797
Agosto	27,7%	18,515	12,190	18,515	18,167
Setembro	32,6%	18,409	11,176	18,409	17,673
Outubro	33,7%	27,102	19,082	27,102	20,413
Novembro	33,5%	24,376	20,841	24,376	22,004
Dezembro	26,0%	30,224	24,630	30,224	24,989
Med Anual	24,2%	35,315	28,194	35,315	31,983

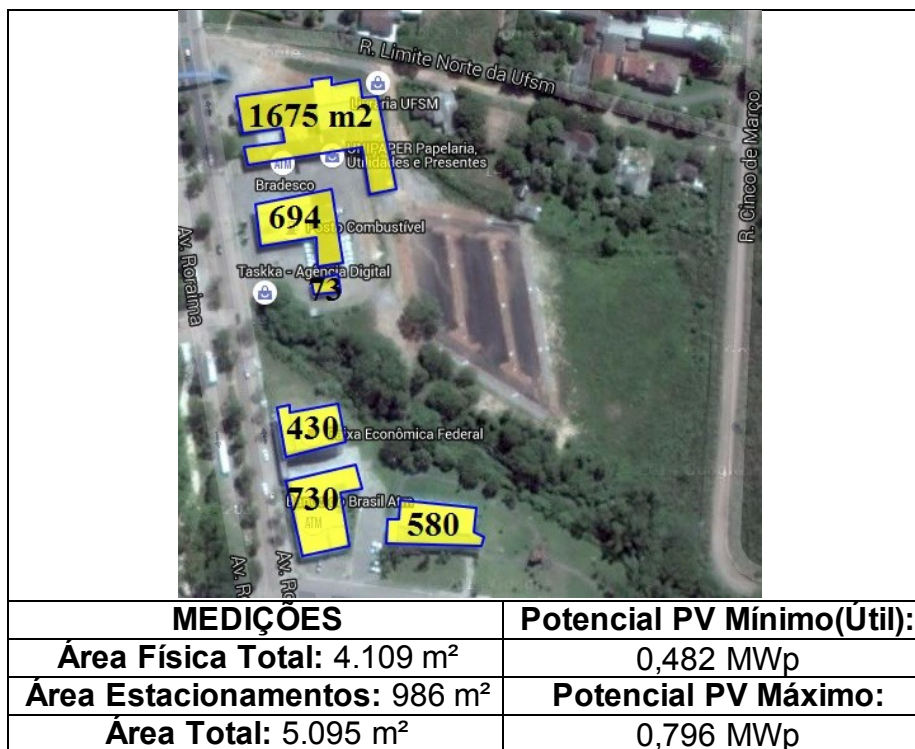
D2 - Alimentador SE 02 [AL-26] X Parcela UFSM:

Tabela 28 - Comparativo de Carga [MVA] no Alimentador AL26 e UFSM

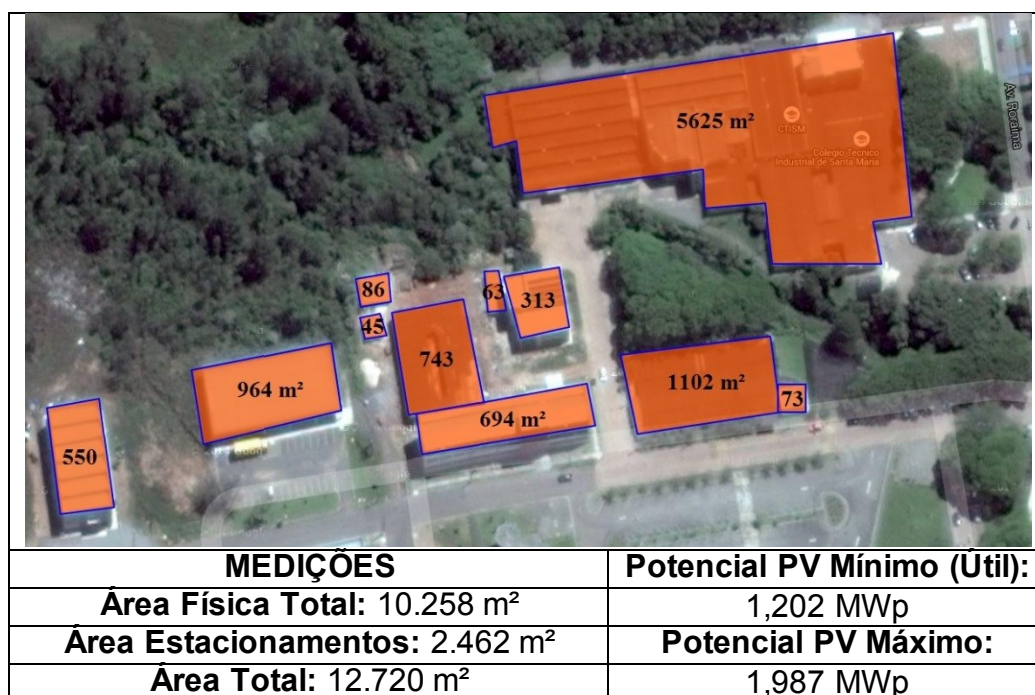
Resumo das Leituras AL26	Parcela UFSM (%)	Valor Máximo	Máximo Carga Leve	Máximo Carga Média	Máximo Carga Pesada
Janeiro	65,2%	8,542	4,097	8,542	4,570
Fevereiro	41,5%	8,542	4,097	8,542	4,570
Março	58,2%	7,004	2,746	7,004	4,112
Abril	70,3%	7,185	3,085	7,185	4,371
Maio	64,2%	4,822	2,385	4,822	3,754
Junho	69,1%	5,700	2,574	5,700	4,126
Julho	68,8%	5,702	2,545	5,702	3,963
Agosto	63,7%	5,133	2,666	5,133	3,961
Setembro	63,3%	6,006	2,396	6,006	4,206
Outubro	67,5%	9,134	3,585	9,134	5,081
Novembro	65,7%	8,160	3,917	8,160	4,474
Dezembro	62,1%	7,865	3,825	7,865	4,289
Med Anual	67,5%	9,134	3,585	9,134	5,081

Apêndice E – Mapeamento Básico Centros da UFSM e Classificação de Áreas

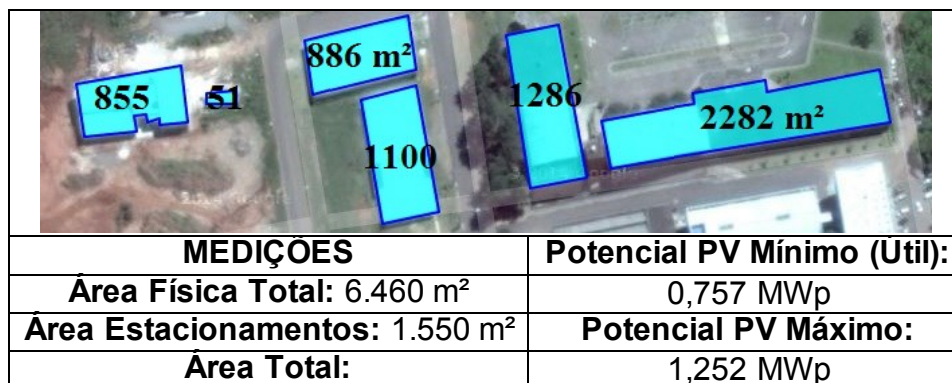
00_Edificações de Apoio (Posto, Lojas e Bancos)



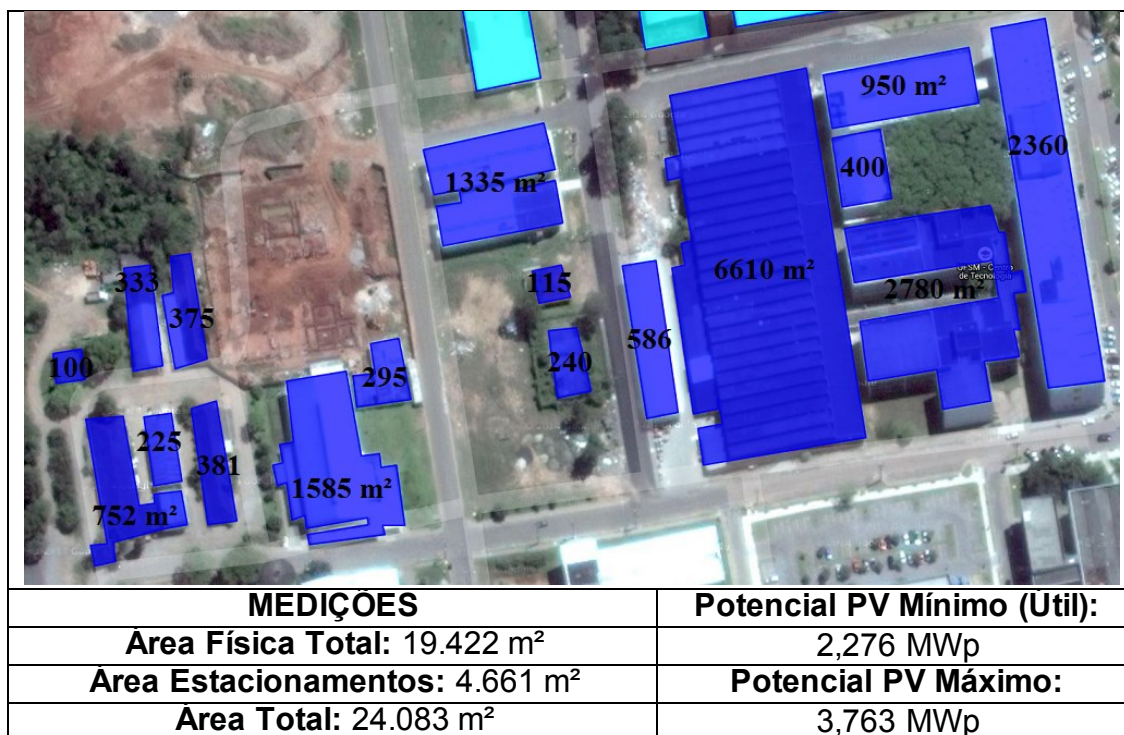
01_CTISM – Colégio Técnico Industrial de Santa Maria



