



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE  
TELECOMUNICAÇÕES

LUCAS DE SOUZA D'OLIVEIRA

**AVALIAÇÃO DOS ASPECTOS ELÉTRICOS E ECONÔMICOS DA GERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA E RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM  
DIFERENTES PERFIS CONSUMIDORES**

Niterói, RJ  
Dezembro de 2019

LUCAS DE SOUZA D'OLIVEIRA

**AVALIAÇÃO DOS ASPECTOS ELÉTRICOS E ECONÔMICOS DA GERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA E RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM  
DIFERENTES PERFIS CONSUMIDORES**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações (PPGEET) da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Orientador: Prof. D.Sc Henrique de Oliveira Henriques

Niterói, RJ  
Dezembro de 2019

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE  
TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO,  
PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA GERADA EM:

<http://www.bibliotecas.uff.br/bee/ficha-catalografica>

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE  
Gerada com informações fornecidas pelo autor

D999a D'Oliveira, Lucas de Souza  
Avaliação dos aspetos elétricos e económicos da geração  
fotovoltaica e recarga de veículos elétricos em diferentes  
perfis consumidores / Lucas de Souza D'Oliveira ; Henrique de  
Oliveira Henriques, orientador. Niterói, 2019.  
90 p. : il.  
  
Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,  
Niterói, 2019.  
  
DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGEET.2019.m.06077359700>  
  
1. Geração Distribuída. 2. Veículos Elétricos. 3.  
Sistemas Fotovoltaicos. 4. Redes de Distribuição de Média e  
Baixa Tensão. 5. Produção intelectual. I. Henriques,  
Henrique de Oliveira, orientador. II. Universidade Federal  
Fluminense. Escola de Engenharia. III. Título.  
  
CDD -

Bibliotecária responsável: Fabiana Menezes Santos da Silva - CRB7/5274

LUCAS DE SOUZA D'OLIVEIRA

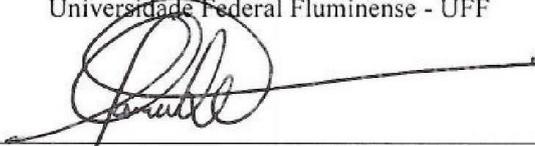
AVALIAÇÃO DOS ASPECTOS ELÉTRICOS E ECONÔMICOS DA GERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA E RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM DIFERENTES  
PERFIS CONSUMIDORES

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a Obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.  
Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

BANCA EXAMINADORA

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. Henrique de Oliveira Henriques** - Orientador  
Universidade Federal Fluminense - UFF

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. Marcio Zamboti Fortes**  
Universidade Federal Fluminense - UFF

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. Carmen Lucia Tancredo Borges**  
Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ

Niterói  
(dezembro/2019)

*Em memória de Raphael Maia – grande  
amigo que está no céu.*

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus, que sem ele não chegaria onde eu cheguei, a toda minha família que sempre me apoiou de todas as formas, aos meus pais, tios, primos e irmão.

A UFF, seu corpo docente, direção e administração que oportunizaram a janela que hoje vislumbro um horizonte superior.

Ao meu orientador Henrique de Oliveira Henriques que, com muita paciência, empatia e atenção, dedicou um pouco do seu valioso tempo para me orientar neste trabalho.

Agradecer aos meus amigos do “Jeral Junto”, todos os meus irmãos DeMolays de Macaé.

Aos meus grandes irmãos da vida Guilherme Tanus, Lucas Ladeira, Gabriel Athayde, Raphael Alvarenga e Gustavo Rocha que agora são todos engenheiros assim como eu e aos irmãos Leandro Azevedo e João Parellada e a Laura Vieira.

Aqueles que vieram comigo da UERJ, todos irmãos da elétrica, Ranther Melo e Júlia Araujo e aos meus alunos da Unopar.

Agradeço também a todos que contribuíram de certa forma para a minha formação profissional na ENEL, em especial a Fabrício Gonçalves, Tiago Loures, Renan borges, Raquel Perdigão, Eduardo Miranda, Cidicley Ferreira, Ruan gomes, José Messias e Cleber Ferreira, que se tornaram grandes exemplos de profissionais para mim e que serei eternamente grato por todo apoio e ensinamentos.

E um muito obrigado a todos que, mesmo não estando citados aqui, tanto contribuíram para a conclusão desta etapa na minha vida e para a pessoa que sou hoje.

*"Non nobis, Domine, non nobis, sed Nomini Tuo ad Gloriam" ("Não para nós, Senhor, não para nós, mas para Glória de Teu Nome") – Salmo de David.*

*"Salve Jacques DeMolay"*

## RESUMO

Com o crescente interesse da sociedade brasileira por veículos elétricos e por geração distribuída (em especial a fotovoltaica), torna-se necessária a realização de estudos que possam unir as duas tecnologias para um bem em comum, essa dissertação realiza uma modelagem do fluxo de potência de uma rede de distribuição considerando a presença de veículos elétricos (VEs) e geração distribuída, neste caso, painéis fotovoltaicos (FV). Portanto, este estudo foca na análise dos impactos no transformador de distribuição em diferentes níveis de penetrações de veículos elétricos e geração distribuída. As simulações são divididas em três etapas: 1ª etapa: Modelagem de diferentes níveis de penetração de VEs em relação ao número total de residências: 25%,50%,75%,100%; 2ª etapa: Análise da rede com penetração de VEs e FVs de iguais proporções de 25%,50%,75%,100%; 3ª etapa: estudo de viabilidade da penetração máxima de recarga de VEs em conjunto com a geração distribuída fotovoltaica FV. Os resultados mostraram a importância da geração distribuída para o alívio do carregamento do transformador de distribuição. Entretanto, um fluxo de potência reverso é observado devido a penetração de FV, a qual pode ser mitigada através do planejamento e coordenação da inserção de VEs e FVs nas devidas proporções. Subsequentemente, um estudo é realizado para avaliar o investimento necessário para que a distribuidora de energia não somente melhore seu sistema de potência, mas também evite o colapso dos seus transformadores.

**Palavras-Chave:** Power Tools for windows, geração distribuída, sistemas fotovoltaicos, veículos elétricos, redes de distribuição de média e baixa tensão.

## ABSTRACT

This dissertation performs a power flow modelling of a distribution grid considering the presence of electric vehicles (EVs) and distributed generation, in this case, photovoltaic panels (PV). Therefore, this work aims to analyse the impacts on the distribution transformer in different levels of electric vehicle and distributed generation penetrations. The simulations are performed in three stages: 1st Stage: Modelling of different levels of EVs penetration in relation to the total number of houses: 25%, 50%, 75% and 100%; 2nd Stage: Network analysis with penetration of EVs and PVs of equal magnitudes of 25%, 50%, 75% and 100%; 3rd Stage: Viability study of the maximum penetration of EVs recharge with the aid of FV distributed generation. The results show the importance of distributed generation for the relief of the distribution transformer load. However, a reverse power flow is observed due to PV penetration, which can be mitigated by planning and coordinating EVs and PVs insertions in the right proportion. Subsequently, a study is carried out to evaluate the necessary investment for the power distribution company to not only improve its power system, but also to avoid the transformer and network collapse.

**Keywords:** Power tools for windows, distributed generation, photovoltaic systems, electric vehicles, medium and low voltage distribution networks.

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Comparação entre painéis PV .....	22
Tabela 2- Seleção de alguns painéis comercializados .....	54
Tabela 3-Especificações Técnicas painel CS6P-265P.....	54
Tabela 4- Informações dos tipos de residências .....	55
Tabela 5- Custo de instalação de um sistema fotovoltaico numa residência de ADISP de 60m <sup>2</sup> .....	58
Tabela 6- Comparativo dos cenários sem FV e com FV .....	64
Tabela 7- Viabilização da penetração máxima de VEs .....	65
Tabela 8- Condutores pré-reunidos para os transformadores padronizados pela ENEL	70
Tabela 9- Especificações dos cabos pré reunidos.....	71
Tabela 10- Orçamento do projeto .....	75

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Movimento de Translação .....	17
Figura 2 - Radiação Solar Global Diária - Média diária.....	18
Figura 3- Tipos de Radiação Solar .....	19
Figura 4- Principais ângulos solares.....	20
Figura 5- Células Fotovoltaicas de Si.....	22
Figura 6- Exemplo de sistema com Inversor .....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Figura 7- Sistema Off-Grid .....	24
Figura 8- Sistema On Grid.....	25
Figura 9 – Cenário de penetração de GD pros próximos 8 anos .....	29
Figura 10- Potência e Energia por fonte em 2027 no Cenário Referência .....	29
Figura 11- Histórico de vendas de VEs no mundo .....	32
Figura 12- Vendas de VEs por tipo no mundo e em determinadas regiões.....	32
Figura 13- Infraestrutura de recarga de VEs no Brasil em 2018 .....	33
Figura 14- Modelos de equipamentos de recarga de VEs no Brasil em 2018 .....	34
Figura 15- Esquema simplificado de conexão de GDFV ao sistema de distribuição.....	37
Figura 16- Perfis de irradiância solar e horas de sol pleno correspondentes.....	39
Figura 17- Curva característica I-V típica de uma célula fotovoltaica.....	39
Figura 18- Influência da variação da irradiância solar na curva característica I-V.....	40
Figura 19- Circuito equivalente monofásico de uma linha de distribuição.....	40
Figura 20- Diagrama fasorial da variação de tensão numa rede de distribuição .....	42
Figura 21- conexões de mini e microgeração na rede da CEMIG.....	44
Figura 22- Solicitações de novas inserções de GD na rede da ENEL RJ em 2019 por grupo de clientes .....	45
Figura 23- Fluxograma de acesso da GD na rede pela ENEL RJ.....	46
Figura 24- Motivos de reprovação de projetos de GD .....	47
Figura 25- Diagrama de Blocos do Processo de Solução do Fluxo de Potência. ....	49
Figura 26- Diagrama unifilar da rede de distribuição.....	51
Figura 27- Curvas de Demanda dos 4 Tipos de Residências. ....	52
Figura 28- Configuração do Painel FV no PTW para a residência do Tipo 1.....	57
Figura 29- Potência em kW, considerando as perdas do Sistema FV. ....	58
Figura 30- Curvas de carga de T1 para os diferentes níveis de penetração de VE com recarga de 3,3 kW, em kVA. ....	60
Figura 31- Curvas da tensão no secundário de T1 para os diferentes níveis de penetração de VE com recarga de 3,3 kW. ....	61
Figura 32- Recarga de VE em 6,6 kW em 4h em conjunto com a geração distribuída FV para uma residência do tipo 4. ....	63
Figura 33- Comparativo da carga de T1 com VE em 100% de recarga em 6,6 kW na ausência e presença de FV em 75%.....	66
Figura 34- Comparativo da tensão secundária de T1 com VE em 100% de recarga em 6,6 kW na ausência e presença de FV em 75%.....	67
Figura 35- Condutor Pré reunido.....	71

Figura 36- Projeto de recondutoramento da rede de BT para atendimento a demanda da recarga de VEs nas residências com FM de 100% .....	73
Figura 37- Valor da obra (R\$) x Potência acrescida na rede (kVA) .....	76

## SUMÁRIO

<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>14</b>
<b>1. RECURSO SOLAR.....</b>	<b>17</b>
1.1 Energia Solar .....	17
1.2 Tipos de Radiação .....	18
1.2.1 Ângulos de Geometria Solar.....	19
1.3 Sistema Fotovoltaico e seus componentes.....	20
1.3.1 Painéis Fotovoltaicos.....	21
1.4 Banco de Baterias.....	24
1.5 Implantação de geração Fotovoltaica.....	25
1.6 A geração distribuída no Brasil, perspectivas.....	28
1.7 A geração distribuída fotovoltaica pelo mundo .....	30
<b>2. VEÍCULOS ELÉTRICOS.....</b>	<b>31</b>
2.1 Veículo elétrico híbrido (VEH) .....	34
2.2 Veículo elétrico híbrido plug in (VEPH).....	35
2.3 Veículo elétrico à bateria (BEV) .....	36
2.4 Veículo Elétrico de Célula de Combustível (VEFC).....	36
<b>3. IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM REDES DE BT .....</b>	<b>36</b>
3.1 Impactos da geração distribuída nas redes de distribuição .....	40
<b>4. A GDFV nas distribuidoras ENEL RJ e CEMIG .....</b>	<b>43</b>
<b>5. METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO .....</b>	<b>47</b>
5.1 Estudo de caso .....	49
A. Dimensionamento do sistema FV .....	55
1) Cálculo da Quantidade de Módulos (QtdM).....	56
2) Cálculo da Quantidade de Strings em Paralelo (Qtd strings em paralelo).....	56
3) Cálculo da Quantidade de Módulos Real (QtdM REAL).....	56
4) Potência Instalada do Sistema FV da Residência (Pot Inst. FV) .....	57
<b>5.2 Resultados .....</b>	<b>59</b>

<b>6. VISÃO DA DISTRIBUIDORA REFERENTE AO INVESTIMENTO NA REDE NECESSÁRIO PARA SUPRIMIR OS IMPACTOS DA RECARGA EM MASSA DE VE'S .....</b>	<b>69</b>
<b>6.1 Investimento na rede através de projeto de recondutoramento para atendimento a demanda .....</b>	<b>70</b>
<b>6.1.1 Projeto.....</b>	<b>71</b>
<b>6.1.2 Orçamento.....</b>	<b>74</b>
<b>7. CONCLUSÃO .....</b>	<b>77</b>
<b>A. Anexo– Simbologia de projetos de MT/BT .....</b>	<b>78</b>
<b>B. Anexo– Esforço mínimo dos postes para determinadas potências de transformadores .....</b>	<b>79</b>
<b>C. Anexo– Condutores padrão de MT .....</b>	<b>79</b>
<b>D. Anexo– Desenhos de estruturas com transformadores.....</b>	<b>80</b>
<b>E. Anexo– Orçamento da obra de substituição do transformador de 30kVA para um de 150kVA detalhado.....</b>	<b>81</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>83</b>

## LISTA DE ABREVIATURAS

AECO	Análise Econômica
BT	Baixa tensão
CIP	Contribuição da iluminação pública do município [R\$]
Disp	Custo de disponibilidade [kWh]
$FC_m^{med}$	Fator de carga médio no mês $m$ [pu]
FDI	Fator de dimensionamento do inversor
FIT	Tarifa <i>feed-in</i>
FV	Fotovoltaico(a)
GD	Gerador/geração distribuído(a)
GDFV	Gerador/geração distribuído(a) fotovoltaico(a)
$H_m$	Número de horas do mês $m$
HSP	Horas de sol pleno
$HSP_m$	Média de HSP no mês $m$ em [h]
$HSP_y$	Média de HSP no ano $y$ [h]
IMA	Infraestrutura de Medição Avançada
Imp	Impostos aplicados à tarifa (somatório do PIS, COFINS e ICMS) [%]
LB	<i>Load bus</i> (barra de carga)
MB	<i>Main bus</i> (barra principal)
MT	Média tensão
$N_c^\phi$	Número de fases do consumidor $c$
NM	<i>Net-metering</i>
OLTC	Transformador com comutadores de <i>taps</i> em carga
$P_{FV}$	Potência FV instalada em [kWp]
$P_{MP}$	Potência máxima ou de pico do módulo FV
$T_{Band}$	Tarifa adicional da bandeira tarifária [R\$/kWh]
TD	Taxa de desempenho do sistema FV [pu]
$T_{Imp}$	Tarifa de energia elétrica considerando os impostos [R\$/kWh]
$T_{Imp}^{sem}$	Tarifa de energia elétrica sem considerar os impostos, definida pela ANEEL [R\$/kWh]
ADISP	Área do telhado disponível
QtdM REAL	Quantidade de módulos real

ART	Anotação de responsabilidade técnica
CREA	Conselho Regional de Engenharia e Agronomia
kWp	Kilowatt pico
Voc	Tensão de circuito aberto
CAPEX	Capital Expenditure
OPEX	Operational Expenditure
LM	Linha morta
LV	Linha viva
UC	Unidade de cadastro

## INTRODUÇÃO

O interesse dos países mais desenvolvidos e emergentes por mitigar o impacto ao meio ambiente e pela diversificação de suas matrizes energéticas motiva o investimento em fontes de energias renováveis [1-5].

Neste contexto, uma tecnologia em constante expansão é o sistema fotovoltaico (FV), que possui destacável potencial de utilização e apresenta taxa anual de crescimento média de 50% no mundo, totalizando 505GW em 2018 [6]. Países como China, Japão, Alemanha e EUA são referências neste ramo, com capacidade instalada de geração de 176,1 GW, 56,0 GW, 45,4 GW e 62,2 GW, respectivamente, em 2019 [6]. O Brasil segue a tendência mundial com crescimento do mercado fotovoltaico de 50% de 2017 para 2018 [7]. Em termos absolutos, devido aos incentivos governamentais serem relativamente recentes, a capacidade instalada nacional do sistema FV era de 2,4 GW, em 2018 [6-8].

Outra tecnologia em desenvolvimento é o veículo elétrico (VE), que apresenta incentivos político-econômicos em diferentes regiões do mundo. Na Noruega, por exemplo, 37% das novas vendas de veículos em circulação, em janeiro de 2017, eram movidos a energia elétrica [9]. A China, por sua vez, deve ultrapassar a produção de 1,5 milhão de carros elétricos em 2019, e a Alemanha aprovou, no fim de 2016, uma resolução que estipula até 2030 banir a produção e venda de veículos automotores movidos a gasolina e diesel [10]. Em contrapartida, o cenário brasileiro atual do VE é diferente, visto que o principal obstáculo para sua disseminação no país é a ausência de políticas de incentivo. No Brasil, a venda de carros sustentáveis (carros que possuem emissão reduzida de poluentes na atmosfera, ou nula) teve um aumento de 20,4% em 2018, comparado a 2017, segundo a Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores [11]. Até 2030, de acordo com um estudo realizado pela consultoria McKinsey de 15% a 30% dos veículos vendidos no Brasil serão híbridos ou elétricos [11].

Todavia, estas tecnologias, não obstante os benefícios de sua aplicação, possuem impactos na rede elétrica que precisam ser analisados. Em [12-15] são estudados os impactos da recarga de VEs na rede de distribuição e em [16-17] é analisado a performance da rede frente à entrada de sistemas FV. Em [18], ambas as tecnologias são analisadas em conjunto, a partir de uma rede de dois alimentadores, um com 18 casas e

outro com 32 residências. No cenário com apenas recarga de VEs, constata-se uma maior conexão para recarga de VEs na rede, sem ultrapassar os limites operativos da rede, quando utilizado o modo de recarga inteligente (potência variável durante a recarga) ao invés do modo convencional (potência fixa em 6,6 kW). A análise no alimentador de 32 casas nos cenários com integração de VEs com recarga convencional ou inteligente e FVs, resultam na possibilidade de 100% de recarga dos VEs na rede para uma inserção de 50% de FVs, sem violar os limites de operação da rede elétrica. No cenário com a recarga inteligente há, ainda, diminuição da potência de pico de carga da rede se comparada a recarga convencional [18]. Por fim, em [19] é considerada a recarga como também descarga do VE de maneira inteligente. Na recarga, o VE é usado com o objetivo de mitigar as sobretensões causada nos períodos de pico da geração FV na rede, e, na descarga, o VE é utilizado a fim de minimizar a demanda de pico de carga, considerando as limitações de disponibilidade de energia das baterias dos veículos.

