

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Daniel Odilio dos Santos

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA CONTRATAÇÃO DA ENERGIA
ELÉTRICA E DA INSERÇÃO DE MICROGERAÇÃO SOLAR
FOTOVOLTAICA SOBRE AS DESPESAS DE UNIDADE DE PRONTO
ATENDIMENTO HOSPITALAR NO SUL DE FLORIANÓPOLIS**

Florianópolis

2020

Daniel Odilio dos Santos

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA CONTRATAÇÃO DA ENERGIA
ELÉTRICA E DA INSERÇÃO DE MICROGERAÇÃO SOLAR
FOTOVOLTAICA SOBRE AS DESPESAS DA UNIDADE DE PRONTO
ATENDIMENTO HOSPITALAR NO SUL DE FLORIANÓPOLIS**

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Helena Flávia Naspolini.

Florianópolis

2020

Ficha de identificação da obra

Santos, Daniel Odilio dos
ANÁLISE DOS IMPACTOS DA CONTRATAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA
E DA INSERÇÃO DE MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA SOBRE AS
DESPESAS DE UNIDADE DE PRONTO ATENDIMENTO HOSPITALAR NO
SUL DE FLORIANÓPOLIS / Daniel Odilio dos Santos ;
orientador, Helena Flávia Napolini, 2020.
74 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2020.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Energia solar fotovoltaica.
3. Unidade de pronto atendimento. 4. Viabilidade
financeira. I. Napolini, Helena Flávia. II. Universidade
Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia
Elétrica. III. Título.

Daniel Odilio dos Santos

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA CONTRATAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA E
DA INSERÇÃO DE MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA SOBRE AS
DESPESAS DA UNIDADE DE PRONTO ATENDIMENTO SUL EM
FLORIANÓPOLIS.**

Este Trabalho foi julgado adequado como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em sua forma final, pela Banca Examinadora

Florianópolis, 05 de fevereiro de 2020.



Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr.

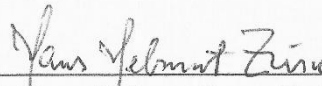
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, em exercício

Banca Examinadora:



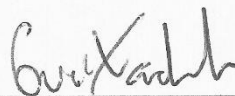
Prof.ª Helena Flávia Naspolini, Dr.ª
Orientadora

Universidade Federal de Santa Catarina



Prof.(a) Hans Helmut Zurn, Ph.D.

Universidade Federal de Santa Catarina



Eng. Eletricista Gustavo Xavier de Andrade Pinto, Me.

Universidade Federal de Santa Catarina

Esse trabalho é dedicado a todos aqueles que de algum modo me ajudaram a obter minhas conquistas.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço minha mãe Zenir e meu pai Odilio, por sempre apoiarem minhas decisões sem me pressionar e por me ensinar a sempre buscar meus objetivos.

À Karina, meu amor, que esteve ao meu lado me incentivando e me apoiando a crescer cada vez mais.

Ao Fabio Cesário Pereira, seu apoio foi essencial para que ingressasse nessa universidade.

À professora Helena Flávia Napolini, pela a oportunidade de compartilhar seu vasto conhecimento comigo nesses anos no Laboratório de Eficiência e Conformidade em Instalações Elétricas (LECIE), me mostrando um outro lado da engenharia.

Aos membros do Laboratório de Eficiência e Conformidade de Instalações Elétricas (LECIE) pelos momentos de ajuda e descontração no meio da turbulência que é a graduação.

Aos membros da banca, Hans Helmut Zürn e Gustavo Xavier de Andrade Pinto, por terem aceitado participar na avaliação deste trabalho.

O ser humano é falho, hoje mesmo eu falhei.
Ninguém nasce sabendo, então me deixe tentar!
(Projota, 2014)

RESUMO

Esse trabalho tem por objetivo avaliar os impactos da contratação da energia elétrica e da inserção de microgeração fotovoltaica sobre as despesas com energia elétrica de uma unidade consumidora hospitalar de pronto atendimento alimentada em 13,8 kV (subgrupo A4), localizada na região sul de Florianópolis. Os resultados mostraram que a contratação adequada da demanda em tarifa horária verde apresentaria uma economia anual de aproximadamente R\$3.600,00. A inserção da microgeração solar fotovoltaica integrada à edificação proporcionaria à UC uma economia anual de aproximadamente R\$21.400,00. O estudo da atratividade financeira do sistema fotovoltaico analisado apresentou, para uma taxa mínima de atratividade de 4,5% a.a., taxa interna de retorno (TIR) de 8,4% a.a., *payback* descontado de 7,52 anos e uma faixa de retorno financeiro (VPL) de R\$115.607,26. Observou-se que o sistema de microgeração fotovoltaica apresenta atratividade financeira para taxa mínima de atratividade na até 13,3%.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica. Unidade de pronto atendimento. Viabilidade Financeira.

ABSTRACT

This work aims to analyze the impact that utility energy service contract and photovoltaic energy can have on managing energy costs at a prompt service hospital consumer unit in south region of Florianópolis-SC powered from the grid at 13.8 kV (subgroup A4). The power demand optimization, within the Green hourly rate, presents an annual saving of R\$ 3,600.00. The insertion of photovoltaic solar microgeneration integrated into the building presented annual savings of approximately R\$ 21,400.00. The photovoltaic system presents a financial viability, for a minimum attractiveness rate of 4.5% per year, a system payback of 7.52 years, an internal rate of return 8.4% and a of financial return R\$115,607.26 It was observed that the photovoltaic microgeneration system would present financial attractiveness for a minimum attractiveness rate up to 13,3%.

Keywords: *Photovoltaic energy, Hospital unit care, Financial viability.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Fatores que mais contribuem para a redução da emissão de CO ₂	29
Figura 2 – Evolução anual da potência instalada em novos sistemas solares fotovoltaicos conectados na rede no mundo (2006-2016).....	30
Figura 3 – Evolução anual da potência ativa acumulada de sistemas de geração fotovoltaica conectados à rede (2006-2016).....	31
Figura 4 – Evolução anual das vendas de ar condicionado no mundo.....	32
Figura 5 – Evolução da produção de módulos FV no mundo (2000-2018)	33
Figura 6 – Evolução anual do percentual de produção de módulos fotovoltaicos por região do mundo (1997-2017).....	33
Figura 7 – Evolução anual das eficiências de células fotovoltaicas.....	34
Figura 8 – Investimentos globais no setor elétrico.....	35
Figura 9 – Investimento global em energias renováveis.....	35
Figura 10 – Custos nivelados globais de energia elétrica para diferentes tecnologias (2010-2017).....	36
Figura 11 – Média global dos custos com projeto e instalação dos sistemas de geração de energia elétrica renováveis (2010-2017)	37
Figura 12 – Evolução anual do custo nivelado da energia solar fotovoltaica residencial na Alemanha e diferenças percentuais entre o custo nivelado da energia solar fotovoltaica de outros países em relação à Alemanha.....	38
Figura 13 – Crescimento da mini e microgeração no Brasil 2012-2017.....	39
Figura 14 - Número de conexões de geração distribuída no Brasil.....	39
Figura 15 – Média anual do total diário da irradiação global horizontal.....	40
Figura 16 – Evolução da potência instalada (MW) de 2012 à 2017.....	41
Figura 17 – Classe de consumidores das gerações solar FV distribuídas.....	41
Figura 18 – Matriz elétrica brasileira em 2018.....	42
Figura 19 – Evolução anual das tarifas médias das principais distribuidoras incluindo impostos para consumidor industrial	43
Figura 20 - Tarifa média com impostos – Classe industrial (cativo) - 2017	44
Figura 21 – Diagrama unifilar simplificado do sistema de microgeração solar FV.....	50
Figura 22 - Fração da incidência do recurso solar máximo disponível em Florianópolis em função do desvio azimutal e da inclinação	51
Figura 24 - Evolução mensal da demanda medida P e FP e demanda contratada.....	55

Figura 25 - Demanda medida, demanda contratada pela UC e contratação de demanda sugerida (1 a 4 patamares) – FP.....	56
Figura 26 – Evolução mensal das despesas com a demanda (atual e com as sugestões de contratação da demanda).....	57
Figura 27 - Evolução mensal da demanda medida (P) e das demandas sugeridas para contratação	58
Figura 28 - Evolução mensal das despesas com a demanda análise em horário P (atual e com as sugestões de contratação).....	59
Figura 29 - Evolução mensal dos valores faturados de energia elétrica.	60
Figura 30 - Maquete eletrônica da integração arquitetônica da geração FV à edificação.	61
Figura 31 – Evolução mensal do consumo de energia elétrica (P e FP) e da geração FV	61

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Tarifas para o subgrupo A4 (sem impostos).	45
Quadro 2 – Tributos incidentes nas tarifas para o Subgrupo A4 (set de 2018 a ago de 2019).46	
Quadro 3 – Metodologia de contratação de demanda.	48
Quadro 4 - Característica dos módulos FV	49
Quadro 5 – Premissas para cálculos de atratividade financeira do sistema FV.	53

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

BNEF – *Bloomberg New Energy Finance*

COFINS - Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

FP - Fora Ponta

FV - Fotovoltaica

ICMS - Imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços

IEA – *International Energy Agency*

IRENA - *International Renewable Energy Agency*

LCOE – Custo nivelado de energia elétrica

m-Si - Silício monocristalino

P - Ponta

PEE - Programa de eficiência energética

PIS - Contribuição ao Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público

p-Si - Silício multicristalino

ROL - Receita Operacional Líquida

SUS - Sistema Único de Saúde

TE - Tarifa de Energia

TIR – Taxa interna de retorno

TUSD - Tarifa de Utilização do Sistema de Distribuição

UC - Unidade Consumidora

UPA - Unidade de Pronto Atendimento

VP – Valor Presente

VPL – Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO.....	27
1.1	INTRODUÇÃO.....	27
1.2	JUSTIFICATIVA	27
1.3	OBJETIVOS	28
1.3.1	Objetivo Geral.....	28
1.3.2	Objetivos Específicos	28
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	29
2.1	EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO MUNDO.....	29
2.2	EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS MUNDO.....	32
2.3	CUSTOS COM GERAÇÃO SOLAR NO MUNDO.....	34
2.4	EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR DISTRIBUÍDA NO BRASIL.....	38
2.5	CUSTOS COM ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.	42
3	METODOLOGIA.....	45
3.1	TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA	45
3.2	SIMULAÇÃO DE MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA.	49
3.3	VIABILIDADE FINANCEIRA	51
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	55
5	CONCLUSÃO.....	65
	REFERÊNCIAS.....	67
	ANEXO A – Relatório da simulação PVSyst	69

1 INTRODUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO

1.1 INTRODUÇÃO

As unidades de pronto atendimento realizam procedimentos de maior complexidade que uma unidade básica de saúde além de realizar os primeiros atendimentos de urgência e emergência (Oliveira *et al.*, 2015). Os hospitais apresentam um elevado consumo de energia elétrica. A eletricidade é recurso vital para a realização do atendimento hospitalar pois é responsável por garantir conforto térmico e visual ao ambiente. (Shen *et al.*, 2018; García-Sanz-Calcedo *et al.*, 2019; Alotaibi *et al.*, 2019).

A inserção da geração de energia elétrica a partir de fonte renovável integrada à edificação proporciona a redução de despesas com energia elétrica. A geração solar fotovoltaica apresenta grande viabilidade em todo território brasileiro devido aos elevados valores de irradiação solar global horizontal (Goldemberg *et al.*, 2004; Rosa e Lomardo, 2004; Carlo e Lamberts, 2008).

Para a contratação de energia elétrica no ambiente regulado, a ANEEL dispõe da Resolução Normativa nº 414/2010 que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica a serem observadas pelos consumidores e pelas distribuidoras (ANEEL, 2010). Além disso, geração solar fotovoltaica integrada à edificação é regulada pelas Resoluções Normativas nº 482/2012 e 687/2015 que estabelecem as condições gerais para o acesso da microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de energia elétrica e ao sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012 e 2015).

1.2 JUSTIFICATIVA

As UPAs apresentam grande potencial de redução nas despesas com energia elétrica, e, por pertencerem ao subgrupo A4 possibilitam a gestão tanto na contratação da demanda como na modalidade de contratação da energia mais adequada ao seu perfil de carga. As UPAs possuem edificações que proporcionam a integração da microgeração solar FV, que além de reduzir suas despesas com energia elétrica é uma fonte de energia limpa e sustentável.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

O objetivo geral desse trabalho é analisar o potencial técnico e econômico da inserção em ambiente hospitalar (em especial da UPA SUL) da microgeração solar FV integrada à edificação e analisar a forma de contratação da energia elétrica dessa UC, permitindo aos gestores dessa unidade a realização de ações de curto, médio e longo prazo com o objetivo de reduzir suas despesas com energia elétrica.

1.3.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos desse estudo são:

- Levantar perfis de demanda e de consumo da UC UPA SUL, a partir de suas faturas de energia elétrica.
- Analisar a forma de contratação atual da demanda da UC;
- Analisar a possibilidade de migração tarifária da UC.
- Realizar estudos da inserção da microgeração solar FV integrada à UC;
- Analisar a viabilidade financeira da inserção da microgeração FV integrada à edificação;
- Apresentar a redução de despesas que as ações administrativas e a inserção de microgeração solar FV proporcionaria a UC.

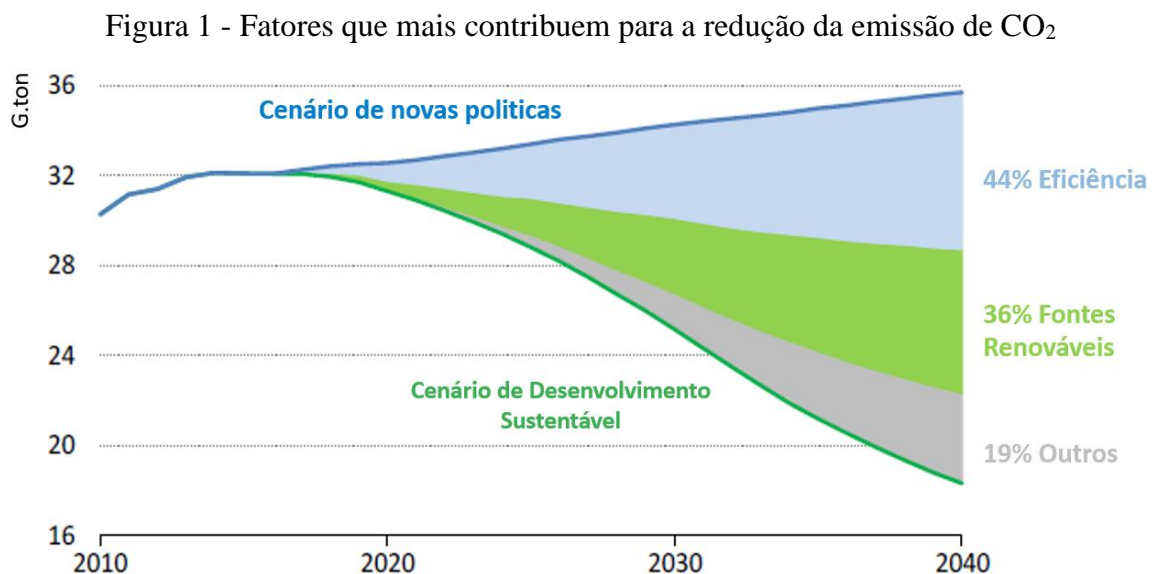
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO MUNDO

De acordo com a 20ª edição das políticas de energia renováveis, da agência internacional de energia (*International Energy Agency – IEA*) as energias renováveis estão em rápido crescimento, especialmente no setor de energia elétrica, entretanto as energias renováveis representam apenas 10% do total de geração de energia elétrica no mundo. (IEA, 2018).

A geração de energia elétrica a partir de derivados de petróleo contribui para emissões de gases de efeito estufa, principalmente de CO₂. Com o intuito de diminuir as emissões de CO₂ e proporcionar a redução do crescimento da temperatura global foram criadas medidas governamentais que estudam e propõem metas de redução da emissão desses gases.

A Figura 1 apresenta, de acordo com a IEA (2018), uma estimativa dos fatores que mais contribuem para a redução de emissão de CO₂.



A proposta de um cenário de desenvolvimento sustentável pode proporcionar uma redução de aproximadamente 14 Gton de emissões de CO₂ no mundo. As fontes de energia renováveis podem contribuir com 36% das reduções de emissões de CO₂ até 2040 (IEA, 2018).

