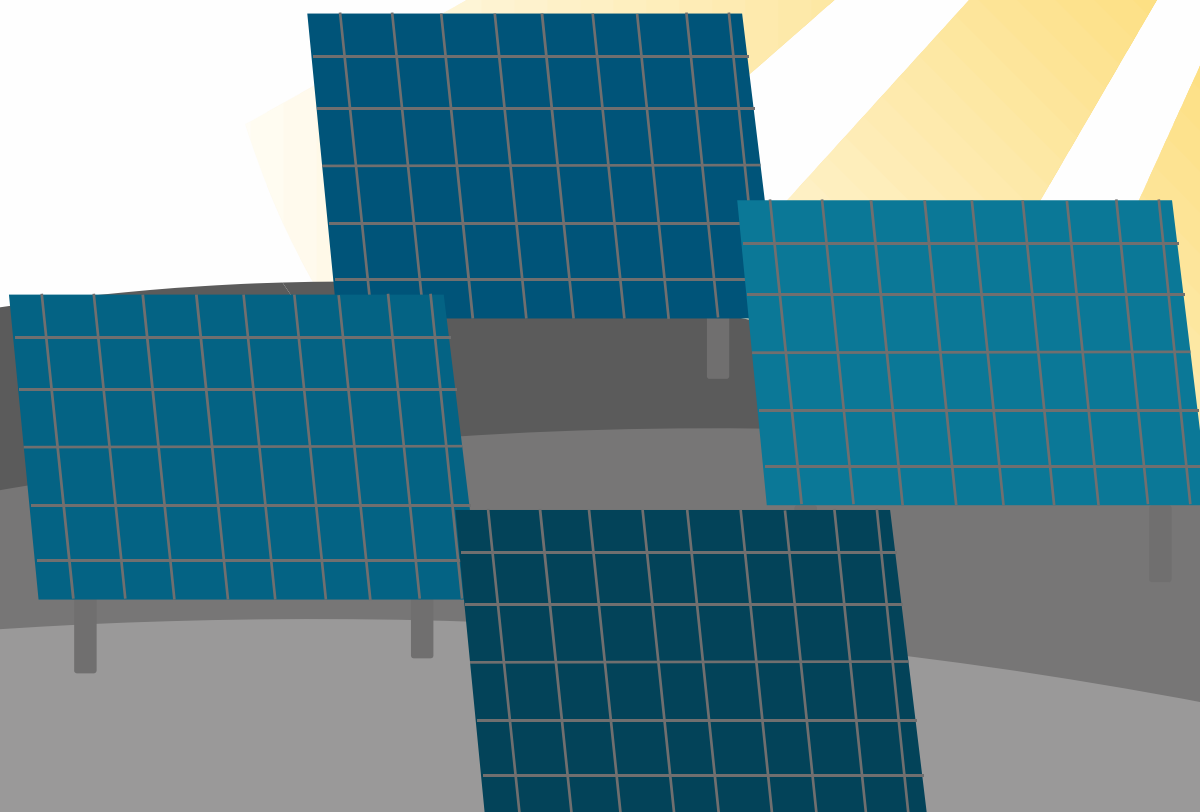


Universidade Federal de Viçosa - UFV
Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas - CCE
Departamento de Engenharia Elétrica - DEL



Estudo de caso de um projeto de microgeração fotovoltaica residencial de 8,5 kWp na cidade do Rio de Janeiro

ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ALUNO: Elinaldo João da Silva

ORIENTADOR: Prof. Me. William Caires Silva Amorim

Viçosa, 22 de Agosto de 2022.

Elinaldo João da Silva

Estudo de caso de um projeto de microgeração fotovoltaica residencial de 8,5 kWp na cidade do Rio de Janeiro.

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Viçosa para a obtenção dos créditos referentes à disciplina ELT 554 do curso de Especialização em Sistemas Fotovoltaicos Isolados e Conectados à Rede Elétrica.

Orientador: Prof. Me. William Caires Silva Amorim

Viçosa, 22 de Agosto de 2022.

ATA DE APROVAÇÃO

Aluno: ELINALDO JOÃO DA SILVA

Estudo de caso de um projeto de microgeração fotovoltaica
residencial de 8,5 kWp na cidade do Rio de Janeiro

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Viçosa para a obtenção dos créditos referentes à disciplina ELT 554 do curso de Especialização em Sistemas Fotovoltaicos Isolados e Conectados à Rede Elétrica.

Aprovada em 22 de Agosto de 2022.

Presidente e Orientador: Prof. Me. William Caires Silva Amorim

Instituto Federal de Minas Gerais - Campus Itabirito

Membro Titular: Prof. Me. João Marcus Soares Callegari

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Eng. Diuary Gonçalves

Universidade Federal de Viçosa

DEDICATÓRIA

O homem que não se decide a cultivar o hábito de pensar, perde o maior prazer da vida – Thomas Edison

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Universidade Federal de Viçosa e ao corpo docente e discente do GESEP, a quem fico lisonjeado por ter feito parte.

Agradeço, em especial, ao meu orientador Prof. Me. William Caires Silva Amorim, por compartilhar sua sabedoria, o seu tempo e sua experiência.

Minha eterna gratidão as pessoas que me apoiam a continuar cultivando o hábito de pensar.

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo de caso de um projeto de microgeração fotovoltaica residencial de 8,5 kWp na cidade do Rio de Janeiro que permite o compartilhamento de crédito com a empresa da mesma titularidade situada dentro da área de concessão da LIGHT, empresa de energia elétrica do Rio de Janeiro. O projeto levou em consideração o consumo médio dos dois imóveis e uma perda devido ao efeito de sombreamento de 20 por cento. As principais características do projeto são a montagem de 13 placas fotovoltaicas para a microgeração de 8,5kWp. A análise financeira com um investimento inicial de R\$ 36.677,00 resultou em um payback de 2,5 anos, taxa de retorno de 67,8% e um possível lucro de 10 anos de R\$ 143.383,00. O projeto contempla as demandas do investidor e demonstra ser uma opção viável, considerando as taxas atuais de mercado.

Palavras-chave: Resolução Normativa, Sistema Fotovoltaico, Sistema on-grid, Microgeração

Lista de Figuras

Figura 1: Esquema Geral de um sistema on-grid. Fonte: BRASIL SOLAR (2016).....	14
Figura 2: Evidência: Histórico do consumo de energia da residência da cliente.....	15
Figura 3: Histórico do consumo de energia da empresa da cliente.....	15
Figura 4: Equação $ENERGIA = POTÊNCIA \times TEMPO$	15
Figura 5: Evidência do tipo de grupo /subgrupo e medidor trifásica nos imóveis considerados.....	16
Figura 6: Cálculo da média do consumo anual nos dois imóveis.....	16
Figura 7: Imagem de satélite da UC retirada do google maps.....	17
Figura 8: Disjuntor do medidor de energia.....	18
Figura 9: Local de instalação do inversor.....	18
Figura 10: Local de instalação dos módulos fotovoltaicos.....	19
Figura 11: Exemplo de como aplicar parâmetros exigidos na regulamentação no estudo de sombreamento.....	20
Figura 12: Posições de sombra na cidade do Rio de Janeiro nos solstícios de verão e inverno e nos equinócios.....	22
Figura 13: Ângulos dos raios solares com o plano horizontal nas diferentes épocas do ano no Rio de Janeiro.....	23
Figura 14: Análise do sombreamento no imóvel de instalação da UV em diferentes épocas do ano.....	24
Figura 15: Diagrama de perdas do sistema.....	25
Figura 16: Exemplo de perfis de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP (Andrade, 2014).....	26
Figura 17: Exemplo de gráfico da geração.....	27
Figura 18: Mapa de irradiação solar segundo o aplicativo solaredge.....	28
Figura 19: Horizonte e caminho do Sol pelo diagrama da projeção estereográfica.....	28
Figura 20 : Esquema de aterramento da usina fotovoltaica. A caixa do medidor é indicada na figura como "CM".....	35

Figura 21 :Estrutura de fixação em um telhado de fibrocimento, e detalhe no parafuso que é utilizado na fixação no telhado de madeira (Fonte: https://gf2.ind.br/).....	38
Figura 22- Tipo de Telhado	37
Figura 23: Local da instalação da unidade geradora fotovoltaica, obtida no Google Map com a planta de localização, disposta no projeto elétrico.	43
Figura 24: Simbologia e legenda utilizada em projetos de usinas fotovoltaicas.....	44
Figura 25: Exemplo de Padrão de Entrada com DSV.....	45
Figura 26: Placa de advertência que deve ser instalada na usina FV, próxima à caixa de medição (medidas 20 x 15 cm).....	46
Figura 27: Diagrama unifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica. Simbologia adotada conforme Figura 24.....	47
Figura 28: Diagrama multifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica. Simbologia adotada conforme Figura 24.....	47

Lista de Tabelas

Tabela 1: Dados de irradiação. Fonte: globalsolaratlas.info	29
Tabela 2: Parâmetros do Módulo Fotovoltaico modelo Longi LR5-72HPH-545M	30
Tabela 3: Parâmetros do Inversor Fotovoltaico modelo PHB8500-MS X PHB.....	31
Tabela 4: Dimensionamento dos cabos C.C. do sistema fotovoltaico	34
Tabela 5: Dimensionamento cabo C.A. do sistema fotovoltaico	35
Tabela 6: Dimensionamento dos condutores de aterramento e proteção.....	36
Tabela 7: Dimensionamento dos eletrodutos.....	36
Tabela 8: Dimensionamento de mini disjuntores	37
Tabela 9: Percentual de redução de consumo e custos	39
Tabela 10 : Análise de Despesas: Manutenção, Limpeza.....	39
Tabela 11: Taxas Variáveis financeiras do projeto.....	40
Tabela 12: Fluxo de caixa tirada do aplicativo Estimate.	41
Tabela 13: Análise da viabilidade tirada do aplicativo Estimate.	41

Lista de Abreviação

TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno
UV	Usina Fotovoltaica
HSP	Horas de Sol Pleno
UFV	Usina Fotovoltaico

Lista de Símbolos

FC_0	Fluxo de caixa do período zero
FC_n	Fluxo de caixa no período n
W_{modulo}	Produção de energia do módulo
$\eta_{\text{módulo}}$	Eficiência do módulo fotovoltaico
C	Consumo de Energia
N	Número de módulos
P_{inversor}	Potência CC máxima do inversor
P_{arranjo}	Potência da <i>string</i>
V_{inv}	Tensão CC máxima do inversor
I_{inv}	Corrente CC máxima do inversor
V_{oc}	Tensão de circuito aberto dos módulos
$P_{\text{módulo}}$	Potência do módulo
$I_{n_{\text{fusível}}}$	Corrente nominal do fusível
FT	Fator de correção por temperatura
FA	Fator de correção por agrupamento
d	Distância do inversor ao medidor de energia
E	Energia

Sumário

1-	Análise do Local da Instalação	14
1.1	ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA	14
1.2	LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	17
1.3	ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO	20
2-	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	26
2.1	DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	29
2.2	DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES	30
2.3	DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO	32
2.4	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.	33
2.5	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.	34
2.6	ATERRAMENTO	35
2.7	ESTRUTURA DE FIXAÇÃO	37
3-	Análise de Viabilidade Econômica	39
3.1	PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO	39
3.2	ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, CONCESSIONÁRIA, TROCA DE EQUIPAMENTOS	39
3.3	FLUXO DE CAIXA	40
3.4	ANÁLISE DA VIABILIDADE	41
4-	Projeto Elétrico	43
4.1	PLANTA DE LOCALIZAÇÃO	43
4.2	PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR	43
4.3	PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA MULTIFILAR	47

4.4	MEMORIAL DESCRITIVO.....	47
5-	Referências Bibliográficas.....	49

1- Análise do Local da Instalação

Este capítulo tem objetivo de escrever as características do local de instalação da usina fotovoltaica (UV), incluindo as análises do consumo de energia das unidades consumidoras, da área de instalação, assim como os efeitos de sombreamento e outras perdas no sistema de geração. O estudo será realizado para uma cliente que pretende instalar um sistema on-grid em sua residência, com sistema de compartilhamento de crédito com a sua empresa.

Diferentemente dos sistemas off-grid, que necessita da aquisição de baterias para o armazenamento da energia convertida, os sistemas on-grid estão conectados à rede pública de distribuição de energia elétrica, conforme mostra a Figura 1. Assim, a energia poderá, não apenas ser utilizada pelo próprio imóvel, como também ser convertida em créditos que são entregues à concessionário ao consumidor.