No Brasil, dado seu potencial solar em praticamente todo país [20] e um fator de motorização (FM) por domicílio de aproximadamente 50% [21-22], julga-se relevante estudos que abordem a entrada dessas novas tecnologias no sistema elétrico nacional.

Desta forma, esta dissertação tem como objetivo analisar os impactos em um transformador de distribuição para diferentes cenários de penetração de VEs em residências, considerando a entrada dos sistemas FVs conectados diretamente à rede elétrica e com isso investigar os investimentos que a distribuidora deve realizar em sua rede de distribuição para mitigar os impactos na rede e em seus equipamentos. Neste estudo, considera-se apenas o modo de recarga convencional de VEs (potência de recarga constante), sendo analisada a recarga em diferentes horários do dia (a partir, por exemplo, de incentivos tarifários horários para a recarga dos VEs). Para tal, é realizado um estudo de caso de um alimentador de uma rede de distribuição típica do Brasil e são construídos diferentes cenários de VEs e FVs para a análise do impacto na rede elétrica.

O foco deste trabalho é a avaliação dos benefícios que a interação de VEs e sistemas FVs podem trazer à rede de distribuição, como alívio do carregamento do transformador e regulação de tensão, e os possíveis impactos negativos com a conexão destas tecnologias, como situações de sobrecarga e alterações no nível de tensão, além de avaliar o custo desses impactos para as distribuidoras. Estes problemas podem ocasionar perda de vida útil, deterioração mecânica da isolação das bobinas, evolução dos gases

dissolvidos no óleo, expansão térmica dos condutores, deformações permanentes e elevação da pressão interna dos transformadores [23-26]. A dissertação se inicia com uma abordagem dos conceitos solares e dos VEs, em seguida busca avaliar os efeitos da geração distribuída fotovoltaica (GDFV) nas distribuidoras de redes elétricas e por fim os estudos elétricos e econômicos propostos para conclusão do trabalho.

## 1. RECURSO SOLAR

### 1.1 Energia Solar

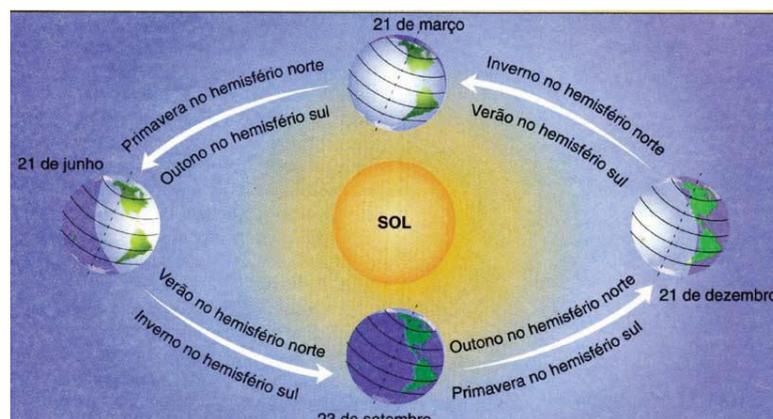
O topo da camada atmosférica recebe uma média de densidade anual de fluxo de energia de aproximadamente  $1367 \text{ W/m}^2$  proveniente da radiação solar, quando a medida é feita por um plano normal à direção de propagação. Com isso, a Terra dispõe de uma potência de 174 mil TW proveniente do sol, o que representa cerca de 12 milhões de vezes a potência instalada na usina hidrelétrica de Itaipu [27].

A energia solar pode chegar à terra nas formas térmica e luminosa. Ao ultrapassar a atmosfera terrestre, a maior parte da energia se manifesta através de luz visível, bem como raios infravermelho e ultravioleta (não visíveis). Desta forma, o potencial energético do sol pode ser explorado de diferentes formas. Corpos escuros, painéis fotovoltaicos e uma infinidade de elementos podem aproveitar a energia fornecida pelo sol em substituição a outras fontes existentes. Segundo o estudo sobre Outras Fontes, constante do Plano Nacional de Energia 2030, produzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a irradiação por ano na superfície da Terra é suficiente para atender milhares de vezes o consumo anual de energia do mundo [28].

A radiação solar incidente na atmosfera varia de acordo com a hora do dia, época do ano e coordenada geográfica do ponto observado, pois a incidência de radiação está relacionada a inclinação do eixo imaginário de giro da terra em relação ao sol, bem como a distância entre Terra e Sol. Esta variação é ocasionada devido o movimento de translação da Terra, pois este é feito em trajetória elíptica, como ilustrado na

**Figura 1.**

Figura 1 - Movimento de Translação



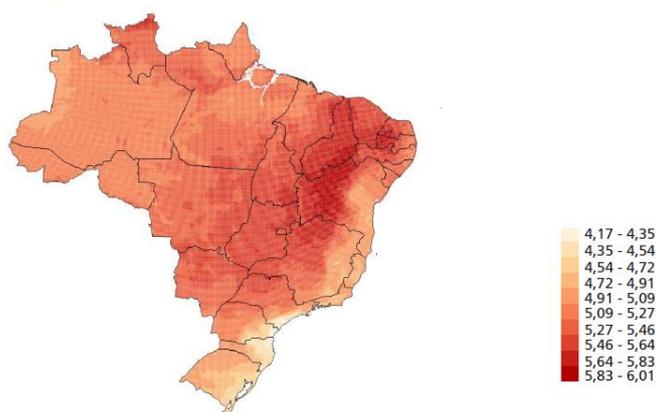
Fonte: Adaptado de [28]

A grandeza utilizada para quantificar radiação solar, é  $W/m^2$ . Sendo esta unidade de potência por área e para esta variação de distância, a irradiância varia entre  $1325 W/m^2$ , momento de maior distância entre Terra e Sol a  $1412 W/m^2$ , quando a maior proximidade entre eles, portanto adota-se uma irradiância média de  $1367 W/m^2$  [8]. Vale lembrar que a título de desenvolvimento de novos elementos, os valores de referência utilizados são normalmente  $1000 W/m^2$  para condições de laboratório e  $800 W/m^2$  para condições reais.

A **Figura 2** mostra a variação de radiação solar média em território brasileiro.

Figura 2 - Radiação Solar Global Diária - Média diária

Brasil: incidência solar média diária  
(Em  $kWh/m^2$ )



Fonte: Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC) e Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (Inpe), 2016.

## 1.2 Tipos de Radiação

Ao entrar na atmosfera, a radiação pode alcançar a superfície terrestre a partir de vários trajetos. Desta forma, a radiação incidente pode ser classificada de 3 diferentes formas, de acordo com o tipo de interação que esta passa até penetrar na superfície considerada.

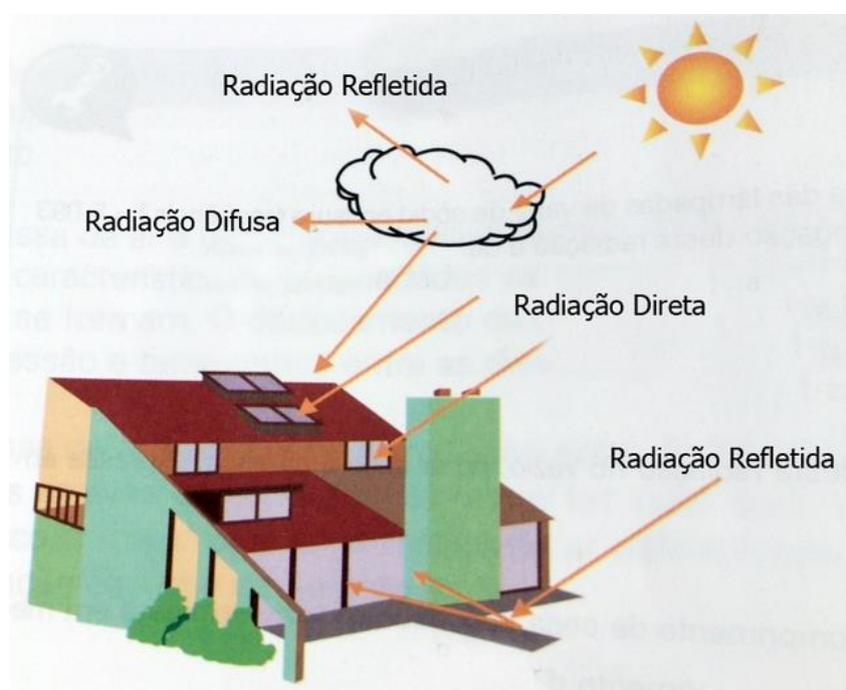
**Radiação Direta:** A porção da energia solar que atravessa a atmosfera e não sofre interações com o volume de matéria, ou seja, chega diretamente ao ponto analisado. Sua densidade de fluxo é chamada de irradiância solar direta.

**Radiação Difusa:** É a parcela da radiação solar que passou por alguma interação com a matéria, não vindo diretamente da fonte emissora ao ponto de recepção. Sua densidade de fluxo é definida como irradiância solar difusa.

**Radiação Refletida:** Definida como a parcela de energia que é recebida e devolvida através da reflexão de nuvens e superfícies terrestres em geral. Estima-se que 30% da energia irradiada pelo sol seja refletida pelas nuvens, atmosfera e superfície terrestre.

A **Figura 3** traz de forma explicativa cada um dos tipos de radiação supracitados.

Figura 3- Tipos de Radiação Solar

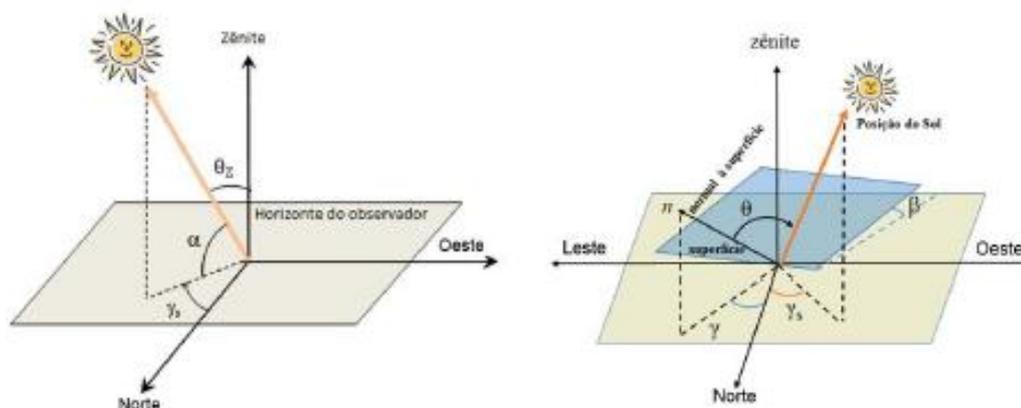


Fonte: Elaborado por [29]

### 1.2.1 Ângulos de Geometria Solar

A determinação da orientação solar é de grande importância quando se deseja realizar o aproveitamento da energia solar, pois é através do conhecimento do ângulo do sol que é possível obter o maior aproveitamento energético possível, dentro das características do projeto ou sistema a serem aplicados. Conforme ilustrado na **Figura 4**, os principais ângulos a considerar são:

Figura 4- Principais ângulos solares



Fonte: Elaborado por [28]

**Ângulo Zenital ( $\theta_z$ )** - Ângulo formado entre os raios de Sol e vertical local.

**Elevação Solar ( $\alpha$ )** - Ângulo compreendido entre os raios de sol e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal.

**Ângulo Azimutal do Sol ( $\gamma_s$ )** - Também conhecido como azimute solar, é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul.

**Ângulo Azimutal da Superfície ( $\gamma$ )** - Ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul.

**Inclinação da Superfície ( $\beta$ )** - Ângulo entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal

**Ângulo de Incidência ( $\theta$ )** - Ângulo constituído entre os raios de sol e a normal superfície de captação.

### 1.3 Sistema Fotovoltaico e seus componentes

Painéis e células fotovoltaicas são elementos capazes de gerar energia através do efeito fotovoltaico (efeito responsável pela conversão direta da luz em eletricidade). De uma forma geral, células fotovoltaicas apresentam diferentes características construtivas, que estarão associadas a seus níveis de tensão, sua eficiência e seu comportamento frente à diferentes cenários de operação. Terminais de um painel

apresentam níveis de tensão que costumam variar em função da temperatura na qual estão operando, bem como outras oscilações. Desta forma, outros elementos são importantes para garantir o controle dos níveis de tensão e ajuste destes níveis aos valores de referência esperados pelas cargas do sistema. Além disto, em alguns cenários, a energia gerada pode extrapolar a demanda e desta forma, torna-se interessante a possibilidade do armazenamento da energia excedente.

### 1.3.1 Painéis Fotovoltaicos

Uma vez esclarecido o efeito fotovoltaico, torna-se simples o entendimento sobre painéis fotovoltaicos. Um módulo fotovoltaico é um dispositivo eletrônico que converte energia solar incidente em energia elétrica em corrente contínua CC, através do efeito fotovoltaico. Um painel fotovoltaico é uma estrutura que possui 1 ou mais módulos fotovoltaicos associados.

Atualmente existe uma variedade de tecnologias fotovoltaicas, que por sua vez apresentam diferentes características operativas como eficiência e durabilidade. Painéis fotovoltaicos disponíveis atualmente no mercado, conforme mostrado na **Figura 5**, podem ser dos seguintes tipos:

**Monocristalino:** Painéis monocristalinos são formados a partir de um único cristal de silício ultrapuro ( $Si = 99,99\%$  a  $99,99999\%$ ), sendo este fatiado para que sejam obtidas lâminas de silício. Posteriormente estas lâminas são tratadas e transformadas em células fotovoltaicas. Em seguida é feita a montagem dos painéis com associação destas células em série e paralelo.

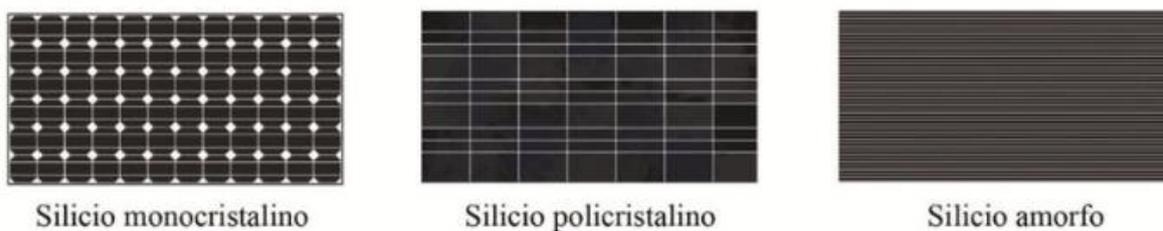
**Policristalino:** Também formado de silício, a principal diferença deste para o painel monocristalino é que para este tipo de painel os cristais de silício são fundidos em um bloco. Quando há o fatiamento deste bloco, é possível identificar visualmente a formação de múltiplos cristais, o que explica o nome dado a painéis deste tipo.

**Película Fina:** De forma geral, painéis monocristalinos e policristalinos possuem em seu processo de fabricação uma etapa de corte, seja do cristal puro ou dos cristais fundidos, o que se traduz em desperdício no processo de produção.

Para resolver esse problema, surgiram novas tecnologias baseadas na decomposição do material semicondutor em substratos de vidro ou plástico.

Para painéis de filme fino, além do silício são utilizados também Telureto de cádmio (CdTe), Disseleneto de cobre-índio (CIS) e células fotovoltaicas orgânicas (OPV).

Figura 5- Células Fotovoltaicas de Si



Fonte: [www.researchgate.net/figure/Tipos-de-celulas-fotovoltaicas-en-el-mercado\\_fig3\\_267211218](http://www.researchgate.net/figure/Tipos-de-celulas-fotovoltaicas-en-el-mercado_fig3_267211218)

De forma superficial, a **Tabela 1** realiza uma breve comparação entre os tipos de painel mencionados.

Tabela 1- Comparação entre painéis PV

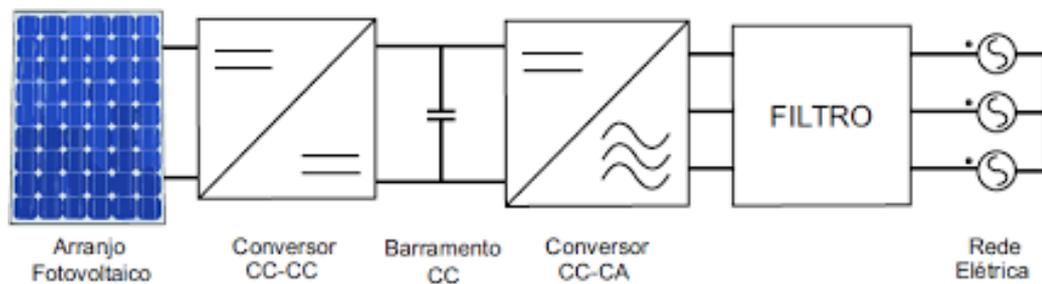
Tipo	Rendimento	Custo	Vida Útil (Anos)
Silício Monocristalino	18%	Elevado	20-40
Silício Policristalino	16%	Baixo	20-40
Película Fina	8-17%	Baixo	15-25

Fonte: Adaptado de <http://www.real-solar.com>

### 1.3.2 Conversores

Uma vez gerada a energia, a tensão de saída dos painéis precisa passar por uma etapa de condicionamento para que esteja dentro das características necessárias para ser conectada a concessionária de energia ou mesmo ser consumida pelas cargas locais. Para esta finalidade, são usados conversores, **Figura 6**, que são fabricados em dois tipos:

**Figura 6** – Conversores CC-CC e CC-CA em sistemas fotovoltaicos



Fonte: <https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/28152/1/Implementa%C3%A7%C3%A3oSistemaFotovoltaico.pdf>

**Conversor CC/CC:** Para aplicações em que o sistema de controle terá sua saída conectada a um barramento de corrente contínua, é feito uso de um conversor CC/CC com o único intuito de ajustar a tensão da saída dos painéis, que normalmente flutua dentro de uma faixa, para um valor fixo, esperado pelas cargas do sistema.

**Conversor CC/CA:** Comumente chamado de inversor, tem o papel de transformar a tensão de saída dos painéis em uma tensão CA semelhante a disponibilizada pela concessionária de energia, para interligação entre os sistemas.

Para sistemas fotovoltaicos, é desejável que a unidade de controle possa suprir as seguintes necessidades do sistema:

- Garantir que a tensão de saída dos painéis esteja dentro das características solicitadas pelas cargas.
- Proteção Anti-ilhamento, desacoplando o sistema de geração da rede externa em caso de faltas ou ausência de fornecimento da concessionária.
- Maior aproveitamento possível no processo de conversão. Muitos inversores disponíveis no mercado já possuem uma tecnologia chamada MPPT (ponto

rastreador de potência máxima), na qual o equipamento faz o rastreamento do ponto de máxima potência, aumentando assim a eficiência do processo de inversão.