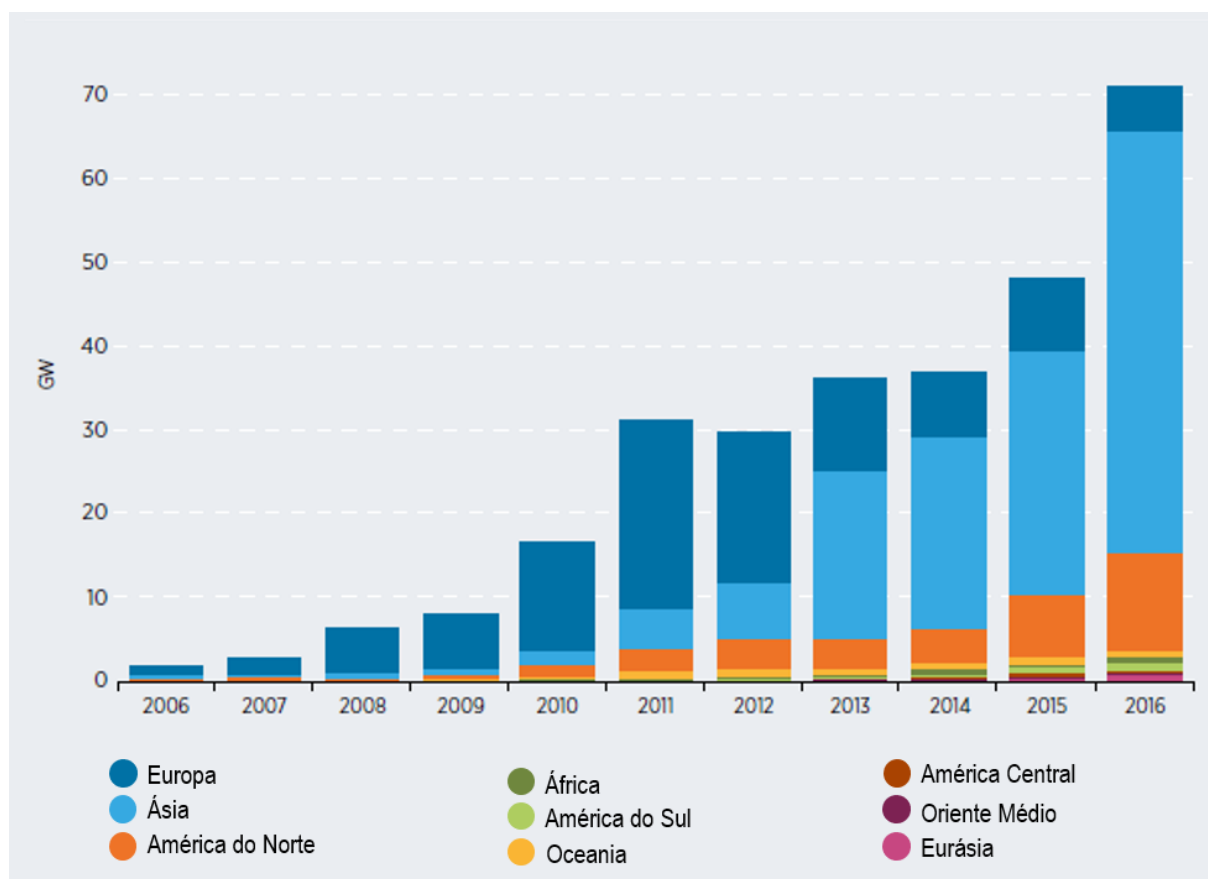
Os investimentos mundiais para a produção de energia elétrica até 2050 serão de aproximadamente 13,3 trilhões de dólares, com uma potência total instalada 15.145GW. As

gerações de energia elétrica com zero emissão de carbono representam 80% desse investimento. (BNEF, 2019)

De acordo com o sumário executivo de perspectiva de novas energias da *Bloomberg New Energy Finance* (BNEF, 2019), a energia solar fotovoltaica é a energia que apresenta o maior crescimento mundial. Em 2019 correspondia a 2% do total de geração mundial de eletricidade, com previsão de chegar a 22% em 2050.

A Figura 2 apresenta a evolução anual da potência instalada em novos sistemas solares fotovoltaicos conectados na rede elétrica no mundo, de 2006 a 2016 (BNEF,2019; IRENA,2018).

Figura 2 – Evolução anual da potência instalada em novos sistemas solares fotovoltaicos conectados na rede no mundo (2006-2016)

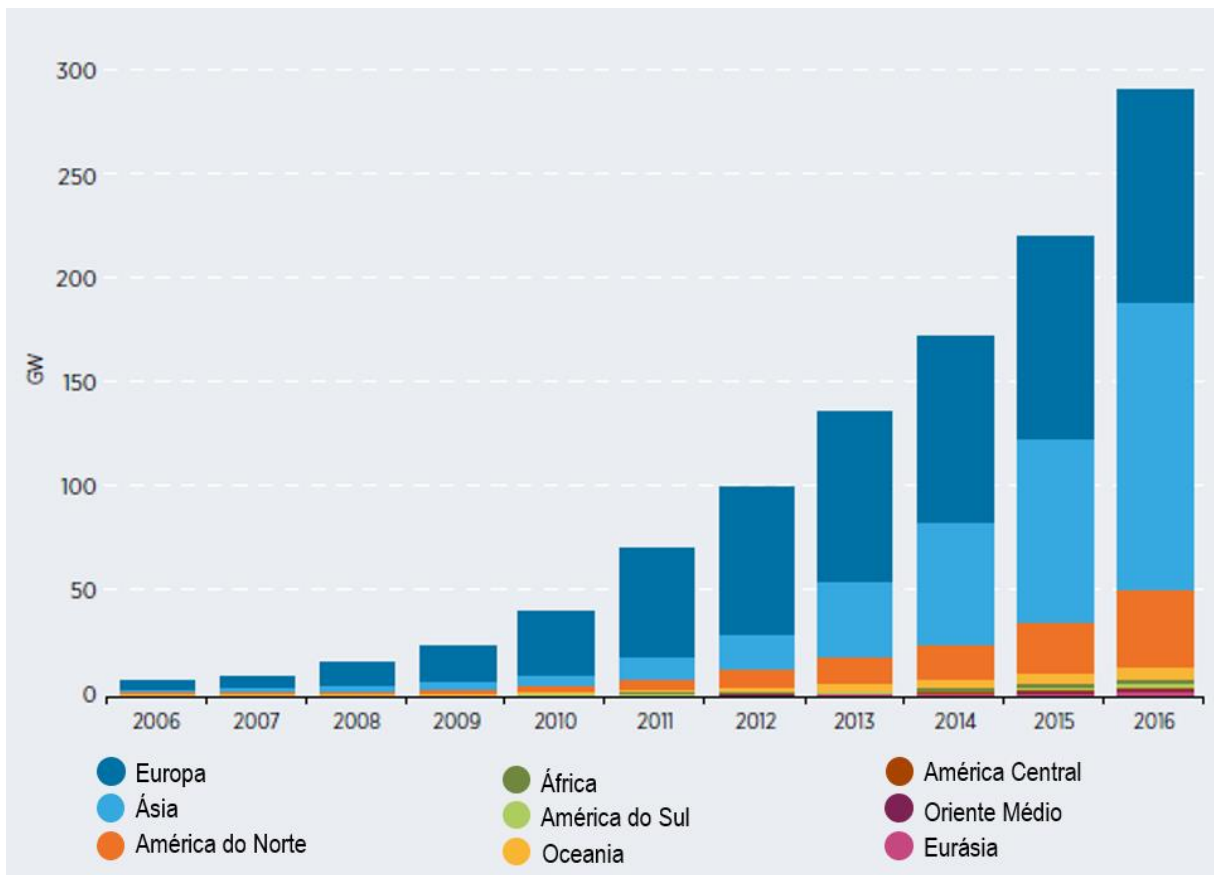


Fonte: (IRENA, 2018) modificado

A partir de 2012, a maior parte das novas conexões de energia solar FV se concentraram no continente asiático. Além disso, observa-se que em 2016 as novas conexões na Ásia superaram a potência instalada de todas as conexões mundiais no ano anterior (2015).

Além do crescimento das conexões de geração fotovoltaica há também o aumento da potência instalada mundial. A Figura 3 apresenta a evolução anual da potência ativa acumulada dos sistemas de geração fotovoltaica conectados à rede no mundo no período compreendido entre 2006 a 2016.

Figura 3 – Evolução anual da potência ativa acumulada de sistemas de geração fotovoltaica conectados à rede (2006-2016)



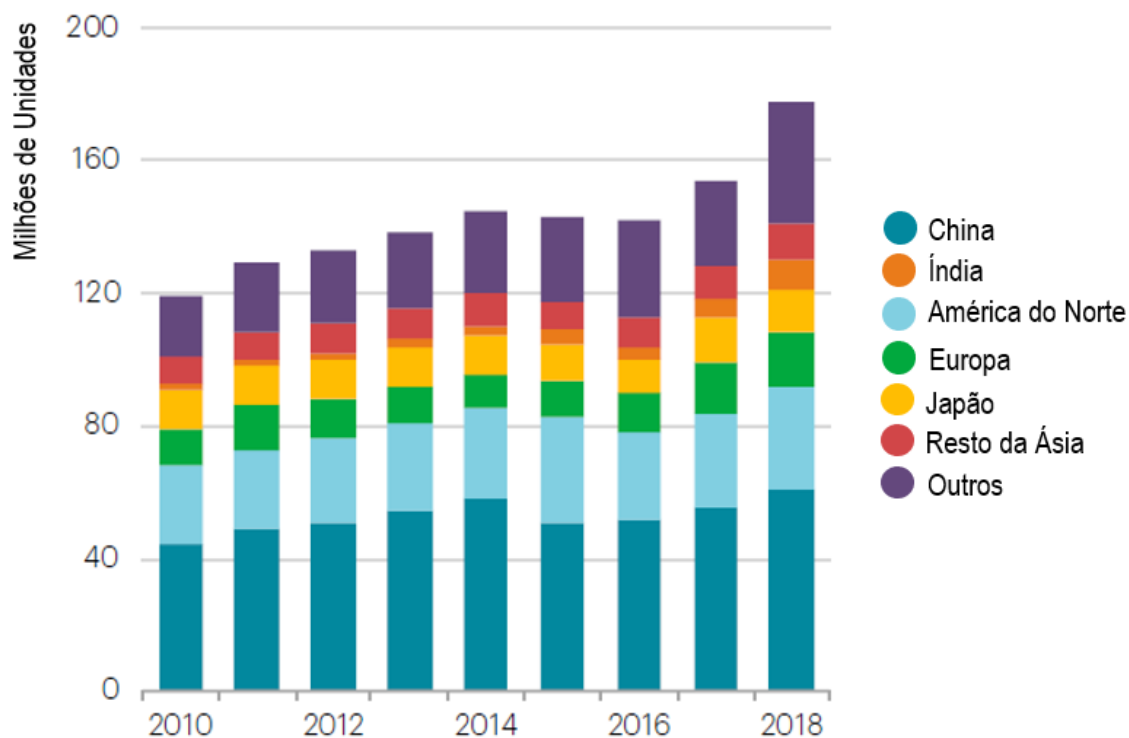
Fonte: (IRENA, 2018) modificado

Em 2016, o total de geração de energia solar fotovoltaica conectada na rede foi próximo a 300GW de potência instalada, sendo 27% desta potência concentrada na China.

O perfil da geração solar fotovoltaica possui alta correlação com a temperatura ambiente na região de instalação dos sistemas de geração. Com isso observa-se que a geração solar fotovoltaica possui um papel importante na redução dos picos de demanda de energia elétrica quando há o uso de condicionadores de ar.

A Figura 4 apresenta evolução anual das vendas de aparelhos condicionadores de ar no mundo. (IEA.2019)

Figura 4 – Evolução anual das vendas de condicionadores de ar no mundo



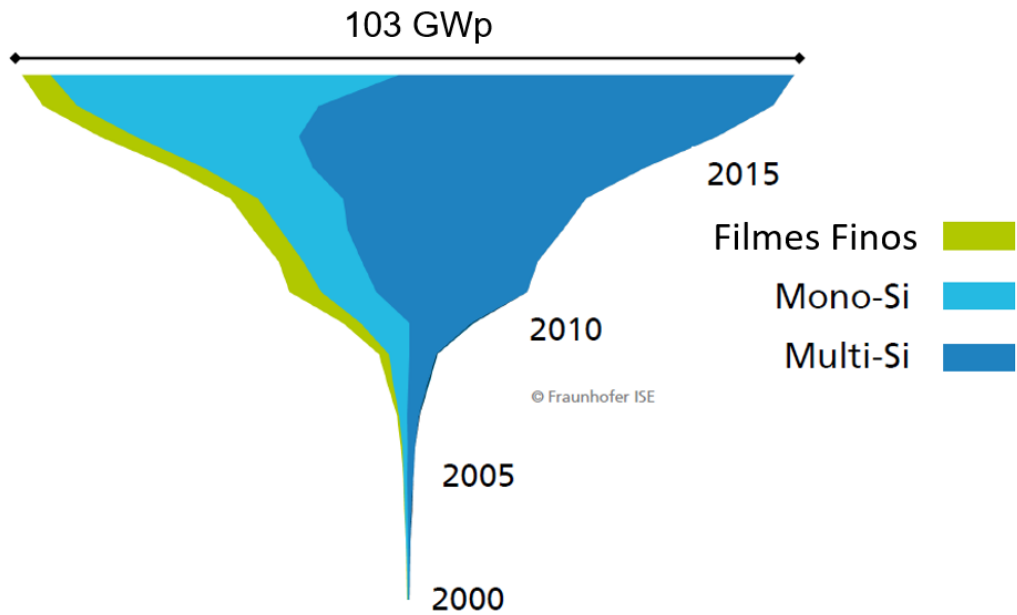
Fonte: (IEA. 2019) modificado

Em 2018, as vendas globais de condicionadores de ar cresceram 16% superando 175 milhões de unidades. Os países emergentes como Brasil, Índia, México e China foram os maiores responsáveis por esse crescimento.

2.2 EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS MUNDO

Com o desenvolvimento e aprimoramento de tecnologias fabris nas produções de módulos FV a produção mundial cresceu de forma expressiva. A Figura 5 apresenta a evolução da produção de módulos FV no mundo, entre os anos de 2000 e 2018.

Figura 5 – Evolução da produção de módulos FV no mundo (2000-2018)

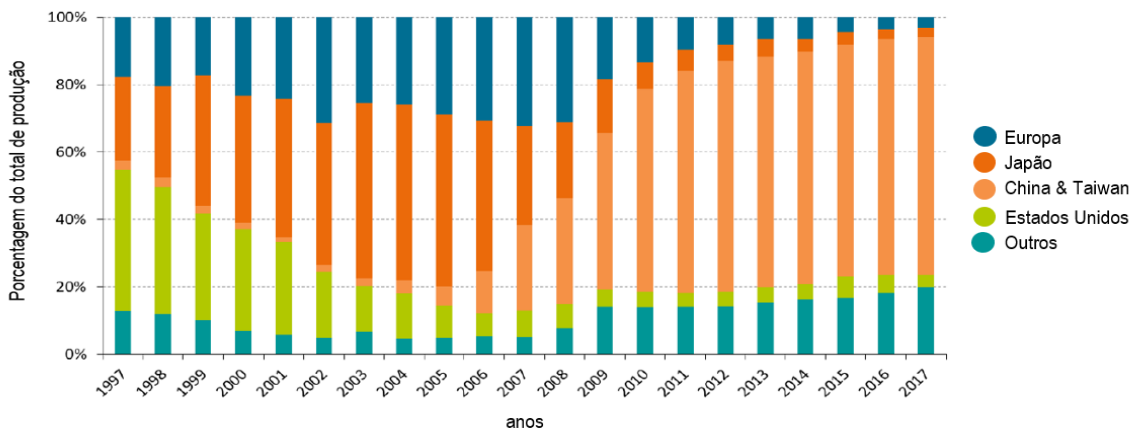


Fonte: (Fraunhofer, 2019) modificado

Em 2018, a produção anual foi de aproximadamente 103GW com a predominância na produção de módulos p-Si. Entretanto, observa-se que a partir de 2015 há um aumento expressivo na produção de módulos m-Si. Atualmente as plantas fabris mundiais se concentram na Ásia.

A Figura 6 apresenta a evolução anual do percentual de produção de módulos fotovoltaicos por região do mundo (1997-2017) (Fraunhofer, 2019).

Figura 6 – Evolução anual do percentual de produção de módulos fotovoltaicos por região do mundo (1997-2017)



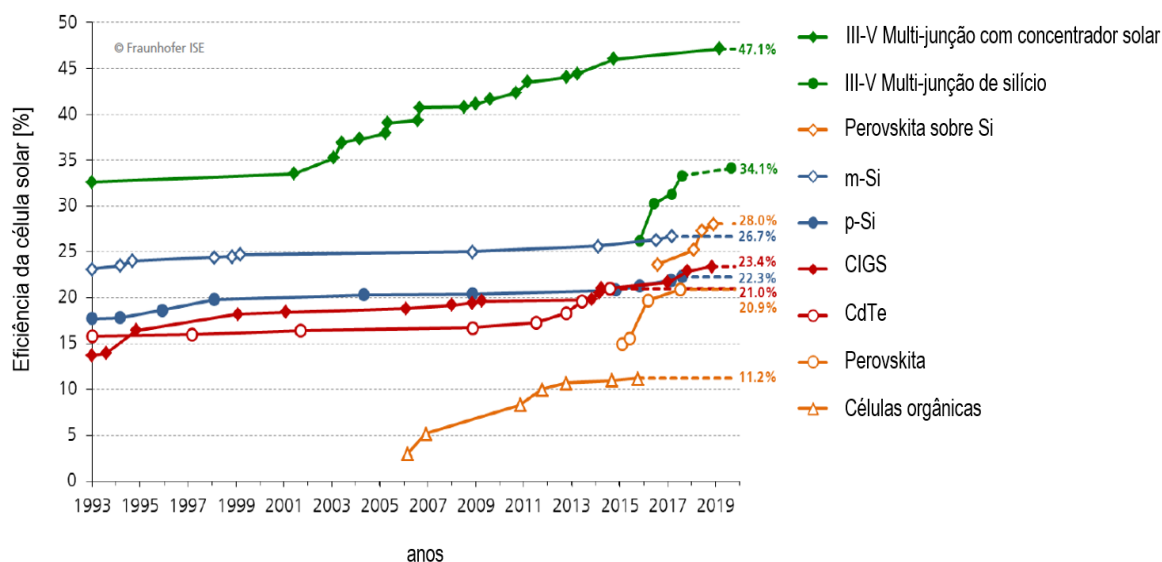
Fonte: (Fraunhofer, 2019) modificado

Observa-se que, no início dos anos de 1997, o grande fabricante de módulos fotovoltaicos era o Estados Unidos. Em meados do ano de 2005, as fabricas asiáticas começaram a ganhar mercado (com o Japão se destacando na produção de módulos fotovoltaicos) e a partir dos anos de 2008 a China e Taiwan apresentam a maior parcela da produção mundial (Fraunhofer, 2019).