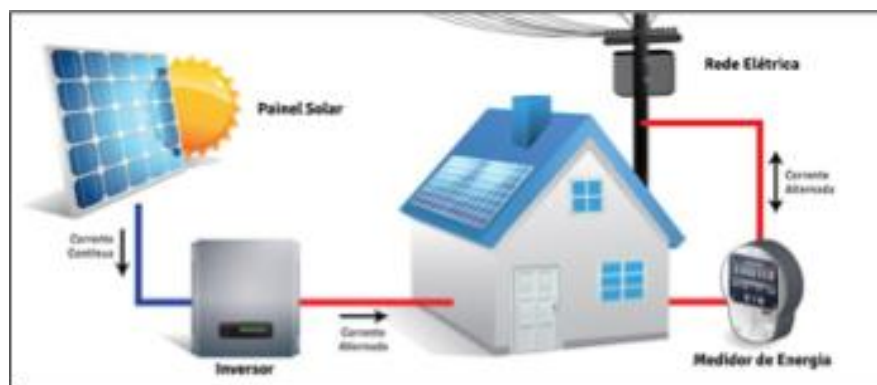


Figura 1: Esquema Geral de um sistema on-grid.

1.1 ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA

Para atender as necessidades da cliente, o projeto será desenvolvido considerando o conceito de autoconsumo remoto. Sua principal característica é ter unidades consumidoras de mesma titularidade, seja Pessoa Jurídica, (matriz e filial), seja Pessoa Física integrada a uma unidade consumidora com micro ou minigeração em local diferente e com a energia excedente sendo compensada, dentro da área de concessão da LIGHT, empresa de energia elétrica do Rio de Janeiro. As Figuras 2 e 3 mostram o histórico do consumo de energia na residência e na empresa, respectivamente.



Figura 2: Evidência: Histórico do consumo de energia da residência da cliente



Figura 3: Histórico do consumo de energia da empresa da cliente

As médias de consumo de luz para a residência e da empresa foram calculadas com base no histórico de consumo dos últimos 12 meses. Para a residência, a média de consumo é de 550 kWh mês e no comercial é de 188 kWh mês, sendo o consumo médio agregado de 738 kWh mês. O maior consumo mensal é na residência, fazendo que a instalação da UV seja nesse local.

Sabendo que a energia é uma unidade de potência multiplicada pelo tempo, podemos observar que na Unidade de Potência temos um valor 711kwh X Tempo de 29 dias. A energia que um determinado aparelho consome é a potência do aparelho multiplicado pelo seu tempo de uso. Mostrada no gráfico da Figura 4.

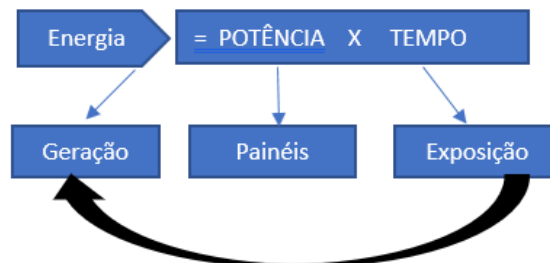


Figura 4: Equação ENERGIA = POTÊNCIA X TEMPO

A resolução normativa Aneel nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021 define os tipos de grupo e subgrupo e, dados as características dos imóveis da cliente, verificamos que eles se enquadram no grupo B, definido como unidades

consumidoras com conexão em tensão menor que 2,3 kV. Já os subgrupos são: a) B1: residencial; b) B2: rural; c) B3: demais classes; e d) B4: Iluminação Pública. Com isso podemos verificar na figura 5, a classe /subclasse das duas contas são grupo: B e B3 e seu medidor trifásico 127/220v com limites máximos 133/231.

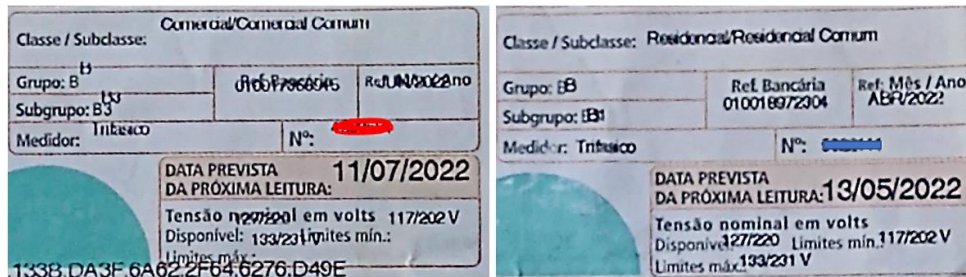


Figura 5: Evidência do tipo de grupo /subgrupo e medidor trifásica nos imóveis considerados.

O dimensionamento da UV que será utilizado é a média 738 kWh/mês (Figura 6) a variável "Energia de Geração" da equação base, porém como é necessário transformar a energia de geração de kWh/mês para kWh/dia, faz-se esta transformação. Assim, $738 \text{ kWh}/30 = 24,6 \text{ kWh/dia}$, valor este que se insere na equação base. O passo seguinte, para o cálculo da variável "Tempo de Exposição", ou seja, o tempo que os painéis fotovoltaicos ficam expostos à radiação solar diariamente. O valor foi estimado utilizando o conceito de HSP que significa horas de sol a pico. Esse conceito se baseia no gráfico de irradiação solar ao longo do dia, conforme será melhor detalhado na seção 2 - Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico.

Residencial		Comercial	
Consumo de energia (kWh)		Consumo de energia (kWh)	
Mês	kWh	Mês	kWh
Janeiro	529	Janeiro	168
Fevereiro	623	Fevereiro	185
Março	689	Março	216
Abril	806	Abril	239
Maio	639	Maio	167
Junho	491	Junho	199
Julho	432	Julho	175
Agosto	442	Agosto	181
Setembro	489	Setembro	190
Outubro	458	Outubro	168
Novembro	476	Novembro	176
Dezembro	524	Dezembro	187
Média (mês)	550	Média (mês)	188
Média (dia)	18,1	Média (dia)	6,2
Consumo anual - kWh	6.598	Consumo anual - kWh	2.251
TOTAL	6.598	TOTAL	2.251

Figura 6: Cálculo da média do consumo anual nos dois imóveis.

1.2 LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

O local escolhido para a instalação do sistema FV on-grid é a residência da cliente situada na Rua Santa Lúcia no.250, no bairro de Laranjeiras na cidade do Rio de Janeiro. Sua localização é aproximadamente 66 metros de altura em relação ao nível do mar. A Figura 7 mostra a imagem aérea do local de implantação do sistema Solar, obtida através do Google maps. As Figuras 8 a 10 mostram os medidores de energia, bem como os espaços para a localização de módulos de instalação (inversor e módulos fotovoltaicos) em maiores detalhes.

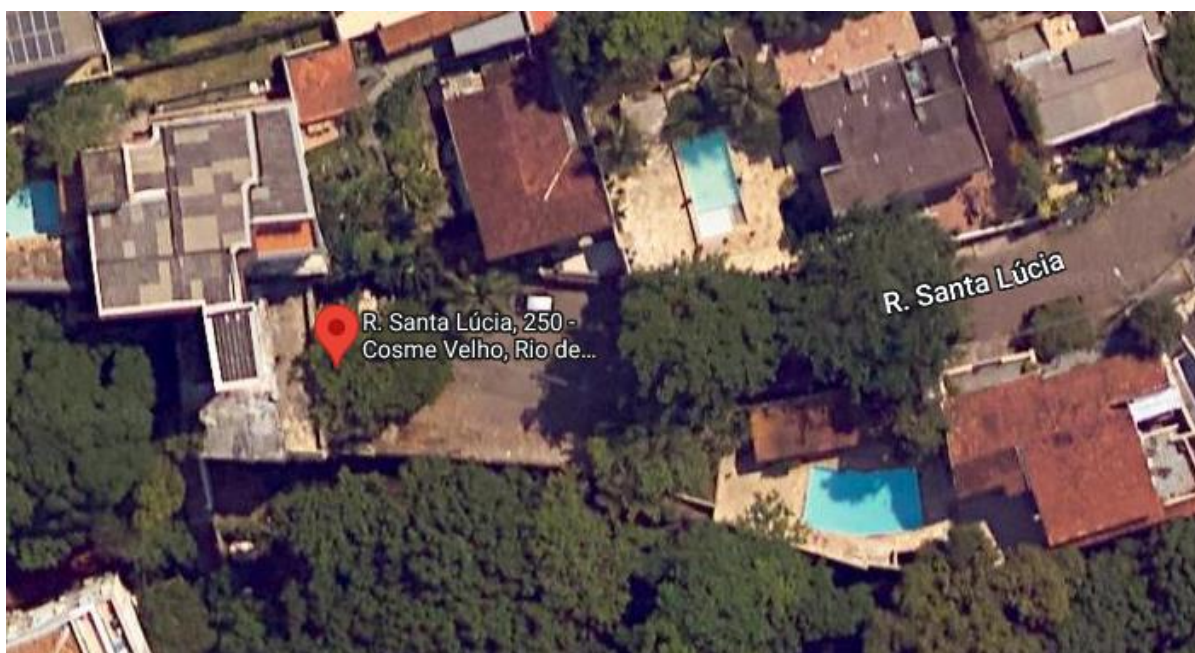


Figura 7: Imagem de satélite da UC retirada do google maps.



Figura 8: Disjuntor do medidor de energia.



Figura 9: Local de instalação do inversor.



Figura 10: Local de instalação dos módulos fotovoltaicos.

1.3 ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO

A cidade do Rio de Janeiro regulamentou os limites máximos de sombreamento de edificações permitidos nas praias municipais através do Decreto Nº 20.504 de 13 de setembro de 2001. Tal regulamentação considera os estudos de sombra efetuados pela Secretaria Municipal de Meio Ambiente (SMAC) que comprovaram a necessidade de estabelecer horários de sombreamento aceitáveis, tendo em vista que a inclinação dos raios de sol, nas primeiras horas da manhã e do entardecer, gera sombra com comprimento superior à altura do elemento edificado, tendendo ao infinito. Assim, é necessário apresentar um estudo de sombras contendo gráfico de projeção da edificação na faixa de areia da praia para obter o licenciamento de construção. Conforme mostra na Figura 11 um exemplo de como aplicar parâmetros exigidos na regulamentação no estudo de sombreamento usando a carta solar e a projeção de uma edificação para ter como parâmetro.

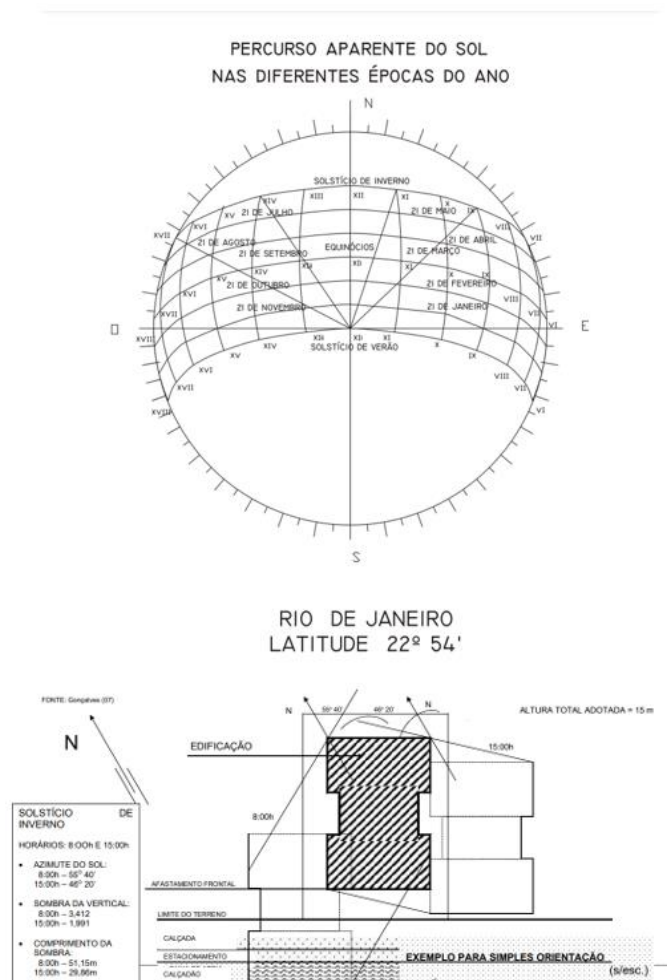


Figura 11: Exemplo de como aplicar parâmetros exigidos na regulamentação no estudo de sombreamento.

O estudo de sombreamento deve incluir as seguintes situações: a) equinócio de primavera ou de outono, no solstício de inverno, no intervalo das 7h às 10h

e das 14h às 17h; b) no solstício de verão no intervalo das 6h às 10h e das 15h às 19h. Em nenhuma hipótese é admitida a projeção de sombras provenientes de edificações a serem construídas na orla marítima sobre a faixa de areia das praias, incluindo o calçadão, quando houver ou constar projetado, nos períodos de: a) Solstício de inverno – das 8h até às 16h; b) Equinócio de primavera e de outono – das 7h30min até às 16h30min; c) solstício de verão – das 7h até às 17h.

Em todo estudo de instalação de uma usina fotovoltaica (UV) é necessário fazer a análise das perdas que podem ocorrer por efeito de sombreamento para o correto dimensionamento da UV. Neste estudo em foco, a regulamentação do Decreto Nº 20.504 deve ser considerada para analisar o sombreamento das construções existente no entorno do local de instalação da UV para que sejam avaliadas as perdas provenientes da sombra e cumprir com as regulamentações vigentes. As Figuras 12 e 13 informam os parâmetros a serem utilizados nos cálculos das perdas devido o sombreamento.