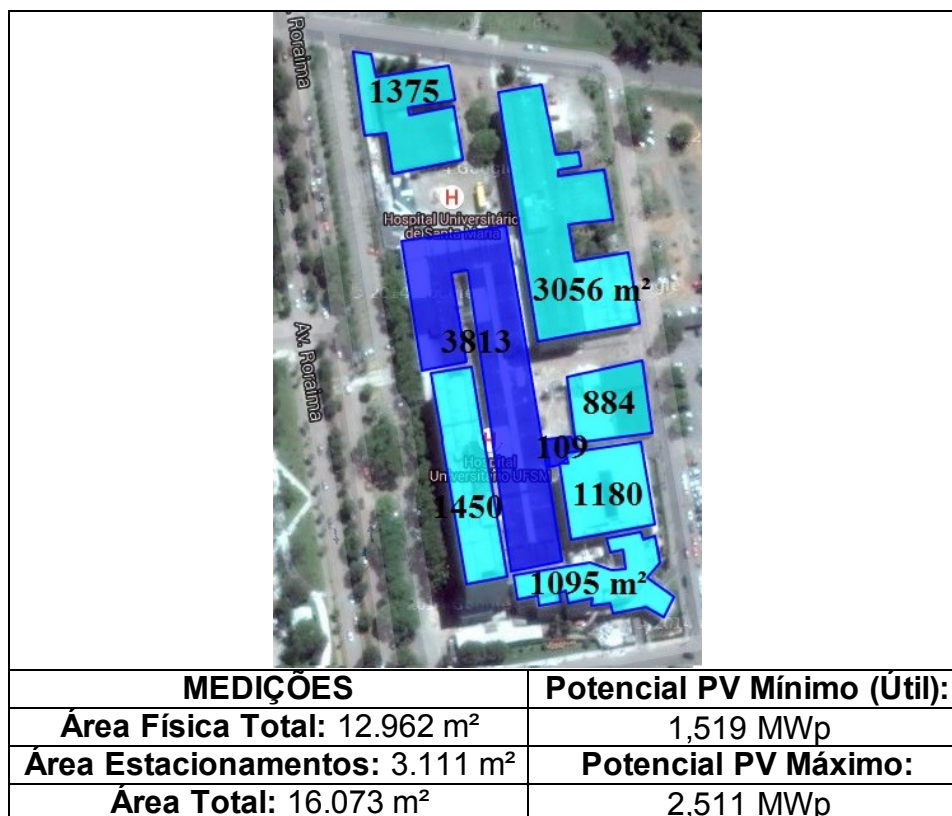
02_INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais