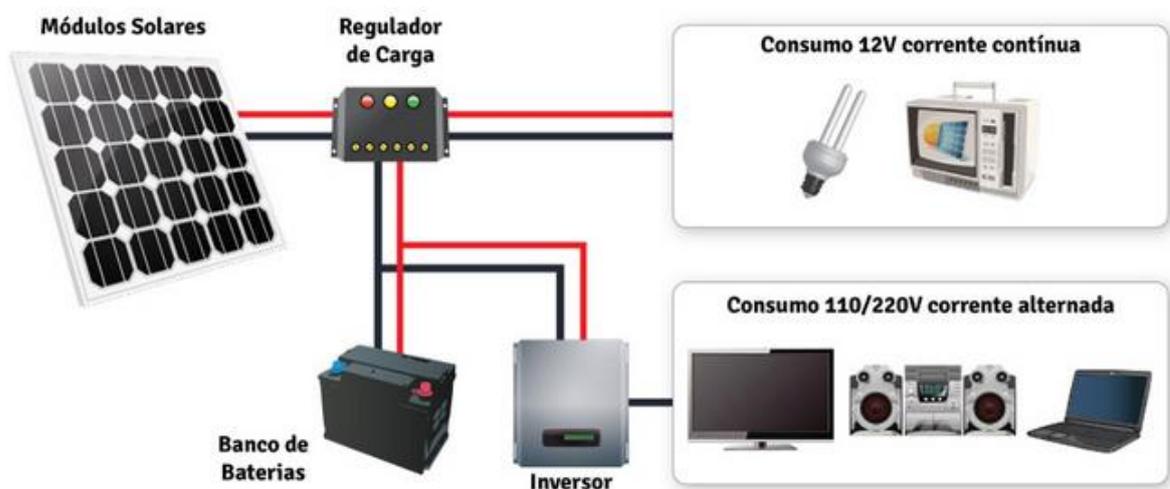
#### 1.4 Banco de Baterias

Os Sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em duas categorias.

**Sistemas desconectados da rede (*Off-grid*)** – Sistema não conectado à rede. Nesta configuração, toda energia gerada pelos painéis fotovoltaicos deve ser consumida pelas cargas ou ainda armazenada localmente (Figura 7).

O banco de baterias tem como principal atribuição acumular toda a energia gerada excedente, isto é, que não seja consumida no mesmo momento da geração. Em sistemas *on-grid*, bancos de bateria são utilizados para armazenar energia, fazendo que uma menor parcela desta seja exportada ou importada pelo consumidor. Em sistemas *off-grid*, utiliza-se bancos de bateria para armazenar toda a energia não consumida no momento da geração, pois para sistemas não conectados, não é possível exportação de energia para o sistema, devendo a mesma ser armazenada ou dissipada.

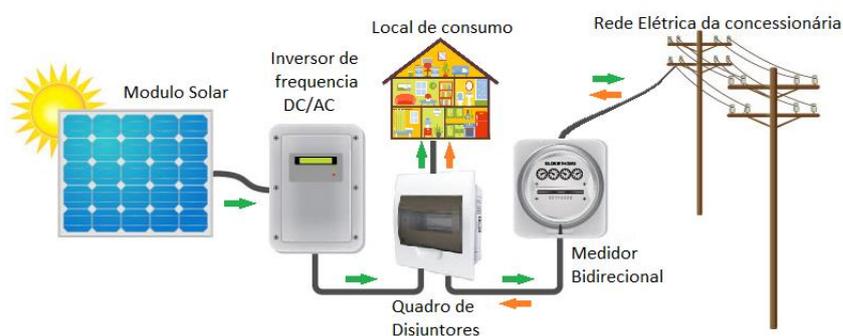
Figura 7- Sistema Off-Grid



Fonte: <http://real-solar.com>

**Sistemas conectados à rede (*On-grid*)** – São sistemas conectados à rede de distribuição. Desta forma, e com a utilização de uma unidade de controle, é possível que haja fluxo de potência nos dois sentidos (Figura 8). Quando a energia gerada for superior a demanda, pode-se exportar energia para concessionária e em situações em que a energia demandada pelas cargas seja superior a geração dos painéis, é possível importar energia da concessionária para alimentar as cargas locais.

Figura 8– Sistema On Grid



Fonte: <http://www.bmcenergia.com.br>

## 1.5 Implantação de geração Fotovoltaica

### 1.5.1 Resoluções Normativas N° 481 e N°482

Em abril de 2012, o governo brasileiro, através da ANEEL, lançou duas resoluções normativas com a intenção de promover a GD: a Resolução Normativa n° 481 e a Resolução Normativa n° 482, ambas publicadas em 17 de abril de 2012 (ANEEL, 2012; ANEEL, 2012b) (respectivamente, “Resolução Normativa 481” e “Resolução Normativa 482”).

A Resolução Normativa 481 teve o propósito de tornar plantas de energias renováveis localizadas, de grande porte, mais viáveis, concedendo descontos de até 80% nas tarifas de uso das redes de distribuição e transmissão (ANEEL, 2012; RUSCHEL, LANDEIRA, MITIDIERI, 2012).

A Resolução Normativa 482, por sua vez, estabeleceu regras destinadas à regulamentação e incentivo à instalação de centrais geradoras de energia elétrica de fonte solar, hidráulica, eólica, de biomassa ou de cogeração qualificada com potência menor ou igual a 1 MW, conectadas a instalações. Esta resolução é responsável pelo estabelecimento de condições gerais associadas a geração distribuída de energia elétrica, classificando os sistemas de geração distribuída em 2 grupos.

**Microgeração distribuída:** “central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.”

**Minigeração distribuída:** “central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras”.

Além das definições acima, a resolução em questão possui algumas disposições quanto ao acesso aos sistemas de distribuição, mencionando responsabilidades e direitos das concessionárias de energia, no que diz respeito às possíveis adequações do sistema de distribuição, bem como prazos para adequação e documentos de referência.

No que tange o sistema de compensação de energia, de uma forma geral, são realizadas e sinalizadas as seguintes premissas, entre outras:

- Para utilização de sistemas de geração distribuída conectados à rede, é necessária a instalação de uma unidade geradora um equipamento de medição de energia bidirecional, uma vez que além da importação de energia junto a concessionária, é possível que o cliente, que possua geração distribuída, exporte parte de sua geração para rede, fazendo-se necessária a leitura de fluxo em ambos os sentidos. Os custos referentes à adequação do sistema de medição são de responsabilidade do interessado.

- Após a adequação do sistema de medição, a distribuidora será responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação.
- No que tange o sistema de compensação, deverá ser cobrada, no mínimo o valor referente ao custo de disponibilidade para energia do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso.
- O consumo de energia a ser faturado, referente a energia elétrica ativa, é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto horário. Em caso de injeção maior do que o consumo de energia, a compensação da concessionária se dá na forma de abatimento do consumo medido em meses subsequentes.
- Os créditos de energia ativa gerada por meio do sistema de compensação de energia elétrica expirarão em 36 meses após a data do faturamento, não fazendo jus ao consumidor a qualquer forma de compensação após o seu vencimento e serão revertidos em prol da modicidade tarifária.
- A resolução assegura que as distribuidoras deverão adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.
- O prazo para a distribuidora efetuar as alterações de que trata o caput e publicar as referidas normas técnicas em seu endereço eletrônico é de 240 (duzentos e quarenta) dias, contados da publicação desta Resolução. Após este prazo de 240 dias a distribuidora deverá atender às solicitações de acesso para microgeradores e minigeradores distribuídos nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.
- A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada, nos termos do inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. Caso o consumidor deseje instalar central geradora com potência superior ao limite estabelecido pelo PRODIST, deve solicitar o aumento da potência disponibilizada, nos termos do art. 27 da Resolução

Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, sendo dispensado o aumento da carga instalada.

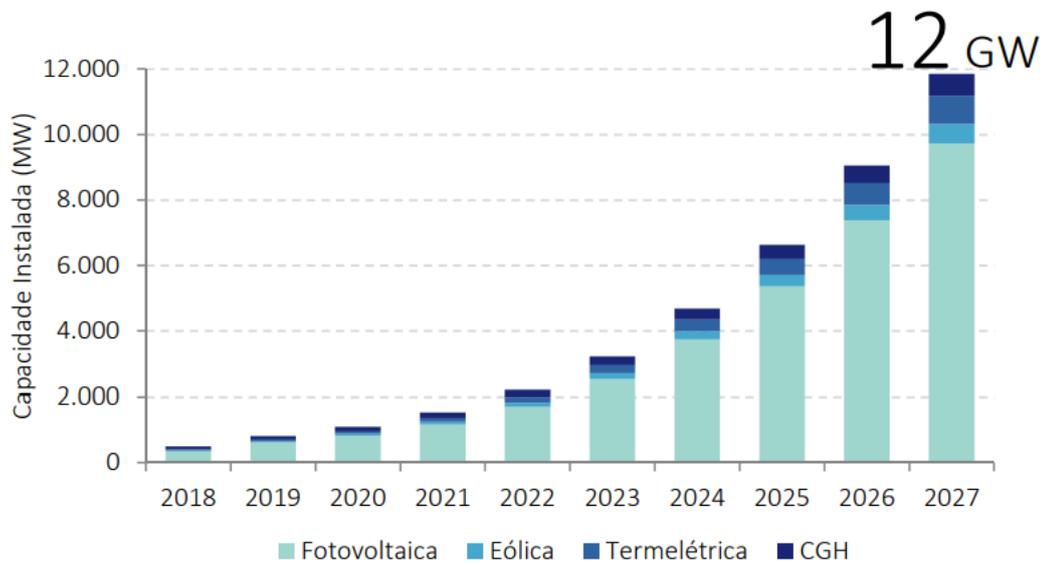
- Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída não devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora, exceto para o caso de geração compartilhada. Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de minigeração distribuída devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor [29].
- A distribuidora não pode incluir os consumidores no sistema de compensação de energia elétrica, nos casos em que for detectado, no documento que comprova a posse ou propriedade do imóvel onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída, que o consumidor tenha alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em reais por unidade de energia elétrica.

Desta forma, é de extrema importância que a parte interessada na implantação de um sistema de geração distribuída tenha total conhecimento e domínio do conteúdo da resolução supracitada.

#### 1.6 A geração distribuída no Brasil, perspectivas

As previsões para a penetração de fotovoltaicas, figura 9, para os próximos anos no Brasil são muito promissoras, devido ao grande potencial que essa fonte possui no território do país [30], com uma previsão de crescimento vertiginoso até 2027, ultrapassando 9GW de capacidade instalada.

Figura 9 – Cenário de penetração de GD pros próximos 8 anos



Fonte: EPE [2019]

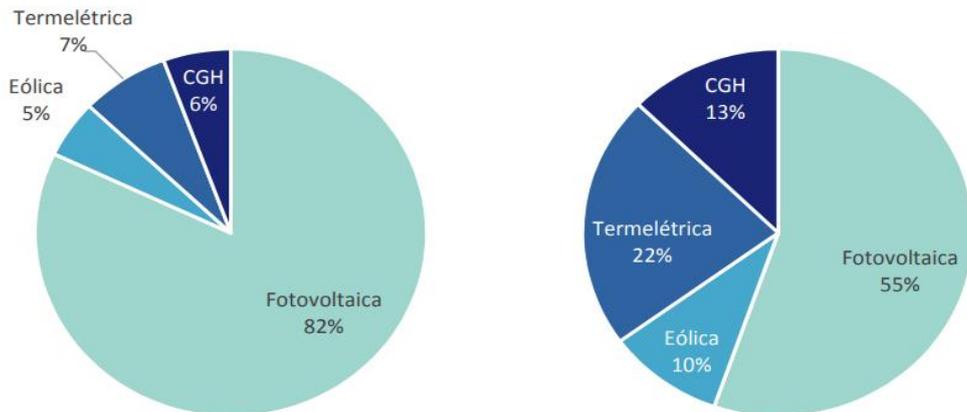
A matriz energética no Brasil por sua vez terá uma mudança significativa, como detalhado na

**Figura 10:**

Figura 10- Potência e Energia por fonte em 2027 no Cenário Referência

Capacidade Instalada em 2027

Energia Gerada em 2027



Fonte: EPE [2019]

## 1.7 A geração distribuída fotovoltaica pelo mundo

A tecnologia de GDFV em outros países começou a se disseminar bem antes do que no Brasil, portanto levantou-se um histórico dos principais marcos dessa tecnologia em alguns países ao redor do mundo.

A Geração Distribuída no Japão:

- 1994 – Instituiu o programa 70.000 telhados solares;
- US\$ 457 Milhões em investimentos no programa;
- Redução fiscal para a indústria solar;
- Subsídios para o financiamento de energia solar;

Resultados: Aumento de 15 MW em 1993 para 127 MW em 2001.

A Geração Distribuída nos EUA:

- 2006: Programa do estado da Califórnia, chamado “Million Solar Roofs Plan”, totalizando 18GWp de potência até 2018;
- 2008: Departamento de energia do governo estadunidense anunciou um investimento de US\$17,6 milhões em seis companhias de energia, de forma a tornar a energia fotovoltaica competitiva através do desenvolvimento tecnológico;
- Incentivos fiscais e financiamentos. Taxas de financiamentos mais baixas para sistemas fotovoltaicos e deduções de impostos estão entre as políticas de incentivo adotadas pelo governo para o desenvolvimento da fonte.
- VOS - No estado de Minnesota, aplica-se o *Value of Solar* (ou VOS).

Resultados: Os EUA já possuem um mercado consolidado em geração distribuída. Para os consumidores, novos produtos financeiros estão se popularizando, visando trazer aos clientes economia imediata através da energia solar (*savings from day one*). Estão previstos milhares de novos postos de empregos nos EUA em geração distribuída.

A Geração Distribuída na Alemanha:

- 1991 – Instituição da Lei *Feed-in-Law*;

- Venda de energia provinda de geração distribuída: A concessionária é obrigada a comprar toda energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos, pagando uma tarifa prêmio por essa energia;
- 1991 a 1995 – Instituição do Programa 1.000 telhados fotovoltaicos oferecendo uma subvenção de 70% do custo inicial de instalação do projeto;
- 1999 - "*100.000 Roofs Solar Programme*" – Com financiamento de 0% de juros e 10 anos para o financiamento;

Resultados: Consolidação da Alemanha como a maior referência em fomento a geração de energia solar fotovoltaica mundial.

## 2. VEÍCULOS ELÉTRICOS

O veículo elétrico (VE) é caracterizado pela utilização de motor elétrico no lugar do motor de combustão interna.

Existem modelos que apresentam uma combinação de motor elétrico e de combustão interna. Kempton (2000) apresenta a seguinte classificação para os VEs:

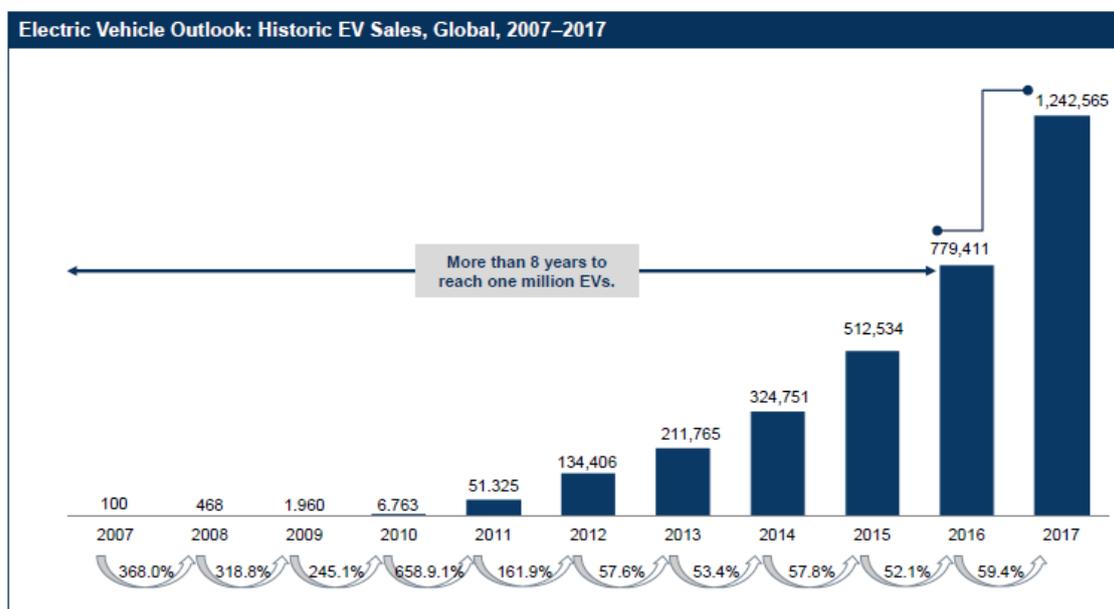
- Veículos elétricos híbridos à gasolina (VEH);
- Veículos elétricos híbridos *plug in* (PHEV);
- Veículos elétricos à bateria (BEV);
- Veículos elétricos de célula de combustível (VEFC)

A oportunidade de utilizar os VEs para revolucionar os setores de transportes e os sistemas de distribuição de energia é imensa. Em particular, o surgimento de novas tecnologias oferece um grande potencial para o estabelecimento dos VEs como parte integrante do sistema elétrico, ou seja, além de serem usados como veículos de transportes, poderão atuar como geradores distribuídos, utilizando a energia armazenada a bordo para contribuir com a rede elétrica em períodos críticos do dia (pico de carga).

A venda dos VEs teve um crescimento vertiginoso nos últimos 12 anos, tendo em 2017 atingido 1.242.565 de unidades vendidas mundialmente de acordo com um estudo feito pela consultoria Frost & Sullivan [31]. Na Figura 11, mostra-se a progressão nas vendas

de 2007 à 2017, cabe-se ressaltar que de 2015 à 2017 o número de vendas mundiais de VEs mais que duplicaram.

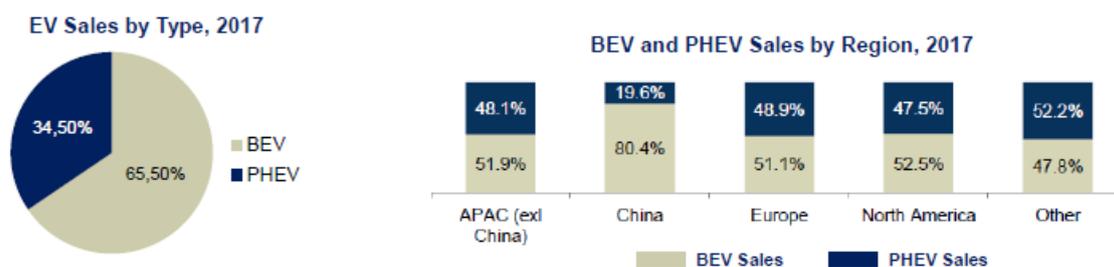
Figura 11-Histórico de vendas de VEs no mundo



Fonte: Frost & Sullivan - Measuring EV Charging Infrastructure Potential in Brazil by 2025

A China é o país que mais comercializou veículos elétricos à bateria (BEV) em 2017 no mundo, tendo 80,4% do total de suas vendas de VEs contempladas por VEBs, um comparativo por regiões e mundial é detalhado na **Figura 12**.