A eficiência da conversão da energia solar das tecnologias de silício não apresentou grande avanço no decorrer dos anos de estudo, porém novas tecnologias ou novas construções de módulos FV podem aumentar a eficiência de conversão de energia.

A Figura 7 apresenta a evolução anual das eficiências (Laboratório) das principais tecnologias de células fotovoltaicas (Fraunhofer, 2019).

Figura 7 – Evolução anual das eficiências de células fotovoltaicas



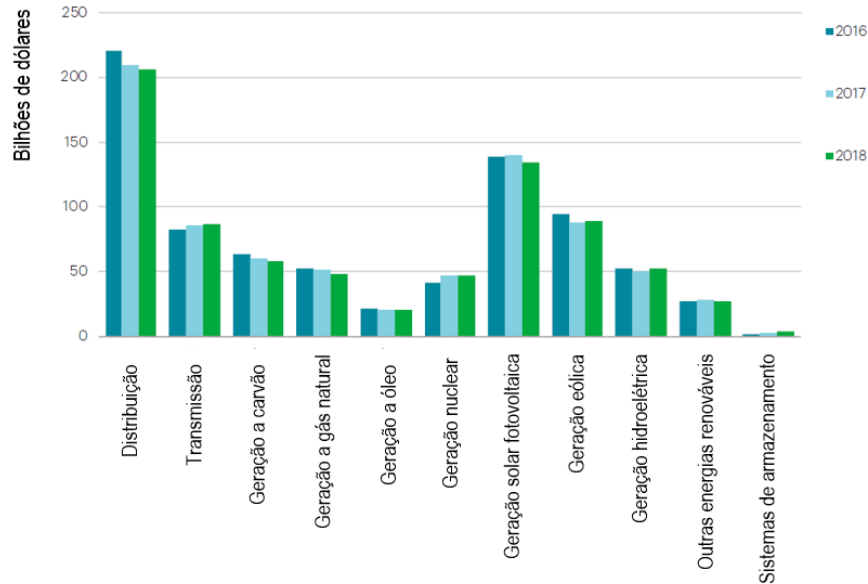
Fonte: (Fraunhofer, 2019) modificado

As células construídas em silício não apresentaram grande variação em sua eficiência através dos anos de estudo. Embora as tecnologias de filmes finos apresentem avanço na eficiência ao longo dos anos de estudo, ainda apresentam eficiência menor do que as células de silício monocristalino. As tecnologias mais novas, células orgânicas e perovskita, apresentam uma grande variação positiva de eficiência, porém ainda não tem produção em grande escala.

2.3 CUSTOS COM GERAÇÃO SOLAR NO MUNDO

A Figura 8 apresenta, para o período compreendido entre 2016 e 2018, os investimentos globais no setor elétrico por componente do sistema e modal de geração.

Figura 8 – Investimentos globais no setor elétrico.

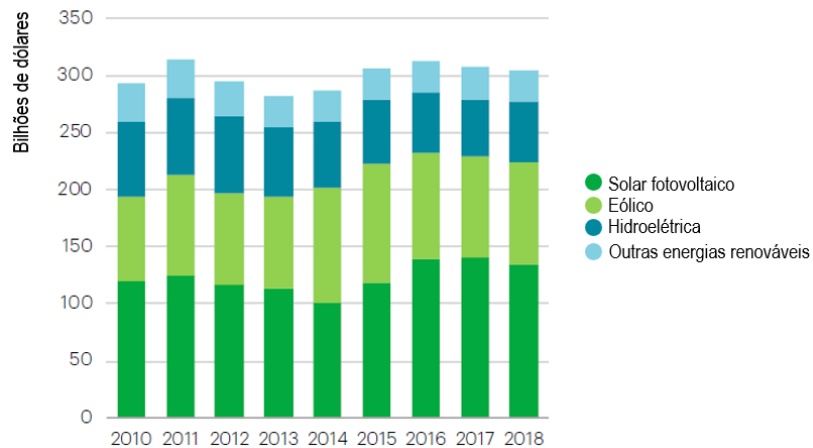


Fonte: (IEA, 2019) modificado

Observam-se elevados investimentos no setor de energia elétrica. A geração solar FV foi o segundo maior investimento no setor elétrico, superando casa dos 100 bilhões de dólares (IEA, 2019).

A Figura 9 apresenta a evolução anual do investimento global separado por modal de geração de energia renovável.

Figura 9 – Investimento global em energias renováveis

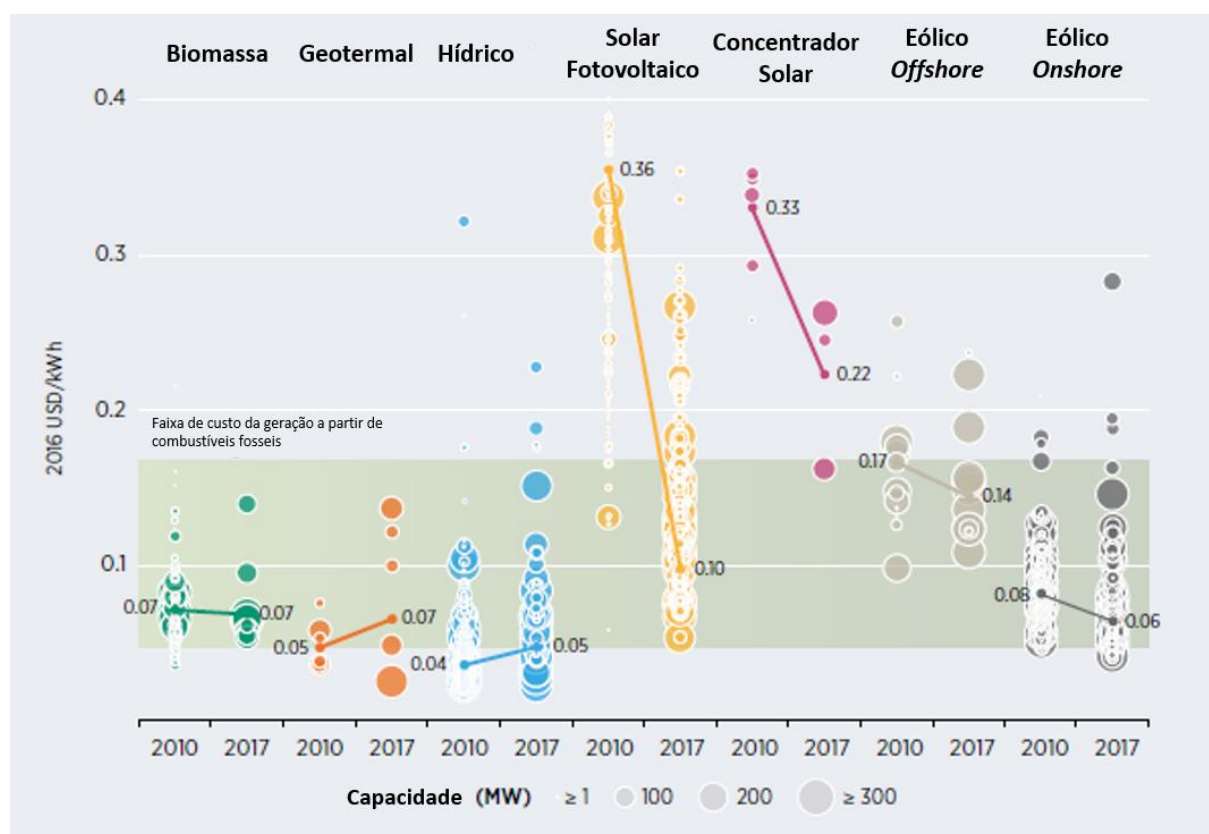


Fonte: (IEA, 2019) modificado

Observa-se ao longo dos 8(oito) anos do estudo que os investimentos anuais flutuam em torno de 300 bilhões de dólares. Além disso, investimentos em energia solar fotovoltaica representam a maior fatia dos investimentos em todo o período analisado (IEA,2019b).

De acordo com o relatório de custos com geração de energia renovável da *International Renewable Energy Agency* (IRENA, 2017) , em 2017, a energia solar fotovoltaica apresentou a maior redução do custo nivelado de energia (LCOE) em comparação com as outras fontes de geração de energia, conforme apresentado na Figura 10 (IRENA, 2018).

Figura 10 – Custos nivelados globais de energia elétrica para diferentes tecnologias (2010-2017)



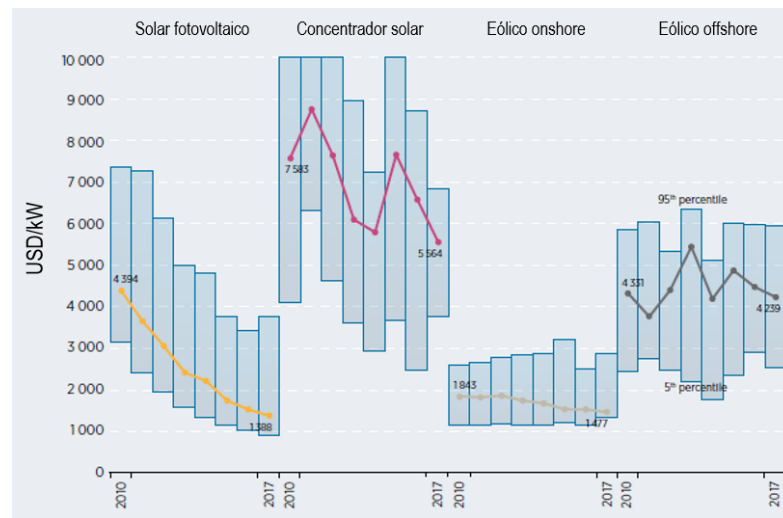
Fonte: Evolução anual dos custos nivelados globais com energia renovável (IRENA, 2018) modificado

Observa-se que, no período analisado, a geração solar fotovoltaica apresentou uma redução de 0,26 USD/kWh. Em 2017, apresentou LCOE médio de 0,10 USD/kWh. Entretanto, nesse modal de geração observou-se a maior variabilidade do LCOE em 2017, havendo sistemas com LCOE de aproximadamente 0,36 USD/kWh e sistemas com LCOE de aproximadamente 0,05 USD/kWh.

Os custos com projeto e instalação dos sistemas de geração renováveis tem uma significativa parcela no LCOE. A

Figura 11 apresenta a evolução dos custos com projeto e instalação de sistemas de geração de energia elétrica renováveis de 2010 a 2017.

Figura 11 – Média global dos custos com projeto e instalação dos sistemas de geração de energia elétrica renováveis (2010-2017)



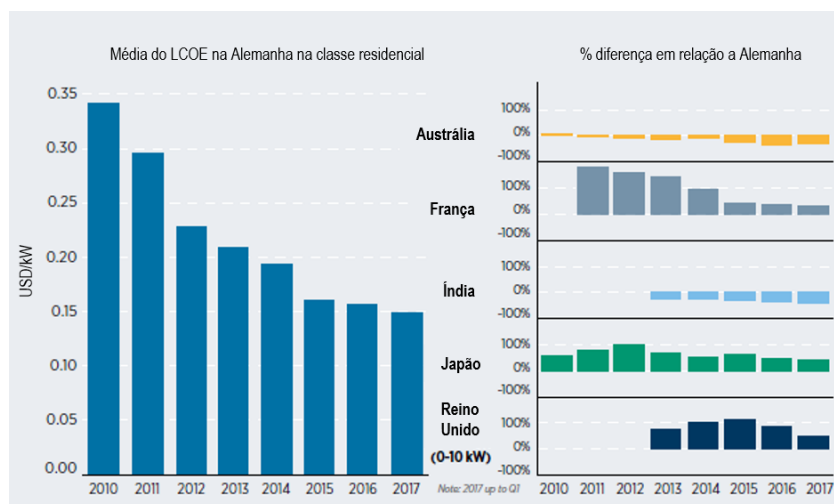
Fonte: IRENA *Renewable Cost Database* (IRENA, 2018)

Em 2017, o preço do projeto e da instalação da geração solar fotovoltaica por unidade de potência ativa de energia elétrica (kW) era o mais atraente quando comparado com as outras formas de geração. Além disso, a energia solar FV é o modal de geração cuja redução é mais expressiva ao longo do tempo (IRENA, 2018).

Historicamente a Alemanha foi o país que impulsionou o crescimento da geração solar fotovoltaica residencial.

A Figura 12 apresenta, para a Alemanha e para o período compreendido entre 2010 e 2017, a evolução anual do LCOE médio para o setor residencial. Adicionalmente, apresenta as diferenças percentuais de outros países em relação à Alemanha.

Figura 12 – Evolução anual do custo nivelado da energia solar fotovoltaica residencial na Alemanha e diferenças percentuais entre o custo nivelado da energia solar fotovoltaica de outros países em relação à Alemanha



Fonte: (IRENA, 2018) modificado

A queda do LCOE da energia solar fotovoltaica em residências alemãs está convergindo para aproximadamente 0,15 USD/kWh.

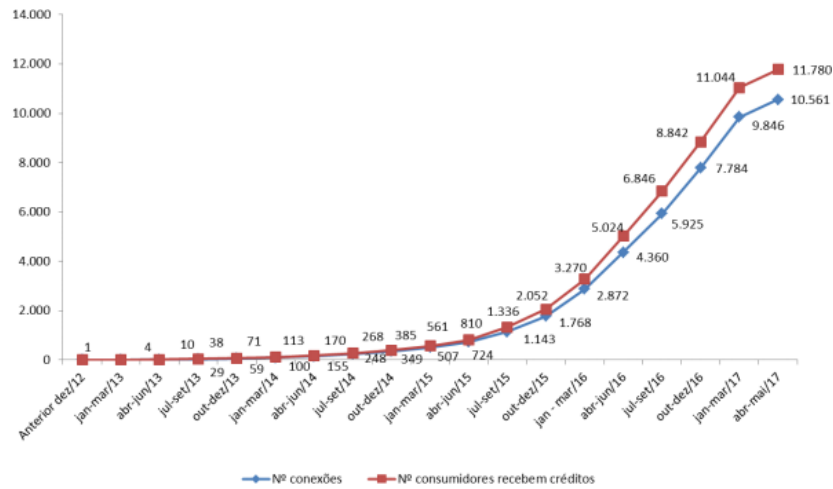
2.4 EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Embora o setor elétrico brasileiro faça uso intensivo da geração hidroelétrica, as condições climáticas do país apresentam excelentes recursos para a implementação da geração solar FV e da geração eólica. As emissões do setor elétrico representam apenas 4% das emissões totais de CO₂ do país (BNEF, 2019).

Com a publicação da Resolução Normativa 482 da ANEEL em 2012 (ANEEL, 2012), na qual estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica no Brasil. Começou a ocorrer a procura por instalações de mini e de micro geração distribuída no Brasil.

A Figura 13 apresenta, para o período compreendido entre 2012 e 2017, o número conexões e o número de consumidores com créditos de mini e microgeração no Brasil.

Figura 13 – Crescimento da mini e microgeração no Brasil 2012-2017

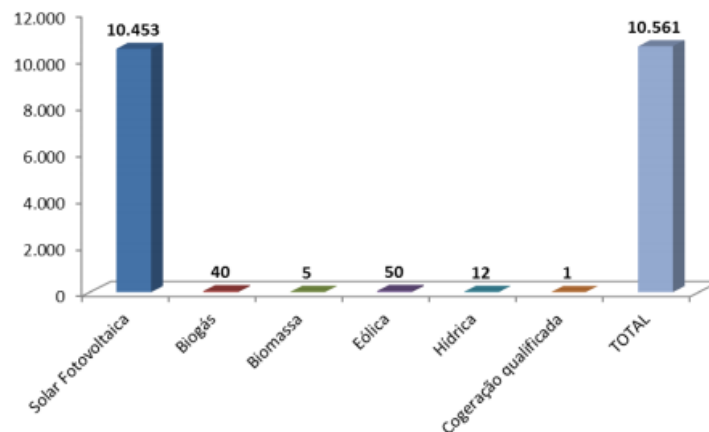


Fonte: (Aneel, 2017)

Observa-se que a geração distribuída no final de 2016 foi 4,4 vezes superior à verificada ao final de 2015, porém seu crescimento é considerado baixo levando em conta o potencial de expansão da geração de energia a partir de fontes renováveis no Brasil. (Aneel,2017a)

A Figura 14 apresenta o número de conexões de geração distribuída no Brasil, separando-as por modal de geração.