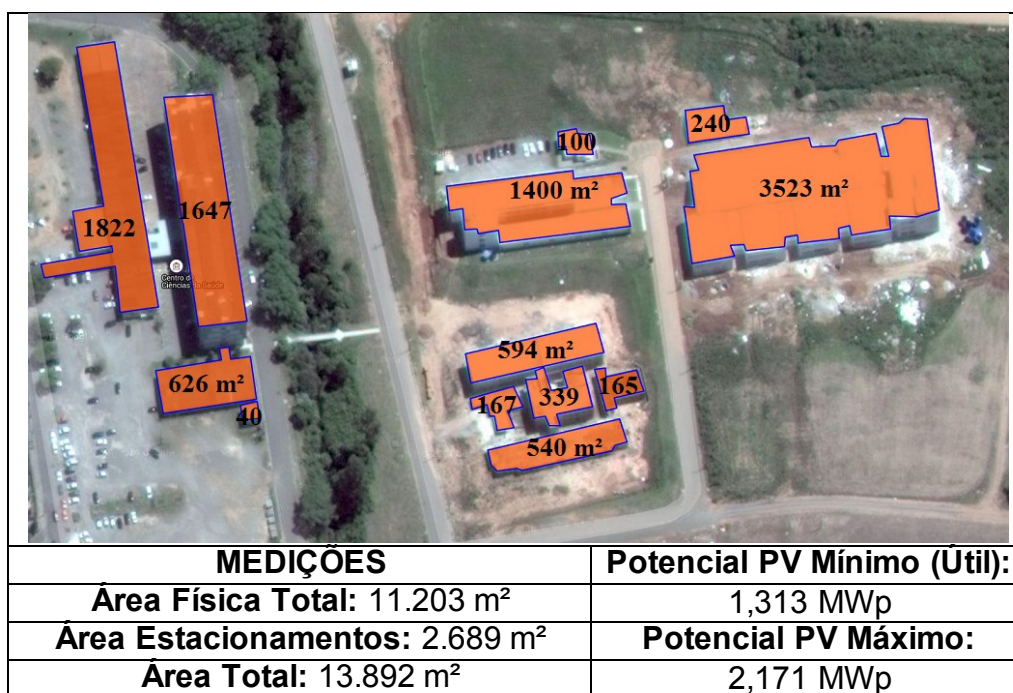
03_CT – Centro De Tecnologia



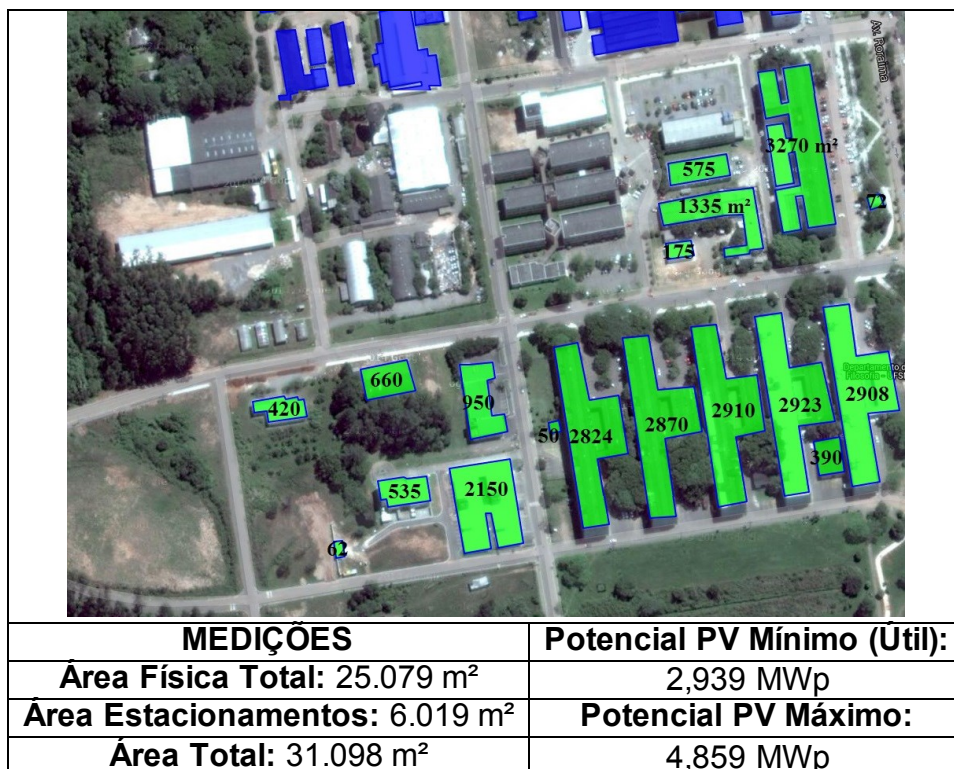
04_HU – Hospital Universitário



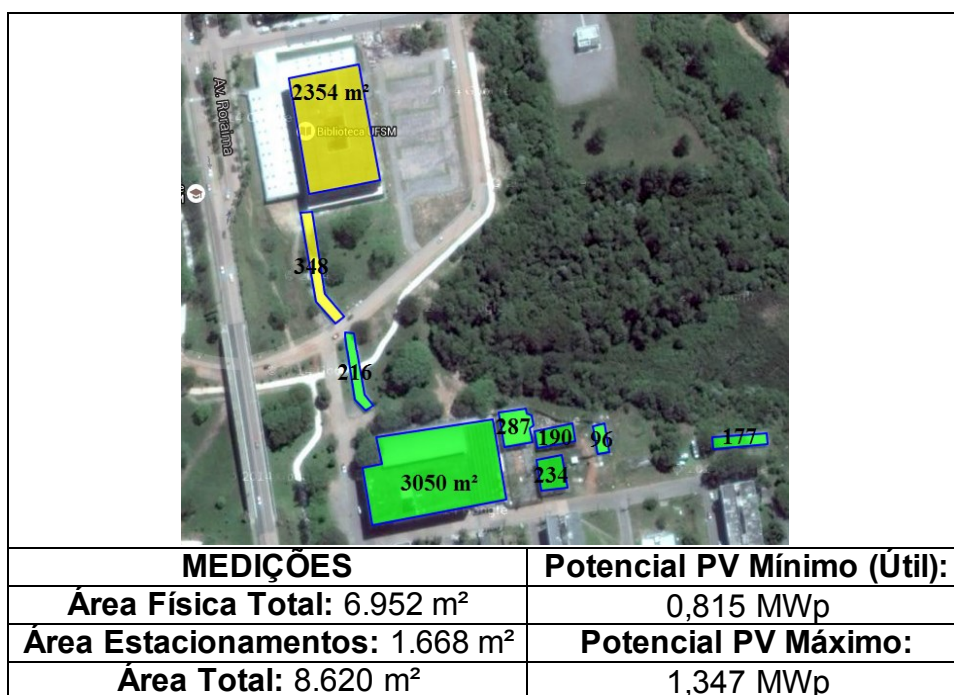
05_CCS – Centro de Ciências da Saúde



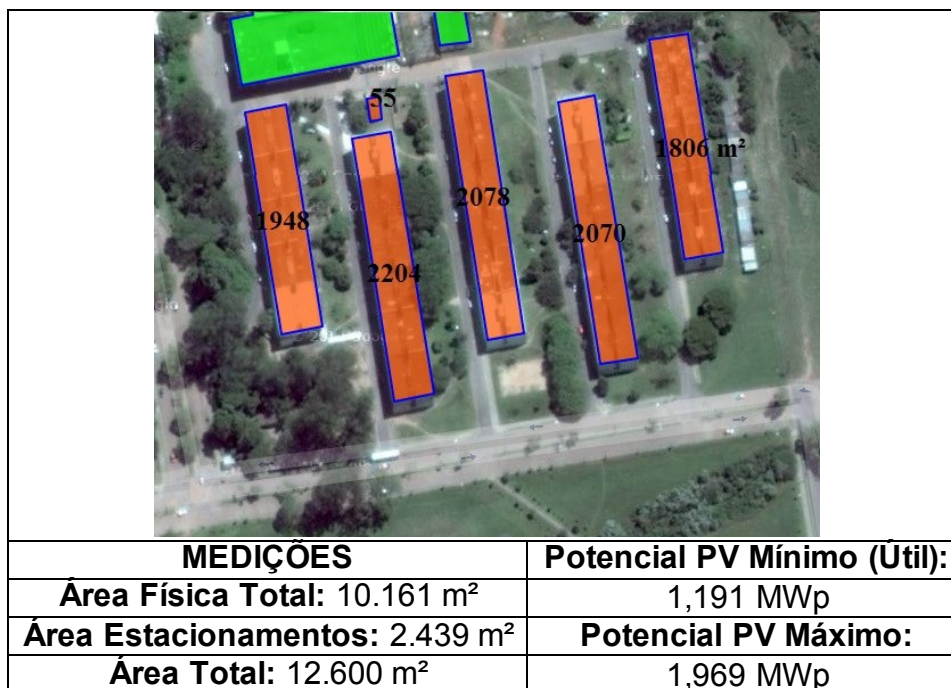
06_CCNE – Centro de Ciências Naturais e Exatas



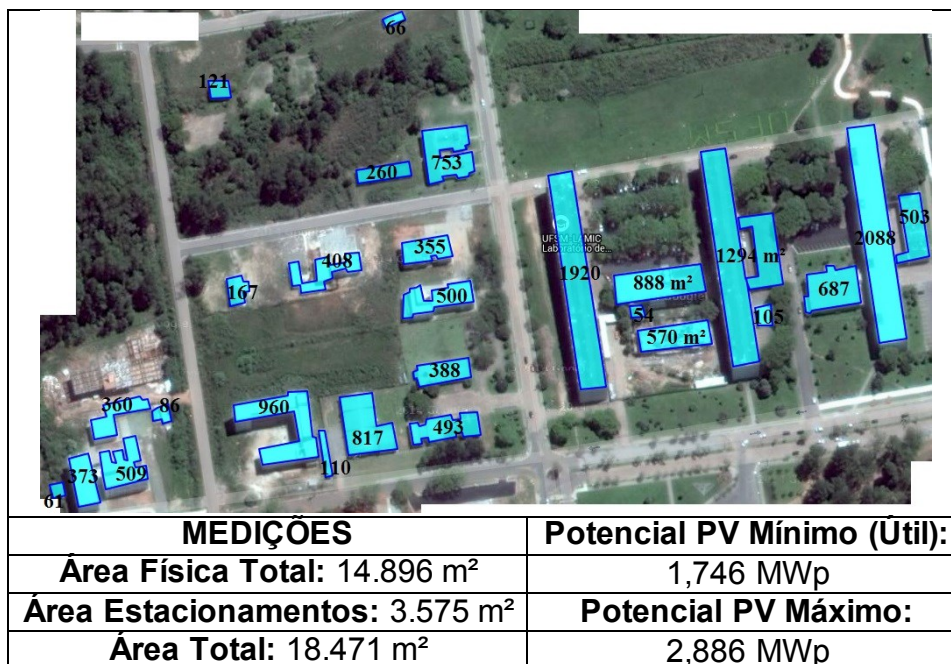
07 e 08_BC e RU – Biblioteca Central e Restaurante Universitário