Figura 12-Vendas de VEs por tipo no mundo e em determinadas regiões

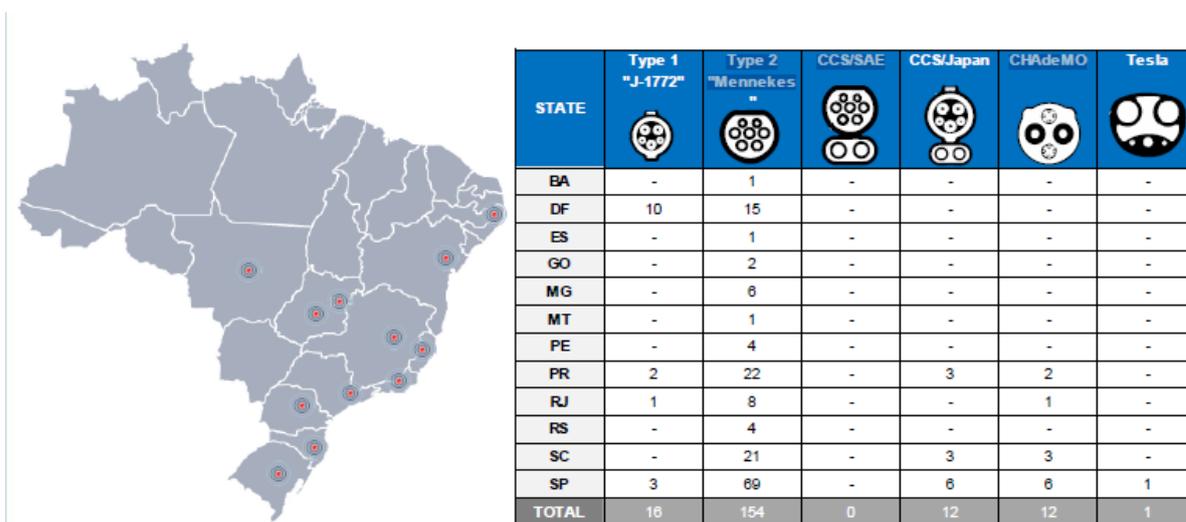


Fonte: Frost & Sullivan - Measuring EV Charging Infrastructure Potential in Brazil by 2025

A previsão de crescimento de VEs em operação no Brasil para os próximos 6 anos é de 642%, chegando a aproximadamente 11 mil carros rodando pelo país. Considera-se que aproximadamente 45,3% da frota de VEs em 2018 se encontra na zona metropolitana de São Paulo e que para os próximos 6 anos esse valor diminua para 38,3% [31].

Para atender a demanda de recarga destes veículos, muitos postos de recarga terão que ser instalados nas cidades com a infraestrutura necessária para atendimento a frota. Em São Paulo serão necessários para 2025, 526 postos de recarga para suprir a demanda de recarga dos VEs. Em 2018 foram registrados um total de 195 postos de recarga de VEs no Brasil, sendo esses de diversos plugs para recarga. O plug “Type 2 Mennekes” é o mais comum no país tendo 154 postos públicos de recarga, de acordo com a **Figura 13** que detalha a quantidade distribuída de postos de recarga de VEs pelo Brasil.

Figura 13- Infraestrutura de recarga de VEs no Brasil em 2018



Fonte: Frost & Sullivan - Measuring EV Charging Infrastructure Potential in Brazil by 2025

Um levantamento realizado pela Frost & Sullivan detalha os diversos postos de recarga existentes no Brasil, modelos e preços, dentre eles temos:

- BMW: Mallbox pure com uma potência de recarga de 7,4kW;
- Schneider Electric modelos EV link EVH2 e EVlink Parking, ambos com uma potência de recarga de 22 kW;
- BYD com modelos de recarga de potências de 7,5; 20 e 40 kW;
- ENEL X com um modelo de recarga com duas tomadas de 22kW;
- EFACEC e ABB com modelos sem potência de recarga mencionados.

A Figura 14 detalha todos esses equipamentos e seus respectivos preços e capacidades de recarga.

Figura 14– Modelos de equipamentos de recarga de VEs no Brasil em 2018



Fonte: Frost & Sullivan - Measuring EV Charging Infrastructure Potential in Brazil by 2025

## 2.1 Veículo elétrico híbrido (VEH)

O VEH é um veículo que utiliza um motor elétrico acionado pela energia armazenada em um pequeno banco de baterias e um motor à combustão interna (usado em veículos convencionais) alimentado por combustível líquido (gasolina, etanol, diesel) e/ou gasoso (gás natural veicular).

O conjunto motor a combustão interna e motor elétrico que caracteriza os VEHs, permite uma redução no consumo de combustível quando comparados aos veículos convencionais que só utilizam o motor à combustão interna. O VEH pode apresentar duas configurações: série e paralelo.

Na configuração em série, o motor à combustão move um gerador com a finalidade de gerar energia elétrica e o gerador pode tanto carregar as baterias ou alimentar o motor elétrico. Já na configuração em paralelo, o motor à combustão e o motor elétrico são conectados à transmissão e, ambos podem fornecer energia para movimentar o veículo.

O modelo Prius da empresa Toyota é o exemplo mais bem-sucedido de automóvel híbrido compacto, movido à gasolina e eletricidade. Apresenta um consumo médio de

26 km/l, muito inferior ao consumo da maioria dos veículos convencionais que utilizam apenas o motor à combustão (TOYOTA, 2011).

## 2.2 Veículo elétrico híbrido *plug in* (VEPH)

Os VEPHs são semelhantes aos VEHs, porém podem ser conectados a uma tomada elétrica para recarregar as baterias, e ainda podem operar em vários modos de gerenciamento de energia, dentre os quais se destacam:

- *Charge Sustaining Mode (CS)*: Modo no qual o estado de carga da bateria é controlado para permanecer dentro de uma faixa de operação. Como o estado de carga da bateria não muda com o tempo, o motor a combustão é o responsável pela propulsão do veículo.

- *Charge Depleting Mode (CD)*: Modo no qual uma parte da energia é fornecida pela bateria. Com isso o estado de carga da bateria diminui até atingir um nível mínimo.

- *Electric Vehicle Mode*: Modo no qual somente o motor elétrico está em funcionamento. A energia armazenada na bateria é a fonte principal de energia.

- *Engine Only Mode*: Modo no qual o sistema de tração elétrico não opera.

A alternância entre os modos de gerenciamento de energia é controlada automaticamente em função do estado de carga da bateria, velocidade do veículo, temperatura da bateria, temperatura ambiente, torque e velocidade de rotação do motor (EPRI, 2001).

No modo CD, o veículo percorre uma determinada distância com ambos os motores ligados ao mesmo tempo (motor a combustão e motor elétrico). A energia armazenada nas baterias é utilizada para movimentar o motor elétrico, porém quando o estado de carga da bateria atinge um limiar de 20%, o motor elétrico é desligado e o veículo funciona apenas com o motor a combustão interna (modo CS).

### 2.3 Veículo elétrico à bateria (BEV)

Os BEV utilizam a energia armazenada num banco de baterias como fonte de energia primária na alimentação do motor elétrico. As questões relacionadas à infraestrutura de recarga e ao desenvolvimento tecnológico em baterias ainda são limitações para utilização dos BEV, que ficam restritos a trajetos urbanos devido à baixa autonomia. Os BEV necessitam ser recarregados com grande frequência e isto implica em longos períodos de recarga. A recarga pode ser feita durante a noite (fora do horário de pico noturno) ou no período diurno durante o tempo em que o veículo ficar estacionado, a partir de uma tomada de tensão típica residencial, comercial ou industrial. No entanto, se for desejado que a recarga seja realizada num intervalo curto de tempo será necessária uma infra-estrutura elétrica diferenciada, com conexões elétricas adequadas a este tipo de serviço, pois as elevadas correntes relacionadas à grande potência requerida, excedem a capacidade elétrica das tomadas convencionais.

### 2.4 Veículo Elétrico de Célula de Combustível (VEFC)

O veículo de célula de combustível é um veículo em que a energia elétrica é gerada a bordo através de um processo eletroquímico em que a energia do hidrogênio é transformada diretamente em eletricidade. A energia elétrica gerada alimenta o motor elétrico e recarrega a bateria.

Diferentemente das baterias que fornecem energia elétrica através de materiais ativos armazenados em eletrodos sólidos, as células de combustível geram eletricidade à medida que são alimentadas de materiais ativos e reagentes, que pode ser o carvão, hidrocarbonetos, álcoois, aldeídos e hidrogênio.

## **3. IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM REDES DE BT**

O aproveitamento da energia elétrica historicamente se baseia na geração centralizada e apresenta um fluxo de potência unidirecional no sentido dos clientes. A estrutura tradicional desse sistema compreende a geração, transmissão e, por fim, a distribuição, onde a maior parte dos consumidores está conectada. Os aspectos

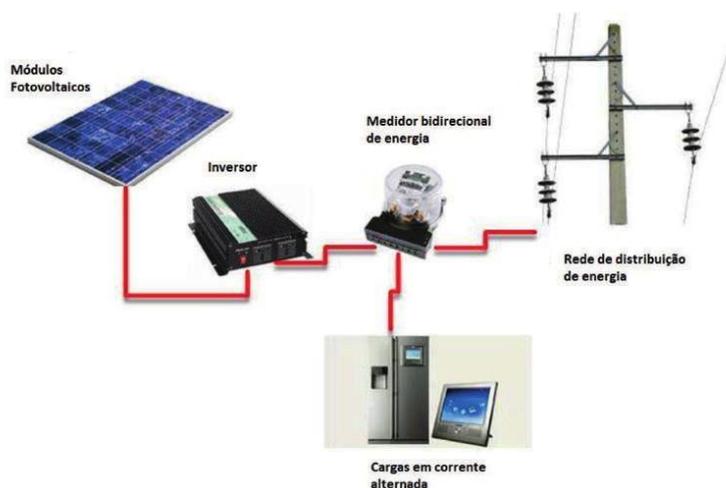
associados ao planejamento, proteção e operação desse modelo assume um sistema de distribuição passivo, geralmente operando radialmente no sentido da subestação às cargas. Portanto, a integração da GD torna as redes de distribuição ativas, proporcionando desafios técnicos não previstos anteriormente no modelo tradicional.

A energia solar FV é a mais utilizada como GD devido ao preço acessível e ao tamanho compacto do sistema FV, mais adequado para instalação em unidades consumidoras urbanas do que outras fontes de energia elétrica como a eólica e a hidráulica, apesar de ainda termos pequenas quantidades de mini eólicas em algumas residências, essa tecnologia não é muito usual para esses perfis consumidores.

A forma de conexão da GDFV à rede elétrica é ilustrada na **Figura 15**. Embora apenas a GDFV esteja representada, outras fontes de geração de energia elétrica também podem ser incluídas nesse esquema.

Para os sistemas FVs em especial, como a geração de energia ocorre apenas durante o dia, o pico de carga normalmente não é aliviado por esse tipo de fonte de geração. Nesse caso, medidas de gerenciamento pelo lado da demanda podem ser adotadas para deslocar ou reduzir esse pico de carga, permitindo a integração de penetrações maiores de GDFV à rede elétrica. Isso pode ser realizado através de incentivos financeiros ou modalidades tarifárias variáveis ao longo do dia (como a *real time-pricing* e a tarifa branca do Brasil) e de medidas de eficiência energética. Uma outra alternativa é usar sistemas de armazenamento, como baterias, para armazenar a energia elétrica da rede no horário fora de ponta e, em seguida, injetá-la novamente à rede no horário de ponta [32].

Figura 15- Esquema simplificado de conexão de GDFV ao sistema de distribuição

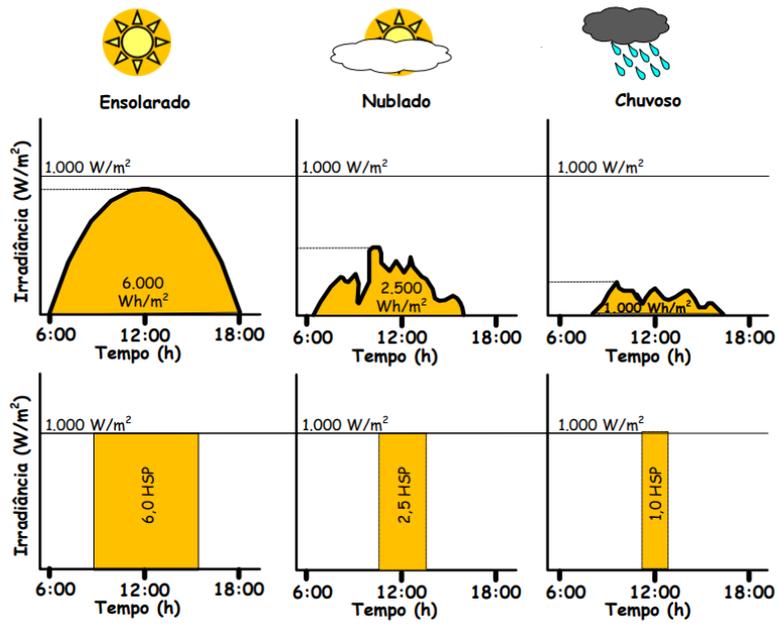


Fonte: Elaborado por [33]

A geração solar FV está sujeita a perdas associadas: ao sombreamento; à sujeira na superfície do painel a conectores e cabeamentos; à eficiência do inversor; à temperatura; ao *mismatch* ou descasamento de potências (diferença entre as potências máximas dos módulos do mesmo modelo); etc. O fator responsável pela consideração de todas essas perdas é a taxa de desempenho do sistema FV (TD), em pu [34]. O número de horas de sol pleno (HSP) também é um parâmetro essencial para o cálculo da geração solar FV. Ele corresponde ao número de horas equivalentes em que a irradiância solar permanece igual a 1000 W/m<sup>2</sup>, em um determinado local durante um dia. Em outras palavras, esse parâmetro considera as condições climáticas no cálculo da energia gerada, apresentando valores distintos para um dia ensolarado, nublado ou chuvoso. A **Figura 16** exhibe exemplos de curvas de irradiância solar e as respectivas HSP para condições climáticas diferentes.

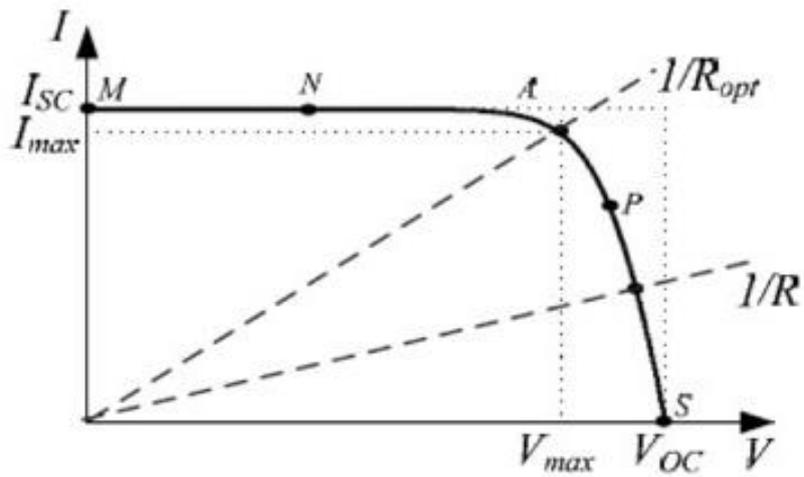
A **Figura 17** exhibe a curva de característica I-V de uma célula fotovoltaica, em que:  $I_{SC}$  é a corrente de curto-circuito;  $V_{OC}$  é a tensão de circuito aberto;  $\left(\frac{I}{R_{opt}}\right)$  é a potência máxima ou de pico;  $I_{Máx}$  é a corrente no ponto de  $\left(\frac{I}{R_{opt}}\right)$ ; e  $V_{Máx}$  é a tensão no ponto de  $\left(\frac{I}{R_{opt}}\right)$ . A  $I_{SC}$  corresponde à máxima corrente encontrada na célula FV, podendo ser medida com um amperímetro curto-circuitando os terminais do módulo. Já a  $V_{OC}$  é a máxima tensão nos terminais de uma célula FV, podendo ser medida conectando-se um voltímetro diretamente aos terminais do módulo (sem carga). Nos pontos de operação em que a corrente é igual a  $I_{SC}$  e em que a tensão é igual a  $V_{OC}$ , a potência fornecida pelo módulo FV é nula, já que as condições de curto-circuito e circuito aberto implicam em valores nulos de tensão e corrente, respectivamente. É desejável que o sistema FV sempre opere próximo de  $\left(\frac{I}{R_{opt}}\right)$ , tal que a potência elétrica fornecida se aproxime da máxima. Isso pode ser feito através do controle de rastreamento do ponto de potência máxima ou *maximum power point tracking* (MPPT), comumente incorporado aos inversores FVs. Conforme ilustrado na **Figura 16**, o horário e as condições climáticas possuem grande influência na irradiância solar, que por sua vez afeta a curva característica I-V, como mostra a **Figura 18**. Com isso, o  $\left(\frac{I}{R_{opt}}\right)$  varia ao longo do dia e, portanto, o MPPT também deve acompanhar essas variações.