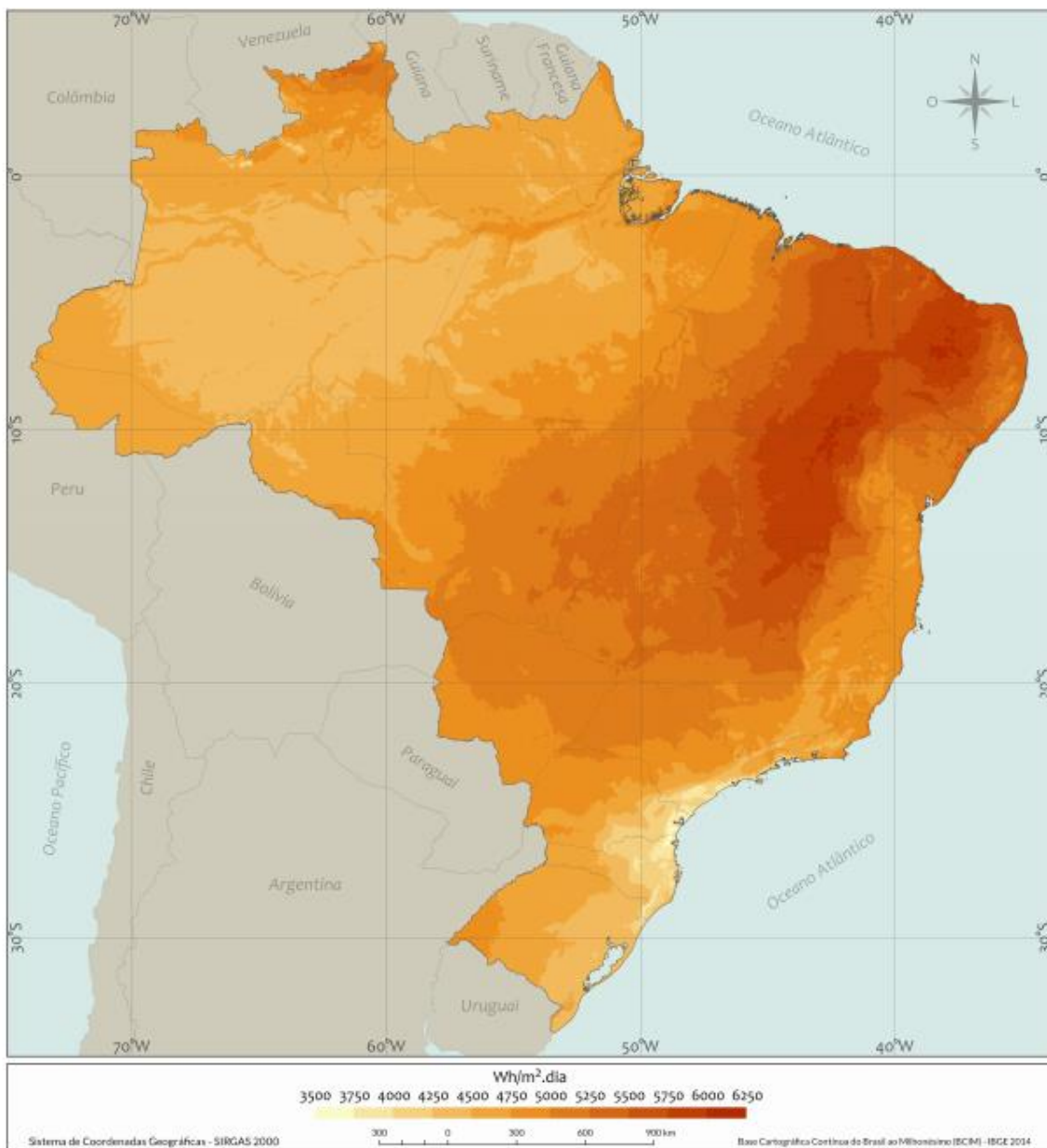
Figura 14 - Número de conexões de geração distribuída no Brasil



Fonte: (Aneel, 2017)

Observa-se que a fonte solar fotovoltaica representa 99% do número total de instalações. O grande número de conexões pode ser justificado pela facilidade de agregação de geração solar FV à cobertura de edificações. Além disso o Brasil possui um bom nível de irradiação solar em todo seu território conforme apresentado pela Figura 15 (Aneel,2017a).

Figura 15 – Média anual do total diário da irradiação global horizontal

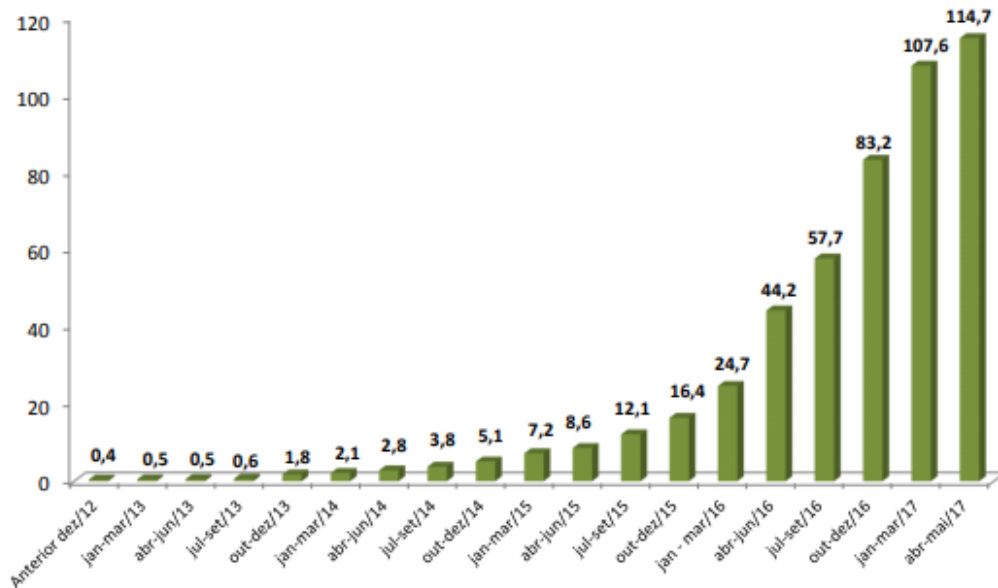


Fonte: (Pereira *et al.*, 2017)

No Brasil a média anual do total de irradiação diária é uniforme e apresenta valores bastante elevados em todo seu território. A região sul do Brasil apresenta os menores valores de irradiação solar do país, porém tais valores são maiores do que os valores de irradiação solar da melhor região da Alemanha, país referência na utilização de energia solar.

Ao longo dos anos a potência instalada no Brasil vêm crescendo de forma exponencial conforme mostrado na Figura 16.

Figura 16 – Evolução da potência instalada (MW) de 2012 à 2017

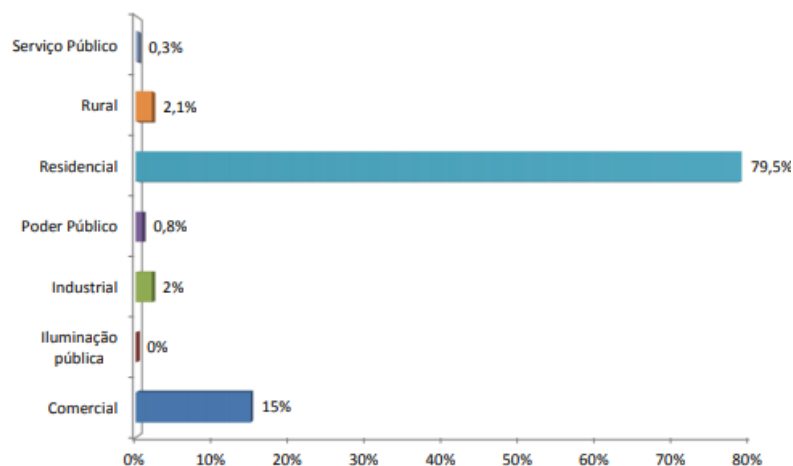


Fonte: (Aneel,2017)

Até 2012, a potência instalada era de 400kWp. Em maio de 2017 a potência instalada de geração distribuída de energia solar superou os 114,7MWp representando um aumento de 28.675%. A geração solar FV distribuída apresenta grandes benefícios para diversas classes de consumidores, pois a mesma pode ser instalada, principalmente, nas coberturas das edificações aproveitando áreas já existentes.

A Figura 17 apresenta os sistemas de geração solar FV distribuídos em diferentes classes de consumidores.

Figura 17 – Classe de consumidores das gerações solar FV distribuídas



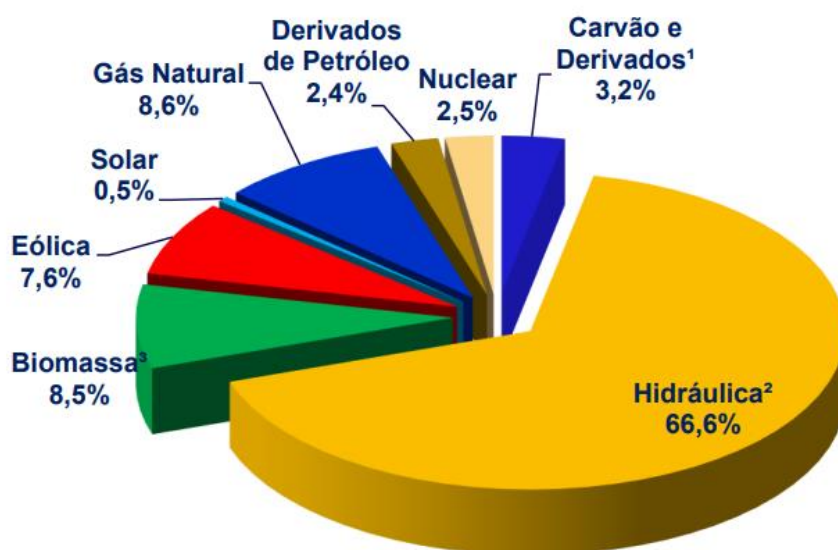
Fonte: (Aneel,2017)

Com 79,5% das instalações FV, os consumidores da classe residencial representam a maior parcela das gerações solares FV distribuídas. Observa-se que os poderes públicos associados com os serviços públicos representam apenas 1,1% de todas as instalações FV.

2.5 CUSTOS COM ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.

O Brasil apresenta uma matriz energética predominantemente renovável. A Figura 18 apresenta a composição da matriz energética brasileira em 2018

Figura 18 – Matriz elétrica brasileira em 2018



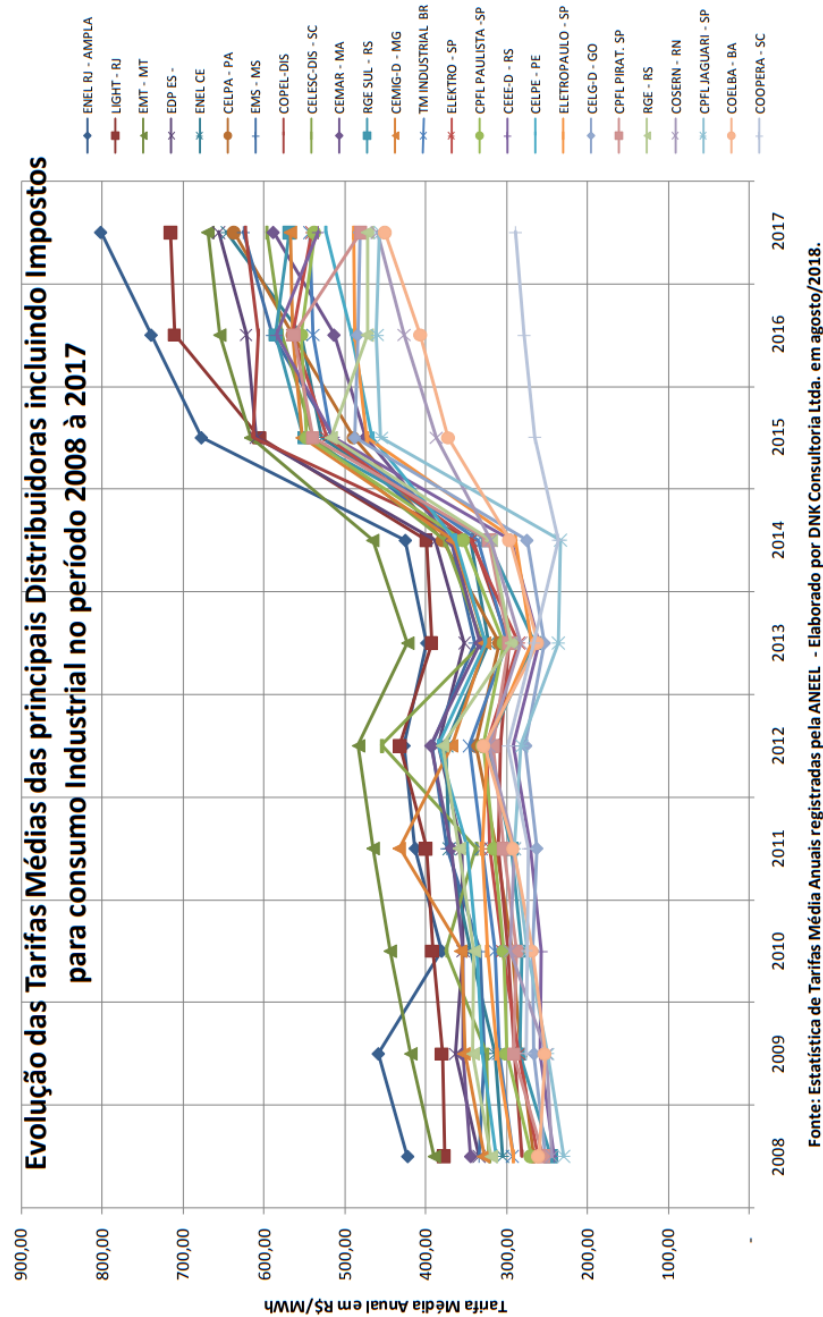
Fonte: (EPE,2019)

A principal fonte de geração no Brasil é a hidroelétrica, as centrais de energias solares FV estão em crescimento, porém correspondem a um patamar muito pequeno de geração

O Brasil possui a quinta maior tarifa de energia elétrica para residências do mundo. Quando analisado o poder de compra do brasileiro, a tarifa de energia elétrica sobe para a terceira posição entre as energias mais caras pagas pela classe residencial no mundo (IEA,2019b).

No Brasil cada distribuidora de energia pode, desde que atenda a regulamentação da ANEEL, aplicar uma tarifa de energia. A Figura 19 apresenta, para o período de 2008 a 2017, a evolução anual das tarifas médias das principais distribuidoras para consumidores da classe industrial.

Figura 19 – Evolução anual das tarifas médias das principais distribuidoras incluindo impostos para consumidor industrial

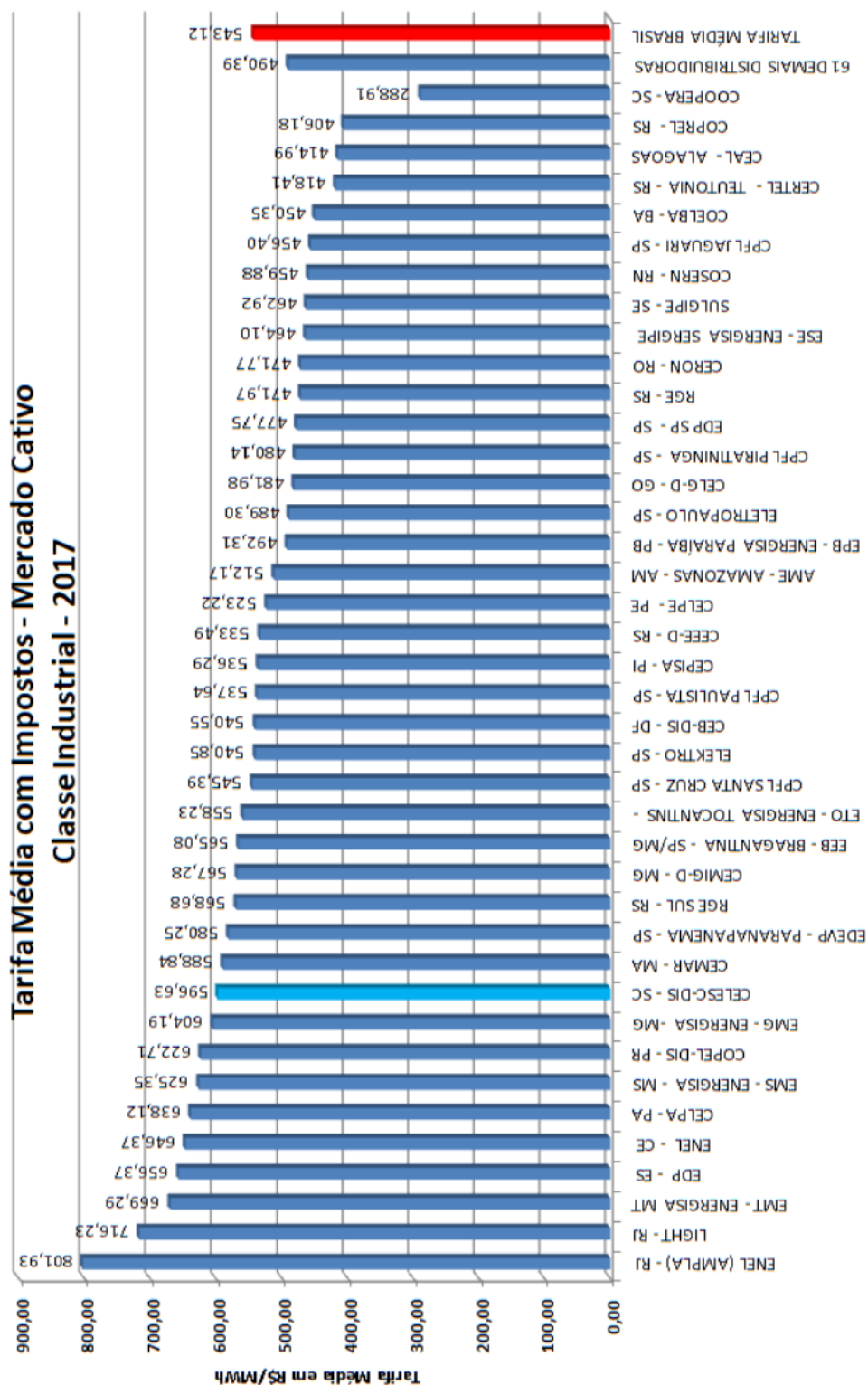


Fonte: (FIESC, 2018)

Observa-se que a partir de 2014 houve um aumento considerável das tarifas de energia elétrica nas distribuidoras nacionais. As tarifas variaram de aproximadamente R\$ 300,00/MWh à R\$ 800,00/MWh.