Na Figura 12 mostra na faixa verde o horário solar já na faixa amarela o azimute do sol na faixa vermelha temos altura do por do sol e na faixa azul sombra vertical, na Figura 13 ângulos dos raios solares com o plano horizontal nas diferentes épocas do ano no Rio de Janeiro já que cada ângulo vai influenciar na posição do sombreamento da edificação.

22° 54' RIO DE JANEIRO - SOLSTÍCIO DE INVERNO

Hora Solar	Azimute do sol	Altura do sol	Sombra Da Vertical De 1,00m	Norte										SUL	Superficie Horizontal 6,42 / 17,18	
				15°NE 6.42 / 17.18	30°NE 6.42 / 16.36	45°NE 6.42 / 14.53	60°NE 6.42 / 13.43	75°NE 6.42 / 12.49	LESTE 6.42 / 12.00	75°SE 6.42 / 11.11	60°SE 6.42 / 10.17	45°SE 6.42 / 9.07	30°SE 6.42 / 7.24			15°SE —
				Kg CAL / m² / DIA												
5	62° 30'	5° 00'	11.430	54.3	79.5	99.2	112.2	117.5	114.8	104.3	86.7	63.2	35.4	5.2		10.3
6	55° 42'	16° 20'	3.412	238.4	320.6	381.0	415.4	421.5	398.8	349.0	275.4	183.1	78.2			123.9
7	46° 20'	26° 40'	1.991	381.0	471.3	529.5	551.6	536.2	484.2	399.2	266.9	156.2	16.5			277.2
8	34° 10'	35° 40'	1.393	477.2	544.8	575.3	566.5	519.2	436.4	323.9	189.4	41.9				414.0
9	19° 20'	41° 20'	1.137	537.1	564.8	554.1	505.6	422.7	310.9	178.3	32.9					497.6
10	0° 00'	43° 20'	1.000	557.9	538.9	483.2	386.5	278.9	144.4	0.0						526.3
11	18° 30'	41° 20'	1.137	537.1	472.7	378.1	253.9	114.4								497.6
12	34° 10'	35° 40'	1.393	477.2	377.1	251.3	108.4									414.0
13	46° 20'	26° 40'	1.991	381.0	264.7	130.4										277.2
14	55° 42'	16° 20'	3.412	238.4	139.9	31.9										123.9
15	62° 30'	5° 00'	11.430	54.3	25.4											10.3
Enterramento em Kg CAL / m² / DIA				3933.9	3799.7	3412.0	2909.1	2410.4	1889.5	1354.7	871.3	443.4	130.1	5.2		3172.3
TEMPO DE INSOLAÇÃO				10h36m	10h36m	9h54m	8h11m	24h01m	6h07m	18h51m	4h29m	3h35m	2h25m	0h42m		10h36m

22° 54' RIO DE JANEIRO - SOLSTÍCIO DE VERÃO

Hora Solar	Azimute do sol	Altura do sol	Sombra Da Vertical De 1,00m	Norte										SUL	Superficie Horizontal 5,18 / 18,42	
				15°NE 7.30 / 11.53	30°NE 5.18 / 11.56	45°NE 5.18 / 11.57	60°NE 5.18 / 11.58	75°NE 5.18 / 11.59	LESTE 5.18 / 12.00	75°SE 5.18 / 12.01	60°SE 5.18 / 12.02	45°SE 5.18 / 12.03	30°SE 5.18 / 12.04			15°SE 5.18 / 12.07
				Kg CAL / m² / DIA												
5	62° 30'	8° 30'	6.811		32.0	87.2	136.5	176.5	204.5	218.6	217.8	202.1	172.8	131.4	81.3	32.9
6	58° 20'	21° 30'	2.686		113.2	237.8	346.3	431.2	496.7	509.0	486.6	450.5	373.5	271.2	190.3	294.1
7	48° 30'	35° 20'	1.313	18.5	187.1	304.5	421.3	508.9	562.1	577.0	552.5	490.4	384.5	272.5	131.5	426.3
8	35° 10'	48° 40'	0.763	47.2	190.8	302.0	402.6	475.8	516.6	521.8	490.0	425.1	331.3	214.6	83.5	596.1
9	22° 30'	62° 10'	0.378	54.5	152.9	240.9	312.5	362.8	388.4	387.5	360.2	308.3	235.5	148.6	47.7	741.1
10	13° 45'	70° 00'	0.249	37.5	89.3	136.1	171.7	196.6	206.1	206.4	188.7	159.2	118.8	70.3	17.0	837.4
11	0° 00'	78° 30'	0.070							0.0	2.0	3.8	5.3	6.6	7.3	7.6
12	13° 45'	70° 00'	0.249													837.4
13	22° 30'	62° 10'	0.378													741.1
14	35° 10'	48° 40'	0.763													596.1
15	48° 30'	35° 20'	1.313													426.3
16	58° 20'	21° 30'	2.686													294.1
17	62° 30'	8° 30'	6.811													32.9
Enterramento em Kg CAL / m² / DIA				157.7	735.3	1307.5	1790.6	2151.8	2366.4	2421.1	2309.6	2048.9	1632.6	1156.8	1030.2	651.3
TEMPO DE INSOLAÇÃO				6h23m	6h38m	6h38m	6h03m	6h41m	6h42m	6h43m	6h44m	6h35m	6h46m	11h13m	13h24m	13h24m

22° 54' RIO DE JANEIRO - EQUINÓCIOS

Hora Solar	Azimute do sol	Altura do sol	Sombra Da Vertical De 1,00m	Norte										SUL	Superficie Horizontal 6,00 / 18,00		
				15°NE 6.00 / 15.44	30°NE 14.16	45°NE 6.00 / 13.25	60°NE 6.00 / 12.50	75°NE 6.00 / 12.24	LESTE 6.00 / 12.00	75°SE 6.00 / 12.24	60°SE 6.00 / 12.50	45°SE 6.00 / 13.25	30°SE 6.00 / 14.36			15°SE 6.00 / 15.44	
				Kg CAL / m² / DIA													
5	90° 00'	9° 00'	0.0	0.0	5.0	9.7	13.8	16.9	18.8	19.5	18.8	16.9	13.8	9.7	5.0	0.0	
6	84° 00'	13° 40'	-1.113	37.8	129.6	212.5	280.9	330.2	357.1	359.9	337.5	292.5	227.5	147.0	56.5	87.9	
7	77° 30'	20° 30'	-2.021	122.2	258.7	378.6	470.7	531.8	556.3	543.5	493.4	409.6	297.9	186.0	83.0	289.9	
8	68° 30'	29° 30'	-1.171	206.9	328.9	443.9	519.4	565.1	585.1	529.6	458.1	355.3	226.2	80.0		485.7	
9	56° 00'	39° 10'	-0.749	272.4	367.6	437.8	478.2	485.9	453.9	319.9	213.5	92.9				650.3	
10	42° 00'	49° 00'	-0.510	314.9	359.9	386.3	374.8	343.7	289.3	215.1	126.3	28.8				748.4	
11	34° 30'	57° 10'	-0.421	329.4	314.9	285.3	232.9	164.7	85.3	0.0						782.3	
12	34° 30'	57° 10'	-0.421	329.4	248.5	165.2	70.0									748.4	
13	42° 00'	49° 00'	-0.749	272.4	158.6	33.9										650.3	
14	56° 00'	39° 10'	-1.171	206.9	62.7											485.7	
15	84° 00'	13° 40'	-1.113	37.8												289.9	
16	90° 00'	9° 00'	0.0													87.9	
Enterramento em Kg CAL / m² / DIA				2237.8	2242.4	2347.4	2441.3	2435.3	2332.5	2071.4	1735.7	1316.6	860.3	408.7	144.5		5306.7
TEMPO DE INSOLAÇÃO				12h03m	9h44m	8h16m	7h25m	6h50m	6h24m	6h05m	6h36m	6h10m	6h33m	6h44m	6h18m		12h03m

Figura 12: Posições de sombra na cidade do Rio de Janeiro nos solstícios de verão e inverno e nos equinócios

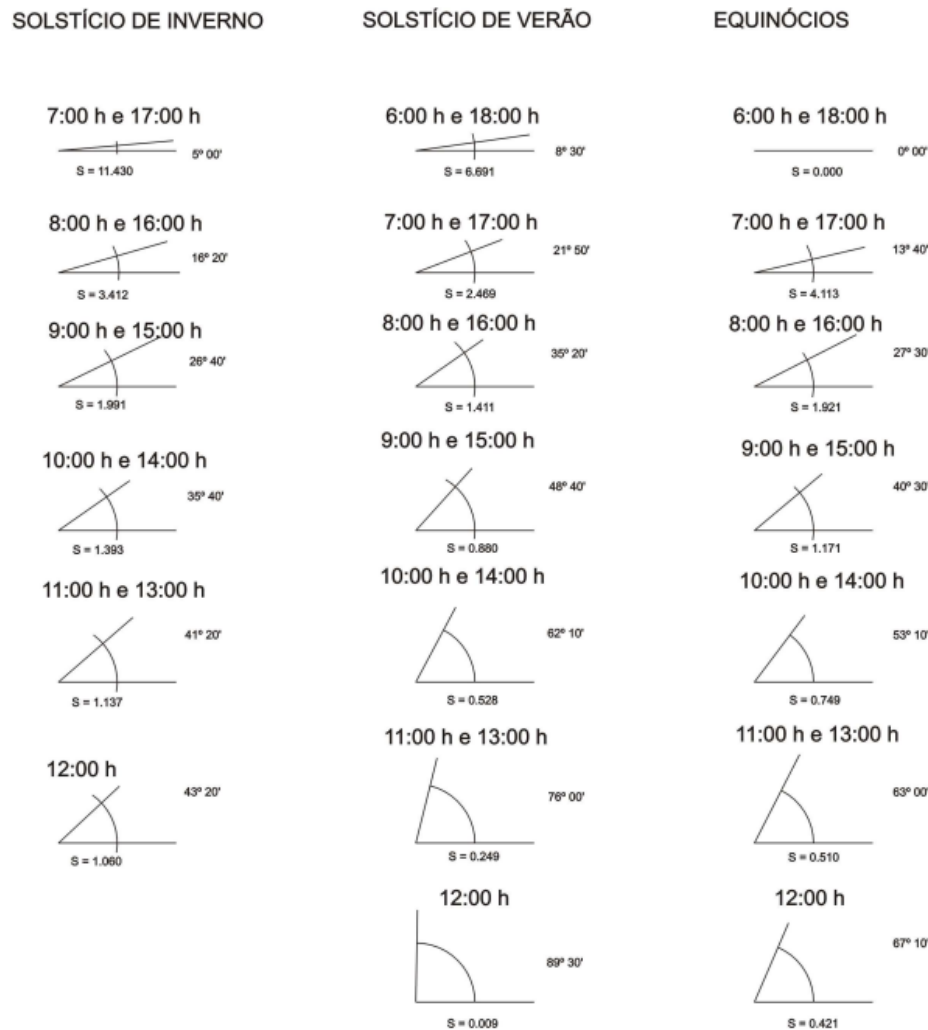


Figura 13: Ângulos dos raios solares com o plano horizontal nas diferentes épocas do ano no Rio de Janeiro

Para o estudo de sombreamento consideramos as situações exigidas pela regulamentação. No equinócio de outono (dia 20 ou 21 de março) o sombreamento pelo imóvel do vizinho chega ao imóvel da UFV às 17h30min, sendo que a mesma situação ocorre no solstício de inverno (dia 20 ou 21 de junho) e equinócio de primavera (dia 22 ou 23 de setembro). Já para o solstício de verão (dia 21 ou 22 de dezembro) houve aumento no sombreamento na edificação na qual a U será instalada, mas observa-se que a sombra vai afetar apenas nos últimos minutos da radiação solar conforme mostrado na Figura 14.