Figura 16- Perfis de irradiância solar e horas de sol pleno correspondentes



Fonte: Elaborado por [34]

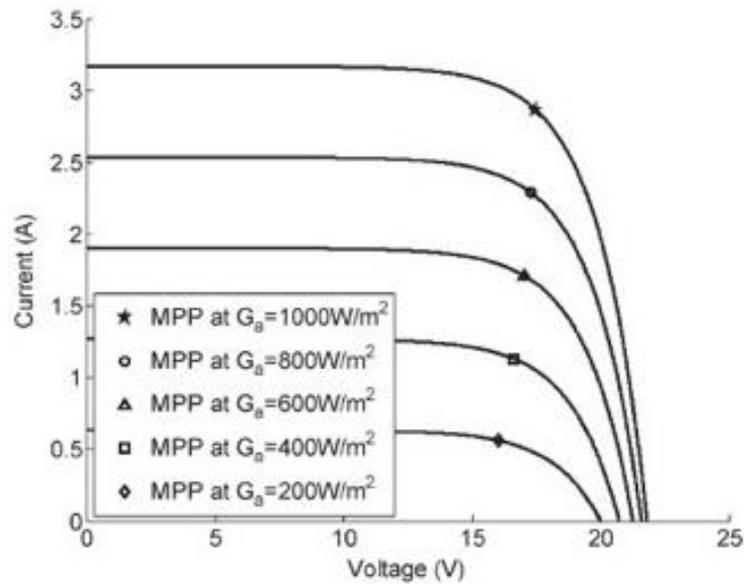
Figura 17- Curva característica I-V típica de uma célula fotovoltaica



Fonte: [https://paginas.fe.up.pt/~ee03195/Carro\\_Solar/PaineisCurvasdeFuncionamento.ht](https://paginas.fe.up.pt/~ee03195/Carro_Solar/PaineisCurvasdeFuncionamento.html)

ml

Figura 18- Influência da variação da irradiância solar na curva característica I-V

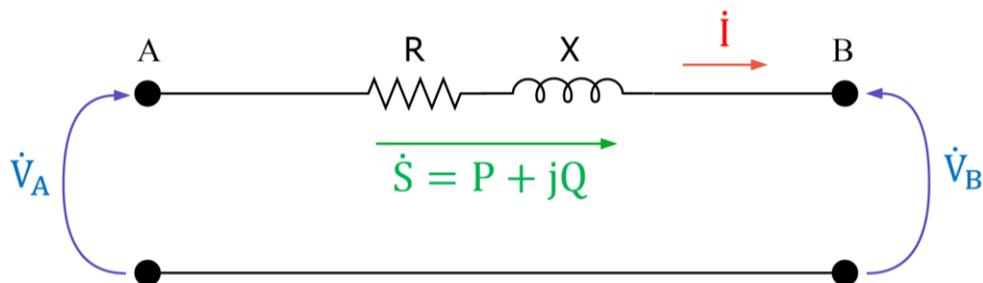


Fonte: [https://paginas.fe.up.pt/~ee03195/Carro\\_Solar/PaineisCurvasdeFuncionamento.html](https://paginas.fe.up.pt/~ee03195/Carro_Solar/PaineisCurvasdeFuncionamento.html)

### 3.1 Impactos da geração distribuída nas redes de distribuição

A GD introduz novos desafios relacionados à qualidade da energia elétrica fornecida pelo sistema de distribuição, principalmente em relação aos níveis de tensão. A **Figura 19** mostra o circuito equivalente monofásico da linha de distribuição com uma resistência  $R$  e uma reatância  $X$ , sendo:  $\dot{V}_A$  e  $\dot{V}_B$  as tensões complexas nos nós A e B respectivamente;  $\dot{S}$  é a potência aparente complexa fluindo do nó A para o nó B, composta pelas componentes real  $P$  e imaginária  $Q$ , denominadas de potência ativa e reativa respectivamente; e  $\dot{I}$  é a corrente complexa. Segundo a lei de Kirchhoff das tensões, obtém-se **Equação 1**:

Figura 19- Circuito equivalente monofásico de uma linha de distribuição



Fonte: Elaborado pelo autor

$$\hat{V}_B = \hat{V}_A - (R + jX)\hat{I} \quad \text{Equação 1}$$

em que:

$$\hat{S} = \hat{V}_A \hat{I}^* \rightarrow \hat{I} = \frac{P - jQ}{\hat{V}_A^*} \quad \text{Equação 2}$$

Assumindo-se a tensão  $\hat{V}_A$  como referência, tal que  $\hat{V}_A = |V_A| \angle 0^\circ = V_A$ , e substituindo-se a **Equação 2** na **Equação 1** encontra-se a **Equação 3**:

$$\begin{aligned} \hat{V}_B &= V_A - (R + jX) \left( \frac{P - jQ}{V_A} \right) = V_A - \left[ \frac{RP + XQ}{V_A} + j \left( \frac{XP - RQ}{V_A} \right) \right] \\ \therefore \hat{V}_B &= V_A - (\Delta V_d + j\Delta V_q) \end{aligned} \quad \text{Equação 3}$$

sendo  $\Delta V_d$  a componente de variação de tensão de eixo direto e  $\Delta V_q$  a componente de variação de tensão do eixo de quadratura.

A Figura 20 representa o diagrama fasorial da expressão deduzida na **Equação 3**. Esse diagrama mostra que tanto  $\Delta V_d$  quanto  $\Delta V_q$  afetam o módulo  $V_B$  quanto o ângulo  $\phi$  da tensão complexa  $\hat{V}_B$ . Entretanto, observa-se que  $\Delta V_d$  tem maior impacto no módulo, enquanto que  $\Delta V_q$  influencia mais diretamente o ângulo. Em redes de transmissão verifica-se que  $X \gg R$ , o que implica nas aproximações **Equação 4** e **Equação 5**):

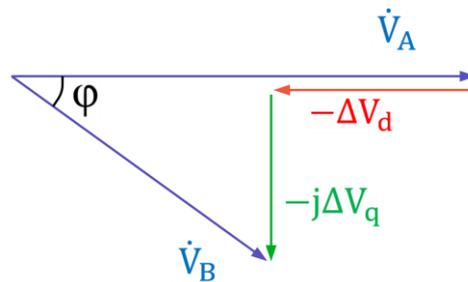
$$\Delta V_d \cong \frac{XQ}{V_A} \quad \text{Equação 4}$$

$$\Delta V_q \cong \frac{XP}{V_A} \quad \text{Equação 5}$$

Ou seja, de acordo com (4) e (5), na transmissão o módulo de tensão é fortemente influenciado por Q, ao passo que o ângulo é fortemente afetado por P. No caso da distribuição, por outro lado, a relação  $R/X$  apresenta valores mais elevados, sobretudo

na BT, tornando as aproximações em (4) e (5) menos razoáveis. Isso significa que o fluxo de potência ativa também deve ser levado em consideração nas variações da magnitude de tensão ( $\Delta V_d$ ) no sistema de distribuição. Portanto, a conexão de GD nessas redes pode afetar consideravelmente os níveis de tensão dependendo da capacidade instalada de geração, principalmente na BT. Ressalta-se que o ângulo de tensão não é normalmente analisado na distribuição já que o fator limitante do fluxo nessas redes é a ampacidade. Essa discussão sobre o impacto da GD na magnitude de tensão em redes de distribuição é também abordada em [35], [36].

Figura 20- Diagrama fasorial da variação de tensão numa rede de distribuição



Fonte: Elaborado pelo autor

A tensão é uma das principais grandezas elétricas investigadas em redes de distribuição. Alguns fenômenos relacionados à qualidade da energia elétrica fornecida pelas distribuidoras estão associados a essa grandeza, sendo eles a tensão em regime permanente, o desequilíbrio de tensão, a flutuação de tensão e variações de tensão de curta duração [37]. Em particular, os indicadores de conformidade do nível de tensão em regime permanente podem impactar diretamente as receitas das concessionárias de distribuição. Ou seja, caso os limites estabelecidos não sejam cumpridos, a concessionária é penalizada financeiramente. No Brasil, esses indicadores são a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP) e a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC), os quais expressam o percentual do tempo no qual a unidade consumidora permaneceu com tensão precária e com tensão crítica, respectivamente. Segundo a ANEEL, por exemplo, a ENEL RJ foi penalizada em mais de 1,5 milhão de reais em 2018 devido às compensações pagas em relação a esses indicadores [38]. Nesse contexto, a influência da GD nos níveis de tensão se mostra uma preocupação adicional para as distribuidoras, do ponto de vista técnico e econômico.

Além das variações na magnitude de tensão, a GD também pode provocar outros impactos técnicos no sistema de distribuição. A energia gerada pela GD pode aliviar sobrecargas nos transformadores de distribuição através de um caminho elétrico menor do que em relação à geração centralizada, podendo também diminuir as perdas técnicas. No entanto, níveis elevados de penetração podem causar fluxo de potência reverso, provocando um aumento das perdas e do nível da corrente de curto-circuito, além de afetar a coordenação da proteção em redes de média tensão (MT). Outros impactos incluem a proteção e a operação da GD em condições de ilha, a variação da frequência da rede elétrica, o aumento dos níveis de distorção harmônica e a influência em outros indicadores de qualidade de energia [39]. É possível que a GD melhore os níveis de confiabilidade dos sistemas de distribuição, sobretudo em cenários em que a operação ilha é permitida. Contudo, caso a geração esteja baseada em fontes intermitentes de energia elétrica, esse benefício pode ser reduzido para níveis desprezíveis se não houver um planejamento adequado [40].

#### **4. A GDFV nas distribuidoras ENEL RJ e CEMIG**

As concessionárias vêm ao longo dos anos adequando seu negócio e planejando a sua rede para futuras penetrações de gerações distribuídas, principalmente devido ao crescimento vertiginoso das fotovoltaicas, que tem pressionado as distribuidoras a criarem grupos de estudo e monitoramento das requisições dos clientes. Portanto este capítulo detalha o processo que vem sendo realizado de controle e monitoramento das penetrações de GDFV na rede elétrica das principais concessionárias do sudeste brasileiro, CEMIG e ENEL.

- **CEMIG**

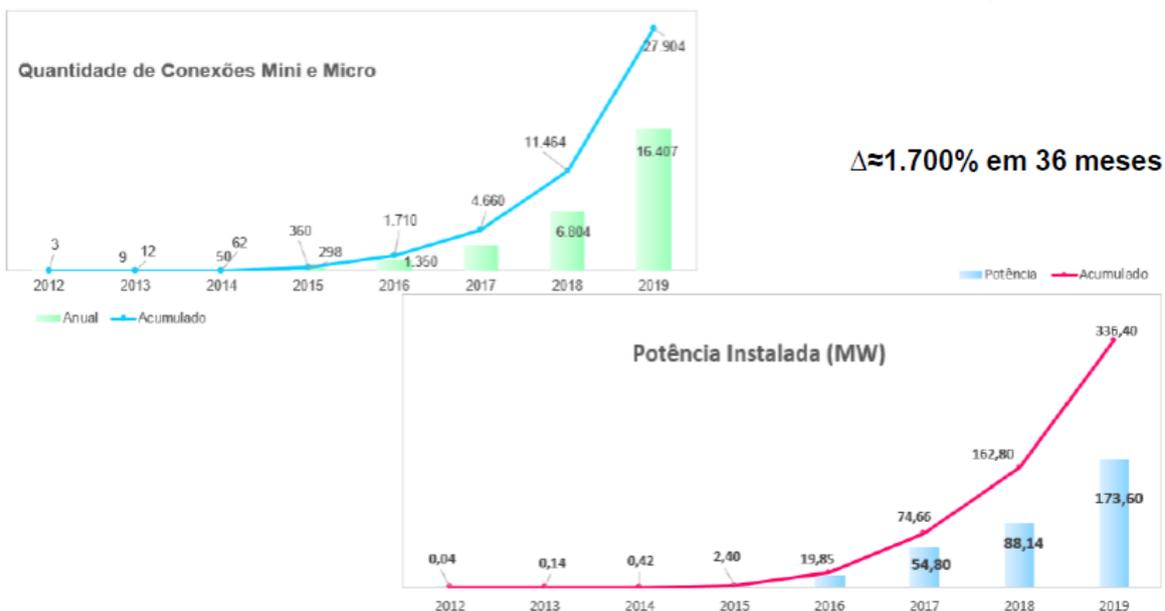
A distribuidora de Minas Gerais (CEMIG) possui um grupo de estudos do seu sistema de distribuição chamado GDI e realiza uma divulgação mensal de dados provenientes do setor responsável pela GD na empresa. No XXV SNPTE (Seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica) ocorrido em novembro de 2019 a mesma divulgou um estudo de avaliação do impacto da inserção de GD em seu sistema elétrico[41].

Dados provenientes deste estudo descrevem a empresa como tendo uma parcela importante de penetração de GDFV no sistema elétrico brasileiro representando 21% do total de potência instalada de GDFV, segundo dados do SISGD da ANEEL, com 336,7MW de potência instalada de GDFV distribuídas por suas 27,9 mil unidades geradoras, sendo 99,2% das unidades de microgeração nos telhados de residências, estabelecimentos comerciais, entre outros[41].

Em 2019 segundo dados da própria CEMIG, a quantidade de conexões de mini e microgeradoras alcançou o número de 16.407 clientes, acumulando 27.904 ao todo, um crescimento de aproximadamente 1.700% em 36 meses. Somente em 2019, 173,60MW de potência entraram na rede elétrica da empresa, acumulando 336,40MW de capacidade instalada de GDFV [41].

A **Figura 21** a seguir detalha as conexões de Mini e Microgerações fotovoltaicas na rede da CEMIG

Figura 21- conexões de mini e microgeração na rede da CEMIG



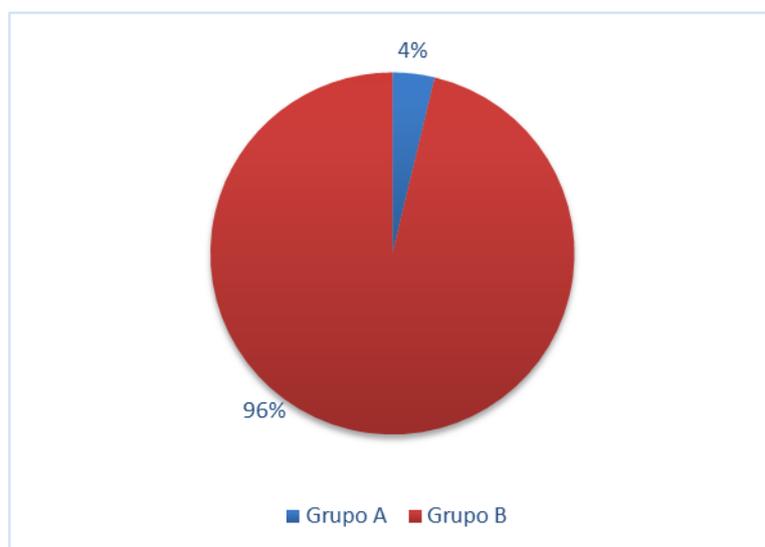
Fonte: XXV SNPTEE-Avaliação do impacto da inserção de gd no sistema elétrico da CEMIG

- **ENEL RJ**

A ENEL distribuição RJ possui uma presença em 65 municípios do RJ (73% do território) e 1 município em MG, atendendo a aproximadamente 3 milhões de clientes e uma população total de 8 milhões, sua energia vendida e transportada atinge 11.431 GWh [42].

A empresa possui uma diretoria de projetos, onde trata dos temas de projetos de rede MT/BT e das aprovações dos projetos de inserção de GD em seu sistema. Segundo dados da própria empresa, até outubro de 2019, a quantidade de solicitações de entrada de GD na rede foi de um total de 8.046, sendo 7.745 clientes grupo B (até 2,3kV) e 301 clientes grupo A (acima de 2,3kV), a **Figura 22** resume as solicitações.

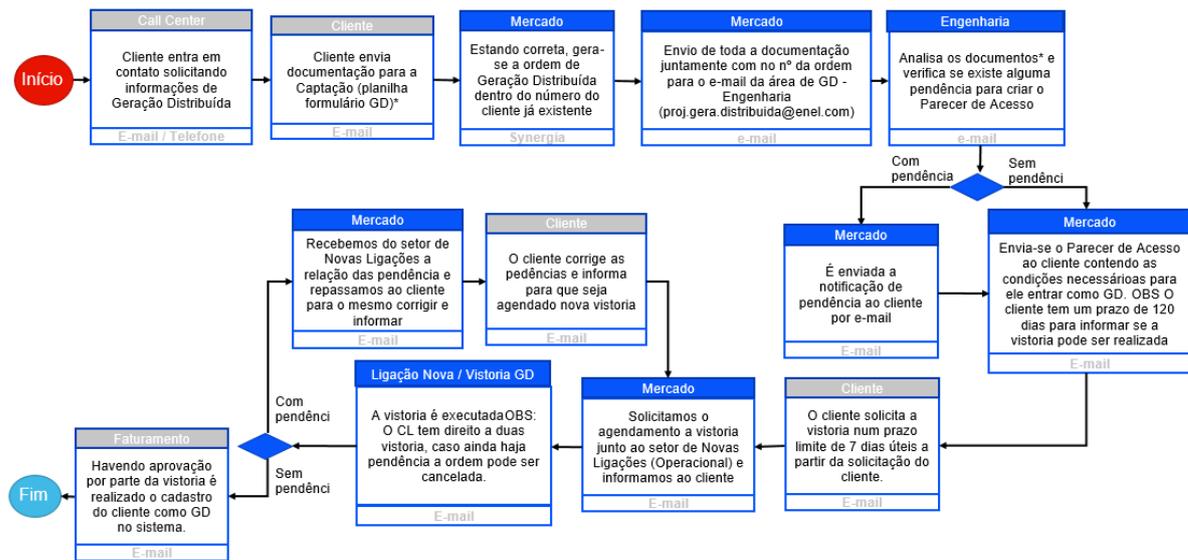
Figura 22– Solicitações de novas inserções de GD na rede da ENEL RJ em 2019 por grupo de clientes



Fonte: Elaborado pelo autor com base no banco de dados da ENEL RJ

A **Figura 23** detalha o processo que deve ser realizado pelo consumidor para o acesso da GD na rede da ENEL RJ.

Figura 23– Fluxograma de acesso da GD na rede pela ENEL RJ



Fonte – Elaborado pelo autor

A documentação exigida é detalhada a seguir:

1. Formulário de Solicitação de Acesso;
2. ART do CREA (projeto e execução);
3. Diagrama Unifilar;
4. Número de Registro do certificado do modelo do inversor;
5. Memorial Descritivo;
6. Procuração (quando necessário);
7. Documento de identificação com assinatura (quando necessário).