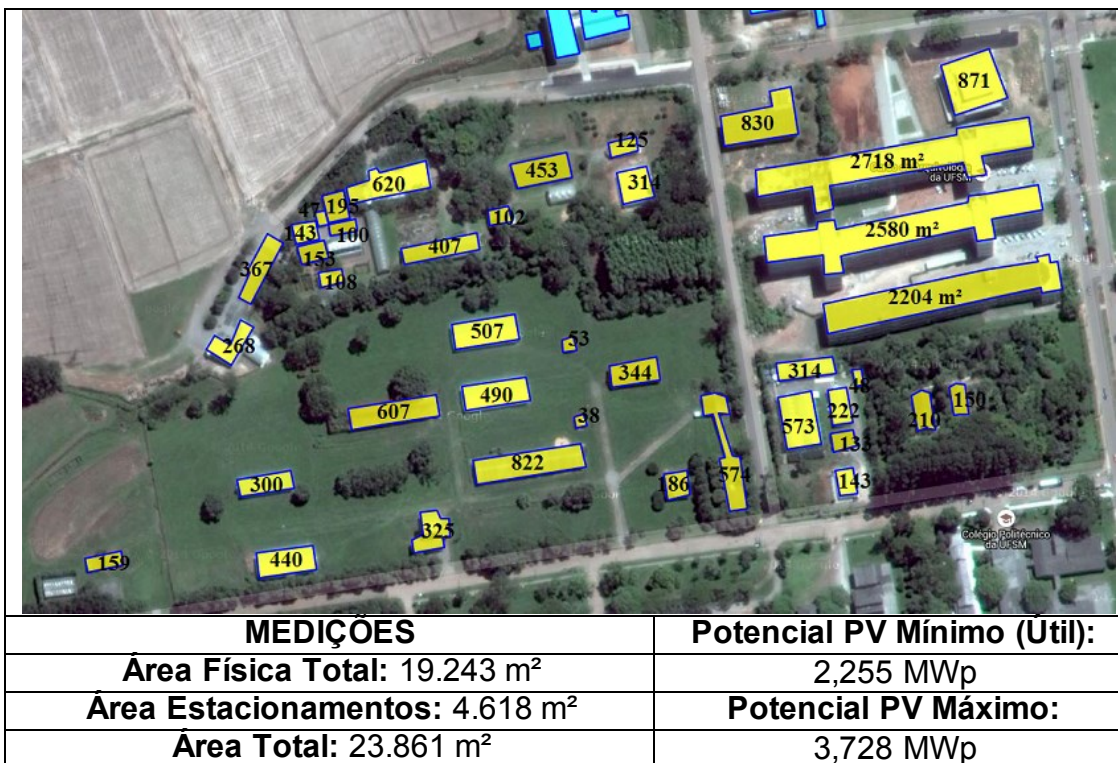
09_CEU – Casa do Estudante



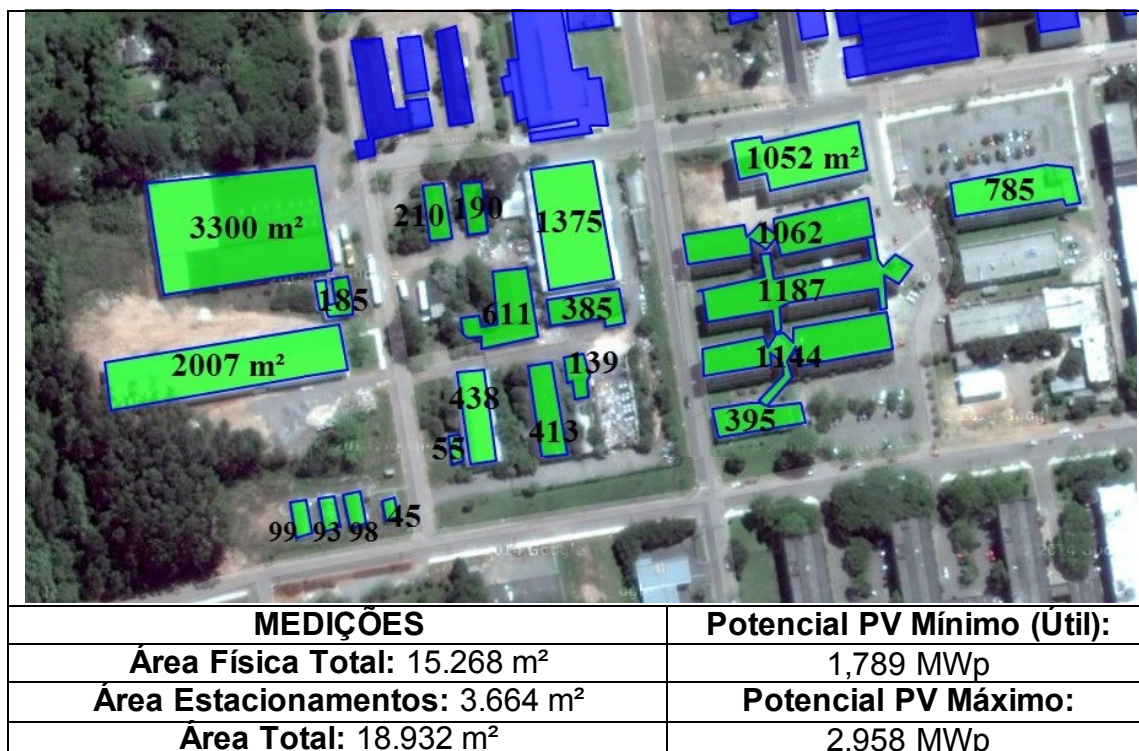
10_CAU+CCR – Centro Arquitetura e Urbanismo e parte Centro Ciências Rurais



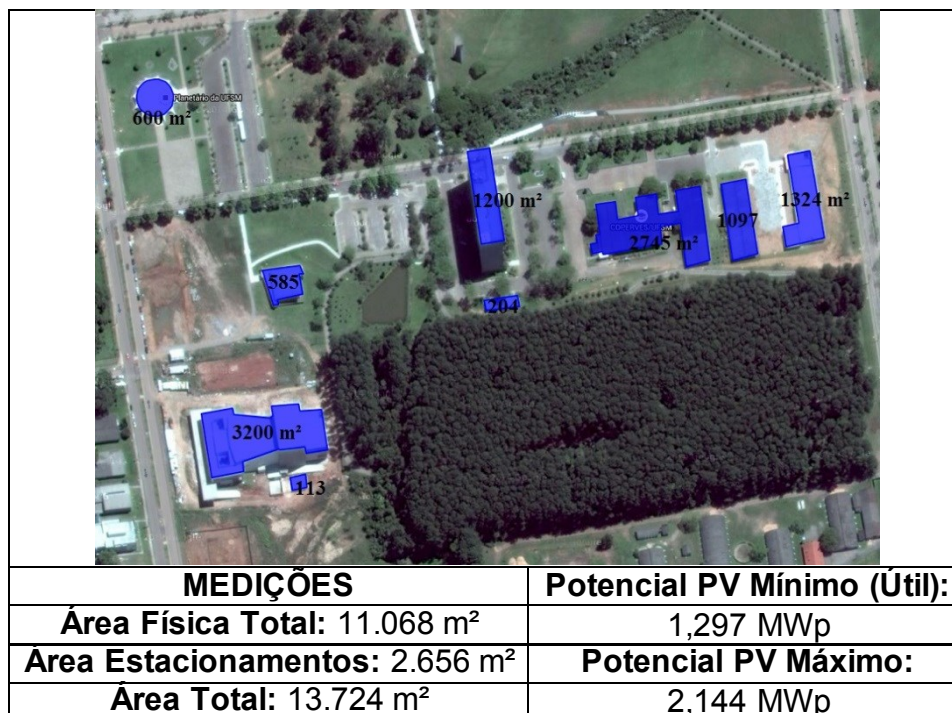
11_CCSH – Centro de Ciências Sociais e Humanas



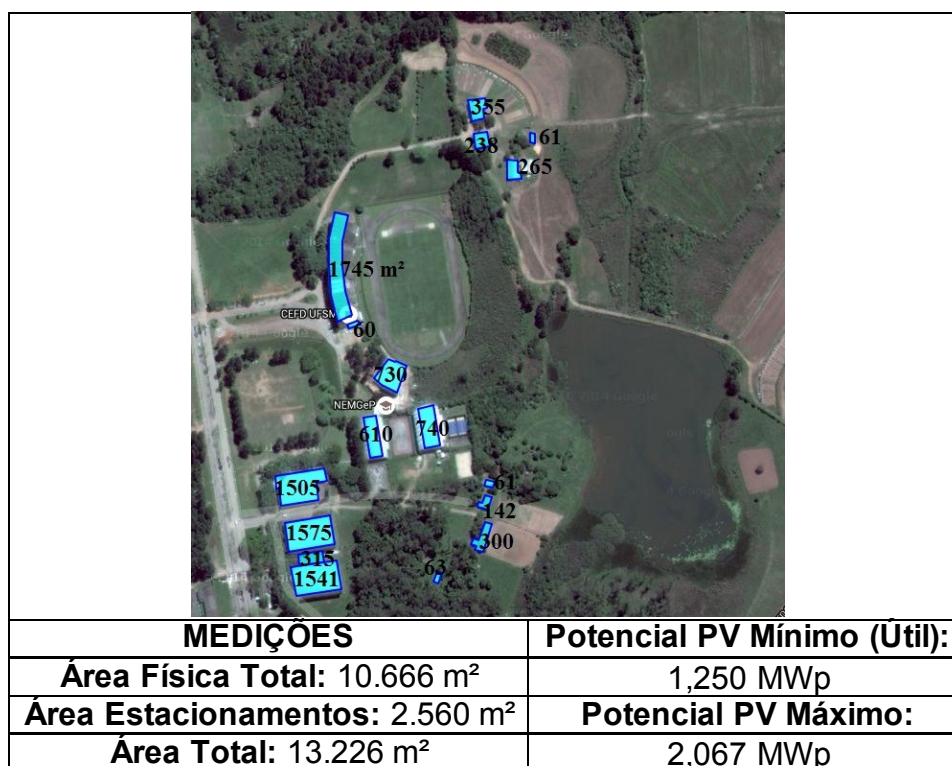
12_Centro de Educação (CEd)