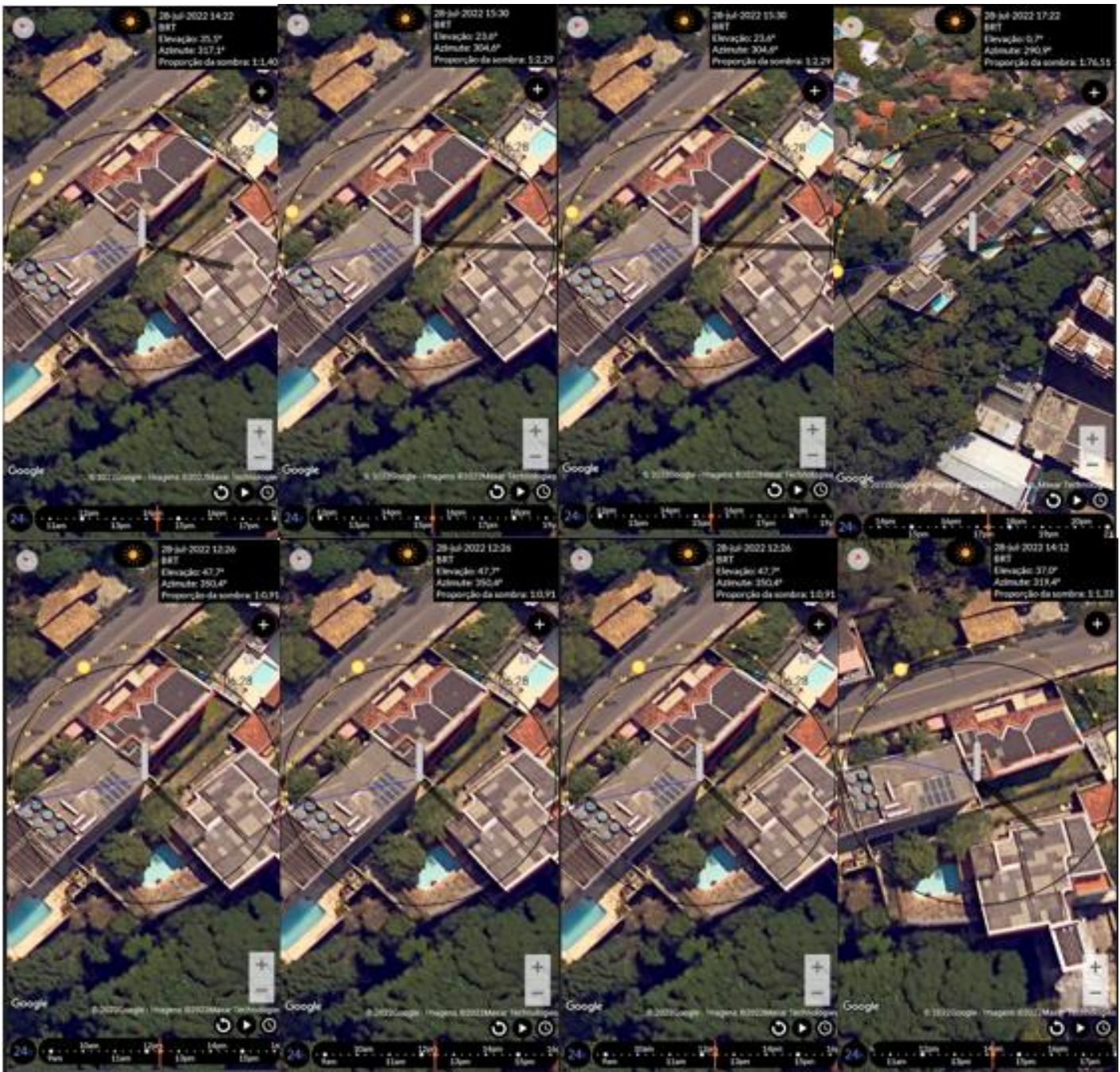


Figura 14: Análise do sombreamento no imóvel de instalação da UV em diferentes épocas do ano.

A análise sobre o local para a instalação do UV mostrou na Figura 14 que a residência tem características apropriadas, especialmente por ter uma maior área para os módulos fotovoltaicos, proporcionando uma maior proteção e praticidade na manutenção dos equipamentos.

Usando o aplicativo "Designer solaredge" podemos ter a informação das perdas que vão impactar no desempenho da UV chegando a uma perda de 17,53%, conforme mostra a Figura 15. Devemos levar em consideração no cálculo da perda o estudo sobre PERDA POR SUJIDADE que pode chegar 1,42 ao mês conforme mostra [23] estudo apresentado no VII Congresso Brasileiro

de Energia Solar –Gramado, 17a 20 de abril de 2018. Além disso, devido a sua altura com relação aos imóveis do entorno, o estudo de sombreamento mostrou uma perda de eficiência chega 18,95%. Com isso vamos aplicar uma perda conservadora de 20% para a UV.

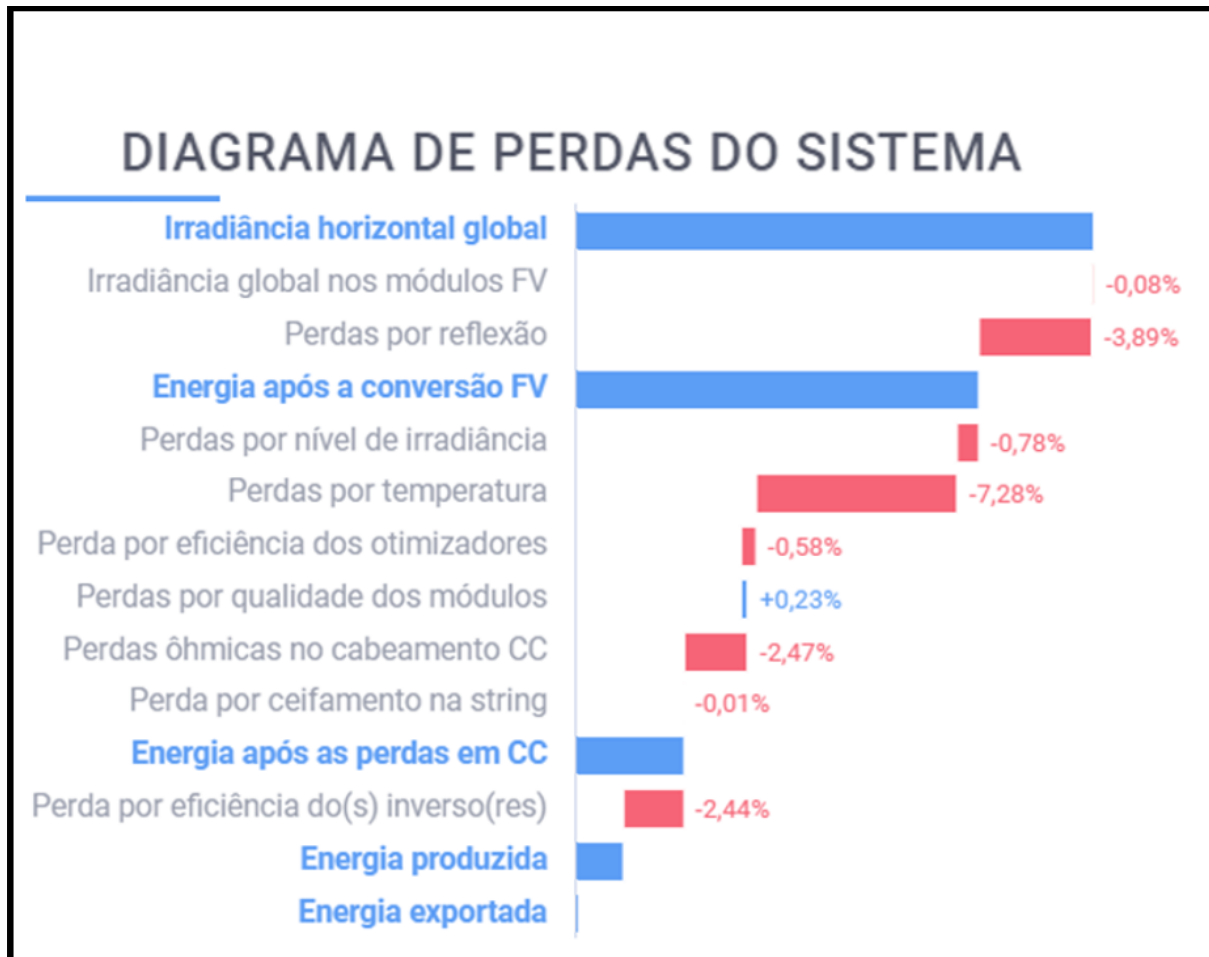


Figura 15: Diagrama de perdas do sistema

2- Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

O dimensionamento deverá considerar o compartilhamento de crédito da residência com a empresa da cliente. Com isso, será necessário considerar os parâmetros de consumo dos dois locais. Assim, serão dimensionados a) a quantidade de placas fotovoltaicas, responsáveis por converter a energia luminosa em energia elétrica e b) a potência do inversor, responsável por converter a corrente contínua proveniente dos painéis em corrente alternada para a energia adequada para uso nos equipamentos e nos eletrodomésticos usados pelos imóveis. Um dos requisitos básicos a ser considerado para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico é o potencial energético do local onde ele será instalado, que é definido com base no cálculo da radiação solar, conforme e visto na Figura 16.

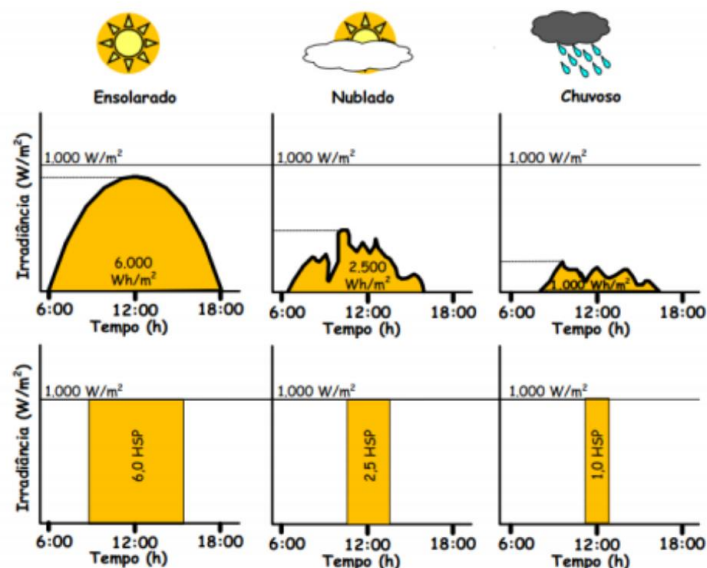


Figura 16: Exemplo de perfis de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP (Andrade, 2014).

Entretanto, para essa estimativa da capacidade de produção de energia, é comum ignorar alguns efeitos de irradiância instantânea e trabalhar com as totalidades convertidas em intervalos de horário. Nesse sentido, o número de Horas de Sol Pleno (HSP) é uma grandeza que reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer igual a 1 kW/m². A partir da seguinte equação é possível encontrar o valor de HSP.

$$\text{HSP} = \frac{\text{Irradiância do Local [kWh/m}^2\text{]}}{1 \text{ [kW/m}^2\text{]}}$$

Equação 1: Horas de Sol Pleno (HSP)

Se considerarmos um caso hipotético de uma região com irradiância média diária de $5,42 \text{ kWh/m}^2$, através da equação acima seria possível determinar que o número de horas em sol pleno é igual a 5,42 horas, ou seja, aproximadamente igual a 5 horas e 25 minutos de energia acumulada.

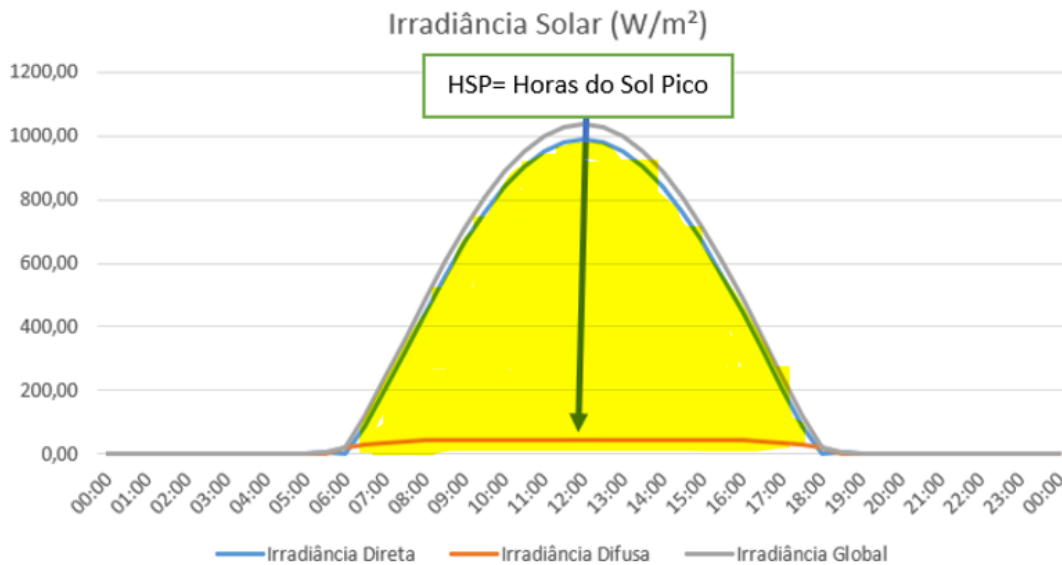


Figura 17: Exemplo de gráfico da geração

Pode-se observar na Figura 17 que a partir das primeiras horas do dia a radiação vai aumentando até atingir o seu valor máximo por volta das 12hrs. Em seguida ela vai diminuindo até anoitecer quando o seu valor se torna zero. Como a área abaixo da curva amarela representa a irradiação solar ao longo do dia.

As HSP podem ser classificadas em: i) dia ensolarado ou de céu claro que corresponde a irradiância máxima do local; ii) dia de céu nublado com: horas de sol, horas de chuva e horas com sombreamento por nuvens com irradiância parcial; e por último iii) dia chuvoso que corresponde a chuva durante todo o dia, correspondendo à mínima irradiância.