O tempo de resposta da concessionária de energia à solicitação de instalação de GD é de:

**MICROGERAÇÃO:**

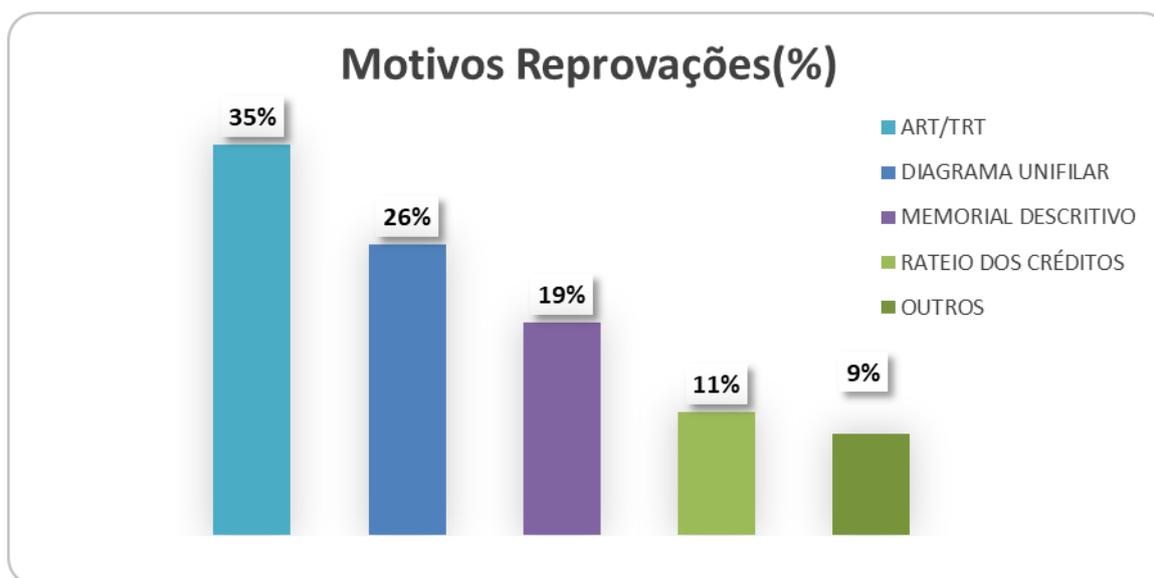
- 15 dias sem obra
- 30 dias com obra

**MINIGERAÇÃO:**

- 30 dias sem obra
- 60 dias com obra

A aprovações e reprovações das solicitações passam por um processo de avaliação dos documentos e dos aspectos técnicos da elaboração dos projetos, sendo o maior motivo de reprovação o preenchimento incorreto das ART's, seguido do diagrama unifilar. Os principais motivos de reprovação de projetos de GD estão detalhados na **Figura 24**:

Figura 24- Motivos de reprovação de projetos de GD



Fonte – Elaborado pelo autor

## 5. METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO

A fim de avaliar o impacto da inserção dos VEs na rede de distribuição e os possíveis benefícios quando associados com a entrada da geração distribuída fotovoltaica, utiliza-se o software “*Power Tools for Windows – PTW*”. Esta ferramenta permite analisar o desempenho do transformador alimentador e as possíveis quedas de tensão em diferentes cenários da rede de distribuição abordada. O processo de solução do problema de fluxo de potência em regime permanente, pelo software, ocorre de acordo com a  $\left[ \frac{P-jQ}{[V]^*} \right] = [Y][V]$  **Equação 6.**

$$\left[ \frac{P-jQ}{[V]^*} \right] = [Y][V] \quad \text{Equação 6}$$

P = Potência Ativa injetada na barra;

$Q$  = Potência Reativa injetada na barra;

$V^*$  = Conjugado da tensão na barra;

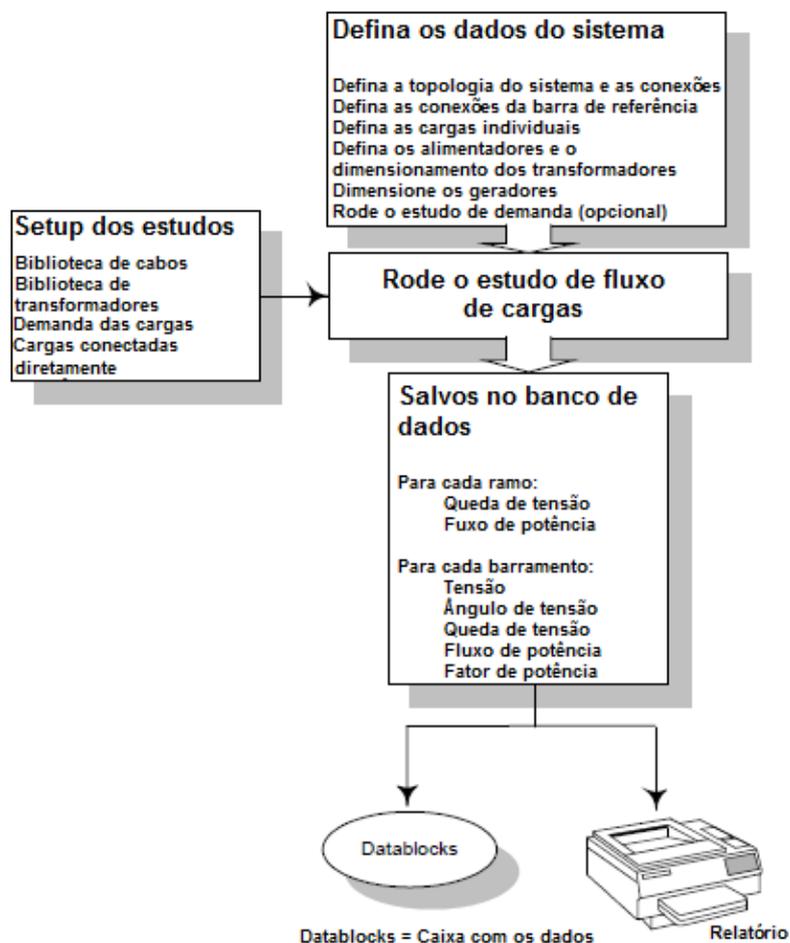
$V$  = Tensão na barra;

$Y$  = Admitância da barra.

A solução da equação depende da topologia do sistema, combinada com o conhecimento das impedâncias dos ramos e dos dados das cargas. O PTW forma as matrizes apropriadas e, através de uma ordenação e de técnicas algébricas matriciais, resolve o problema para as variáveis dependentes, tensões e ângulos nas barras.

A técnica utilizada pelo PTW para resolução do estudo de fluxo de cargas é a de duplicação da injeção de corrente. Neste método, a primeira estimativa assume que não existem perdas no sistema e se calcula o fluxo das correntes em cada barramento, dados os valores das cargas e das tensões nominais do sistema. Então as perdas através do sistema são calculadas, e a queda de tensão é determinada para cada ramo e barramento. Dada a nova tensão em cada barramento, as correntes de carga são recalculadas e o processo iterativo se inicia. As novas correntes desenvolvem novas quedas nos ramos e conseqüentemente novas quedas de tensão em cada ramo e barramento. O processo de iteração continua até que se tenha uma pequena mudança na tensão de cada barramento. O fluxograma da **Figura 25** detalha o processo de solução.

Figura 25- Diagrama de Blocos do Processo de Solução do Fluxo de Potência.



Fonte: PTW Tutorial Dapper Module v6.5.

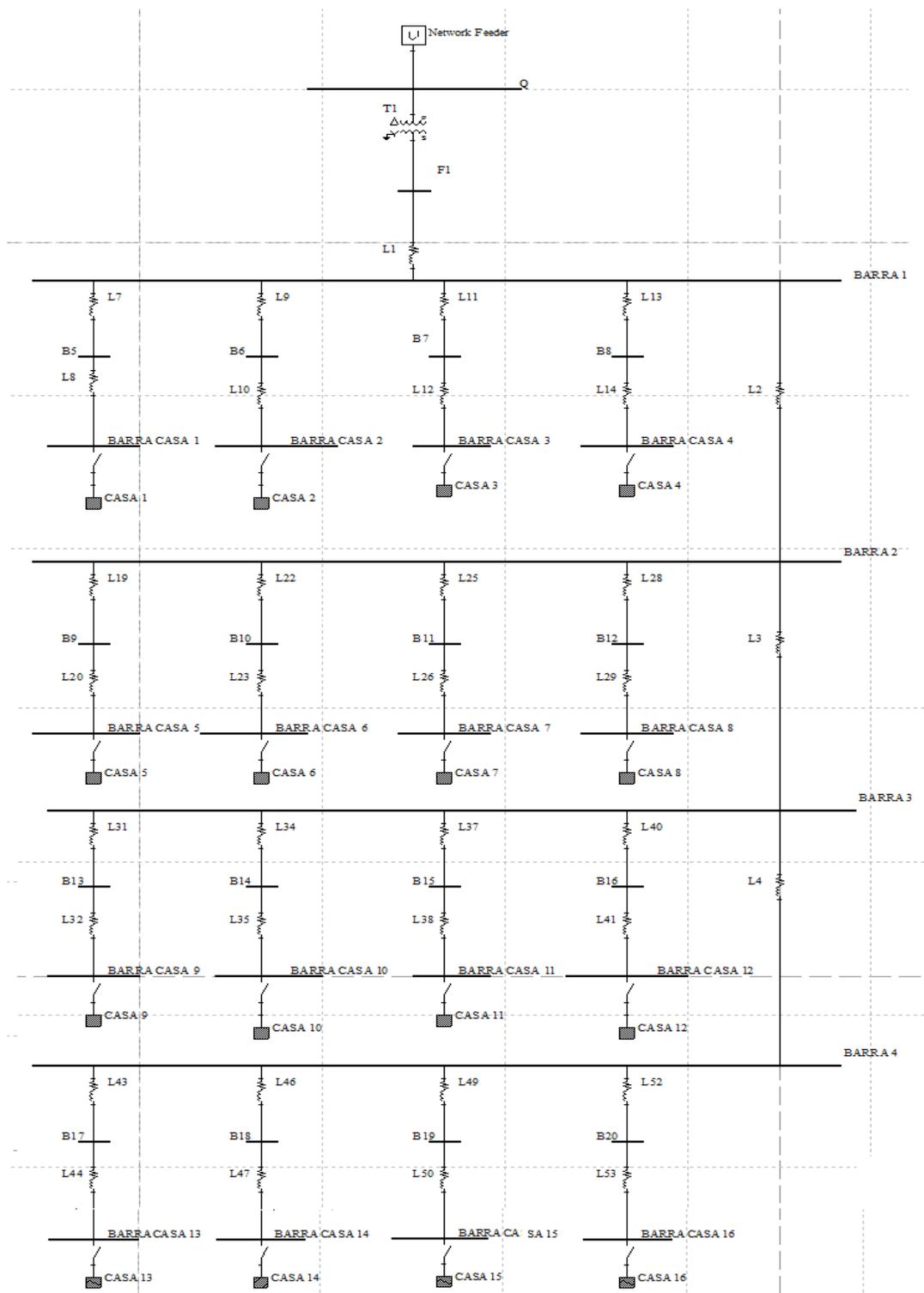
As simulações são realizadas em três etapas: 1ª etapa: modelagem de diferentes níveis de penetração de VEs, com recarga de 3,3 kW em relação ao total de casas. Nesta etapa são considerados os Fatores de Motorização (FM) de 25%, 50%, 75% e 100%; 2ª etapa: Análise da rede com recargas de VEs com recarga de 6,6 kW e FVs de penetrações iguais de 25%, 50%, 75% e 100%; 3ª etapa: Viabilização da penetração máxima da recarga de 6,6 kW de VEs com o auxílio da geração distribuída FV.

### 5.1 Estudo de caso

A **Figura 26** apresenta o diagrama unifilar de um alimentador de uma rede de distribuição típica do Rio de Janeiro, contendo um transformador trifásico (T1) de

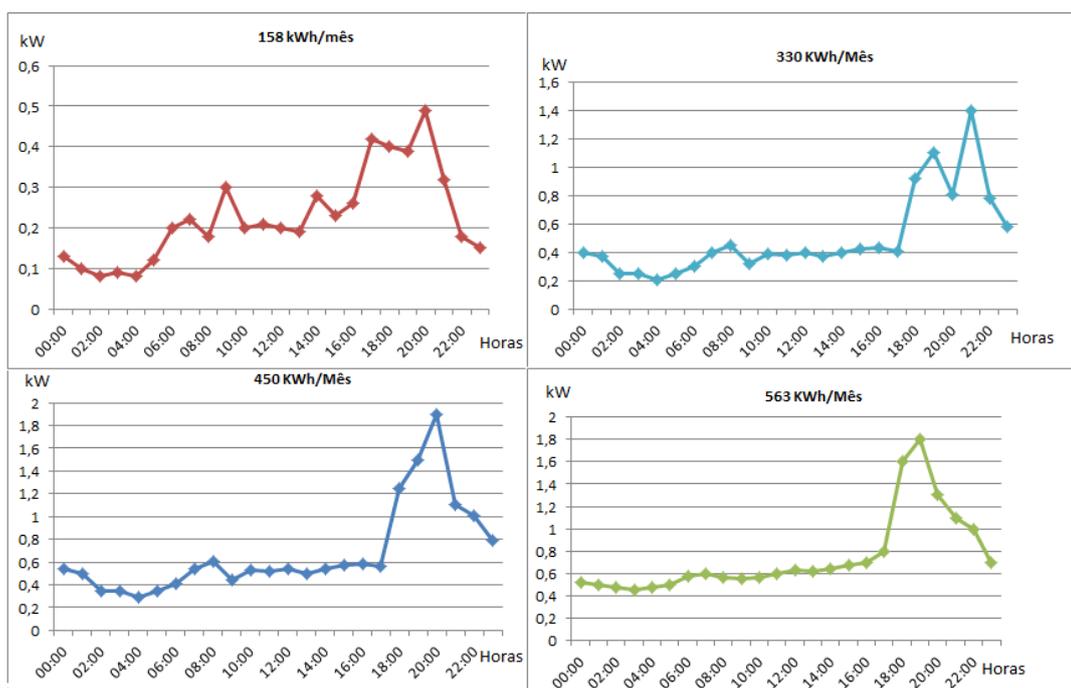
30kVA, 13,8kV/220V e fator de utilização próximo a 80% [41]. Este transformador é responsável por suprir a demanda proveniente de 16 residências com curvas de demanda fictícias baseadas em curvas estimadas de casas tipicamente brasileiras [42], de diferentes níveis: 158 kWh/mês, 330 kWh/mês, 450 kWh/mês e 563 kWh/mês, conforme exibido na **Figura 27**.

Figura 26- Diagrama unifilar da rede de distribuição.



Fonte: Elaborado pelo autor no software PTW

Figura 27- Curvas de Demanda dos 4 Tipos de Residências.



Fonte: Adaptado de [42]

Neste estudo, o modelo de veículo adotado para o impacto na rede elétrica é o Nissan Leaf, cuja recarga pode ocorrer em dois modos: potência de 3,3 kW em 8h ou potência de 6,6 kW em 4h [43], sendo na 1ª etapa deste trabalho considerado apenas o modo de recarga “flat” de 3,3 kW em 8h, visto que a recarga em 6,6 kW acarretaria numa evidente sobrecarga para o sistema. Em contrapartida, na 2ª e 3ª Etapas, adota-se a recarga “flat” de 6,6 kW em 4h, visto a presença do sistema FV.

A escolha do painel fotovoltaico a ser utilizado é de extrema importância para o projeto do sistema, pois é a partir de suas principais características como dimensões, potência de pico, tensão e corrente máxima de saída que é possível determinar qual o arranjo a ser utilizado (número de painéis em série), bem como área ocupada pelo sistema e outras características.

Para determinação do painel a ser utilizado, optou-se por, além de realizar uma escolha baseada na confiabilidade do fabricante, levar em consideração os seguintes fatores:

- Potência gerada por painel (kWp)

Como é de conhecimento, o sistema a ser projetado visa a diminuição do consumo

de energia da concessionária. Desta forma, entende-se que quanto maior a capacidade de geração do sistema, mais o mesmo se aproxima da motivação do projeto, sendo assim, mais interessante torna-se a implantação do sistema.

- Dimensões do Painel

Assumindo que a área disponível para instalação dos painéis é limitada, torna-se interessante optar por painéis que tenham boa relação de kWp/m<sup>2</sup>, o que implica em maior rendimento do sistema e conseqüentemente maior potência a gerada para uma mesma área.

- Preço do Painel

Combinados a potência e o rendimento, é importante avaliar o preço do kWh gerado pelo painel, pois este custo impactará diretamente no valor final do projeto de instalação e por este motivo o mesmo deve ser considerado.

- Garantia do Fabricante

É de extrema importância que os módulos empregados no projeto sejam de alta confiabilidade. Uma das formas de se mensurar esta confiabilidade é a partir da garantia do fabricante, pois esta reflete o tempo o qual o fabricante acredita que o produto por ele fabricado apresentará comportamento esperado, preservando suas principais características.

- Coeficiente de temperatura

Coeficientes de temperatura podem ser definidos como os parâmetros que expressam o comportamento do painel fotovoltaico diante das variações de temperatura as quais o mesmo é submetido. Painéis fotovoltaicos possuem coeficientes de temperatura de tensão, corrente e potência, sendo o coeficiente referente a tensão o que mais influencia nas características do painel, sendo os demais comumente desconsiderados durante as etapas de projeto. Esta constante está presente nas folhas de dados dos painéis e é usualmente expressa em %/°C, sendo sempre o % da grandeza ao qual o coeficiente trata.

Para facilitar a comparação entre variados painéis com diferentes características, será utilizado como principal indicador para comparação o Preço/W.

No que tange o coeficiente de temperatura, será considerado qualquer painel que se enquadre na faixa de coeficiente considerada ideal, sendo está entre 0,35 e 0,5%, relação preço/W.

Após levantamento das características a serem analisadas, foi realizado um

orçamento e construída a Tabela 2:

Tabela 2- Seleção de alguns painéis comercializados

Fabricante	Tecnologia	Modelo	Potência	Valor	I	Garantia
Yingli	Policristalino	YL250P	250	R\$ 889,00	R\$ 3,56	10 Anos Defeito 25 anos perda maxima
Canadian CSI	Policristalino	CS6P-265P	265	R\$ 899,00	R\$ 3,39	10 Anos Defeito 25 anos perda maxima
Komaes	Policristalino	KOMAES 150W	150	R\$ 636,99	R\$ 4,25	10 Anos Defeito
Globo Brasil	Policristalino	GLOBO BRASIL 260 W	260	R\$ 1.199,81	R\$ 4,61	10 Anos Defeito 25 anos perda maxima

Fonte: Minha Casa Solar, disponível em: <<http://www.minhacasasolar.com.br>>.

NeoSolar, disponível em: <<http://www.neosolar.com.br/loja/>>. Elaborado pelo autor.

Partindo dos pré-requisitos definidos, e da análise dos dados da Tabela 2, foi escolhido o painel policristalino CS6P-265P, do fabricante canadense Canadian CSI com as seguintes especificações descritas na **Tabela 3**:

Tabela 3-Especificações Técnicas painel CS6P-265P

Especificações Técnicas Painel CS6P-265P	
Máxima Potência (Pm):	265 Watts
Tolerância:	0 / 5 Watts
Tensão de Máxima Potência (Vm):	30,6 Volts
Corrente de Máxima Potência (Im):	8,66 Amps
Voltagem de Circuito Aberto (Voc)	37,7 Volts
Corrente de Curto-Circuito (Isc):	9,23 Amps
Tensão Máxima do Sistema:	1000 Volts
Eficiência do Painel:	16,47%
Coefficiente de Temperatura da potência (Pm):	-0,41 %/°C
Coefficiente de Temperatura da corrente (Isc):	0,053 %/°C
Coefficiente de Temperatura da tensão (Voc):	-0,31 %/°C
Temperatura Nominal de operação de célula (TNOC/NOCT):	45±2°C

Fonte: Folha de dados CS6P-265P Canadian CSI

O critério de dimensionamento do FV adotado para cada residência possui relação direta com sua área de telhado disponível (ADISP) para os painéis e curva de demanda associada, como apresentado na **Tabela 4**.