A Figura 20 apresenta, para o ano de 2017 e para a classe industrial, a tarifa média de energia elétrica (com impostos) no mercado cativo.

Figura 20 - Tarifa média com impostos – Classe industrial (cativo) - 2017



Fonte: (FIESC, 2018)

Em 2017, a tarifa média da energia elétrica da classe industrial foi de R\$543,12/MWh. A Celesc ocupa a 10ª posição dentre as 40 principais distribuidoras do Brasil com uma tarifa média de R\$596,63/MWh, sendo essa 9,8% maior que a média nacional. (FIESC,2018).

3 METODOLOGIA

Esse trabalho visa analisar os impactos da contratação da energia elétrica e da inserção de microgeração FV nas despesas com energia elétrica de uma UC hospitalar de Pronto Atendimento pertencente ao SUS. A UC está localizada no bairro Rio Tavares, na região sul de Florianópolis (48°W, 27°S), Santa Catarina.

A UC pertence do Subgrupo A4 (Tensão de fornecimento em 13,8 kV), possui contrato cativo de fornecimento de energia elétrica junto à Celesc na modalidade de contratação tarifa horária verde. A UC apresenta um modelo de contratação única de demanda em 65 kW.

Para observar se a contratação da energia elétrica da UC está adequada ao seu perfil de consumo, no período compreendido entre o mês de setembro de 2018 a agosto de 2019 serão analisadas suas faturas de energia elétrica.

3.1 TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

O Quadro 1 apresenta, para a distribuidora Celesc e para 2018 e 2019, as tarifas homologadas de demanda e de energia elétrica (sem impostos) para as modalidades de contratação tarifa horária verde e tarifa horária azul (ANEEL, 2018 e ANEEL,2019).

Quadro 1 - Tarifas para o subgrupo A4 (sem impostos).

Tarifa horária verde				Tarifa horária azul				
Ano	Demanda (R\$/kW)	Energia(R\$/kWh) TE+TUSD		Ano	Demanda (R\$/kW)		Energia(R\$/kWh) TE+TUSD	
		Ponta(P)	Fora Ponta (FP)		Ponta(P)	Fora Ponta (FP)	Ponta(P)	Fora Ponta (FP)
2018	12,30	1,23251	0,36506	2018	28,72	12,3	0,54041	0,36506
2019	13,02	1,21087	0,30644	2019	30,20	13,02	0,47537	0,30644

Fonte: ANEEL, 2018 e 2019

O horário P corresponde, para os dias úteis, ao período compreendido entre as 18:30 e 21:29 horas (ANEEL, 2016).

A Eq. (1) possibilita o cálculo da a tarifa final com impostos.

$$T_f = \frac{T_h}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad (1)$$

onde:

T_f = Tarifa final (R\$/kWh);

T_h = Tarifa homologada (R\$/kWh);

PIS = Contribuição ao Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público, expressa em %;

COFINS = Contribuição para Financiamento da Seguridade Social, expressa em %;

ICMS = Imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços, expressa em %.

Para o período analisado, o Quadro 2 apresenta em valores percentuais, os tributos incidentes nas tarifas para o Subgrupo A4.

Quadro 2 – Tributos incidentes nas tarifas para o Subgrupo A4 (set de 2018 a ago de 2019).

MÊS	PIS	COFINS	ICMS
Setembro	1,94%	0,41%	25%
Outubro	1,87%	0,41%	25%
Novembro	3,46%	0,75%	25%
Dezembro	6,63%	1,44%	25%
Janeiro	6,99%	1,52%	25%
Fevereiro	4,52%	0,98%	25%
Março	1,17%	0,25%	25%
Abril	0,00%	0,00%	25%
Mai	0,55%	0,12%	25%
Junho	3,98%	0,98%	25%
Julho	7,07%	1,54%	25%
Agosto	7,60%	1,65%	25%

Fonte: (Celesc, 2018)

As Eq. (2) e Eq. (3) apresentam o valor a ser faturado para as modalidades de contratação em tarifa horária azul e tarifa horária verde conforme REN 414/2010 (ANEEL, 2010).

$$VF_{(a)} = \left[\left(CE_{(FP)} \cdot (TE_{(FP)} + TUSD_{(FP)}) \right) + \left(CE_{(P)} \cdot (TE_{(P)} + TUSD_{(P)}) \right) \right. \\ \left. + (DF_{(FP)} \cdot TD_{(FP)}) + (DF_{(P)} \cdot TD_{(P)}) \right] \quad (2)$$

$$VF_{(v)} = \left[\left(CE_{(FP)} \cdot (TE_{(FP)} + TUSD_{(FP)}) \right) + \left(CE_{(P)} \cdot (TE_{(P)} + TUSD_{(P)}) \right) + (DF \cdot TD) \right] \quad (3)$$

onde:

$VF_{(a)}$ = Valor faturado de energia elétrica em tarifa horária azul, expresso em R\$;

$CE_{(FP)}$ = Consumo de energia em horário FP, expresso em kWh;

$TE_{(FP)}$ = Tarifa de consumo de energia elétrica em horário FP, expressa em R\$/kWh;

$TUSD_{(FP)}$ = Tarifa de uso do sistema de distribuição em horário FP, expressa em R\$/kWh;

$CE_{(P)}$ = Consumo de energia em horário P, expresso em kWh;

$TE_{(P)}$ = Tarifa de consumo de energia elétrica em horário P, expressa em R\$/kWh;

$TUSD_{(P)}$ = Tarifa de uso do sistema de distribuição em horário P, expressa em R\$/kWh;

DF = Demanda Faturada, expressa em kW;

TD = Tarifa de demanda, expressa em R\$/kW;

$VF_{(v)}$ = Valor faturado de energia elétrica em tarifa horária verde, expresso em R\$.

Nos meses em que os montantes da demanda de potência ativa medida ultrapassam em mais de 5% a demanda contratada, a demanda a ser faturada é a demanda medida e ainda será adicionada ao faturamento a cobrança por ultrapassagem conforme indicado na Eq. (5) (ANEEL, 2010).

$$D_{(p)} = (PAM_{(p)} - PAC_{(p)}) \cdot 2 \cdot VR_{(p)} \quad (4)$$

onde:

$D_{(p)}$ = Valor correspondente à demanda de potência ativa excedente (R\$);

$PAM_{(p)}$ = Demanda de potência ativa medida (kW);

$PAC_{(p)}$ = Demanda de potência ativa contratada, expressa em kW;

$VR_{(p)}$ = Valor de referência equivalente às tarifas de demanda do subgrupo A4;

p = Posto horário tarifário (P ou FP)

Neste trabalho, a sugestão de contratação da demanda da UC para o período analisado, segue a metodologia adotada no *software* APOENA[®], que consiste na otimização da despesa anual com demanda atendendo restrições de contratação da mesma prescritas pela REN N° 414/2010 da ANEEL (APOENA, 2017) (ANEEL, 2012), tais como:

- Valor mínimo de contratação da demanda de potência ativa de 30 kW;

- Solicitação de aumento da demanda feita por escrito (a distribuidora tem até 30 dias para disponibilizar a nova demanda se houver disponibilidade para tal);
- Solicitação de redução da demanda feita por escrito e com antecedência de 90 dias (Grupo A4), com possibilidade de redução da demanda contratada somente uma vez a cada 12 meses (excetuando-se casos em que sejam implementadas medidas de eficiência energética, quando a distribuidora pode reduzir a demanda em qualquer hora).

O *software* APOENA[®], simula a contratação da demanda da UC em até 4 patamares, conforme apresentado no Quadro 3.

Quadro 3 – Metodologia de contratação de demanda.

Patamares de contratação	Utilização.
Único	Se aplica, normalmente, à UCs com pouca ou nenhuma variação da demanda medida ao longo do período analisado.
2(dois)	Normalmente aplicada para UC com variação sazonal de demanda. Contratação de dois valores de demanda ao longo do ano, um para o período de maiores demandas e outro para o período de menores demandas.
3(três)	Contratação que modela com mais precisão a curva de carga da UC, resultando em três valores de demanda a contratar (através de aditivos contratuais) ao longo do ano.
4(quatro)	Esta modalidade de contratação exige do consumidor uma dinâmica ainda maior em celebrar (com a distribuidora) aditivos contratuais para os quatro valores de demanda a contratar. Tal modalidade pode ser muito vantajosa ao consumidor se a concessionária de energia elétrica aceitar as alterações de demanda propostas ao longo do período analisado sem propor custos adicionais de reforço do sistema de distribuição.

Fonte: (Pinto *et al.*, 2020)

Caso dentro do ciclo de faturamento da UC ocorra reajuste tarifário, a Eq. (4) apresenta a tarifa proporcional a ser aplicada no mês no qual ocorreu o reajuste conforme a REN 414/2010. (ANEEL, 2010)

$$TP = \frac{\sum_{i=1}^n T_i \cdot P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (5)$$

onde:

TP = Tarifa proporcional a ser aplicada;

T_(i) = Tarifa em vigor durante o período de faturamento;

P_(i) = Número de dias em que esteve em vigor a tarifa durante o período de faturamento;

i = Período de faturamento.

Para a distribuidora Celesc as resoluções homologatórias da Aneel que autorizam as mudanças tarifárias ocorrem normalmente no mês de agosto.

3.2 SIMULAÇÃO DE MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA.

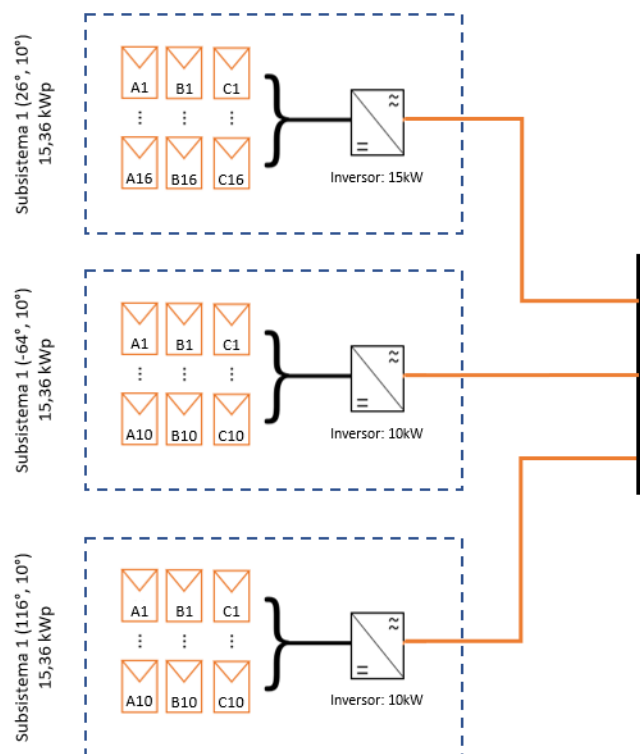
A simulação da inserção da microgeração solar FV na UC foi analisada a partir de simulação via *software PVSyst*[®] (www.pvsyst.com). O Quadro 4 apresenta as características dos módulos FV utilizados na simulação.

Quadro 4 - Característica dos módulos FV

Tecnologia	Potência	V_{oc}	I_{cc}	V_{mp}	I_{mp}
p-Si	320Wp	42,6V	9,43A	36,5V	8,95A

O sistema de microgeração solar FV possui potência nominal de 34,5kWp, subdividida em 3(três) subsistemas. A Figura 21 apresenta o diagrama unifilar simplificado do sistema solar FV simulado.

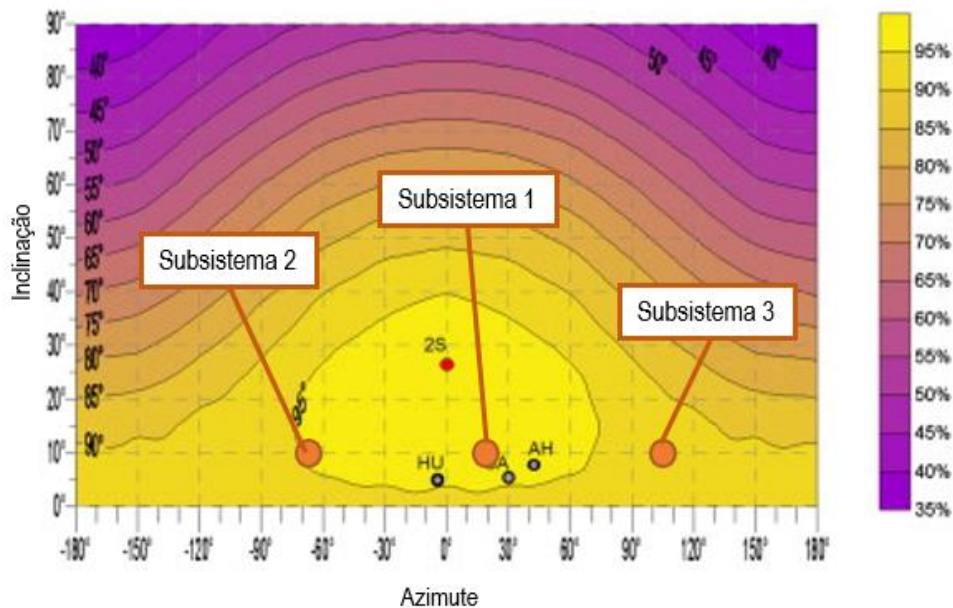
Figura 21 – Diagrama unifilar simplificado do sistema de microgeração solar FV



Observa-se que todos os subsistemas são integrados e conectados em um único ponto na edificação. O subsistema 1 (um), disposto com ângulo azimutal de 26° e inclinação de 10° , apresenta potência instalada de 15,36 kWp, sendo composto por 3(três) *strings* de 16 (dezesesseis) módulos e inversor único de 15 kW. O subsistema 2 (dois), disposto com ângulo azimutal de -64° e inclinação de 10° , apresenta potência instalada de 9,60 kWp, sendo composto por 3 (três) *strings* de 10 (dez) módulos e inversor único de 10 kW. O subsistema 3 (três), disposto com ângulo azimutal de 116° e inclinação de 10° , apresenta potência instalada de 9,60 kWp, sendo composto por 3(três) *strings* de 10(dez) módulos e inversor único de 10 kW.

Os sistemas de microgeração solar FV serão integradas as coberturas da edificação. Neste caso, há aproveitamento das coberturas que estejam localizadas na região onde obtenham no mínimo 90% da fração da incidência do recurso solar máximo disponível em Florianópolis. A Figura 22 apresenta a fração da incidência do recurso solar máximo disponível em Florianópolis em função do desvio azimutal e da inclinação. Adicionalmente, apresenta a localização dos subsistemas de geração solar FV.

Figura 22 - Fração da incidência do recurso solar máximo disponível em Florianópolis em função do desvio azimutal e da inclinação



Fonte: (Santos & Rütther, 2014) modificado

O subsistema 1 está localizado na faixa com mais de 95% da fração máxima de recurso solar em Florianópolis. O subsistema 2 está com aproximadamente 95% da fração máxima de recurso solar em Florianópolis. O subsistema 3 está na faixa com mais de 90% da fração máxima de recurso solar em Florianópolis.

3.3 VIABILIDADE FINANCEIRA

Embora unidades de pronto atendimento públicas (UPAs) possam ser incluídas em projetos de eficiência energética de distribuidoras de energia elétrica com despesas totalmente financiadas pelas concessionárias, nesse trabalho optou-se por além de apresentar os custos evitados com energia elétrica da UC avaliar a viabilidade financeira da integração da microgeração FV.

Para realizar o estudo da viabilidade financeira do projeto foram utilizados indicadores, tais como, VPL, TIR e LCOE.

O Valor presente (VP) é o somatório dos fluxos de caixa futuros descontados por uma taxa de desconto que represente a exigência mínima de retorno. A Eq (6) apresenta o cálculo do VP para um ano i .

$$VP(i) = -I + \sum_{i=0}^n \frac{(R_i - C_i)}{(1 + TMA)^i} \quad (6)$$

Onde:

VP(i) = Valor presente, expresso em R\$;

R_i = Receita proveniente do ano i, expresso em R\$;

C_i = Custo proveniente do ano i, expresso em R\$;

TMA = Taxa mínima de atratividade;

i = Período;

I = Investimento inicial.

O Valor presente líquido (VPL) é o VP no final do período de análise, conforme apresenta na Eq. (7)

$$VPL = VP(n) \quad (7)$$

Onde:

VPL = Valor presente líquido, expresso em R\$;

VP(n) = Valor presente no ano n, expresso em R\$.

A taxa interna de retorno (TIR) é a taxa de desconto hipotética que, quando aplicada a um fluxo de caixa faz com que os retornos dos investimentos trazidos a valor presente sejam iguais ao valor investido, ou seja, VPL = 0. A Eq (8) apresenta o cálculo da TIR.

$$0 = -I + \sum_{i=0}^n \frac{(R_i - C_i)}{(1 + TIR)^i} \quad (8)$$

Onde:

R_i = Receita proveniente do ano i, expresso em R\$;

C_i = Custo proveniente do ano i, expresso em R\$;

TIR = Taxa interna de retorno;

i = Período;

I = Investimento inicial.

O custo nivelado de produção de energia (LCOE) é o custo por unidade de energia elétrica, calculado em termos do custo inicial, dos custos da fonte primária empregada (quando aplicado) e dos custos de operação e manutenção.