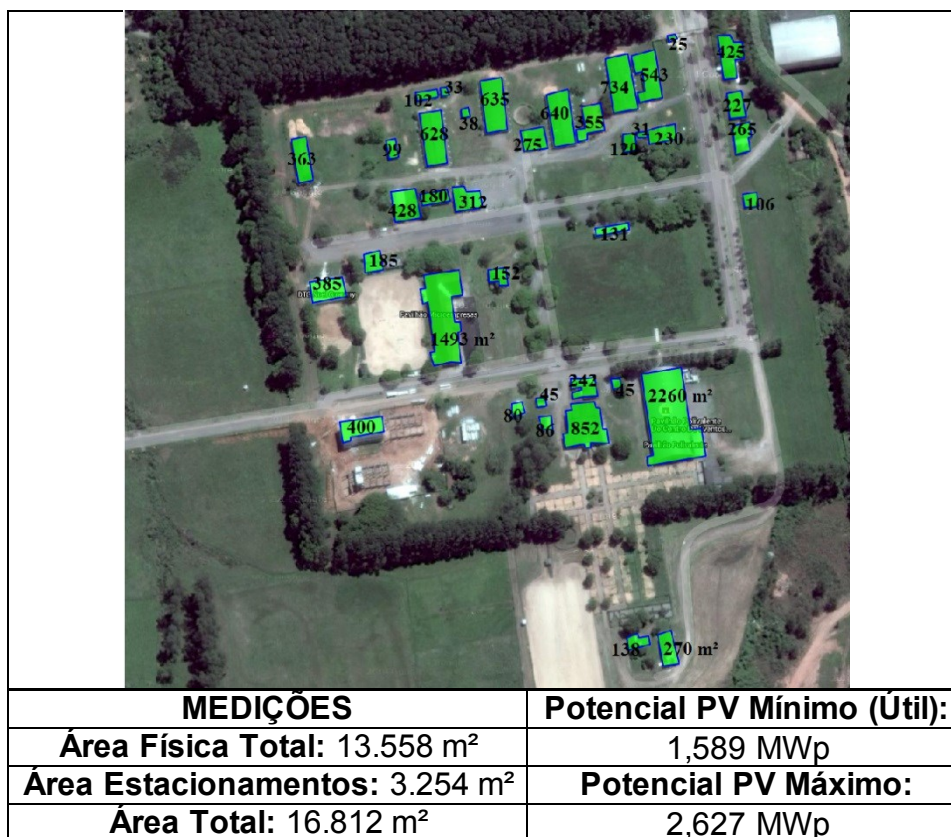
13_14_Praça Central (Bosque) e Reitoria



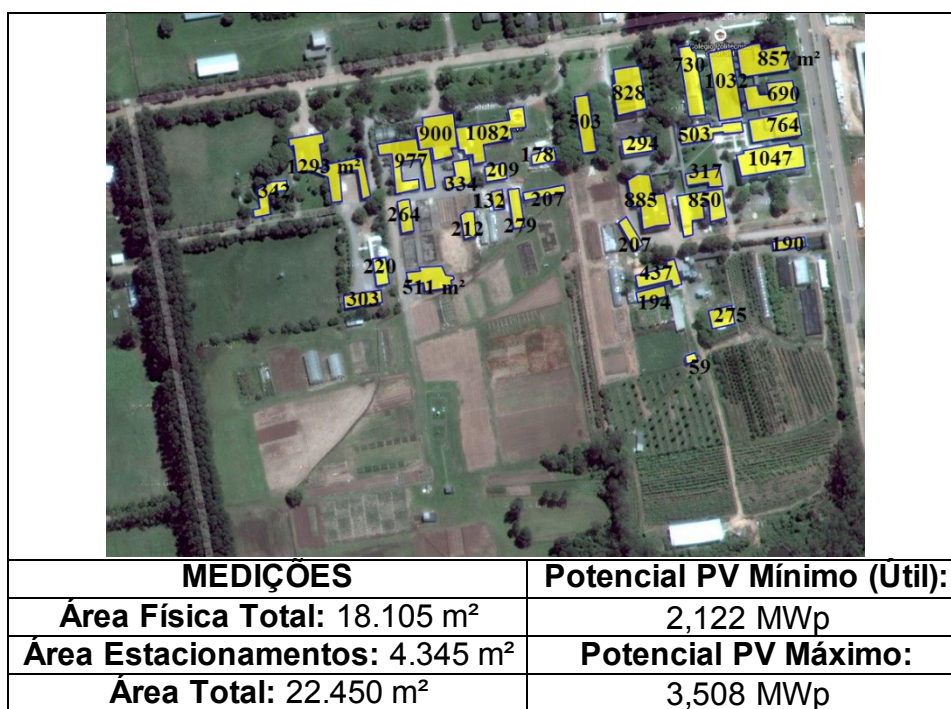
15_CEFD – Centro de Educação Física e Desportos



16_CE – Centro de Eventos



17_C.Pol. - Colégio Politécnico



18_CCR – Centro de Ciências Rurais (Tambo)



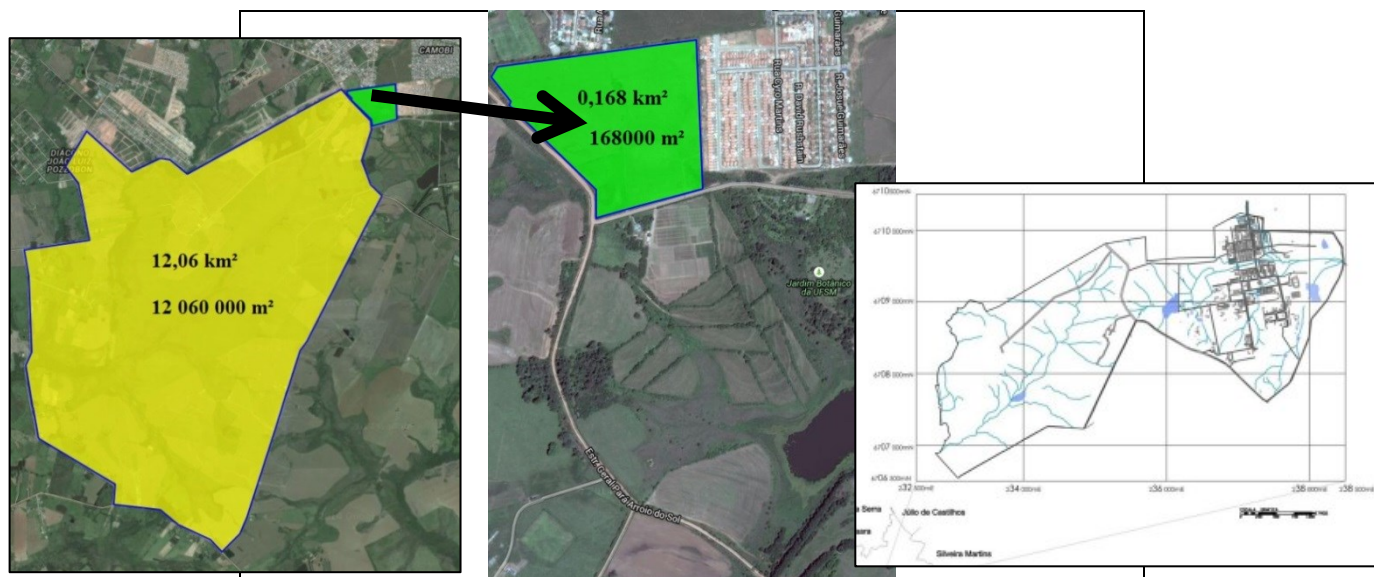
MEDIÇÕES	Potencial PV Mínimo (Útil):
Área Física Total: 14.424 m ²	1,690 MWp
Área Estacionamentos: 3.462 m ²	Potencial PV Máximo:
Área Total: 17.886 m ²	2,795 MWp

19_Outros (Setor de Suinocultura e Olaria)



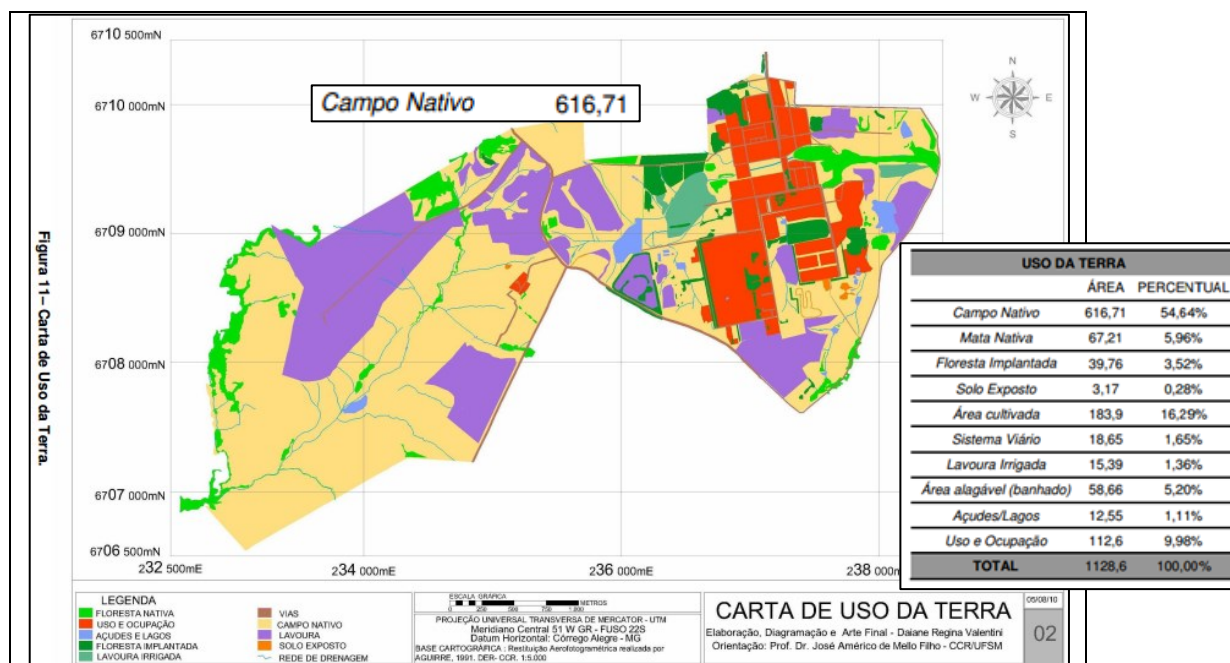
MEDIÇÕES	Potencial PV Mínimo (Útil):
Área Física Total: 10.220 m ²	1,198 MWp
Área Estacionamentos: 2.453 m ²	Potencial PV Máximo:
Área Total: 12.673 m ²	1,980 MWp