Pode-se observar nesse Figura 18 retirada do aplicativo solaredge a produção de energia através da irradiação normal direta DNI é 1.485 kWh/m^2 ano em comparação a irradiação horizontal global GHI que é de $1.740,2 \text{ kWh/m}^2$ ano. Já a irradiação horizontal difusa DIF $699,8 \text{ kWh/m}^2$ ano e a irradiação global inclinada no ângulo ideal GTI OPTA é $1.837,2 \text{ kWh/m}^2$ ano. Fazendo a análise dos dados, a inclinação GTI dos módulos fotovoltaicos faz uma grande diferença para captação de radiação solar e, neste caso, a inclinação ideal seria de 22° .

Dados do mapa		Por ano ▾	
Irradiação normal direta	DNI	1.485,0	kWh/ m ² ▾
Irradiação horizontal global	GHI	1740,2	kWh/ m ² ▾
Irradiação horizontal difusa	DIF	699,8	kWh/ m ² ▾
Irradiação global inclinada no ângulo ideal	GTI _{opta}	1837,2	kWh/ m ² ▾
Inclinação ideal dos módulos fotovoltaicos	OPTA	22/ 0	°

Figura 18: Mapa de irradiação solar segundo o aplicativo solaredge

O diagrama da projeção estereográfica foi elaborado para o local de estudo através do aplicativo da global solar atlas.com. As medidas de elevação e azimutes dos obstáculos foram transferidas para a projeção, conforme ilustrado na figura 19. A região em amarelo do diagrama compreende os sombreamentos presentes no local de instalação para as horas do dia ao longo dos meses do ano conforme mostra na Figura 19. Nela é possível perceber que em virtude de os prédios vizinhos serem alto e estarem bem próximo da UV o local de instalação terá problemas de sombreamento durante os meses de março a junho no intervalo entre 16 e 17 horas. O local de instalação apresentou sombreamento, porém somente a partir das 17 horas durante os meses de dezembro a janeiro.

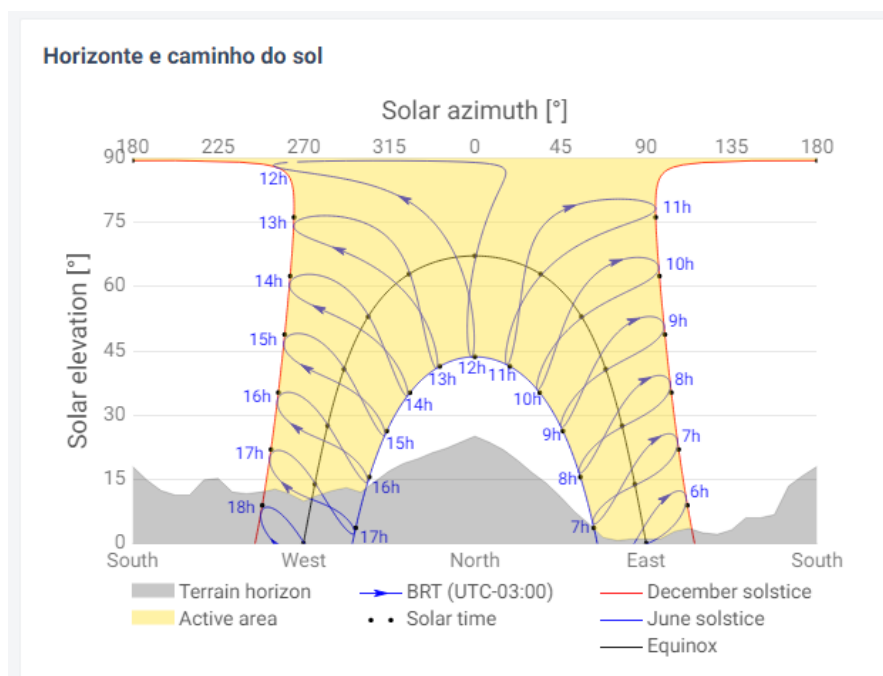


Figura 19: Horizonte e caminho do Sol pelo diagrama da projeção estereográfica.

Assim, o valor de HSP para a cidade do Rio de Janeiro, utilizando-se o site do solaredge inserindo as coordenadas geográficas da residência em questão que pode ser extraída do Google Maps ao pesquisar o endereço do local de instalação, como se mostra na Tabela 1.

Perfis médios por hora
Saída total de energia fotovoltaica [Wh]

	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	Outubro	novembro	dezembro
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5												
5 - 6	3									5	11	10
6 - 7	56	40	28	26	15	4	4	18	38	72	83	77
7 - 8	181	169	156	163	135	113	114	147	159	191	200	202
8 - 9	325	328	316	326	279	261	266	308	304	322	323	338
9 - 10	444	468	455	463	411	395	398	439	427	437	422	439
10 - 11	524	566	547	558	499	491	490	522	511	510	485	505
11 - 12	565	611	587	583	520	528	528	562	541	528	504	535
12 - 13	556	606	578	568	505	515	510	554	528	513	480	518
13 - 14	518	568	541	515	460	461	472	503	476	460	434	467
14 - 15	436	482	455	418	370	369	385	418	384	366	346	376
15 - 16	314	349	327	287	240	239	261	288	258	242	234	258
16 - 17	172	199	172	119	53	49	59	102	116	110	114	137
17 - 18	59	58	32	5	0		0	3	7	13	27	43
18 - 19	4	2										2
19 - 20												
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Soma	4.157	4.446	4.195	4.032	3.488	3.426	3.488	3.863	3.750	3.770	3.664	3.906

Tabela 1: Dados de irradiação. Fonte: globalsolaratlas.info

2.1 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Conforme apontado anteriormente, o local escolhido para a instalação está na coordenada geográfica Latitude -22.937183,-43.195378,19, segundo o aplicativo global solar atlas, localizando-se na zona Sul da cidade do Rio de Janeiro.

Nesta etapa calcula-se efetivamente a quantidade de painéis necessários utilizando as variáveis encontradas anteriormente e com base na equação Warranjo (Equação 2) encontraremos o total dos painéis, aonde, N – Número de módulos; a Irradiância – medida em kW/(m2dia), para um determinado local; A – Área do módulo FV escolhido; ε – Eficiência do módulo FV escolhido; φ - Eficiência do sistema (geralmente em torno 80 %).

$$W_{\text{warranjo}} = N \times \text{Irradiância} \times A \times \epsilon \times \varphi$$

Equação 2: Warranjo. Cálculo do número de módulos

Com a potência total dos painéis já calculada, basta escolher qual será a potência individual de cada placa. Para a residência em questão foi utilizada placas com potência individual de 545w, conforme mostrado na Tabela 2. Portanto para descobrir a quantidade de painéis basta dividir a potência total dos painéis pela potência individual do painel escolhido.

Tabela 2: Parâmetros do Módulo Fotovoltaico modelo Longi LR5-72HPH-545M

Parâmetros	Valor
Potência do módulo em condição de testes padrão (STC) [W]	545
Eficiência do módulo fotovoltaico - ϵ [%]	21,3
Área do módulo fotovoltaico [m ²]	2,556
Tensão de circuito aberto [V]	49,65
Tensão de máxima potência [V]	41,8
Corrente de curto-circuito [A]	13,92
Corrente de máxima potência [A]	13,04
Tensão máxima do sistema [Vdc]	1500

A quantidade de painéis fotovoltaicos é arredondada para cima a fim de garantir que a energia gerada seja suficiente para atender o consumo de energia dimensionado. Em posse deste valor e sabendo que cada painel possui potência Painel = 545W foi calculado a potência instalada do sistema fotovoltaico pela equação.

$$\text{Considerando } \varphi = 80 \% \quad W = \frac{(737/30)}{4,49 \times 2,556 \times 0,213 \times 0,80} = N_{\text{painéis}} = 12,562 \rightarrow 13 \text{ placas .}$$

Com isso temos que WARRANJO = 13x545 = 7,085kwp.

2.2 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES

O inversor fotovoltaico foi escolhido com base na potência instalada do sistema. Para este projeto foi utilizado um inversor da fabricante considere o inversor do monofásico da empresa PHB, modelo PHB8500-MS que possui potência máxima de operação na entrada CC de 6v. Suas demais características técnicas são mostradas na Tabela 3.

Tabela 3: Parâmetros do Inversor Fotovoltaico modelo PHB8500-MS X PHB.

Parâmetros	Valor
Máxima potência em condição de testes padrão (STC) [W]	8500
Máxima tensão CC [V]	600
Faixa de operação SPMP (MPPT) [m ²]	80~550
Tensão CC de partida [V]	80
Corrente CC máxima [A]	12,5
Número de Strings / Número de SPMP(MPPT)	3/3
Potência CA nominal [W]	8500
Máxima Potência CA [W]	9350
Saída nominal CA [Vca]	208-254
Máxima Eficiência [%]	97,7
Eficiência SPMP (MPPT) [%]	>99,9

A fim de verificar se quantidade de painéis fotovoltaicos calculados é suficiente para atender à demanda, para o dimensionamento do inversor será feito um estudo preliminar com base em algumas equações que teremos de usar para calcular o inversor e se esse ele é adequado para o arranjo de módulos e o inversor fotovoltaico.

$$V_{inv}^{max} > 1,2 \times N \times V_{OC}$$

Equação 3- Cálculo da Potência do sistema

Com a Equação 3 que informa que a potência máxima que um inversor pode suportar, que é definida como $P_{inv\ max}$, varia entre 110% a 115% da potência nominal do inversor (P_{inv}). Assim, teremos a potência máxima do inversor que deve ser maior que a potência do arranjo:

P_{inv}

$$max > P_{arranjo} = 8500\ w$$

$$WARRANJO = 13 \times 545 = 7,08$$

A corrente é o segundo ponto é ser verificado a corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico (ISC), e a corrente CC máxima do inversor ($I_{inv\ max}$). Com isso é sugerido uma margem de segurança, uma vez que a corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico está na condição STC (1.000 W/m² e 25 °C). Em muitas regiões do Brasil a irradiação pode superar os 1.000 W/m², assim, definimos uma margem de 10%, entre a corrente máxima do inversor e a corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico conforme e vista na equação 4.

$$I_{inv}^{max} > 1,1 \times I_{SC}$$

Equação 4- Corrente do sistema

Sabendo que o ISC é de 12,5A e usando a fórmula podemos conferir que a corrente do inversor é de 11,36A, mostrando-se dentro do parâmetro estipulado.

$$I_{SC} = \frac{12,5}{1,1} = 11,364 \text{ A}$$

Por fim temos a tensão e para tal sugere-se que a tensão contínua máxima do inversor seja maior que 120% da soma das tensões de circuito aberto dos módulos (NxVOC), assim:

$$V_{inv}^{max} > 1,2 \times N \times V_{OC}$$

Equação 5- Tensão do sistema

Sabendo que $V_{inv\ max} = 600 \text{ V}$, e que a tensão de circuito aberto do módulo é 49,65V, o número máximo de módulos em série é dado por

$$N = \frac{V_{inv}^{max}}{V_{VOC}} = \frac{600}{49,65} = 12,085 \approx 13 \text{ módulos.}$$

Como o número de módulos deve ser um número inteiro, define-se $N_{max} = 12,085$ arredondamos para cima $N_{max} = 13$. Portanto, o aumento das perdas totais do sistema devido à eficiência do inversor não afetou a quantidade de painéis que serão utilizados na instalação.

2.3 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO

As normas NBR 5410 e NBR 16612 preveem meios de recalculer a capacidade de condução de corrente baseado nestes efeitos externos. Um número considerável de conexões elétricas é necessário para conectar módulos, arrays, strings, inversores, e qualquer outro dispositivo intermediário, podendo inclusive utilizar cabos com comprimentos consideráveis.

O dimensionamento da proteção do sistema via a utilização de cabos e conexões seguros é uma forma de evitar falhas, perdas e acidentes. Da mesma forma, para minimizar os riscos de acidentes por curto-circuito ou falhas de aterramento, o projeto deve identificar corretamente os polos positivo e negativo, dividindo-se o cabeamento em lado CC e lado CA.

Lado CC serão necessários apenas cabos individuais com apenas um núcleo cada. Após o inversor, lado CA, o cabeamento terá três cabos individuais com cinco núcleos, considerando que o imóvel tem ligação de trifásica. Os cabos destinados a sistemas fotovoltaicos devem ser resistentes à radiação ultravioleta, resistentes à ação da água e à altas temperaturas, admitindo gerar perdas de, no máximo, 1%.

2.4 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.

A usina solar fotovoltaica prevê o uso de 13 módulos fotovoltaicos LR5-72HPH 545M, tensão VOC 49,65 V conforme mostra na Tabela 4 de dimensionamento CC. Sabendo que a distância física entre o inversor e o seu respectivo arranjo de módulos é de 80 metros, podemos observar na faixa azul da Tabela 4 que a construção dos cabos utilizados está em conformidade com as normas ABNT NBR 16690 e 16612, segundo o método de instalação no.1 (encostados na horizontal). Assim, a queda de tensão CC máxima admissível está dentro dos parâmetros da ABNT NBR 16690.