Tabela 4- Informações dos tipos de residências

Tipos de Residências			
Tipo	Demanda (kWh/mês)	Área Disponível (m <sup>2</sup> )	Potência Instalada de FV (kWp)
1	158	60	9,54
2	330	80	12,72
3	450	90	14,31
4	563	100	15,90

Fonte: Elaborado pelo autor

#### A. Dimensionamento do sistema FV

A partir dos dados de: Área do módulo FV (AFV) = 1,638m x 0,982m = 1,6085m<sup>2</sup>, Tensão de Circuito Aberto (Voc) = 37,7V, Potência Máxima (Pm) = 265 Wp e Área de Telhado Disponível (ADISP), calcula-se a Quantidade de Módulos para a Residência (QtdM) na Quantidade de Módulos (QtdM) =  $\frac{ADISP}{AFV}$  Equação 7.

$$\text{Quantidade de Módulos (QtdM)} = \frac{ADISP}{AFV} \quad \text{Equação 7}$$

Para atender a tensão de saída de 220V do sistema fotovoltaico residencial estabelecido neste trabalho, são utilizados arranjos com “strings” de 6 módulos em série, conforme  $V_{\text{output}} = N^{\circ} \text{ de módulos em série} \times V_{\text{oc}}$  Equação 8.

$$\begin{aligned} V_{\text{output}} &= N^{\circ} \text{ de módulos em série} \times V_{\text{oc}} \quad \text{Equação 8} \\ &= 6 \times 37,7 \text{ V} = 226,2 \text{ V} \end{aligned}$$

Consequentemente, tem-se a Quantidade de Strings em Paralelo do arranjo (Qtd strings em paralelo), através da divisão e truncamento do resultado, como apresentado

$$\text{na Qtd strings em paralelo} = \frac{QtdM}{6} \quad \text{Equação 9.}$$

$$\text{Qtd strings em paralelo} = \frac{QtdM}{6} \quad \text{Equação 9}$$

Por fim, de posse da Qtd strings em paralelo, obtém-se a Quantidade de Módulos Real (QtdM REAL), ou seja, a qual realmente é utilizada, e a Potência Instalada do

Sistema FV da Residência (Pot Inst. FV), calculada de acordo com a Pot Inst. FV = QtdM REAL x Pm Equação 10.

$$\text{Pot Inst. FV} = \text{QtdM REAL} \times \text{Pm} \quad \text{Equação 10}$$

A guisa de exemplificação, é demonstrado o equacionamento para as residências do Tipo1: Demanda = 158kWh/mês e ADISP = 60m<sup>2</sup>.

1) Cálculo da Quantidade de Módulos (QtdM)

$$\text{QtdM} = \frac{\text{ADISP}}{\text{AFV}} = \frac{60}{1,6085} = 37,3 \cong 37 \text{ módulos}$$

2) Cálculo da Quantidade de Strings em Paralelo (Qtd strings em paralelo)

$$\text{Qtd strings em paralelo} = \frac{\text{QtdM}}{6} = \frac{37}{6} = 6,16 \cong 6 \text{ strings}$$

Desta forma, faz – se um arranjo do paralelo de 6 strings, contendo 6 módulos em série em cada “string” (6p x 6s).

3) Cálculo da Quantidade de Módulos Real (QtdM REAL)

$$\text{QtdM REAL} = 6p \times 6s = 36 \text{ módulos}$$

A **Figura 28** demonstra como é inserido o tipo de arranjo do sistema FV desejado no PTW. No campo “# of Modules”, destacado em verde, coloca-se a QtdM REAL, neste caso 6p x 6s, sendo o número de módulos em série no campo “Horizontal” e a Qtd strings em paralelo no campo “Vertical”.

Figura 28- Configuração do Painel FV no PTW para a residência do Tipo 1.

The screenshot shows the configuration window for a PV system. The parameters are as follows:

Parameter	Value	Unit
# of Modules	6	
Vertical	6	
Horizontal	6	
Manufacturer	CANADIAN CSI	
Model	C56P-265P	
Inverter Mode	Unity PF	
Inverter Efficiency	90	%
Ambient Temperature	25	C
Irradiance	1000.00	W/m <sup>2</sup>
Power Tolerance Low	-3.00	%
Dust Factor %	95.0	%
Loss on DC Side %	3.0	%
V Nominal	30.60	Volts
I Nominal	8.66	Amps
Pmax	265.00	Watts
Voc	37.70	Volts
Isc	9.23	Amps
Modules Covered by Shadow	0.00	

Fonte: *Software Power Tools for Windows*

#### 4) Potência Instalada do Sistema FV da Residência (Pot Inst. FV)

$$\text{Pot Inst. FV} = \text{QtdM REAL} \times \text{Pm} = 36 \times 265 \text{ Wp} = 9,54 \text{ kWp}$$

A **Figura 28** apresenta as perdas do Sistema FV em questão, destacado em vermelho: perda de eficiência do inversor, perda por acúmulo de poeira nos módulos e perdas no elo DC do sistema. Assim, a potência nominal de trabalho do sistema FV é inferior à Pot Inst. FV, como observado na **Figura 29**.

Figura 29- Potência em kW, considerando as perdas do Sistema FV.

The screenshot shows a configuration window for a photovoltaic system. The 'Rated Size' field is highlighted with a blue border and contains the value 7.675 kW. Other fields include Name: FOTOVOLTAICA 60m<sup>2</sup> num1, Rated Voltage: 220 V (L-L), Power Factor: 1.000, Full Load Amps: 20.1, and Bus Connection: BUS-0020. The 'Data State' is set to 'Incomplete'. There are also checkboxes for 'In Service' and 'Link with SPV Config/Library', and a 'Library...' button.

Fonte: *Software Power Tools for Windows*

Para os demais tipos de residências o equacionamento é realizado da mesma maneira com seus respectivos dados, como resume a **Tabela 5**.

O custo relativo à instalação deste sistema fotovoltaico numa residência de ADISP de 60 m<sup>2</sup> seria de R\$58.399,40, a **Tabela 5** detalha o cálculo realizado.

Tabela 5- Custo de instalação de um sistema fotovoltaico numa residência de ADISP de 60m<sup>2</sup>

Quantidade	Item	Modelo	Custo unitário	Custo total
36	Painéis FV		R\$ 899,00	R\$ 32.364,00
1	Inversor Solar	INVERSOR FRONIUS PRIMO 8.2-1 8KW MONOFÁSICO 220V	R\$ 13.199,00	R\$ 13.199,00
40	Condutores CC	Cabo 21mm Technoise	R\$ 15,00	R\$ 600,00
36	Mão de obra		R\$ 250,00	R\$ 9.000,00
-	Outros	-	-	R\$ 3.236,40
			<b>Total</b>	<b>R\$ 58.399,40</b>

Fonte: Elaborado pelo Autor

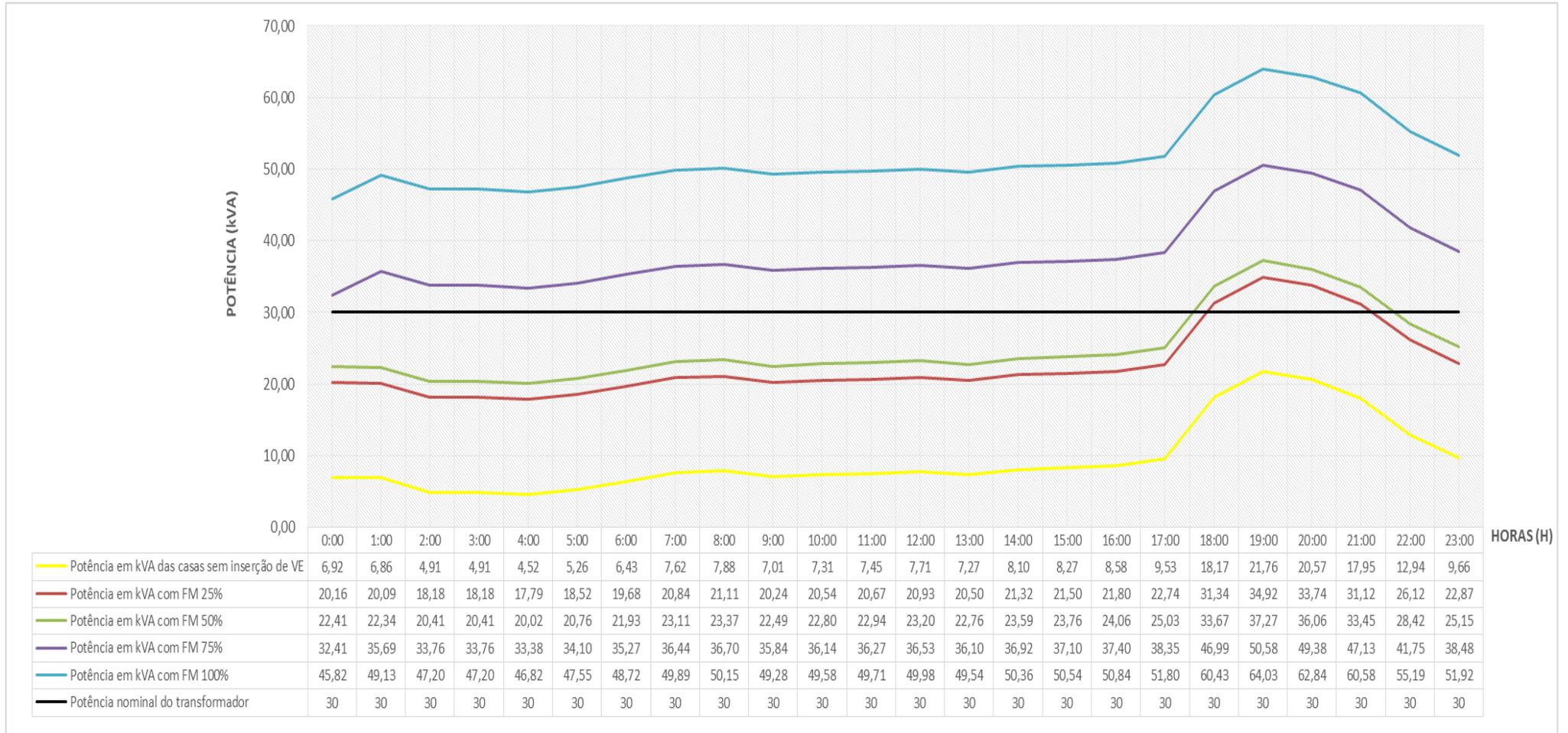
O item “outros” trata-se de conectores, cabos de interligação e materiais em geral utilizados durante o processo de instalação de painéis fotovoltaicos. Baseado em literatura e em outros projetos sobre o tema, para facilitar a análise, admite-se um gasto por painel entre 8% e 10% do valor deste, tendo sido este o valor utilizado como base de cálculo. A mão de obra tem como base o valor de R\$250,00 por placa já considerando o suporte físico, a partir de entrevistas a empresas e profissionais do ramo [44].

## 5.2 Resultados

### 1ª Etapa:

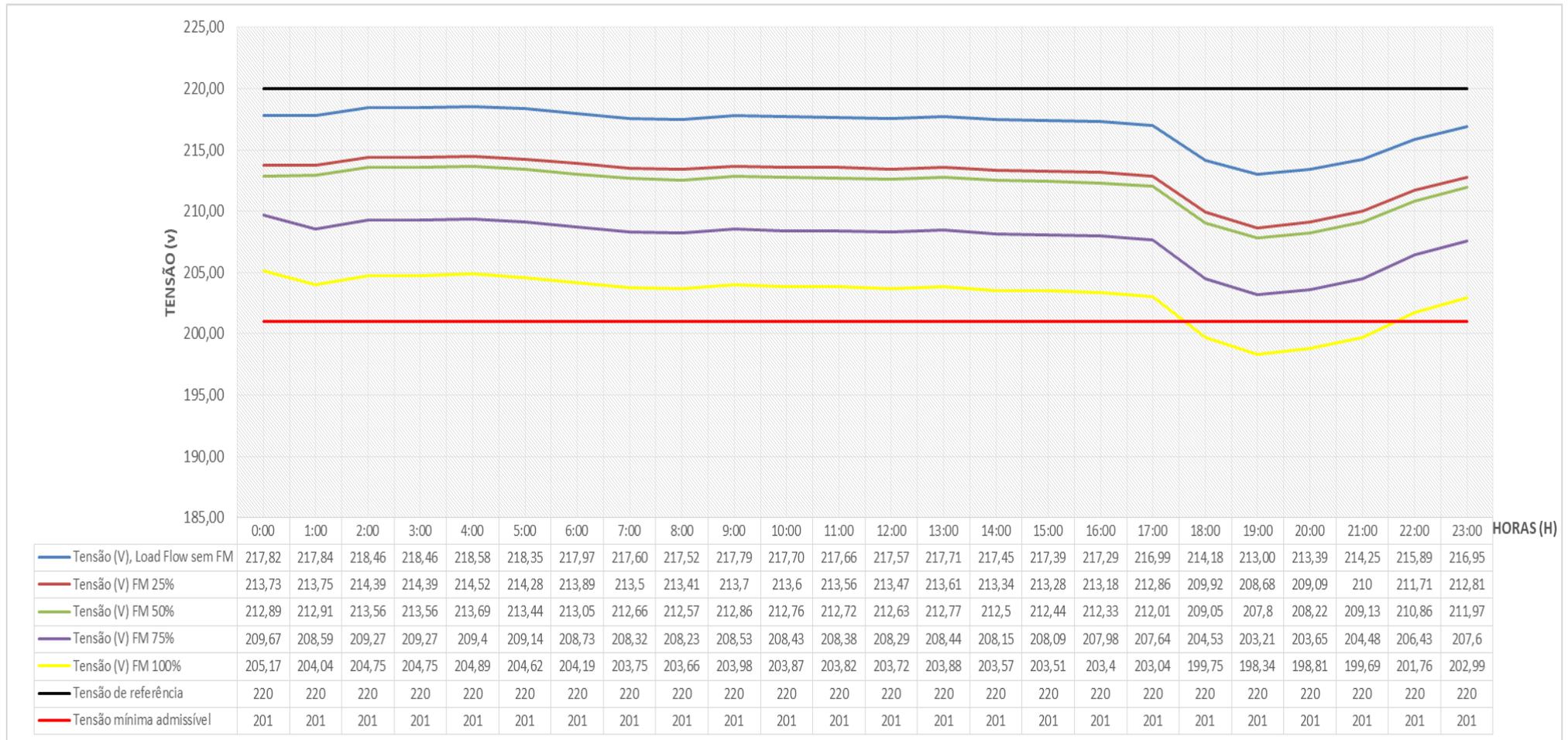
Durante a 1ª etapa para os diferentes níveis de penetração do VE com recarga de 3,3kW constata-se os seguintes comportamentos dos parâmetros de potência e tensão do transformador T1, apresentado nas figuras 30 e 31 com recarga feita das 18hrs até 1 da manhã.

Figura 30- Curvas de carga de T1 para os diferentes níveis de penetração de VE com recarga de 3,3 kW, em kVA.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 31- Curvas da tensão no secundário de T1 para os diferentes níveis de penetração de VE com recarga de 3,3 kW.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Destaca-se que, para os cenários com fator de motorização (FM) = 25% e 50%, há sobrecarga em relação a potência nominal (30kVA) do transformador de 16,4% e 24,2%, respectivamente, durante os horários de pico. Em contrapartida, caso houvesse um incentivo tarifário aos consumidores residenciais por parte das distribuidoras, com tarifas menores para horários fora de pico, nota-se a viabilidade da recarga dos veículos elétricos para FM de até 50%, sem sobrecarregar o transformador, conforme **Figura 30**.

Do ponto de vista da tensão secundária de T1, a **Figura 31** mostra que os valores durante as 24h do dia se encontram acima do estabelecido por norma de tensão mínima, de 201V [41].

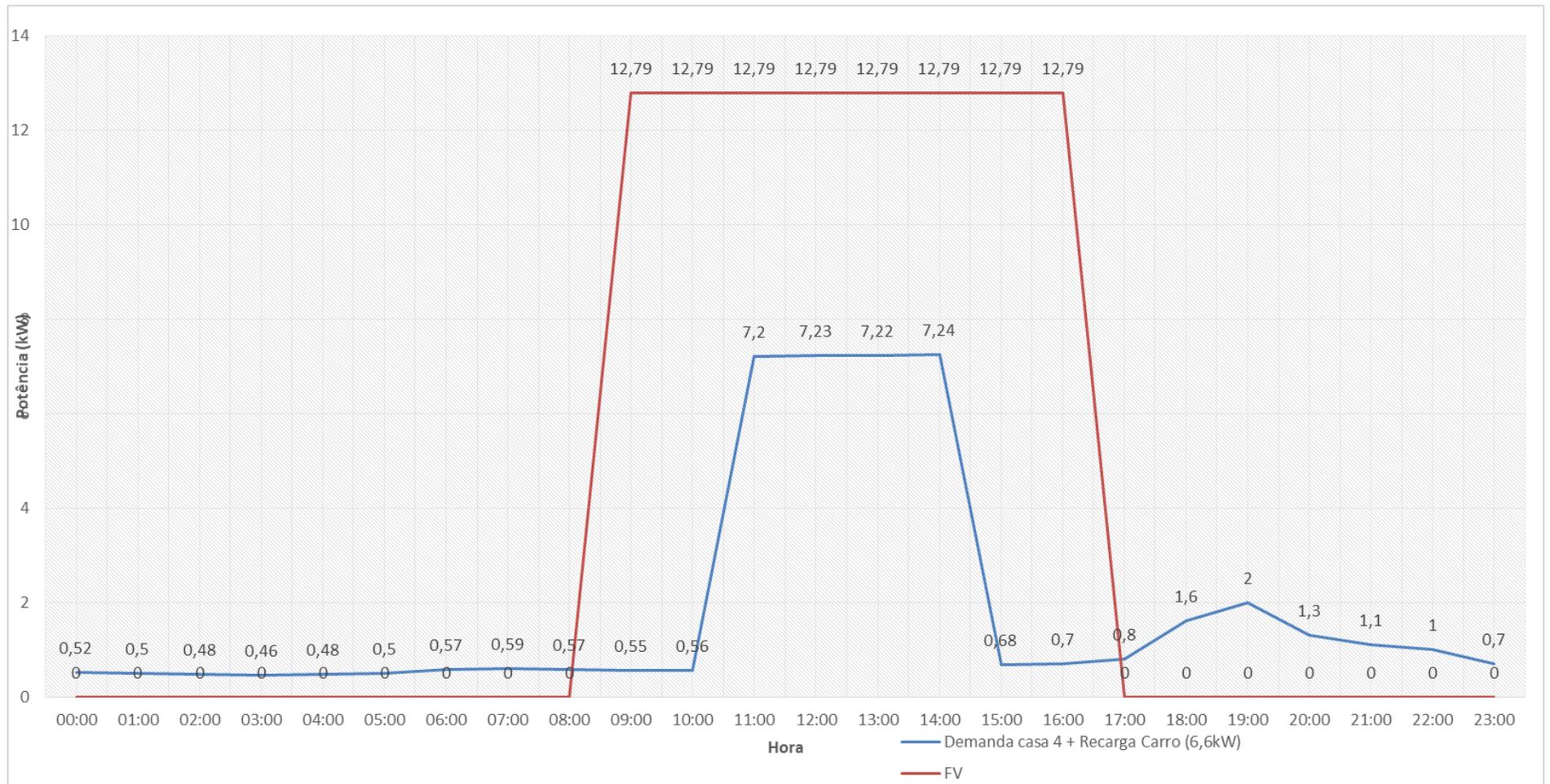
Para FM = 75% e 100%, verifica-se sobrecarga do transformador durante todo o dia, o que poderia resultar em redução de sua vida útil. No âmbito da tensão entregue ao consumidor final, para FM = 75%, verifica-se na **Figura 31**, que a tensão chega ao valor mínimo permitido para algumas residências. Este cenário enfrenta uma sobrecarga severa de T1, que não é recomendável, principalmente, a longo prazo. No cenário com FM= 100%, as quedas de tensão chegam a valores como 0,89 pu (196V) para várias residências durante os horários de pico de demanda, desrespeitando as normas [37].