20_Área de Expansão Livre e Apropriada para uma central UPV



MEDIÇÕES	Potencial PV Mínimo (Útil):
Área Física Total: 168.000 m ²	19,688 MWP
Área Estacionamentos: - m ²	Potencial PV Máximo:
Área Total: 168.000 m ²	26,250 MWp

21_Área Campo Nativo



Dados da Carta Fonte:[UFSM,2010]	Potencial PV Mínimo (Útil):
Área Física Total (ha): 616,71	192,722 MWp
Área Física Total (m ²): 6.167.100 m ²	Potencial PV Máximo:
Área Física "Considerada" (Min) (m ²): 12.060.000 m ²	963,609 MWp

Apêndice F – Dados complementares as Análises de Energia

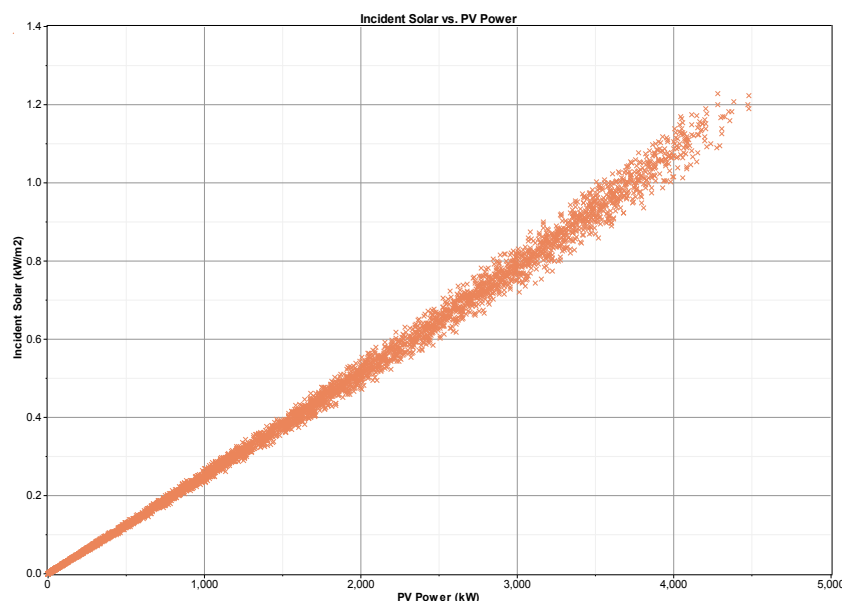
Tabela 29 - Resultados Completos do Contexto de Energia

Capacidade PV	PV kWh/ano	Energia Rede kWh/ano	Venda NetMetering kWh/ano	Balanco Concessionária kWh/ano	Emissões CO2 [Ton/ano]:	Redução de Emissões CO2 Até 2030 Em Mil TON
250,00	365.142.976	6.291.275	318.412.320	-312.121.056	- 197.261	3.115,41
100,00	146.057.520	6.413.751	121.357.224	-114.943.472	- 72.644	1.246,16
30,00	43.817.288	6.972.696	29.899.924	-22.927.228	- 14.490	373,85
22,79	33.286.492	7.234.285	20.683.850	-13.449.565	- 8.500	284,00
19,60	28.627.226	7.414.886	16.671.140	-9.256.254	- 5.850	244,25
19,45	28.402.352	7.425.024	16.478.843	-9.053.819	- 5.722	242,33
16,96	24.771.378	7.614.953	13.400.881	-5.785.929	- 3.657	211,35
11,82	17.264.006	8.268.925	7.298.236	970.689	613	147,30
11,30	16.541.016	8.360.836	6.739.461	1.621.376	1.025	141,12
7 MW	10.516.154	9.590.364	2.546.606	7.043.758	4.452	89,72
5MW	7.302.857	10.915.342	979.646	9.935.696	6.279	62,31
3MW	4.447.448	12.736.890	231.312	12.505.578	7.904	37,94
1MW	1.460.576	15.193.824	57	15.193.767	9.602	12,47
0 NET	0	16.508.287	0	16.508.287	10.433	-

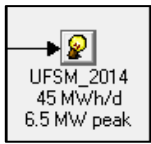
[a partir de 1MWp se reduz as emissões, 0 NET – valor da rede/normal]

Para o caso 5 MWp apresenta-se a relação Potência x Irradiação Solar:

Figura 64 - Irradiação Solar Incidente x Potência de PV para 5 MWp de PV



F1 – Curvas de Carga Mensais e Produção PV



Leitura Homer: (45.228 MWh/dia)

Figura 65 - UFSM EM 2014 – Demanda de Energia Normal (kW)

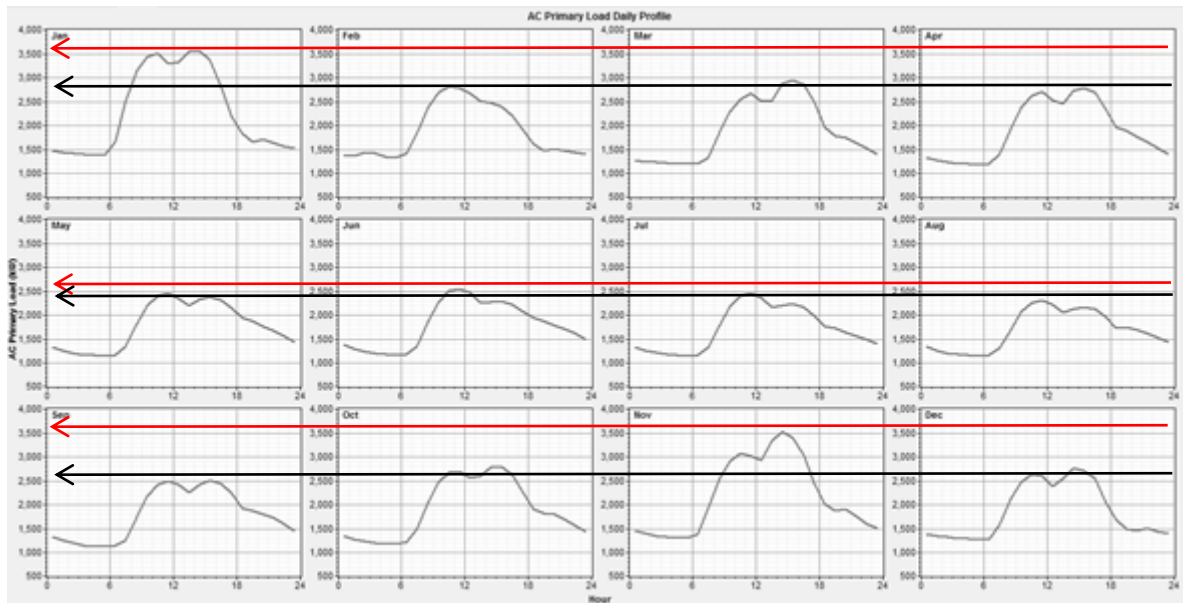


Figura 66 - Para 5 MWp de PV em GD – Compra de Energia da Rede (kW)