A distância física do inversor e a rede elétrica é de 15 m e que a sua linha elétrica entre módulos fotovoltaicos e inversor são cabos unipolares CC de cobre estanhado, isolamento atóxica XLPE, instalados ao ar livre protegidos do sol um do lado do outro, na horizontal. Distância máxima de cabeamento para uma série fotovoltaica igual a 100 metros, com queda de tensão admissível no ponto de máxima potência igual a 3%. Temperatura ambiente nas proximidades deste cabeamento igual a 40°C

O uso do DPS em um sistema fotovoltaico tem como objetivo evitar que a descarga atmosférica direta ou indireta causando um efeito devastador na instalação do projeto fotovoltaico. Para a proteção completa desses equipamentos deve haver pelo menos um DPS entre o arranjo fotovoltaico e o inversor e outro DPS entre o inversor e a rede elétrica. Como a potência C.C do sistema FV é 7630w e o edifício onde o sistema será instalado não possui SPDA, recomenda-se o sistema fotovoltaico é do Tipo 2.

Dados de entrada para dimensionamento cabo c.c.	Valor	
Método de referência	mp1	
Isolação	XLPE/EPR	
Temperatura ambiente/solo	40	°C
Dados c.c. da usina FV	Valor	Unidade
Potência nominal do módulo fotovoltaico	545	W
Tensão no ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico	49,65	V
Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico	13,95	A
Número de módulos fotovoltaicos em série	7	unid.
Número de séries fotovoltaicas	2	unid.
Número de arranjos fotovoltaicos	1	unid.
Uso de dispositivos de proteção contra sobrecorrente	Sim	-
Potência c.c. do sistema FV	7630	W
Corrente de projeto da série fotovoltaica	15	A
Corrente de projeto do arranjo fotovoltaico	25	A
Distância máxima de cabo da série fotovoltaica	15	m
Distância máxima de cabo do arranjo fotovoltaico	80	m
Queda de tensão admissível no MPP	3	%
Condutividade do cobre em 90° C	44	m/Ohm.mm ²
Dimensionamento do cabo da série fotovoltaica		
Critério seção mínima	2,5	mm ²
Critério da capacidade de condução de corrente	1,5	mm ²
Critério da queda de tensão	1,5	mm ²

Seção final	2,5	mm²
Dimensionamento do cabo do arranjo fotovoltaico		
Critério seção mínima	2,5	mm ²
Critério da capacidade de condução de corrente	1,5	mm ²
Critério da queda de tensão	10	mm ²
Seção final	10	mm²

Tabela 4: Dimensionamento dos cabos C.C. do sistema fotovoltaico

2.5 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.

A Tabela 5 mostra as informações para o dimensionamento dos cabos C.A. São cabos de cobre flexível, isolamento de PVC, instalados em eletroduto sobre alvenaria (método de referência B1 Condutores isolados em eletroduto de seção circular contido em canaleta ventilada embutida no piso com forme a Tabela 33 NBR 5410: Tipos de linhas elétricas). Queda de tensão máxima admissível adotado é de 2%, ficando com uma seção final de 10 mm².

A linha elétrica entre inversor, string box C.A e quadro geral está sendo previsto o uso de cabos isolados C.A de cobre, isolamento de PVC, são utilizados em eletroduto aparente (sobrepôr) exclusivo de seção circular sobre parede.

Dados de entrada para dimensionamento cabo c.a.	Valor	
Método de referência	m_B1	
Isolação	PVC	
Temperatura ambiente/solo**	30	
Número de condutores carregados	3	
Número de circuitos na linha elétrica	1	
Condutor	Cobre	
Construção do condutor*	Unipolar	Espaçado horizontal
Dados c.a. da usina FV	Valor	Unidade
Potência c.a.	8500	W
Tensão RMS de linha	220	V
Tipo de sistema	Trifásico	-
Corrente RMS nominal	22,30671495	A
Corrente de projeto	22,30671495	A
Distância do inversor	80	m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	2	%
Impedância mínima nestas condições	2,465625267	V/Akm
Condutor fase		
Critério seção mínima	2,5	mm ²
Critério da capacidade de condução de corrente	4	mm ²
Critério da queda de tensão	10	mm ²
Seção final	10	mm²

Tabela 5: Dimensionamento cabo C.A. do sistema fotovoltaico

2.6 ATERRAMENTO

Corrente de curto-circuito fase-terra presumida no quadro geral da instalação igual a 5 kA. Proteções parametrizadas para seccionar em 0,1 s. Condutor de proteção de cobre, isolado em PVC, enfeixado com outros cabos isolados. Para o projeto onde o aterramento será feito próximo ao medidor CM como mostra na Figura 20. Entretanto, é imprescindível que o local da instalação do sistema de aterramento também seja muito bem analisado, pois pode-se consumir recursos importantes do lucro do projeto. Assim, como visto Figura 20 que ilustra um aterramento de 3 hastes, de 2 metros e meio cada.

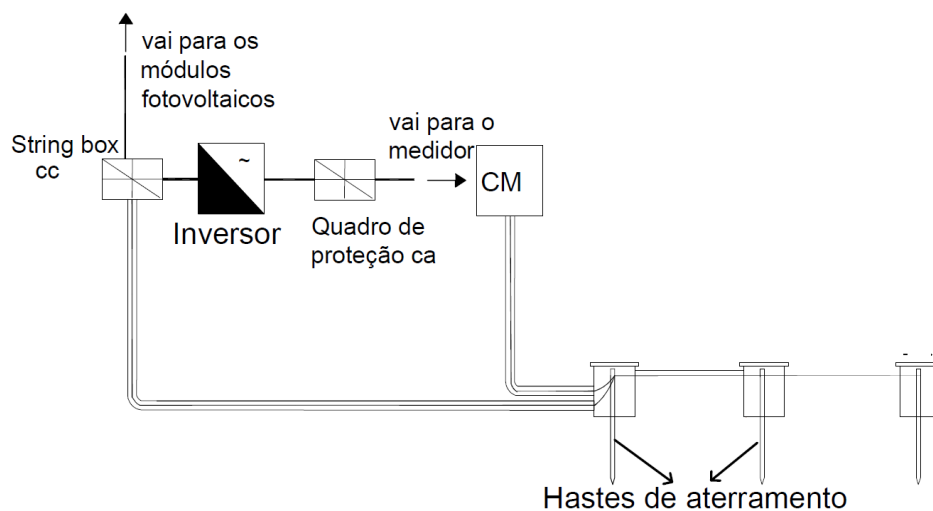


Figura 20 : Esquema de aterramento da usina fotovoltaica. A caixa do medidor é indicada na figura como “CM”.

Para o dimensionamento tanto no condutor de aterramento condutor de proteção, observa-se os parâmetros adotados (Tabela 6). O critério seção mínima foi de 2,5mm² e para a seção de acordo com a metodologia 6.4.3.1.1 NBR 5410 será de 6mm² e pela Seção do condutor de acordo com a metodologia 6.4.3.1.3 NBR 5410 será de 10mm², resultando em uma seção final de 10mm².

Dados de entrada para dimensionamento dos condutores de aterramento e proteção	Valor	
Corrente de curto-circuito eficaz presumida (não assimétrica)	2000	Amperes
Tempo de seccionamento da proteção de sobrecorrente	0,1	segundos
Material do condutor de aterramento/proteção	Cobre	
Método de instalação do condutor de aterramento	M0	Isolação
Método de instalação do condutor de proteção	M0	Isolação
Isolação/cobertura dos cabos adjacentes	PVC	
Fator k da instalação do condutor de aterramento	143	
Fator k da instalação do condutor de proteção	143	

Condutor de aterramento		
Critério seção mínima	2,5	mm ²
Seção do condutor de acordo com a metodologia 6.4.3.1.1 NBR 5410	6	mm ²
Seção do condutor de acordo com a metodologia 6.4.3.1.3 NBR 5410	10	mm ²
Seção final	10	mm²
Condutor de proteção		
Critério seção mínima	2,5	mm ²
Seção do condutor de acordo com a metodologia 6.4.3.1.1 NBR 5410	6	mm ²
Seção do condutor de acordo com a metodologia 6.4.3.1.3 NBR 5410	10	mm ²
Seção final	10	mm²

Tabela 6: Dimensionamento dos condutores de aterramento e proteção

Os eletrodutos são de PVC rígido e que o parâmetro usado para seção dos condutores fase tipo 1 foi de 4mm², e para os condutores neutro tipo 2 também de 4mm². Já na seção dos condutos de aterramento tipo 3 será 16mm². Para o diâmetro externo do eletroduto será de 25mm (Tabela 7).

Dimensionamento dos eletrodutos		
Tipo de eletroduto	PVC rígido	
Seção dos condutores - fase (tipo 1)	4	mm ²
Seção dos condutores - neutro (tipo 2)	4	mm ²
Seção dos condutores aterramento (tipo 3)	16	mm ²
Área dos condutores	172,5676845	mm ²
Área dos condutores fase (tipo 1)	PVC rígido	
Diâmetro externo do eletroduto	25	mm

Tabela 7: Dimensionamento dos eletrodutos

Para dimensionamento dos minis Disjuntores e fusíveis é importante, pois tais dispositivos promovem tanto a proteção contracorrentes de sobrecarga como a contracorrentes de curto-circuito, simultaneamente. Assim, interrompem qualquer sobrecorrente inferior ou igual à corrente de curto-circuito presumida no ponto em que o dispositivo for instalado. Os parâmetros considerados para a especificação de dispositivos disjuntores e fusíveis são: Corrente Nominal, Corrente de Curto-Circuito (de baixa impedância e de alta impedância) e a Integral de Joule (I^2t) que é utilizada para calcular a quanta de energia térmica o circuito será submetido. Tudo isso para que quando ocorra uma falha nenhum ponto do circuito seja exposto a temperaturas além das quais os equipamentos foram projetados para operar.

Conforme mostra a Tabela 8, o dimensionamento a corrente projetada nominal dos disjuntores, considera-se que a Altitude da instalação é de 80m e que a Temperatura ambiente é 30°C. Assim, apenas um disjuntor foi dimensionado. Como a corrente do conduto fase que foi de 28 A e a corrente do projeto de 21,22 considera-se a utilização de um disjuntor de 25 A.

Dimensionamento de mini disjuntores		
Dados de entrada para dimensionamento		
Altitude da instalação	80	m
Temperatura ambiente	30	°C
Número de disjuntores agrupados	1	qtd.
Corrente nominal do condutor fase (Iz)	28	A
Corrente projeto (Ib)	21,33685777	A
Corrente projetada nominal do disjuntor (In)	25	A

Tabela 8: Dimensionamento de mini disjuntores

2.7 ESTRUTURA DE FIXAÇÃO

O sistema de fixação deve, além de suportar o sistema fotovoltaico que atua como uma carga mecânica, suportar a força do vento, expansões e contrações térmicas ao longo da vida útil do sistema

O telhado de fibrocimento é muito comum em galpões e áreas externas de residências, sendo o caso do imóvel no qual o sistema será instalado, conforme mostra a figura 21. Geralmente a estrutura de fixação é formada por um parafuso que possui uma vedação no encaixa da telha, para evitar infiltrações. Existem dois tipos de fixação, quando a estrutura é de madeira, exibido na Figura 22.

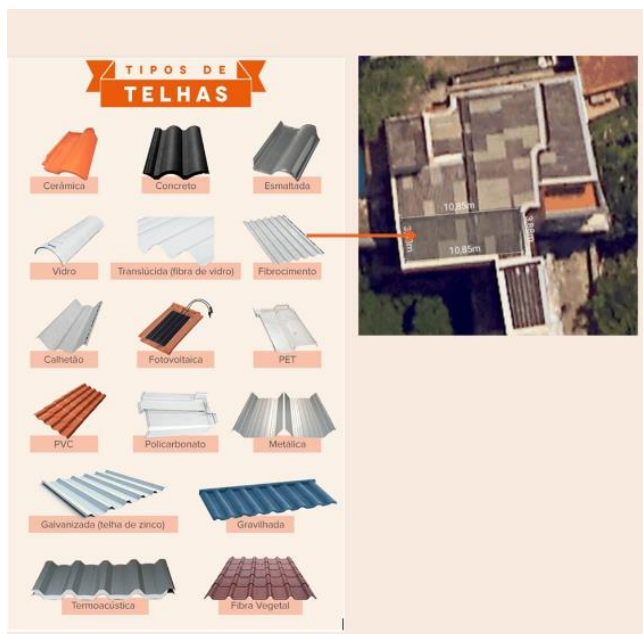


Figura 21- Tipo de Telhado da instalação

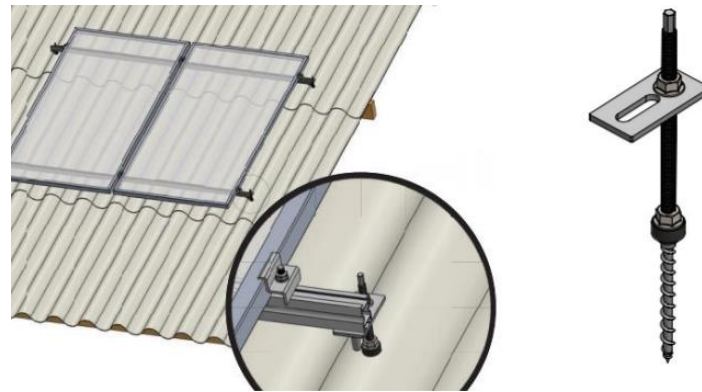


Figura 22 :Estrutura de fixação em um telhado de fibrocimento, e detalhe no parafuso que é utilizado na fixação no telhado de madeira (Fonte: <https://gf2.ind.br/>)

A área disponível para este projeto é de aproximadamente 40 metros quadrados no telhado da residência apresentada na figura 22. O projeto prevê a colocação em uma água de caimento em telhado fibrocimento, que comporta um total de 13 placas solares. O sistema dimensionado utilizará 24 m². Os módulos fotovoltaicos foram dispostos no telhado no sentido Norte e a inclinação adotada para os módulos fotovoltaicos foi a mesma do telhado, ou seja, um ângulo de 25°

3- Análise de Viabilidade Econômica

De maneira geral, a análise de viabilidade econômico-financeira é o estudo que permite comparar os retornos que poderão ser obtidos com os investimentos demandados. No caso em análise, a viabilidade econômica é particularmente importante, uma vez que a principal intenção da cliente é que o sistema on-grid gere créditos para serem utilizados na sua empresa.