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^n \left[\frac{I_i + O\&M_i}{(1 + TMA)^i} \right]}{\sum_{i=1}^n \left[\frac{E_i}{(1 + TMA)^i} \right]} \quad (9)$$

onde:

LCOE = Custo nivelado de produção de energia, expresso em R\$/kWh;

$I_{(i)}$ = Valor investido no ano i , expresso em R\$;

$O\&M_{(i)}$ = Despesas com operação e manutenção no ano i , expressas em R\$;

$E_{(i)}$ = Geração de energia elétrica no ano i , expressa em kWh;

TMA = Taxa mínima de atratividade;

n = Vida útil do sistema.

Para o período analisado e para a UC, a análise dos impactos proporcionados pela geração FV sobre as despesas com energia elétrica da UC leva em consideração que a geração FV é totalmente utilizada para autoconsumo da UC. Nas simulações realizadas são adotadas para o sistema solar FV, as premissas conforme indicadas no Quadro 5.

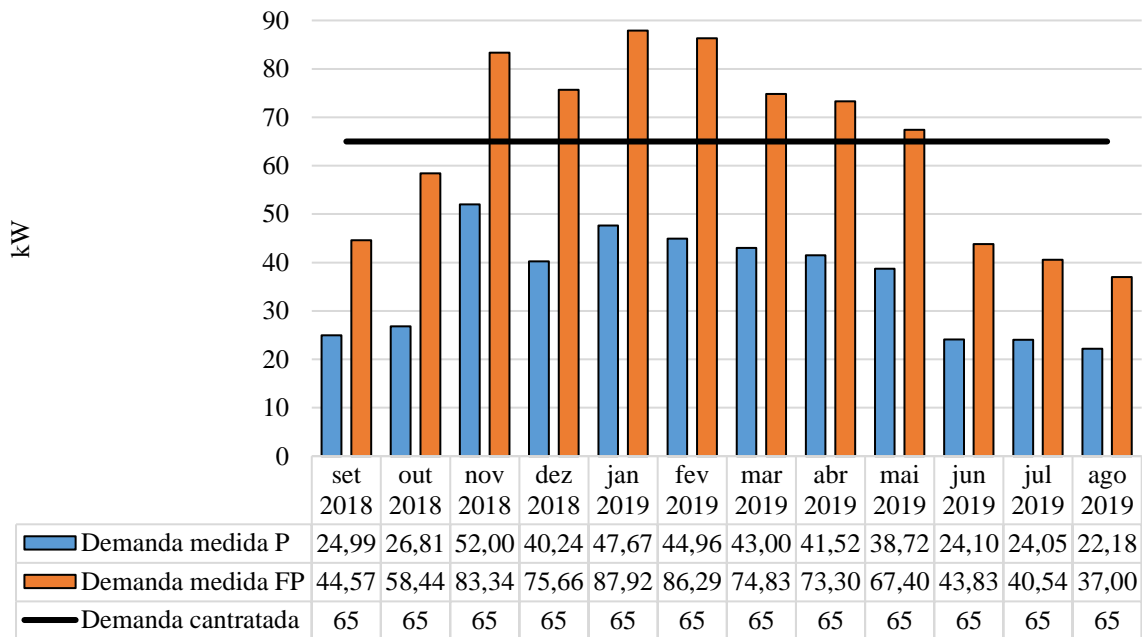
Quadro 5 – Premissas para cálculos de atratividade financeira do sistema FV

TMA	variável de 0% a 11,5% a.a. (passos de 0,5%)
Preço total dos sistemas FV	R\$ 132.019,20 (GREENER,2019),
Vida útil dos sistemas FV	25 anos
Vida útil dos inversores	10 anos
Custos de operação e manutenção (O&M)	1% do custo inicial do sistema por ano
Depreciação dos sistemas FV	0,5% a.a.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para o período analisado, a Figura 23 apresenta a evolução mensal da demanda medida tanto no horário P como no horário FP e a demanda contratada pela UC.

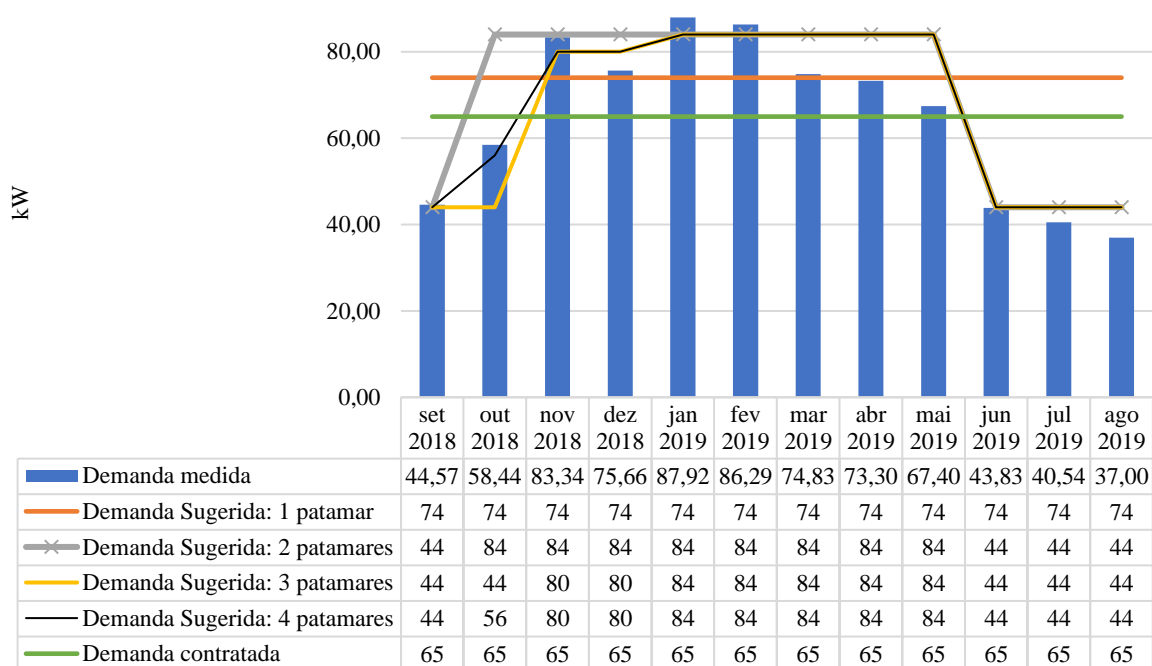
Figura 23 - Evolução mensal da demanda medida P e FP e demanda contratada



Em todos os meses analisados a demanda medida é maior no horário FP, variando de 37,00 kW (agosto) à 87,92 kW (janeiro). A demanda foi contratada em patamar único e seu valor foi de 65 kW. No período analisado, observa-se que a demanda contratada foi maior que a demanda medida nos meses de junho, julho, agosto, setembro e outubro e a demanda contratada foi menor que a demanda medida nos demais meses.

A Figura 24 apresenta para o período analisado, a demanda medida no horário FP, a demanda contratada pela UC e as demandas sugeridas para contratação (de 1 a 4 patamares de contratação) que proporcionariam à UC menor despesa anual com demanda.

Figura 24 - Demanda medida, demanda contratada pela UC e contratação de demanda sugerida (1 a 4 patamares) – FP

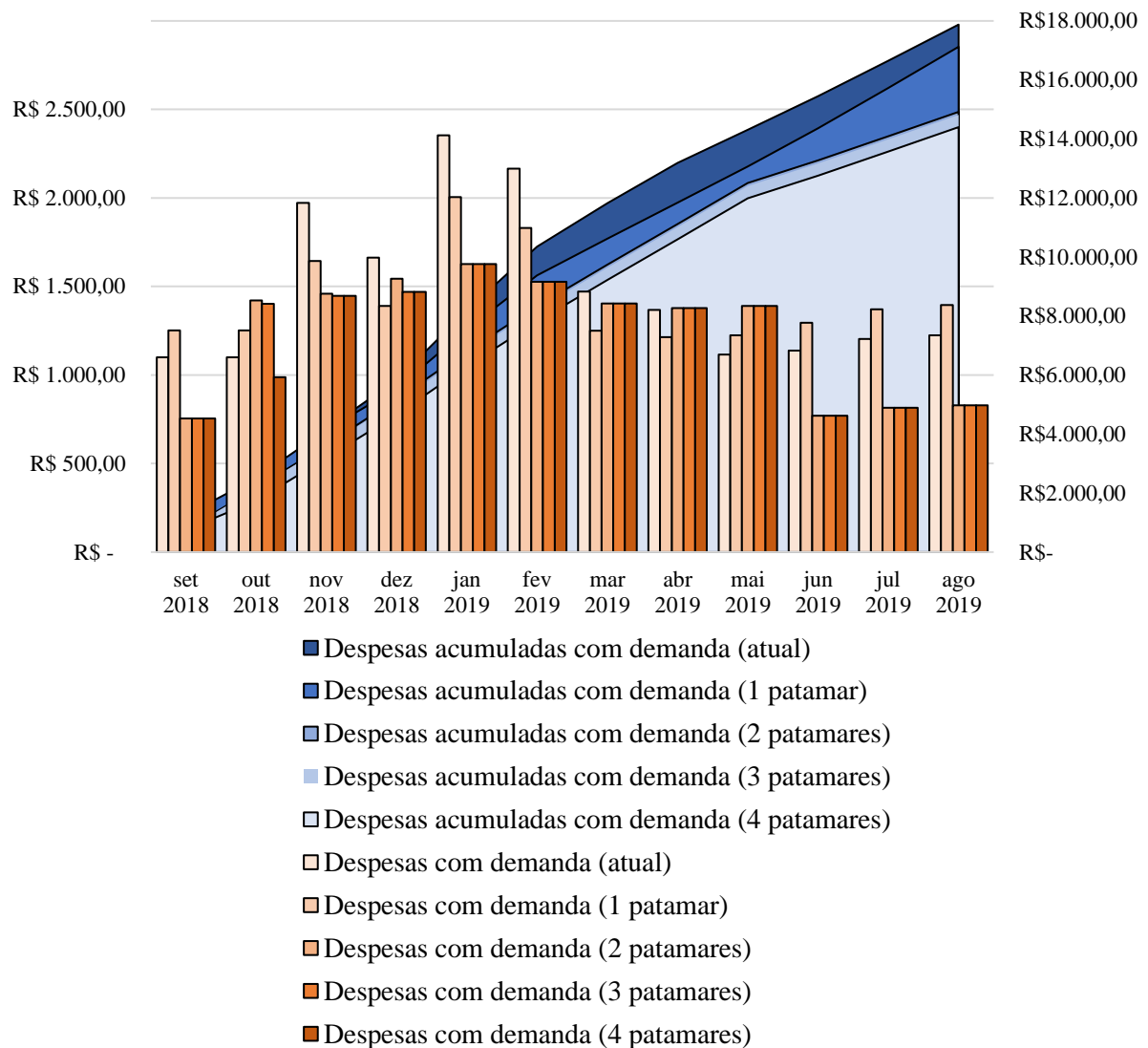


Os resultados sugerem a contratação da demanda em:

- 74 kW (1 patamar);
- 44 kW de junho a setembro e 84 kW de outubro a maio (2 patamares);
- 44 kW (junho a setembro), 80 kW (novembro a dezembro) e 84 kW (janeiro e maio) (3 patamares);
- 44 kW (junho a setembro), 56 kW (outubro), 80 kW (novembro a dezembro) e 84 kW (janeiro e maio) (4 patamares).

A Figura 25 apresenta, para o período analisado e para a modalidade tarifa horária verde, a evolução mensal das despesas com demanda tanto para a demanda contratada (com impostos) como para as contratações de demanda sugeridas (com impostos) para vários patamares de contratação. Adicionalmente apresenta as despesas acumuladas com demanda.

Figura 25 – Evolução mensal das despesas com a demanda (atual e com as sugestões de contratação da demanda)

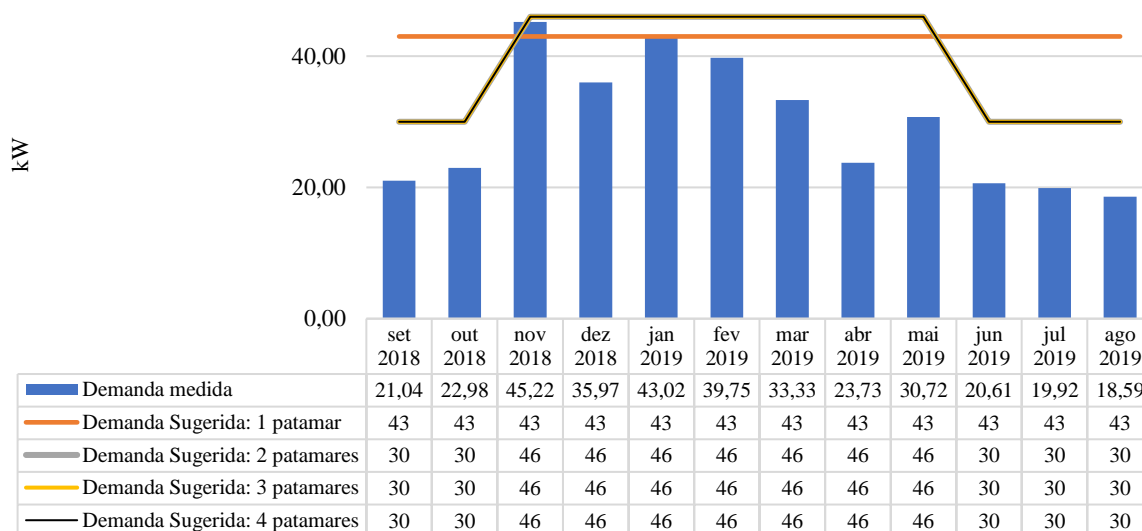


Observa-se que a contratação atual da demanda (65 kW, tarifa horária verde) proporcionou à UC despesa anual com demanda de R\$ 17.876,07. Se a demanda fosse contratada em um patamar (74 kW) proporcionaria à UC despesa anual com demanda de R\$ 17.124,78 (4,2% de economia em comparação a contratação de 65 kW), A contratação da demanda em 2(dois) patamares proporcionaria à UC despesas anuais com demanda de R\$ 14.918,63 (16,5% de economia em comparação a contratação de 65 kW), a contratação da demanda em 3 (três) patamares proporcionaria à UC despesa anual com demanda de R\$ 14.815,39 (17,1% de economia em comparação a contratação de 65 kW). Finalmente a contratação da demanda em 4 patamares proporcionaria à UC despesa anual com demanda de R\$ 14.401,33 (19,44% de economia em comparação a contratação de 65 kW).

A contratação da demanda a partir de 2(dois) patamares proporcionaria à UC menores despesas anuais com demanda. A diferença encontrada entre a contratação em 2(dois) patamares e 4(quatro) patamares seria de R\$ 517,30 por ano (aproximadamente 3% de sua despesa atual anual com demanda). Devido ao fato de que a concessionária pode cobrar do consumidor por aumento de demanda (reforço de rede), a contratação da demanda em 2(dois) patamares se apresentaria como uma opção adequada para a UC.

A Figura 26 apresenta, para o período analisado e para o horário P, a evolução mensal da demanda medida e das demandas sugeridas para contratação.

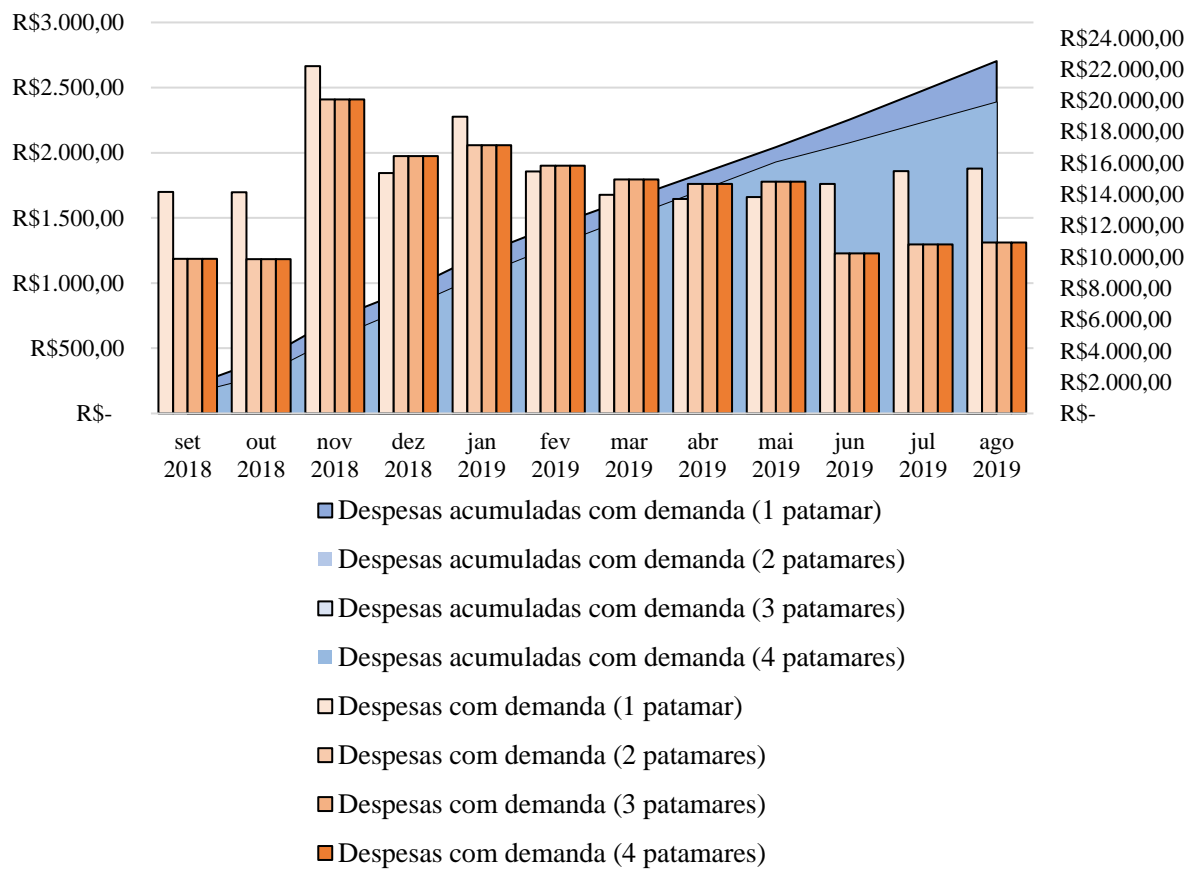
Figura 26 - Evolução mensal da demanda medida (P) e das demandas sugeridas para contratação



Observa-se que a UC apresenta perfil de demanda no horário P semelhante ao perfil de demanda do horário FP, porém em menor magnitude. Os resultados mostram contratação da demanda em 43 kW (1 patamar). Tanto para 2(dois), 3(três) e 4(quatro) patamares são sugeridos a contratação de 30 kW (junho a outubro) e 46 kW (novembro a maio).