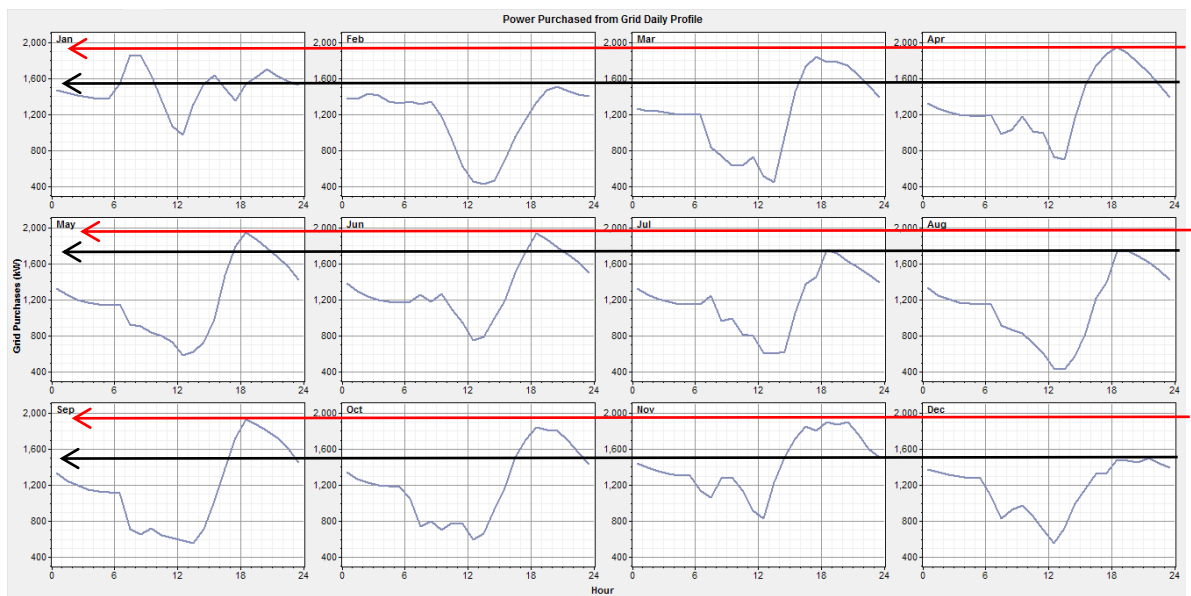


Figura 67 - Para 11 MWp de PV em GD – Compra de Energia da Rede (kW)

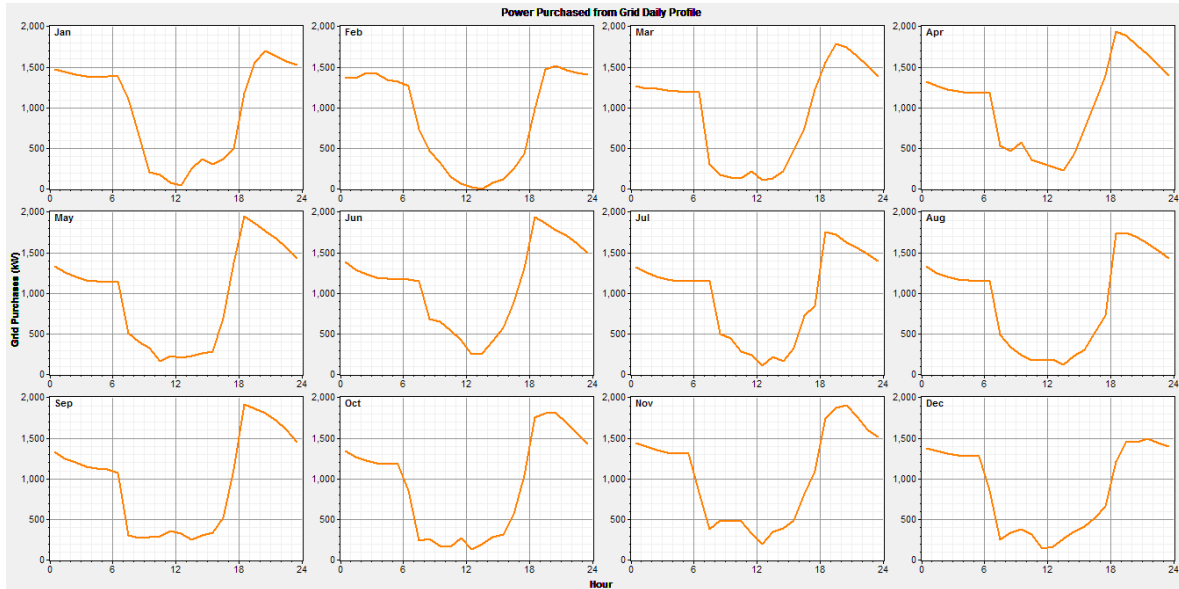
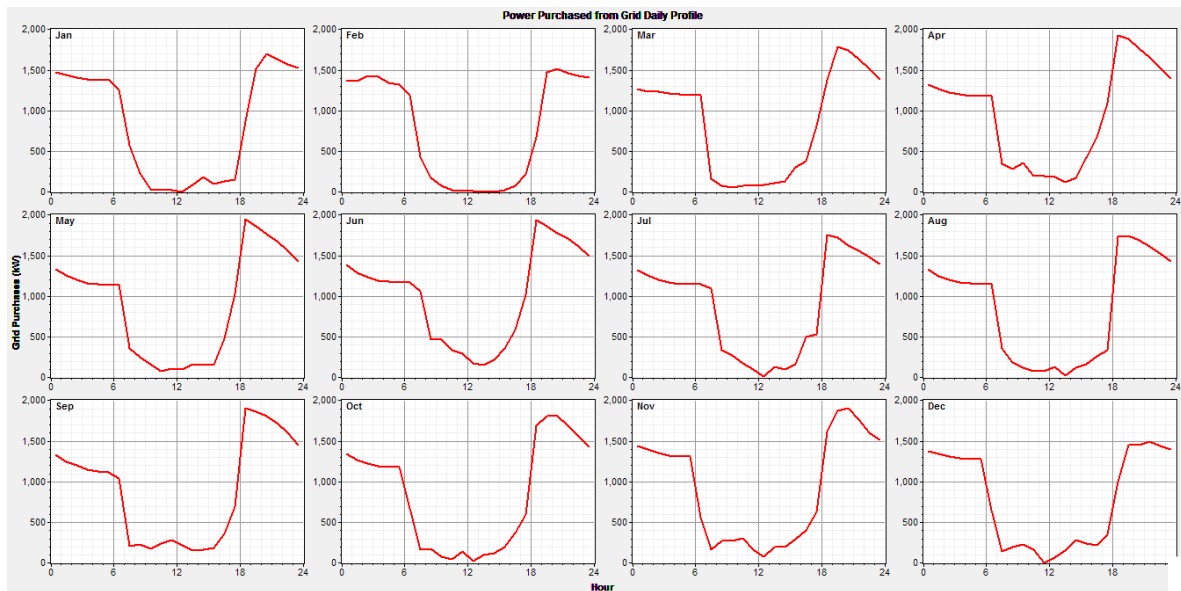
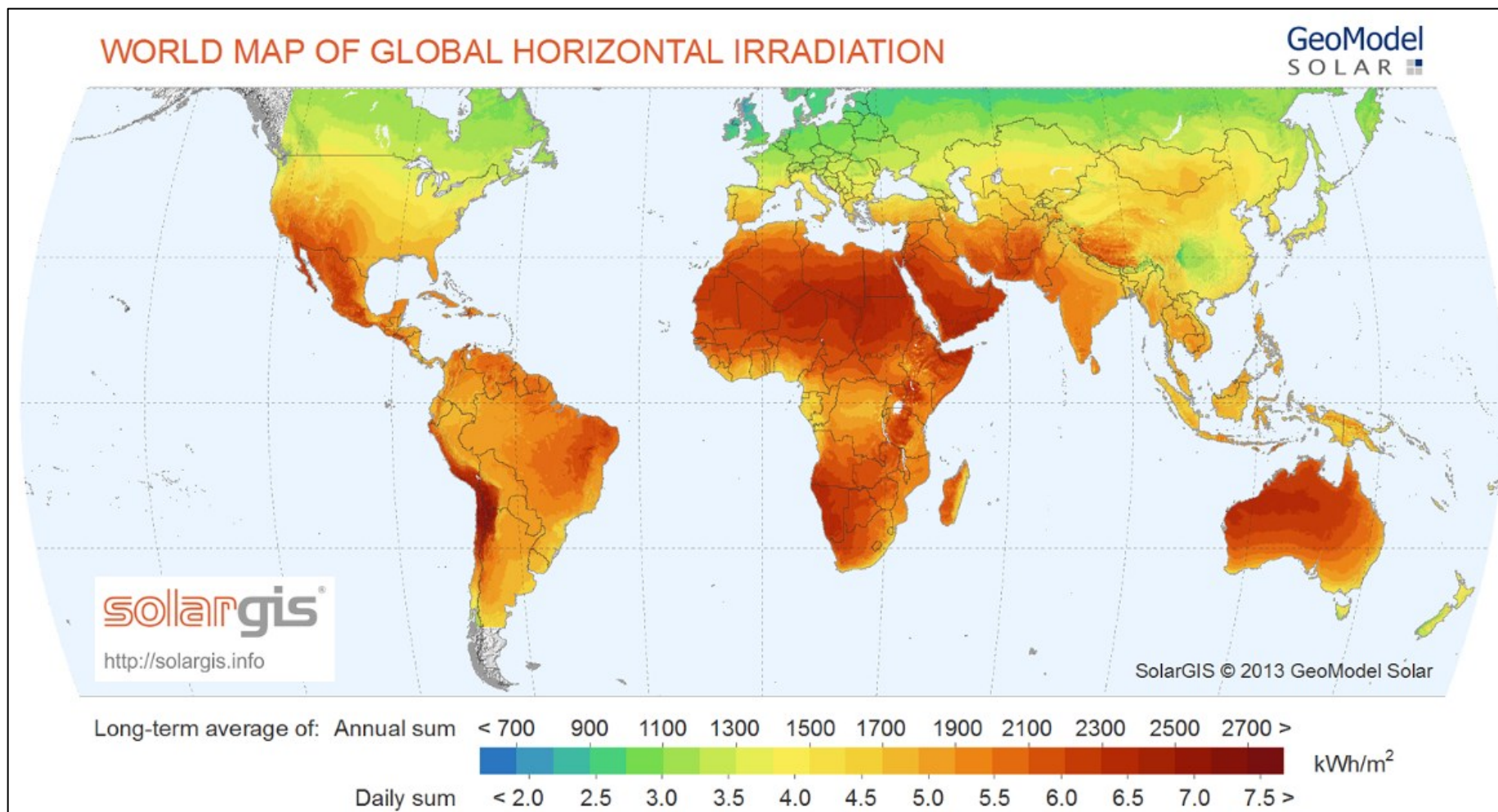