3.1 PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO

Para o percentual de consumo utilizamos os custos referente a gastos anual baseando na conta de energia do cliente, apresentado na Tabela 9. O gasto anual é de R\$ 18.439,49 (residência e empresa) com o uso do sistema normal da concessionária LIGHT. Já com a instalação do sistema fotovoltaico, a cliente ter o custo anual de R\$ 4.191,36 referentes a taxa de iluminação, custo com tarifa mínima de energia. A economia total será de R\$ 14.248,13 por ano. Ressalta-se que não estão sendo considerados os custos com impostos e tarifa extra como, por exemplo, de bandeiras aplicado pelo governo.

ANTES	ECONOMIA	DEPOIS
R\$18.439,49	R\$14.248,13	R\$4.191,36
Gasto anual	Economia 77% anual	Gasto anual

Tabela 9: Percentual de redução de consumo e custos

3.2 ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, CONCESSIONÁRIA, TROCA DE EQUIPAMENTOS

As empresas do setor devem ter equipamentos para prestar um serviço de qualidade, e fidelizar o cliente. Assim, é possível durante a visita para limpeza, verificar os dados de geração, e caso seja detectado alguma anomalia, fazer uma inspeção na instalação com câmera termográfica e traçador de curvas de módulos.

Limpeza	
Mão de obra - Valor da diária	R\$ 150,00
Número de dias	1
Número de vezes por ano	5
Reajuste no preço por ano	4%
Total	R\$ 750,00

Tabela 10 : Análise de Despesas: Manutenção, Limpeza.

Para a realização de qualquer estudo financeiro relacionado a sistemas fotovoltaicos, as seguintes temos as taxas expostas na Tabela 11 são necessárias estas taxas são variáveis como taxa de energia que pode ter alteração por motivos políticos, falta de investimento energético etc. Também temos a taxa de eficiência

dos módulos que nesse caso que pode variar e por fim temos a taxa TMA Trata-se de uma taxa de juros que representa o mínimo que o investidor se propõe a ganhar quando aplica seus recursos, ou o máximo que uma entidade está disposta a pagar quando faz um financiamento.

Taxas	% a.a.
Taxa de reajuste do preço da energia	5
Taxa de reajuste dos valores monetários	5
Taxa de diminuição de eficiência dos módulos	1
Taxa Mínima de Atratividade - TMA*	9

Tabela 11: Taxas Variáveis financeiras do projeto.

3.3 FLUXO DE CAIXA

Payback, ou prazo de recuperação do investimento, é uma das técnicas de análise de investimento mais utilizadas. Esta técnica calcula o período (prazo) que o investidor irá precisar para recuperar o capital investido. Nesse sentido, o payback permeia desde o ciclo de vida do projeto até o ciclo de vida do produto.

Talvez por este motivo seja dita como uma metodologia apropriada para projetos com risco elevado. Sob o ponto de vista do payback, o projeto é considerado viável quando o prazo encontrado como resultado do cálculo for menor que o prazo desejado para a recuperação do investimento.

Valor Presente Líquido (VPL) traz a valor presente todos os fluxos de caixa referentes a aplicações e retiradas do projeto (não há necessidade de o fluxo ser constante). Também considera o risco do projeto através da taxa de desconto. Um VPL positivo indica um projeto com lucro. Um VPL negativo indica prejuízo. E um VPL igual a zero significa que o projeto se paga (sem lucro, mas também sem prejuízo). Conforme mostra na Tabela 12 de fluxo de caixa.

Ano	Investimento	Produção	Custo	Receita	Despesa	Fluxo Caixa	Fluxo Ac.
0	36677	9028.2	1.7464	15767	1467	-22377	-22377
1	0	8847.6	1.834	16226	1540	14686	-7691
2	0	8670.7	1.925	16691	1617	15074	7383
3	0	8497.3	2.022	17182	1698	15484	22867
4	0	8327.3	2.123	17679	1783	15896	38763
5	0	8160.8	2.229	18190	1872	16318	55081
6	0	7997.6	2.340	18714	1966	16748	71829
7	0	7837.6	2.457	19257	2064	17193	89022
8	0	7680.9	2.580	19817	2168	17649	106671
9	0	7527.2	2.709	20391	2276	18115	124786
10	0	7376.7	2.845	20987	2390	18597	143383

Tabela 12: Fluxo de caixa tirada do aplicativo Estimate.

3.4 ANÁLISE DA VIABILIDADE

Taxa Interna de Retorno (TIR), em inglês chamada de IRR – Internal Rate of Return, tem foco na variável taxa, enquanto o Payback simples tem foco na variável tempo e o VPL no valor do fluxo de caixa em uma data base. A TIR é um número obtido internamente no projeto a partir dos fluxos de caixa esperados. O cálculo da TIR envolve calcular a taxa de juros que tornaria nulo o VPL.

Custos Estimados

Painéis + Inversores: R\$ 23.481,00
 Frete: R\$ 0,00
 Engenharia/Montagem: R\$ 8.500,00
 Equipamentos Extras: R\$ 4.696,20

Dados

Produção Total: 752.35kWh/mês
 Inversores: 1 x 8500.0W
 Painéis: 13 x 545.0W
 Área Total: 33.23m²

Viabilidade	
Investimento Inicial	R\$ 36.677,20
Retorno do Investimento	2.5 anos
Taxa de Retorno	67.8%
Possível Lucro em 10 Anos	R\$ 143.383,00

Tabela 13: Análise da viabilidade tirada do aplicativo Estimate.

Na Tabela 13 de análise da viabilidade temos a TIR para este investimento foi de 67,8%, provando ser um investimento melhor do que a maioria das aplicações financeiras convencionais. Concluímos através da viabilidade

econômica que o investimento é viável, e apresentam taxas atrativas de retorno. Assim, a indicação é de investimento no sistema de geração de energia fotovoltaico. Considerando que o investimento seja realizado a vista, portanto sem juros, o sistema em análise ficou com payback de 2,5 anos. Com isso existe um possível lucro em 10 anos de R\$ 143.383,00.

4- Projeto Elétrico

4.1 PLANTA DE LOCALIZAÇÃO

O local escolhido para o estudo é uma residência na R. Santa Lucia,250, Laranjeiras - Rio de Janeiro, conforme mostra a Figura 23.



Zona Sul do Rio de Janeiro

-22°56'13", -043°11'43" ~

Rua Santa Lucia, Zona Sul do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil

Fuso horário:UTC-03, América/São_Paulo [BRT]

Figura 23: Local da instalação da unidade geradora fotovoltaica, obtida no Google Map com a planta de localização, disposta no projeto elétrico.

4.2 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR

Com o objetivo de simplificar e generalizar o entendimento dos projetos elétricos fotovoltaicos, símbolos gráficos são utilizados para representar os diversos componentes destes sistemas. Toda planta elétrica deve conter: margem, conforme norma; etiqueta com todas as identificações do proprietário e informações básicas; legenda com a simbologia e especificação técnica; esquema unifilar ou multifilar, quando aplicável; detalhes de montagem,

quando necessário; e especificação dos componentes elétricos. A Figura 24 apresenta a simbologia e a legenda comumente adotada em projetos elétricos fotovoltaicos.

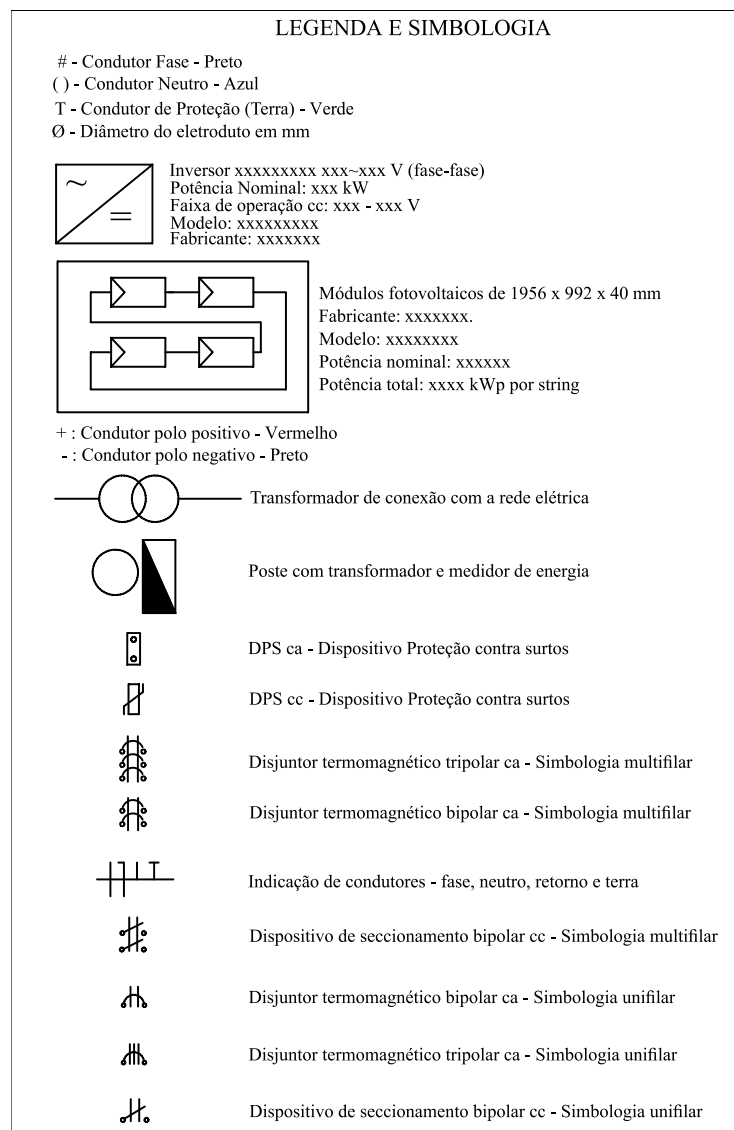


Figura 24: Simbologia e legenda utilizada em projetos de usinas fotovoltaicas.

O sistema de medição de energia deve ser bidirecional para as unidades consumidoras (UC) que aderirem ao sistema de compensação de energia. A energia ativa injetada e a consumida da rede são apuradas, para gerar descontos e créditos na fatura de energia da UC.

Antes da adesão ao sistema de compensação de energia, o padrão de entrada da unidade consumidora deve estar de acordo com as normas das concessionárias competentes. Devem ser observadas as condições estabelecidas pela Norma "NBR-5410 - Instalações elétricas de baixa tensão" da ABNT, bem como outras normas aplicáveis, consideradas as suas revisões

e atualizações. Devem ser observadas as condições estabelecidas pela Norma "NBR-14039 - Instalações elétricas de média tensão – de 1,0 kV a 36,2 kV" da ABNT, bem como outras normas aplicáveis, consideradas as suas revisões e atualizações. Devem ser observadas as condições gerais de fornecimento de energia elétrica estabelecidas pelas Resoluções nº 414/2010 e 482/2012, da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), e consideradas as suas revisões e atualizações.