A Figura 27 apresenta, para o período analisado e para a modalidade tarifa horária azul, a evolução mensal das despesas com demanda em horário P tanto para a demanda contratada (com impostos) como para as contratações de demanda sugeridas (com impostos) para vários patamares de contratação. Adicionalmente apresenta as despesas acumuladas com demanda.

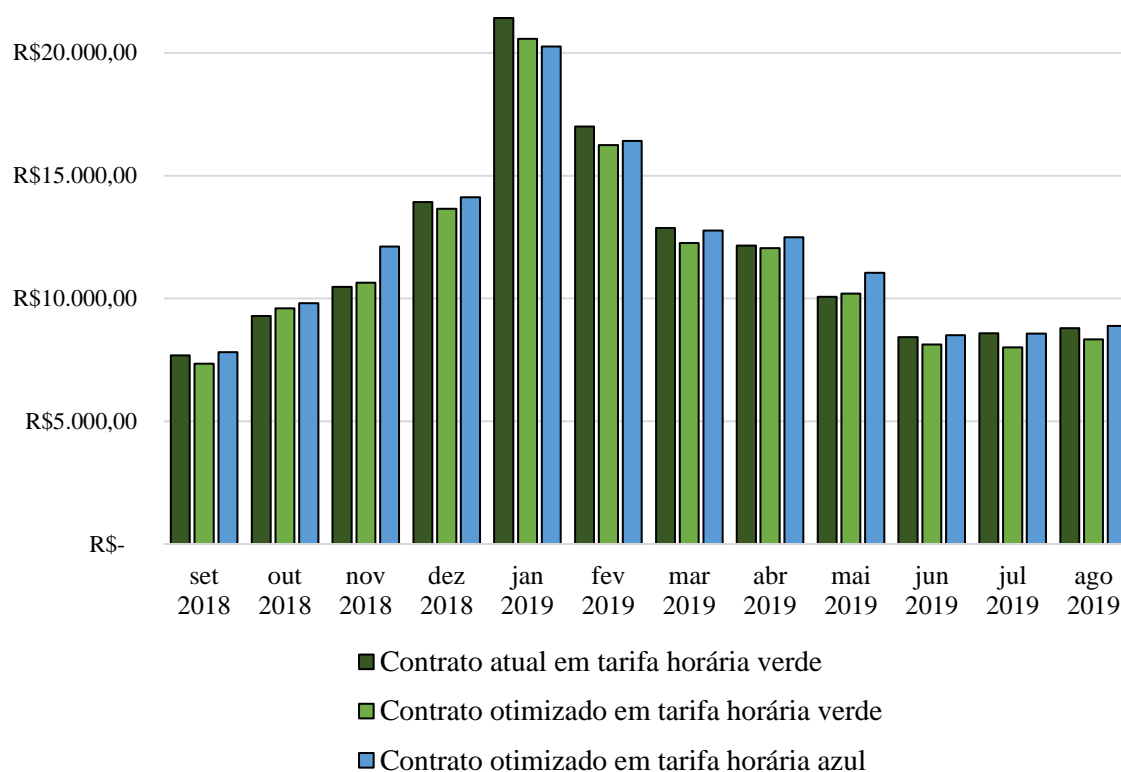
Figura 27 - Evolução mensal das despesas com a demanda análise em horário P (atual e com as sugestões de contratação)



Observa-se que a contratação otimizada para demanda em horário P, em um patamar (43 kW), proporcionaria à UC despesas anuais com demanda de R\$ 22.529,30. A contratação da demanda em 2(dois), 3(três) e 4(quatro) patamares proporcionaria à UC despesas anuais com demanda de R\$ 19.885,67 (12% de economia em comparação a contratação de 43 kW). Devido ao fato de que a concessionária pode cobrar do consumidor por aumento de demanda (reforço de rede), a contratação da demanda em 2(dois) patamares se apresentaria como a opção mais adequada para a UC.

A Figura 28 apresenta a evolução mensal dos valores faturados com energia elétrica para o contrato atual (tarifa horária verde), e os valores que seriam faturados para a modalidade tarifa horária verde com contratação otimizada da demanda em 2 patamares e para a modalidade tarifa horária azul com contratação otimizada da demanda em 2 patamares (demanda P e FP).

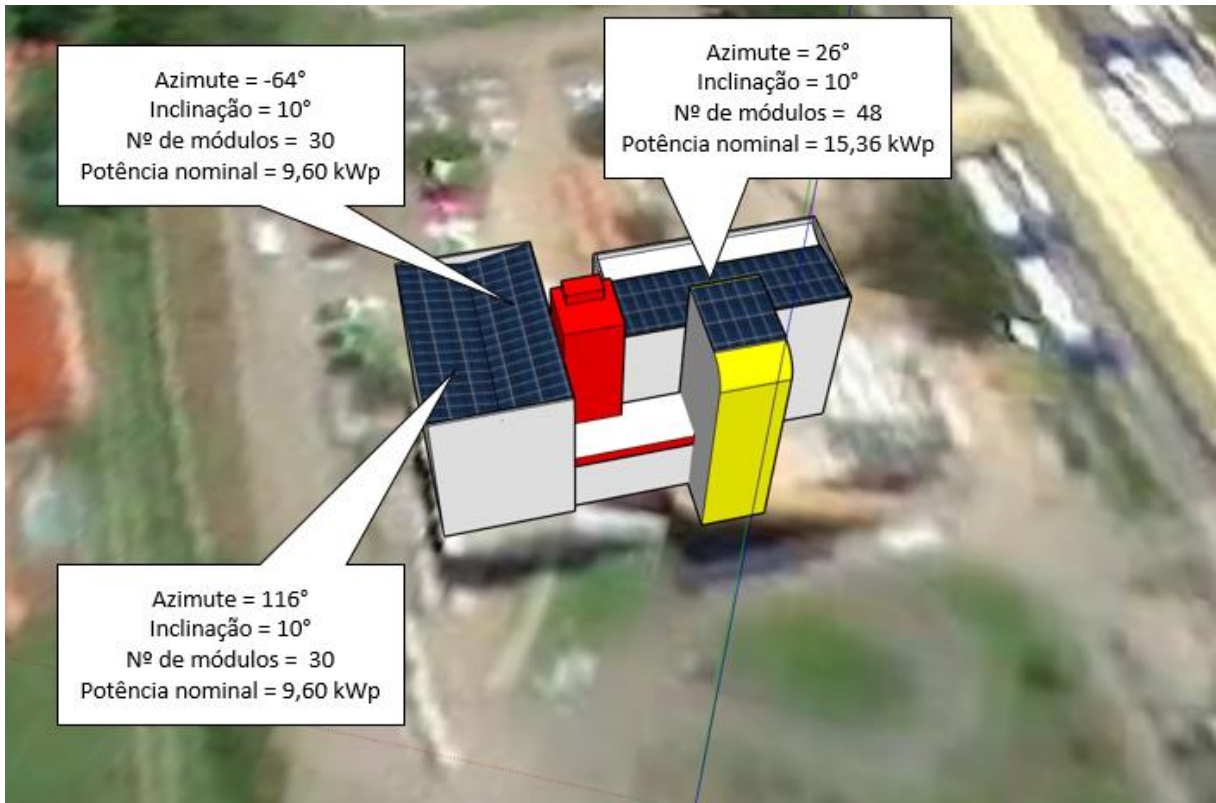
Figura 28 - Evolução mensal dos valores faturados de energia elétrica



No período analisado a UC apresentou despesa anual com energia elétrica de R\$ 140.671,04. Mediante a aplicação de medidas administrativas na contratação da energia elétrica (contratação da demanda em 2(dois) patamares), as despesas anuais com energia elétrica em tarifa horária verde seria de R\$ 137.021,54 e em tarifa horária azul seria de R\$ 142.784,77. No período analisado, a redução anual da despesa com energia elétrica seria de R\$ 3.649,50 (3% do valor total faturado para a UC) para a modalidade de contratação tarifa horaria verde com contratação de demanda em 2(dois) patamares. A modalidade tarifa horária azul não se mostrou adequada para contratação da energia elétrica da UC.

A agregação da energia solar FV à UC levou em consideração as características da edificação e a fração máxima de incidência do recurso solar. A Figura 29 apresenta a maquete eletrônica da integração arquitetônica dos módulos FV à edificação.

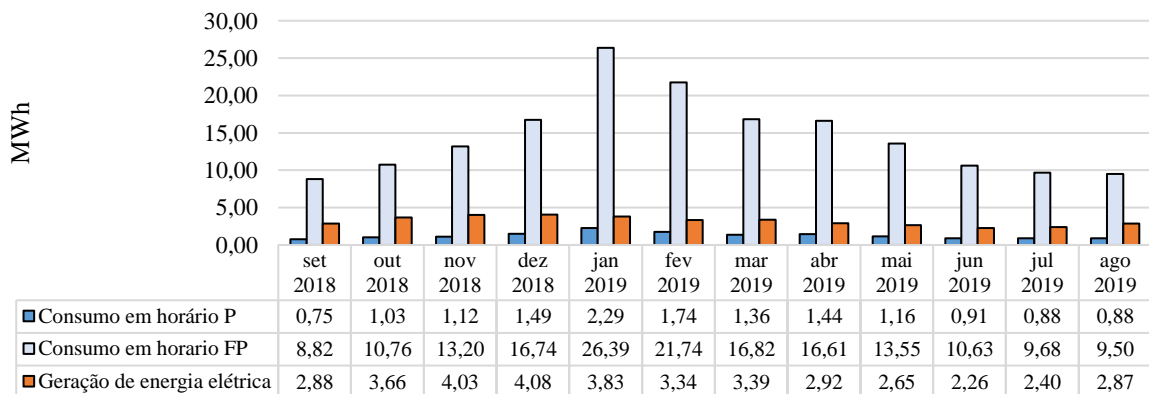
Figura 29 - Maquete eletrônica da integração arquitetônica da geração FV à edificação



As simulações via *PVSyst* mostraram desempenho global dos sistemas FV (*PR*) de 73,76% e energia total anual gerada de 38,31MWh. Foram utilizados inversores descentralizados. Os inversores possuem uma potência nominal total de 35kW.

A Figura 30 apresenta, para a UC e para o período analisado, a evolução mensal da geração FV integrada à edificação e do consumo em horário P e horário FP.

Figura 30 – Evolução mensal do consumo de energia elétrica (P e FP) e da geração FV



No período analisado, a UC apresentou consumo total de energia elétrica FP de 174,43 MWh (92,5% do consumo total da UC) e consumo total de energia elétrica P de 15,06 MWh.

A energia FV gerada de 38,3 MWh corresponde a aproximadamente 22% da energia elétrica consumida no horário FP.

Para o período analisado e para a UC, a análise dos impactos proporcionados pela geração FV sobre as despesas com energia elétrica da UC levou em consideração que a geração FV foi totalmente utilizada para autoconsumo da UC.

Os resultados mostram que a integração da microgeração solar FV à edificação proporcionaria, no período analisado, redução anual de despesas com energia elétrica de aproximadamente R\$ 21.400,00.

A Tabela 1 apresenta os valores de VPL, TIR, *payback* descontado e LCOE para diferentes taxas mínimas de atratividade.

Tabela 1 - Indicadores de viabilidade financeira.

TMA a.a.	VPL (R\$)	TIR	<i>Payback</i> (Anos)	LCOE (R\$/kWh)
0%	278.661,24	13,3%	6,24	0,49
0,50%	253.352,54	12,7%	6,36	0,50
1%	230.298,42	12,1%	6,48	0,50
1,50%	209.268,71	11,6%	6,61	0,51
2%	190.059,05	11,0%	6,74	0,52
2,50%	172.487,81	10,5%	6,88	0,53
3%	156.393,38	10,0%	7,03	0,54
3,50%	141.631,80	9,4%	7,18	0,54
4%	128.074,64	8,9%	7,35	0,55
4,50%	115.607,26	8,4%	7,52	0,56
5%	104.127,16	7,9%	7,70	0,57
5,50%	93.542,62	7,4%	7,88	0,58
6%	83.771,46	6,9%	10,38	0,59
6,50%	74.739,97	6,4%	10,63	0,60
7%	66.381,94	5,9%	10,90	0,61
7,50%	58.637,86	5,4%	11,20	0,62
8%	51.454,17	4,9%	11,54	0,63
8,50%	44.782,61	4,4%	11,90	0,64
9%	38.579,63	3,9%	12,32	0,65
9,50%	32.805,92	3,4%	12,78	0,66
10%	27.425,93	3,0%	13,32	0,66
10,50%	22.407,49	2,5%	13,93	0,67
11%	17.721,43	2,0%	14,66	0,68
11,50%	13.341,32	1,6%	15,52	0,69

Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se que o projeto é viável para um TMA de até 13,3%. O projeto possui *payback* simples de 6,24 anos. Para TMA de 4,5% (Taxa básica de juros no Brasil, em janeiro de 2020) observa-se *payback* de 7,52 anos, TIR de 8,4 % a.a., VPL de R\$115.607,26 e LCOE de 0,56 R\$/kWh.

A Tabela 2 apresenta para a UC e para o período analisado, as despesas anuais com energia elétrica: na sua modalidade de contratação atual, caso a contratação da energia fosse feita na modalidade tarifa Horária Verde e em 2 patamares de demanda, e a despesa anual com energia elétrica caso a contratação da energia elétrica da UC fosse feita na modalidade Tarifa Horária Verde com a inserção da geração FV.

Tabela 2 - Despesas anuais com energia elétrica da UC.

Despesa anual com energia elétrica com a contratação atual da energia e da demanda	R\$ 140.671,04
Despesa anual com energia elétrica com contratação em tarifa horária verde e contratação da demanda em 2 patamares	R\$ 137.021,54
Despesa anual com energia elétrica com contratação atual em tarifa horária verde e com inserção da microgeração solar FV	R\$ 119.371,04

Fonte: Elaborado pelo autor

Para a UC, a despesa anual com energia elétrica faturada foi de R\$ 140.671,04. A despesa anual com energia elétrica, se fosse realizada a contratação da demanda em 2 patamares seria de R\$ 137.021,54 (economia anual de R\$3.649,50) e a despesa anual com a inserção da microgeração solar FV seria em torno de R\$ 119.371,04 (economia de R\$21.540,00). As duas medidas anteriormente descritas proporcionariam simultaneamente à UC redução de despesas com energia elétrica de no mínimo R\$ 24.149,50 (aproximadamente 18% da despesa total anual com energia elétrica da UC).

5 CONCLUSÃO

Esse trabalho analisou os impactos da contratação da energia elétrica e da inserção de microgeração FV sobre as despesas com energia elétrica da UC UPA SUL, localizada em Florianópolis (48°W, 27°S), Santa Catarina. A proposta de integração solar FV à UC UPA SUL não levou em consideração questões estruturais relacionadas à carga máxima admissível sobre as coberturas, ou a adequação das instalações elétricas existentes para receber os geradores FV propostos.

Foram realizadas análises das faturas de energia elétrica da UC UPA SUL no período compreendido entre o mês de setembro de 2018 a agosto de 2019. Observou-se que a UC possui contrato com a Celesc em Posto Horário Verde, com demanda contratada de 65 kW. Sua despesa total anual com energia elétrica foi de R\$ 140.671,04.

Para o período analisado, foi avaliada a contratação da demanda e da energia elétrica da UC tanto para modalidade de contratação Horária Verde como na modalidade de contratação Horária Azul. Para a modalidade Horária Verde com contratação em 2 patamares a despesa anual com energia elétrica seria de R\$ 137.021,54 e para a modalidade Horária Azul com contratação em 2 patamares seria de R\$ 142.784,77. Os resultados mostraram que a contratação da energia elétrica na modalidade Horária Verde é a mais adequada para esta UC. Embora neste caso, as economias proporcionadas pela contratação otimizada da demanda sejam pequenas, deve-se estar muito atento à contratação da demanda para UCs alimentadas em média tensão, pois sua contratação adequada, dependendo de seu perfil de demanda, pode proporcionar economias elevadas para a UC.

A inserção de microgeração fotovoltaica de 34,5 kWp integrada à edificação apresentaria geração fotovoltaica de 38,31 MWh e PR de 73,76%. Os resultados mostraram que a inserção da microgeração solar fotovoltaica integrada à edificação proporcionaria à UC uma economia anual de aproximadamente R\$ 21.400,00.