Figura 68 - Para 17 MWp de PV em GD – Compra de Energia da Rede (kW)



Anexo 1 – Irradiação Solar Global

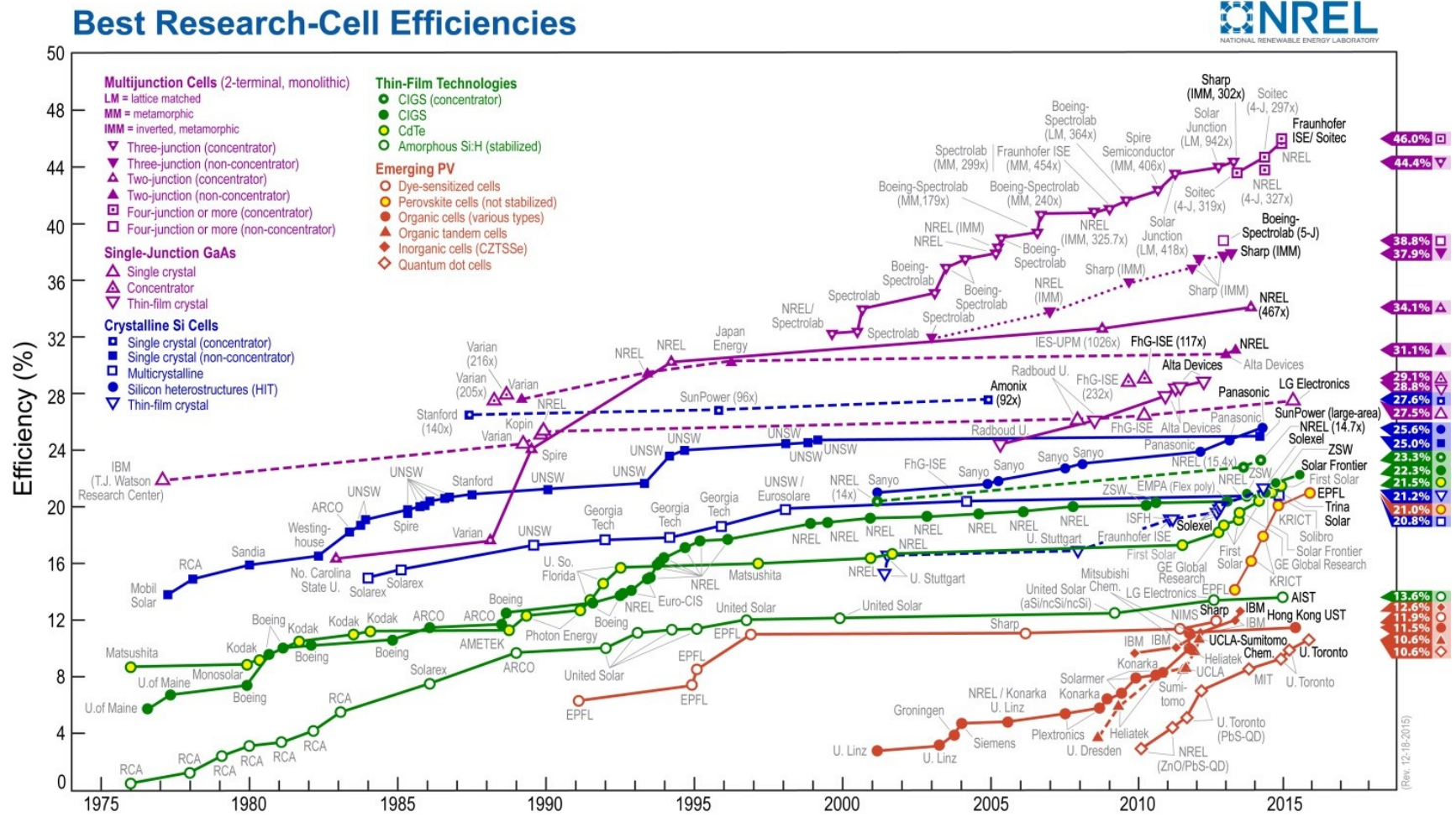
Figura 69 - Irradiação Global em Nível Mapa Mundi



Fonte: SolarGIS(2015)

Anexo 2 – Evolução das Tecnologias de PV e Eficiência

Figura 70 - Tecnologias PV e eficiência Máxima em Laboratório segundo NREL



Fonte: NREL (2015)

Anexo 3 - Tabela Completa – Resultados do Mapeamento Físico da UFSM

Tabela 30 - Dados da UFSM de Mapeamento da Área – Metodologia Base

Nome Centro (Subdivisão)	Plano Diretor UFSM 2008			Projeção	REAL	Estimada.	Máximo	% TELHADO		POTENCIAL CALCULADO PV (kWp) Fator de Conversão (1kWp= 6,4 m ²)			
	Área Total EXP. PD2008	Área Estimada Ocupação	Número. Estacionamentos	Vagas (Metodologia)	Área Atual	Área Potencial Estacionamentos	Área Atual + Est.	Coef.A	Coef.B	Potencial Mínimo (Coef.A)	P. Máx (Telhados) Atual	Potencial Mínimo +Estac. (Coef.A+B)	Potencial Máximo
Apoio		11637	-	66	4109	986	5095	0,75	0,5	482	642	559	796
CTISM	16000		256	164	10258	2462	12720	0,75	0,5	1202	1603	1394	1987
INPE		12314	-	103	6460	1550	8010	0,75	2	757	1009	1242	1252
CT	30900		494	311	19422	4661	24083	0,75	0,5	2276	3035	2640	3763
HU		17001,6	-	207	12962	3111	16073	0,75	1,5	1519	2025	2248	2511
CCS	116.900		1403	179	11203	2689	13892	0,75	2	1313	1750	2153	2171
CCNE	26000		416	401	25079	6019	31098	0,75	1,5	2939	3919	4350	4859
BC		4982,7	-	43	2702	648	3350	0,75	1	317	422	418	524
RU		5474,1	-	68	4250	1020	5270	0,75	0,5	498	664	578	823
CEU		9545	-	163	10161	2439	12600	0,75	0,5	1191	1588	1381	1969
CAL	22100		354	238	14896	3575	18471	0,75	0,75	1746	2328	2165	2886
CCSH	21400		342	308	19243	4618	23861	0,75	0,5	2255	3007	2616	3728
CEd	24000		384	244	15268	3664	18932	0,75	1	1789	2386	2362	2958
Centro/Praça		807,95	-	10	600	144	744	0,75	10	70	94	295	116
Reitoria		12051,48	-	167	10468	2512	12980	0,75	2	1227	1636	2012	2028
CEFD	22500		360	171	10666	2560	13226	0,75	1	1250	1667	1650	2067
CE eventos		15502,7		217	13558	3254	16812	0,75	1	1589	2118	2097	2627
C.Pol.Tec.	21400		342	290	18105	4345	22450	0,75	0,5	2122	2829	2461	3508
CCR	107900		1726	231	14424	3462	17886	0,75	1	1690	2254	2231	2795
Outros			-	164	10220	2453	12673	0,75	0,5	1198	1597	1389	1980
Telhados: TOTAL					234054	56172,96	290227	0,75	1	27.428	36.205	36.571	45.348
Áreas. EXP. Edificáveis		168000	-	-	168000	-	168000	0,75	-	19688	-	-	26.250
Área CAMPO		6167100	-	-	6167100	-	-	0,2	-	192.722	-	-	963.609
MIN - MAX TOTAL	MIN	250 MWp	MED	625 MWp	6401154	MAX	1GWp	0,25	-	250.045			1.000.180
*OTM UFSM	A) 1,49 % ÁREA			B) 2,07 % ÁREA			C) 10,93 % ÁREA			19,7 MWp	36,5 MWp		192,7 MWp

*OTM = ou usa toda Área EXP (A), ou usa todos os telhados (B), ou usa apenas áreas livre (C).