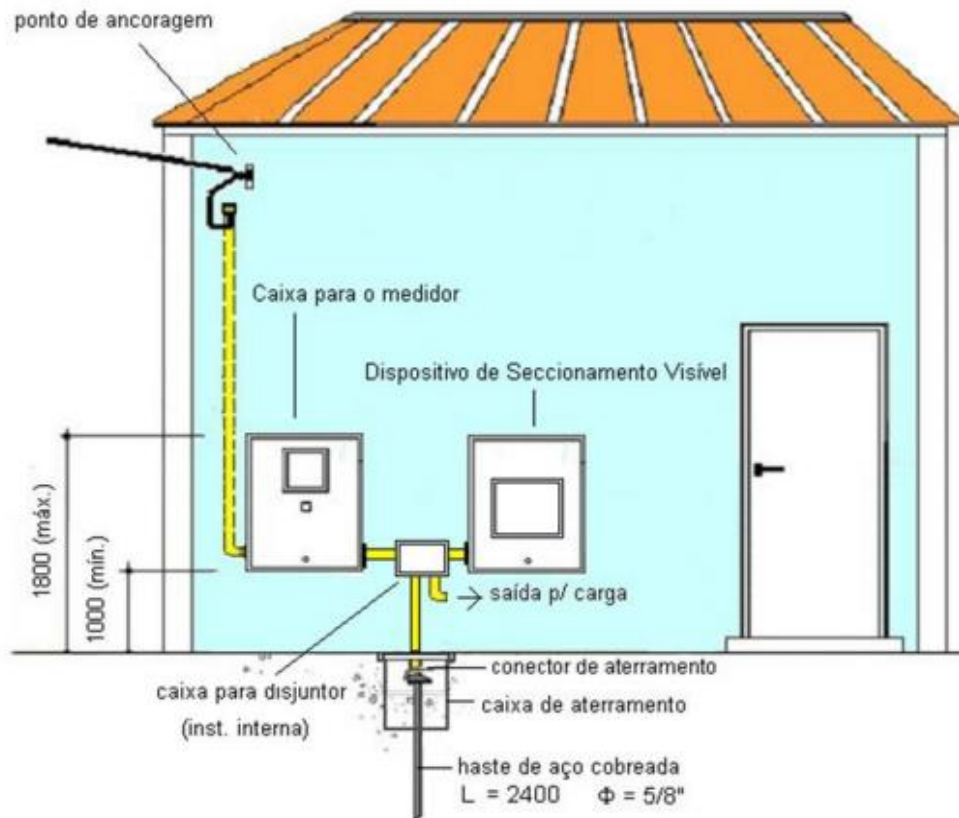


Figura 25: Exemplo de Padrão de Entrada com DSV

Essa é uma vista frontal do padrão de medição da Light. É possível notar a caixa de medição com medidor bidirecional. **SINALIZAÇÃO DE SEGURANÇA** Junto ao ponto de conexão (padrão de entrada) deverá ser fixada, sem a utilização de cola, uma placa de advertência com os seguintes dizeres: "CUIDADO – RISCO DE CHOQUE ELÉTRICO – GERAÇÃO PRÓPRIA".



Figura 26: Placa de advertência que deve ser instalada na usina FV, próxima à caixa de medição (medidas 20 x 15 cm).

O planejamento de interconexão dos diversos componentes do sistema de forma eficiente; a adequação do projeto com relação aos requisitos de segurança sob ponto de vista elétrico; e a verificação do cumprimento das normas e regulamentos técnicos aplicáveis constituem o projeto elétrico de uma usina FV. A escolha do tipo de condutores e bitola, dimensionamento do arranjo e inversores FV, especificação dos dispositivos de proteção e representação em planta baixa fazem parte das etapas do projeto elétrico.

A Figura 27 apresenta o digrama unifilar da instalação elétrica trifásica (3F+N) com tensão fase-fase (ou de linha) de 220 V eficaz. Uma usina solar fotovoltaica é conectada à esta UC, de onde as seguintes características elétricas do sistema podem ser enumeradas:

- ✓ Disjuntor tripolar ca de 70 A do padrão de entrada;
- ✓ Carga instalada existente na unidade consumidora de 5,45 kW;
- ✓ Condutores ca fase de bitola 10 mm² e neutro 10 mm², isolação PVC 500 V em eletrodutos de 25 mm, no padrão de entrada;
- ✓ Medidor de energia bidirecional;
- ✓ Dispositivo de proteção contra surtos de 175 V (fase-terra), classe 2, corrente nominal (corrente projetada, na qual é capaz de desviar para o aterramento de proteção) de 20 kA;
- ✓ Condutores CA fase de bitola 10 mm², isolação PVC 500V, dispostos em eletroduto de 1" (conecta a saída CA do inversor ao quadro geral da instalação);
- ✓ Disjuntor CA de 32 A no lado CA da string box;
- ✓ Condutores CC polos positivo e negativo de bitola 6 mm², isolação XLPE 1000V (conecta o arranjo FV à entrada CC do inversor);
- ✓ Dispositivo de seccionamento CC de 16 A, tensão máxima de 1000 V de isolação no lado CC da string box;

- ✓ Dispositivo de proteção contra surtos CC de 1000 V, classe 2, corrente nominal (corrente projetada, na qual é capaz de desviar para o aterramento de proteção) de 20 kA;
- ✓ Inversor FV 8500 kW CA, 220V CA, e faixa de operação CC 125-550V, com dois MPPTs;
- ✓ Módulos fotovoltaicos 545 Wp dispostos em um strings de 13 módulos FV cada, totalizando 7,085 kWp de potência cc instalada.

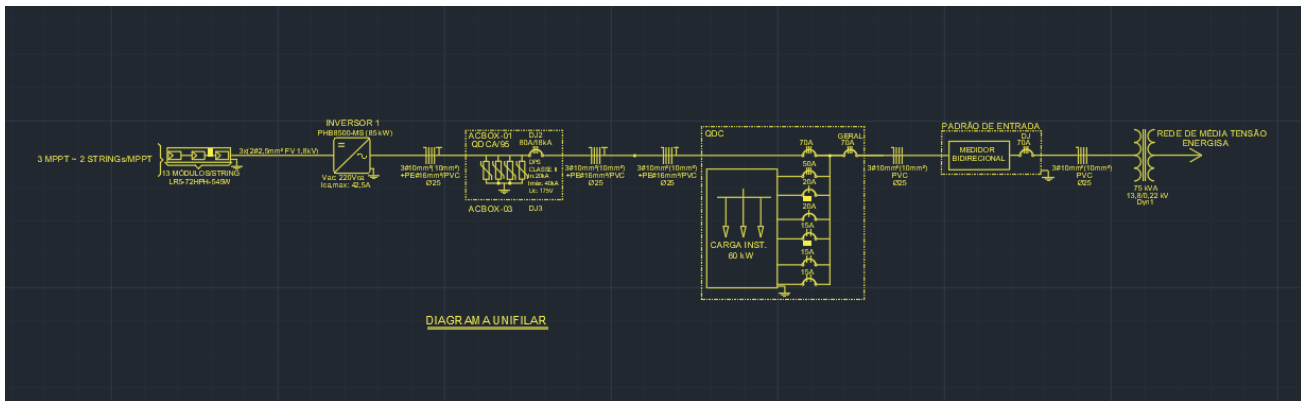


Figura 27: Diagrama unifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica. Simbologia adotada conforme Figura 24.

4.3 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA MULTIFILAR

A Figura 28 apresenta o diagrama multifilar da UC, com enfoque nas ligações elétricas entre os componentes da usina solar fotovoltaica. Este diagrama traduz fielmente as conexões efetuadas no ato da instalação física do sistema.

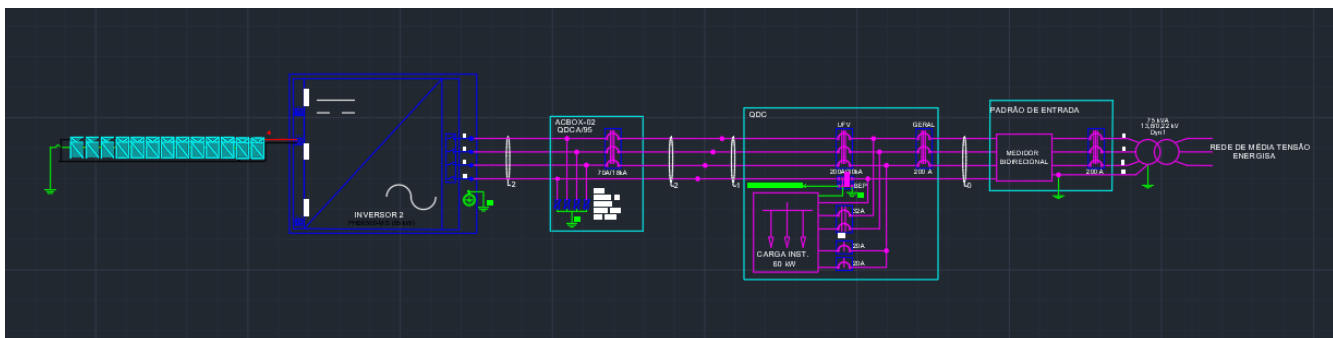


Figura 28: Diagrama multifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica. Simbologia adotada conforme Figura 24.

4.4 MEMORIAL DESCRITIVO

Procedimentos para a Conexão de Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da Light SESA – Até Classe 36,2Kv

O memorial descritivo é um documento elaborado antes de efetuar a instalação da usina solar fotovoltaica, na qual as informações do projeto devem estar descritas de forma detalhada e aprofundada. O objetivo, portanto, consiste em descrever os componentes presentes no sistema de microgeração ou minigeração de energia solar fotovoltaica em uma unidade consumidora de pessoa física. Os seguintes itens devem ser abordados neste documento:

✓ Dados do projetista, devidamente registrado no Conselho Federal de Engenharia e Agronomia (CREA), e da empresa responsável pelo projeto (se aplicável);

✓ Dados do titular da unidade consumidora e localização da UC (coordenadas geográficas, número da instalação, classe e característica de atendimento). O tipo de atividade desenvolvido na UC também é exigido, isto é, se é uma residência, escritório, escola, comércio, zona rural ou industrial, granja ou outra atividade econômica. O histórico ou média anual de consumo da UC pode ser anexado, em kWh/mês;

✓ Se o cliente enquadrar no fornecimento de BT, uma foto nítida do disjuntor do padrão de entrada deve ser anexada ao documento (deve permitir a identificação da corrente nominal do disjuntor);

✓ Se o cliente enquadrar no fornecimento de MT, a demanda contratada e forma de atendimento devem ser anexadas;

✓ Descrição detalhada técnica dos módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas de fixação, dispositivo de proteção, aterramento e outros componentes pertinentes;

5- Referências Bibliográficas

- [1] Greener, “ESTUDO ESTRATÉGICO MERCADO FOTOVOLTAICO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA,” 2019.
- [2] ANEEL, [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/a-aneel>.
- [3] ANEEL, [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/prodist>.
- [4] SistemaOCB, “Formação de Cooperativas de Geração Distribuída,” 2017. [Online]. Available: <http://www.cbgd.com.br/2017/AUDA2610/Marco%20Morato%20%20OCB.pdf>. [Acesso em 09 12 2018].
- [5] Gf2. [Online]. Available: <https://gf2.ind.br/>.
- [6] PHB. [Online]. Available: <https://www.energiasolarphb.com.br/inversor-monofasico-phb3000-ns.php>.
- [7] Wladimir, “WR| Prates,” 2016. [Online]. Available: https://www.wrprates.com/o-que-e-vpl-valor-presente-liquido/#Formula_do_VPL. [Acesso em 02 09 2018].
- [8] <https://www.suncalc.org/#/-22.9368,-43.1957,19>
- [9] https://www.poisson.com.br/livros/gestao%20economica/volume3/Topicos_Gestao_Economica_vol3.pdf
- [10] <https://globalsolaratlas.info/detail?c=-22.937078,-43.194801,19&m=site&s=-22.936848,-43.195217&pv=small,0,22,1>
- [11] <https://fotovoltaica.ufsc.br/sistemas/livros/livro-edificios-solares-fotovoltaicos.pdf>
- [12] <https://meioambiente.prefeitura.rio/medida-compensatoria/>
- [13] <https://designer.solaredge.com/sites/8668404740485482/reports/summary/designs/1>
- [14] <https://www.energiasolarphb.com.br/produto/modulo-longi-lr5-72hph-545m/>
- [15] <https://www.energiasolarphb.com.br/produto/inversor-phb8500-ms/>
- [16] https://ava.ufv.br/pluginfile.php/317503/mod_resource/content/1/ELT%20567%20-%20Apostila.pdf
- [17] <https://gsea.com.br/normasabnt/ABNT%205419%20-%20PARA%20RAIOS.pdf>
- [18] <https://www.solarize.com.br/downloads/manual-energia-solar/NBR-16690-2019-consulta-publica.pdf>
- [19] EStimate - Energia Solar Fotovoltaica
- [20] https://ava.ufv.br/pluginfile.php/201782/mod_resource/content/5/ELT%20562%20-%20Apostila_v2.pdf
- [21] https://ava.ufv.br/pluginfile.php/211964/mod_resource/content/2/ELT%20563%20corrigida%20setembro%202021.pdf
- [22] <http://www.rio.rj.gov.br/dlstatic/10112/6649888/4325557/RoteiroEstudoSombrasPCRJSMDEIS>
- [23] https://siambiental.ucs.br/congresso/getArtigo.php?id=490&ano=_sexto



Coordenadoria de
Educação Aberta e a Distância