O estudo da atratividade financeira do sistema fotovoltaico mostrou que, para uma taxa mínima de atratividade de 4,5% a.a., taxa interna de retorno (TIR) foi de 8,4% a.a., o *payback* de 7,52 anos e o retorno financeiro (VPL) de R\$103.148,5. Observou-se ainda que o sistema de microgeração fotovoltaica apresenta atratividade financeira para taxa mínima de atratividade de até 13,3%.

Para UC, a inserção da microgeração fotovoltaica integrada à edificação aliada à contratação adequada da energia proporcionaria redução de despesas com energia elétrica de R\$ 24.149,50 (aproximadamente 18% de sua despesa total anual com energia elétrica).

Nos estudos realizados, não foram levados em consideração sistemas de armazenamento (baterias). Devido à variabilidade da energia fotovoltaica, após sua agregação à edificação, recomenda-se nova análise dos perfis de demanda para redefinir a contratação mais adequada da demanda e da energia elétrica para a UC.

Propostas de trabalhos futuros

- Atualizar os valores das faturas de energia elétrica;
- Realizar análise da possibilidade de migração para o mercado livre de energia elétrica;
- Obter a memória de massa da UC para realizar uma análise mais precisa de injeção de energia elétrica na rede da concessionária;
- Realizar o presente estudo para outras UC da secretaria municipal da saúde

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2010. **Resolução Normativa N° 414**, de 9 de setembro de 2010. Disponível em < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2012. **Resolução Normativa N° 482**, de 17 de abril de 2012. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2015. **Resolução Normativa N° 687**, de 24 de novembro de 2015. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2016. **Nota Técnica n° 0056/2017-SRD/ANEEL**, de 24 de maio de 2017.
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2016. **Resolução Homologatória N° 2.120**, de 16 de agosto de 2016.
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2018. **Resolução Homologatória N° 2.436**, de 13 de agosto de 2018.
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2019. **Resolução Homologatória N° 2.593**, de 20 de agosto de 2019.
- Alotaibi D. M., Akrami M., Javadi A. A. 2019, **Smart energy solution for an optimized sustainable hospital in the green city of NEOM**, Sustainable Energy Technologies and Assessments, Vol. 35, pp 32-40.
- APENA - **Software de otimização de contratação de energia elétrica**. Modelo 1.0, 2017.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16274: **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho**. Rio de Janeiro, p. 52. 2014.
- Bloomberg New Energy Finance (BNEF), 2019, **New Energy Outlook 2019**
- Carlo, J., Lamberts, R., 2008. **Development of envelope efficiency labels for commercial buildings: effect of different variables on electricity consumption**, Energy and Buildings, vol. 40, pp. 2002-2008.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2019. **Balanco Energético Nacional 2018**.
- FIESC, 2018, **Competitividade das Tarifas de Energia Elétrica no Mercado Regulado para a Indústria Catarinense**, Florianópolis-SC
- Fraunhofer ISE, 2019, **Photovoltaics Report**, Alemanha
- Goldemberg, J., Coelho, S. T., Gol, O. L., 2004. **How adequate policies can push renewables**, Energy Policy, vol. 32, pp. 1141-1146.

IEA, 2019, **World Energy Outlook 2019**, IEA, Paris, disponível em <https://www.iea.org/weo2019/>

IEA, 2019, **World Energy Prices 2019**, IEA, Paris, disponível em <https://www.iea.org/wep2019/>

International Energy Agency (IEA), 2018, 20 **Renewable Energy Policy Recommendation, Paris**

IRENA ,2018, **Renewable Power Generation Costs in 2017**, International Renewable Energy Agency, Dubai

PEREIRA, E.B., MARTINS, F.R., GONÇALVES, A.R., COSTA, R.S., LIMA, F.J.L., RÜTHER, R., ABREU, S.L., TIEPOLO, G.M., PEREIRA, S.V., SOUZA, J.G. 2017. **2ª Edição Atlas Brasileiro de Energia Solar**, INPE, São José dos Campos, Brazil. ISBN: 978-85-17-00089-8.

Pinto, G. X. de A., Napolini H. F., Rütther R., **Impactos da agregação da Energia Solar Fotovoltaica Sobre as Despesas com Energia Elétrica**, Editora Appris, 2020, Curitiba, ISBN 978-85-473-3112-2

PVSyst - **Software de dimensionamento fotovoltaico**. Modelo 6.84, 2015. Disponível em: <www.pvsyst.com>

Rosa, L.P., Lomardo, L. L. B., 2004. **The Brazilian energy crisis and a study to support building efficiency legislation**, *Energy and Buildings*, vol.36, pp. 89-95.

ANEXO A – Relatório da simulação PVSyst

PVSYSY V6.85		18/12/19	Page 1/6
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project : New Project			
Geographical Site	São José	Country	Brazil
Situation	Latitude -27.61° S	Longitude	-48.63° W
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	Altitude	21 m
Meteo data:	São José	Meteonorm 7.2 (2008-2014), Sat=100% - Synthetic	
Simulation variant : Florianopolis			
	Simulation date	18/12/19 14h10	
Simulation parameters	System type	Building system	
3 orientations	tilts/azimuths	10°/26°, 10°/-64°, 10°/116°	
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	Linear shadings		
User's needs :	Unlimited load (grid)		
PV Arrays Characteristics (3 kinds of array defined)			
PV module	Si-poly	Model	JAP6-72-320/3BB
Original PVSyst database	Manufacturer	JA Solar	
Sub-array "Sub-array #1"	Orientation	#1	Tilt/Azimuth 10°/26°
Number of PV modules	In series	16 modules	In parallel 3 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	48	Unit Nom. Power 320 Wp
Array global power	Nominal (STC)	15.36 kWp	At operating cond. 13.13 kWp (60°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	511 V	I mpp 26 A
Sub-array "Sub-array #2"	Orientation	#2	Tilt/Azimuth 10°/-64°
Number of PV modules	In series	10 modules	In parallel 3 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	30	Unit Nom. Power 320 Wp
Array global power	Nominal (STC)	9.60 kWp	At operating cond. 8.20 kWp (60°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	319 V	I mpp 26 A
Sub-array "Sub-array #3"	Orientation	#3	Tilt/Azimuth 10°/116°
Number of PV modules	In series	10 modules	In parallel 3 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	30	Unit Nom. Power 320 Wp
Array global power	Nominal (STC)	9.60 kWp	At operating cond. 8.20 kWp (60°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	319 V	I mpp 26 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	35 kWp
	Module area	209 m²	
	Total	108 modules	
	Cell area	189 m²	
Sub-array "Sub-array #1" : Inverter			
	Model	CSI-15KTL-GI-LFL	
Original PVSyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Characteristics	Operating Voltage	200-800 V	Unit Nom. Power 15.0 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	2 * MPPT 50 %	Total Power 15.0 kWac
			Pnom ratio 1.02
Sub-array "Sub-array #2" : Inverter			
	Model	CSI-10KTL1P-GI-FL	
Original PVSyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Characteristics	Operating Voltage	100-500 V	Unit Nom. Power 10.00 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	3 * MPPT 33 %	Total Power 10.0 kWac
			Pnom ratio 0.96

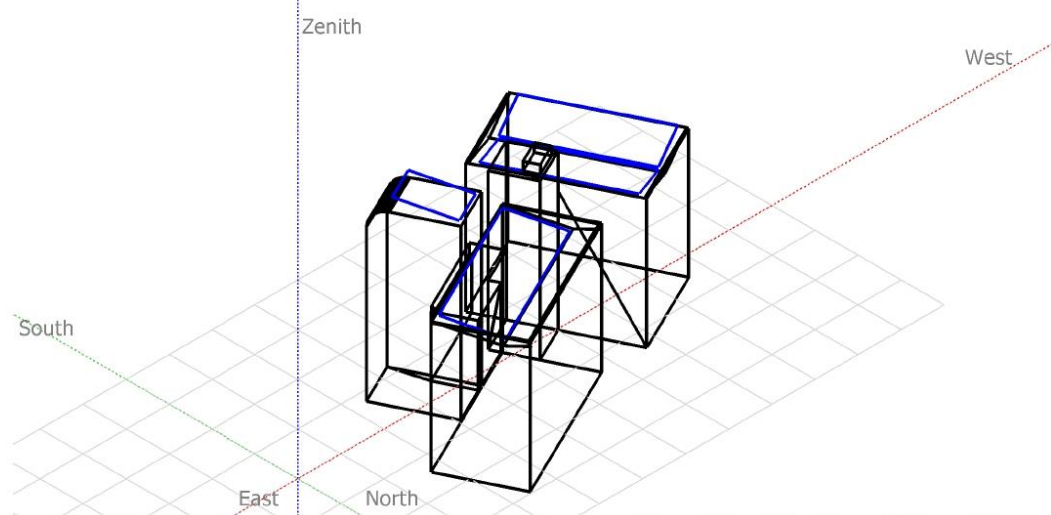
PVSYST V6.85		18/12/19	Page 2/6
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Sub-array "Sub-array #3" : Inverter	Model	CSI-10KTL1P-GI-FL	
Original PVsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Characteristics	Operating Voltage	100-500 V	Unit Nom. Power 10.00 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	3 * MPPT 33 %	Total Power 10.0 kWac
			Pnom ratio 0.96
Total	Nb. of inverters	3	Total Power 35 kWac
PV Array loss factors			
Array Soiling Losses		Loss Fraction	3.0 %
Thermal Loss factor	Uc (const) 20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1 354 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Array#2 221 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Array#3 221 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Global	Loss Fraction	1.5 % at STC
LID - Light Induced Degradation		Loss Fraction	3.0 %
Module Quality Loss		Loss Fraction	0.0 %
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	2.0 % at MPP
Strings Mismatch loss		Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05

Grid-Connected System: Near shading definition

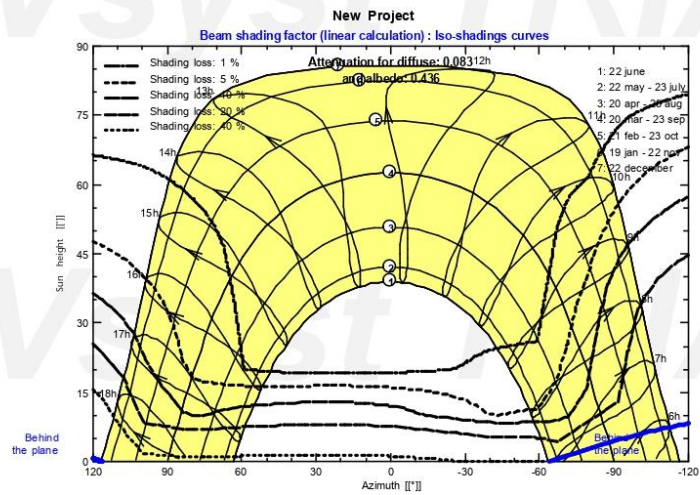
Project : New Project
Simulation variant : Florianopolis

Main system parameters	System type	Building system
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	3 orientations	Tilt/Azimuth = 10°/26°, 10°/-64°, 10°/116°
PV modules	Model	JAP6-72-320/3BB Pnom 320 Wp
PV Array	Nb. of modules	108 Pnom total 34.6 kWp
Inverter	Model	CSI-15KTL-GI-LFL Pnom 15.00 kW ac
Inverter	Model	CSI-10KTL1P-GI-FL Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0 Pnom total 35.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram



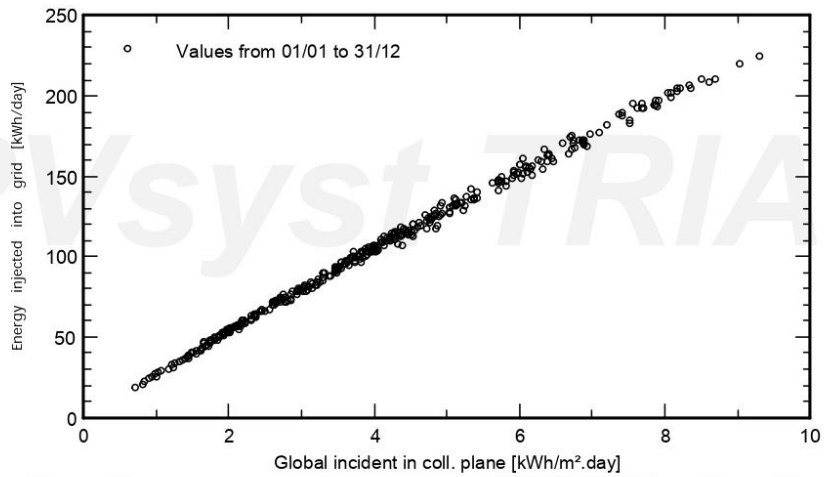
PVSYST V6.85		18/12/19	Page 4/6					
Grid-Connected System: Main results								
Project :	New Project							
Simulation variant :	Florianopolis							
Main system parameters	System type	Building system						
Near Shadings	Linear shadings							
PV Field Orientation	3 orientations	Tilt/Azimuth = 10°/26°, 10°/-64°, 10°/116°						
PV modules	Model	JAP6-72-320/3BB	Pnom 320 Wp					
PV Array	Nb. of modules	108	Pnom total 34.6 kWp					
Inverter	Model	CSI-15KTL-GI-LFL	Pnom 15.00 kW ac					
Inverter	Model	CSI-10KTL1P-GI-FL	Pnom 10.00 kW ac					
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total 35.0 kW ac					
User's needs	Unlimited load (grid)							
Main simulation results	System Production	Produced Energy	38.31 MWh/year					
		Performance Ratio PR	73.76 %					
		Specific prod.	1108 kWh/kWp/year					
Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 34.6 kWp								
<p>Normalized Energy (kWh/kWp/day)</p> <p>Legend: Lc: Collection Loss (PV-array losses) 0.99 kWh/kWp/day Ls: System Loss (inverter, ...) 0.09 kWh/kWp/day Yf: Produced useful energy (inverter output) 3.04 kWh/kWp/day</p>		<p>Performance Ratio PR</p> <p>Legend: PR: Performance Ratio (Yf / Yr) : 0.738</p>						
Florianopolis Balances and main results								
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	156.6	84.10	25.27	154.9	136.9	3.946	3.828	0.715
February	133.0	76.00	24.79	133.0	118.6	3.440	3.337	0.726
March	133.2	72.20	24.35	134.7	119.6	3.493	3.388	0.728
April	110.5	50.90	21.41	114.1	101.4	3.015	2.923	0.741
May	96.8	44.60	18.26	102.0	89.7	2.736	2.652	0.752
June	81.0	41.50	16.50	85.6	75.2	2.330	2.256	0.763
July	86.3	39.60	15.28	90.9	80.2	2.477	2.399	0.764
August	104.8	55.00	16.72	109.0	96.3	2.962	2.873	0.763
September	108.4	62.80	18.07	110.2	97.6	2.966	2.875	0.755
October	143.8	78.20	21.05	144.0	128.0	3.773	3.661	0.736
November	162.6	88.10	22.44	160.7	142.2	4.152	4.032	0.726
December	165.6	95.80	24.50	163.6	145.0	4.207	4.082	0.722
Year	1482.6	788.80	20.70	1502.7	1330.3	39.496	38.307	0.738
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation		GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings			
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation		EArray	Effective energy at the output of the array			
	T_Amb	T amb.		E_Grid	Energy injected into grid			
	GlobInc	Global incident in coll. plane		PR	Performance Ratio			

Grid-Connected System: Special graphs

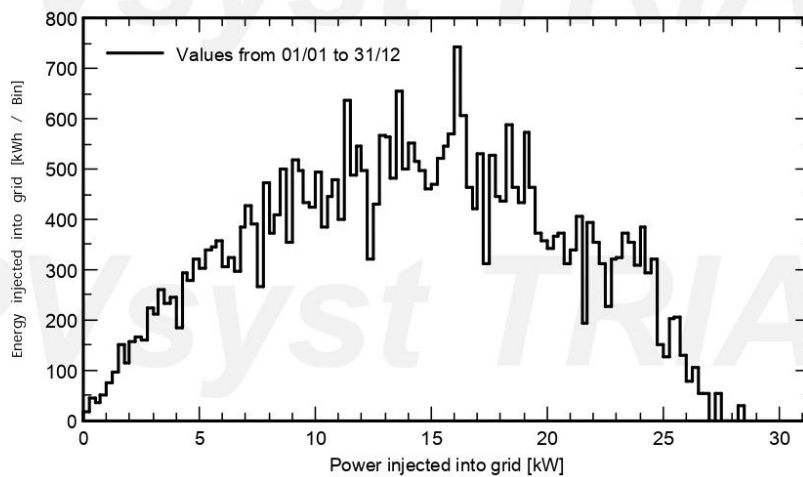
Project : New Project
Simulation variant : Florianopolis

Main system parameters	System type	Building system
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	3 orientations	Tilt/Azimuth = 10°/26°, 10°/-64°, 10°/116°
PV modules	Model	JAP6-72-320/3BB Pnom 320 Wp
PV Array	Nb. of modules	108 Pnom total 34.6 kWp
Inverter	Model	CSI-15KTL-GI-LFL Pnom 15.00 kW ac
Inverter	Model	CSI-10KTL1P-GI-FL Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0 Pnom total 35.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



Grid-Connected System: Loss diagram

Project : New Project
Simulation variant : Florianopolis

Main system parameters	System type	Building system
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	3 orientations	Tilt/Azimuth = 10°/26°, 10°/-64°, 10°/116°
PV modules	Model	JAP6-72-320/3BB Pnom 320 Wp
PV Array	Nb. of modules	108 Pnom total 34.6 kWp
Inverter	Model	CSI-15KTL-GI-LFL Pnom 15.00 kW ac
Inverter	Model	CSI-10KTL1P-GI-FL Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0 Pnom total 35.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Loss diagram over the whole year