2ª Etapa:

A 2ª etapa apresenta os resultados referentes a interação em uma rede de distribuição com recarga de veículos elétricos de 6,6 kW em 4h e geração distribuída, do tipo fotovoltaica atuando entre 9:00 e 16:00 do dia e recarga de 11:00 as 14:00.

Nota-se na **Figura 32** que, para uma recarga de 6,6kW, não só o sistema FV da residência atende à demanda da própria casa e da recarga do carro, como também há energia excedente que é fornecida de volta ao sistema.

Figura 32- Recarga de VE em 6,6 kW em 4h em conjunto com a geração distribuída FV para uma residência do tipo 4.



Fonte: Elaborado pelo Autor

### 3ª Etapa

Durante o período do dia, das 9h às 16h, adotado como propício para atuação dos FVs, e com os níveis de penetração de VEs e FVs iguais para todos cenários nesta etapa de simulações, a **Tabela 6** apresenta uma comparação dos parâmetros de potência e tensão no secundário do Transformador (T1) na ausência e presença do sistema FV em conjunto com a recarga de 6,6 kW dos VEs na rede.

Tabela 6- Comparativo dos cenários sem FV e com FV

Análise de 09:00 as 16:00							
Penetração (%)		Potência de pico		Vmínima		Vmáxima	
FV	VE	Absoluta (kVA)	$\Delta S(\%)*$	Absoluta (V)	$\Delta V(\%)*$	Absoluta (V)	$\Delta V(\%)*$
0	25	35,24	17,5	208,85	-5,1	209,39	-4,8
25	25	11,33	-62,3	221,01	0,4	221,49	0,6
0	50	62,26	107,5	199,48	-9,3	200,09	-9,1
50	50	26,91	-10,3	224,54	2,1	225,01	2,2
0	75	89,58	198,6	188,83	-14,2	189,53	-13,85
75	75	42,82	42,7	227,92	3,6	228,37	3,8
0	100	117,33	291,1	176,14	-20	177	-19,6
100	100	58,78	95,9	231,16	5,1	231,6	5,3

Fonte: Elaborado pelo Autor

\*Nota:  $\Delta S(\%)$  é o desvio da Potência medida em relação à Potência nominal de 30 kVA de T1;  $\Delta V(\%)$  é o desvio da tensão medida em relação à tensão nominal de 220 V de T1.

Para os cenários com somente penetração de VEs em 25% e 50%, observa-se a sobrecarga de T1 em 17,5% e 107,5% respectivamente, e, no caso de VEs de 50% o nível de tensão é abaixo de 201V permitido pelo PRODIST [37], o que expõe o transformador a consequências graves, como redução da vida útil. Para estas ocasiões, a entrada dos FVs nos domicílios, se mostra benéfica, ou seja, VEs = FV = 25% e VEs = FV = 50%, mostrando – se capaz de aliviar a demanda de T1, e além disso realizar a regulação da tensão do sistema, a mantendo mais próxima de V nominal.

Em contrapartida, tanto nos cenários com apenas os VEs em 75% e 100% quanto nos casos de VEs=FVs= 75% e VEs=FVs= 100% apresentam níveis de tensão e sobrecarga inadmissíveis. Nos casos de VEs = FVs = 75% e VEs = FVs = 100%, o excesso de geração dos painéis fotovoltaicos é de magnitude prejudicial ao sistema, gerando uma sobrecarga em T1 devido ao expressivo fluxo reverso, e além disso,

ocorrem sobretensões no sistema acima do permitido pela norma, de 229V [41]. Por exemplo, para a situação de VE e FV de 100%, verifica-se a sobrecarga de T1 em 95,9% e sobretensão em 231,6V.

A partir da análise dos resultados anteriores e identificado a ocorrência de sobretensões e sobrecargas para os níveis de penetração de VE e FV em 75%, e também para VE e FV em 100%, durante a 3ª etapa, com o objetivo de viabilizar a máxima penetração de VEs na rede de distribuição, mitigando seus impactos negativos de maneira conjunta com a geração distribuída FV, modela-se os cenários conforme a **Tabela 7**.

Tabela 7- Viabilização da penetração máxima de VEs

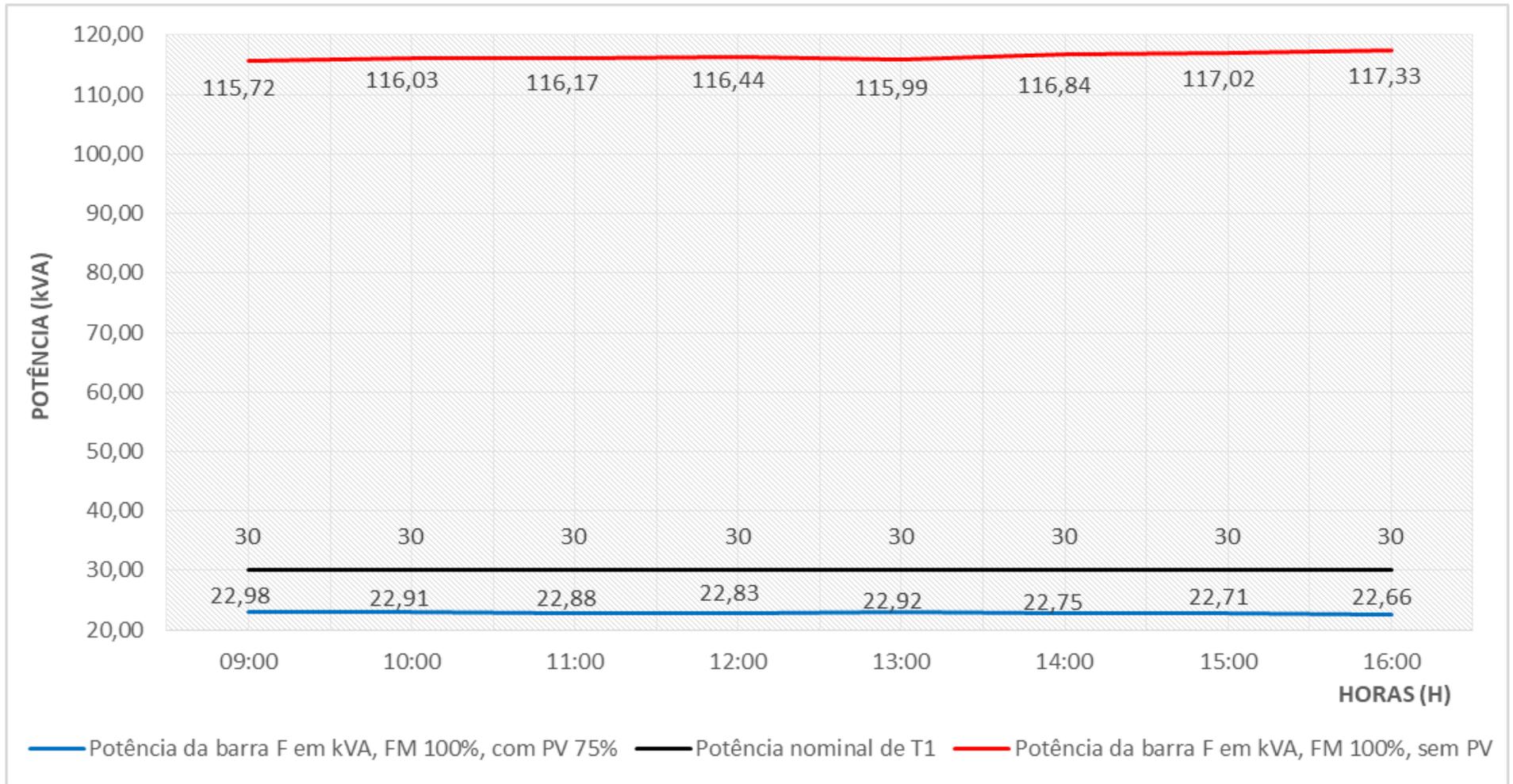
Análise de 09:00 as 16:00							
Penetração (%)		Potência de pico		Vmínima		Vmáxima	
FV	VE	Absoluta (kVA)	$\Delta S(\%)*$	Absoluta (V)	$\Delta V(\%)*$	Absoluta (V)	$\Delta V(\%)*$
50	75	15,4	-48,7	216,78	-1,5	217,29	-1,3
50	100	35,4	18	208,31	-5,32	208,86	-5,1
75	100	22,98	-23,4	220,45	0,2	220,94	0,4

Fonte: Elaborado pelo Autor

\*Nota:  $\Delta S(\%)$  é o desvio da Potência medida em relação à Potência nominal de 30 kVA de T1;  $\Delta V(\%)$  é o desvio da tensão medida em relação à tensão nominal de 220 V de T1.

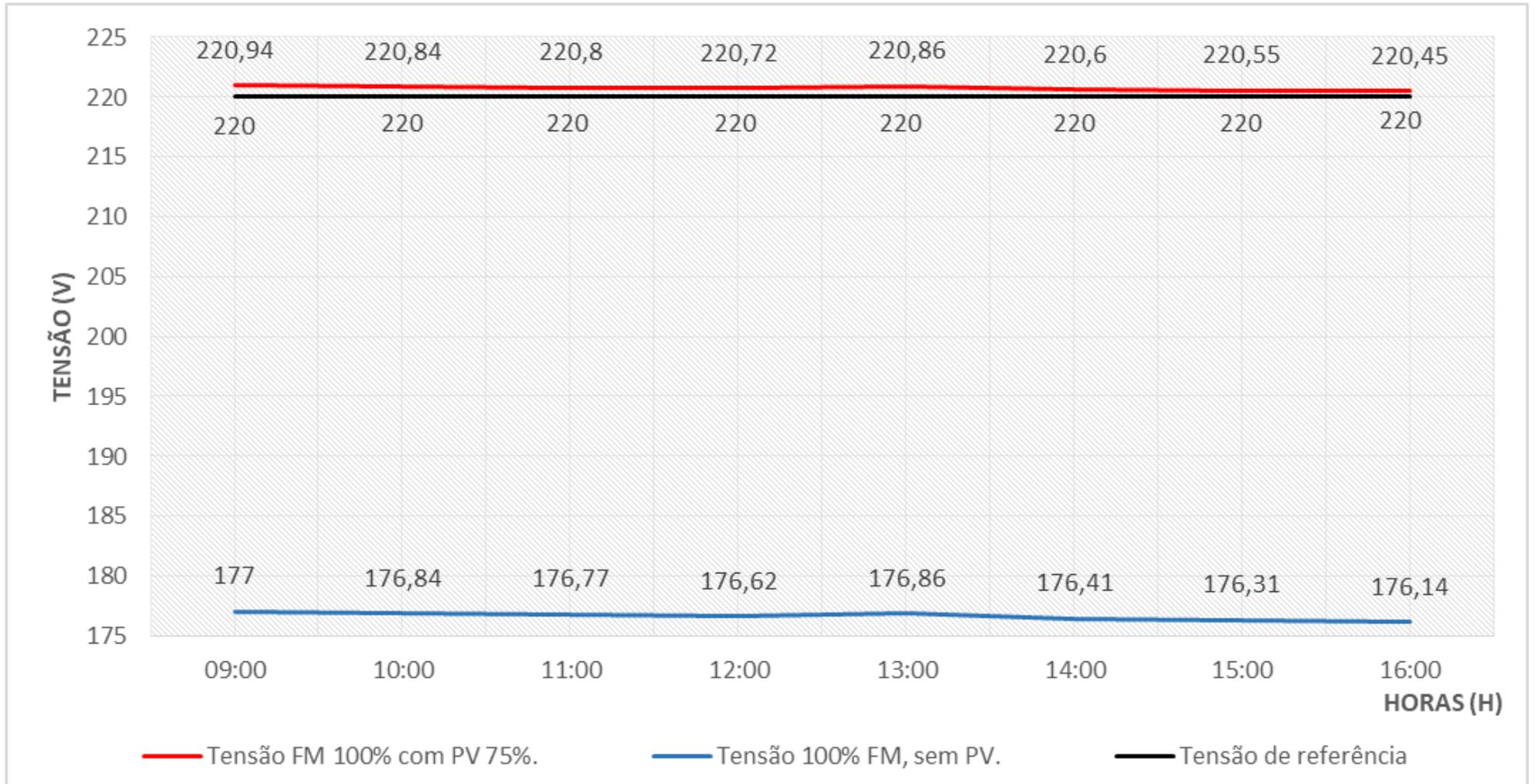
Para o cenário de FV = 75%, obtém-se a máxima penetração de VEs, VE = 100%, com a carga do transformador T1 em 22,98 kVA e a tensão em 220V, no período de 09 às 16 horas, exemplificado também pelas **Figura 33** e **Figura 34**.

Figura 33- Comparativo da carga de T1 com VE em 100% de recarga em 6,6 kW na ausência e presença de FV em 75%.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 34- Comparativo da tensão secundária de T1 com VE em 100% de recarga em 6,6 kW na ausência e presença de FV em 75%.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Demonstrando- se que de maneira planejada e coordenada a integração VE e FV pode ser benéfica à operação do transformador e garantindo uma boa confiabilidade do sistema elétrico. Caso haja incentivos tarifários para recarga dos VEs em horários fora de pico junto a presença do sistema FV é possível a penetração de VEs em 100% das residências e inclusive utilizar a recarga mais rápida, de 6,6 kW em 4h.

## **6. VISÃO DA DISTRIBUIDORA REFERENTE AO INVESTIMENTO NA REDE NECESSÁRIO PARA SUPRIMIR OS IMPACTOS DA RECARGA EM MASSA DE VE'S**

A distribuidora de energia possui em tempo real os dados de carregamento da rede e através destes dados o Centro de Operação do Sistema (COS) realiza manobras de carga para alívio em determinados alimentadores, porém elevações abruptas de carregamento de transformadores ainda não conseguem ser mapeados pelo COS em tempo real, devido aos transformadores se situarem nos ramais e não nos troncos de alimentadores [42] [48-50]. Portanto, o aumento da demanda nos equipamentos somente é medida quando no ramal se encontra uma medição encapsulada [48-50], para medir as grandezas do transformador, porém este equipamento só é instalado em clientes Grupo A (acima de 2,3kV).

O estudo realizado no capítulo 5 somente avalia o impacto em transformadores de consumidores residenciais, o que para a visão da distribuidora é um grande problema para identificar a possibilidade da entrada do carregamento dos VEs que demandam uma quantidade grande de potência de carregamento, além de concluir que somente com incentivos tarifários coordenados pelas distribuidoras ou através de investimentos do consumidor em GD na sua residência, a rede não sofreria tanto impacto, porém para a distribuidora uma avaliação para a realização de um reforço de rede, talvez seja mais vantajoso, garantindo maior confiabilidade e segurança para operação.

Portanto neste capítulo será avaliado o investimento necessário para que a distribuidora de energia, neste caso a ENEL RJ, a qual foi tomada como base de estudos para este capítulo, devido a mesma ser a maior concessionária de distribuição de energia do Rio de Janeiro, não venha a ter problemas na qualidade do fornecimento de energia.

Esse investimento na rede é benéfico para a distribuidora, pois de 4 em 4 anos ocorre a chamada revisão tarifária periódica [51], onde são calculadas a receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados pela distribuidora. É quando a mesma restitui o seu poder de compra, através do reajuste das suas tarifas, portanto o foco é a realização de CAPEX e diminuição do OPEX.

## 6.1 Investimento na rede através de projeto de recondução para atendimento a demanda

Como foi determinado na 3ª etapa do capítulo 5, o pior cenário para inserção de VE's é o de FM de 100% sem nenhuma penetração de FV, o que demanda no transformador uma potência de 117,33 kVA de acordo com a **Tabela 6**.

De acordo com os procedimentos da ENEL RJ, para uma demanda desta magnitude o necessário é a realização de um projeto de recondução da BT, com a substituição do transformador de menor potência por um de maior potência nominal, que neste caso de acordo com a tabela padrão de potência de transformadores é o de 150 kVA[42], a **Tabela 8** detalha os transformadores padrões de distribuição de energia, suas potências nominais e os condutores padrões para cada transformador.

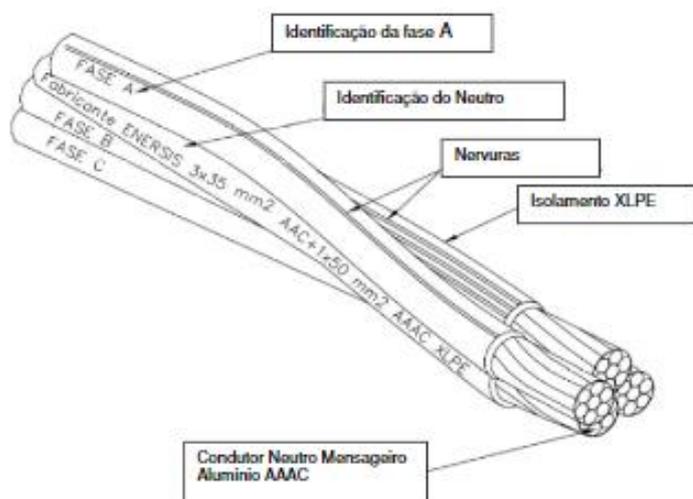
Tabela 8- Condutores pré-reunidos para transformadores padronizados em redes de distribuição

POTÊNCIA DO TRANSFORMADOR (kVA)	CONDUTOR PRÉ-REUNIDO DE ALUMÍNIO - 0,6/1 kV (mm <sup>2</sup> )		
	3x50+(50)	3x95+(50)	3x150+(70)
Trifásico 30	x		
Trifásico 45	x	x	
Trifásico 75		x	
Trifásico 150			x
Trifásico 300			x

Fonte: Adaptado de [42]

No critério de projetos ENEL [42] os condutores de BT padrões da empresa são os pré-reunidos, que possuem as três fases e o neutro torcidos entre eles, a **Figura 35** ilustra a aparência do cabo e a **Tabela 9** detalha as especificações dos condutores padrões de BT.

Figura 35- Condutor Pré reunido



Fonte: Elaborado por [43]

Tabela 9- Especificações dos cabos pré reunidos

Seção nominal	Peso específico aproximado (kg/km)	Ampacidade (A)
2x16 + 1x25	234	99
3x25 + 1x35	432	105
3x50 + 1x50	734	169
3x95 + 1x50	1216	244
3x150 + 1x50	1893	326

Fonte: Adaptado de [47]

O transformador que atende os consumidores é o de 30kVA, portanto o condutor da rede é o trifásico de 50mm<sup>2</sup> com neutro de 50mm<sup>2</sup>. Com a mudança do transformador para o de 150kVA, a troca da bitola do condutor de BT para um pré reunido trifásico de 150mm<sup>2</sup> com neutro de 70mm<sup>2</sup> se faz necessária, devido a sua capacidade de condução de corrente, vide a **Tabela 9**.

### 6.1.1 Projeto

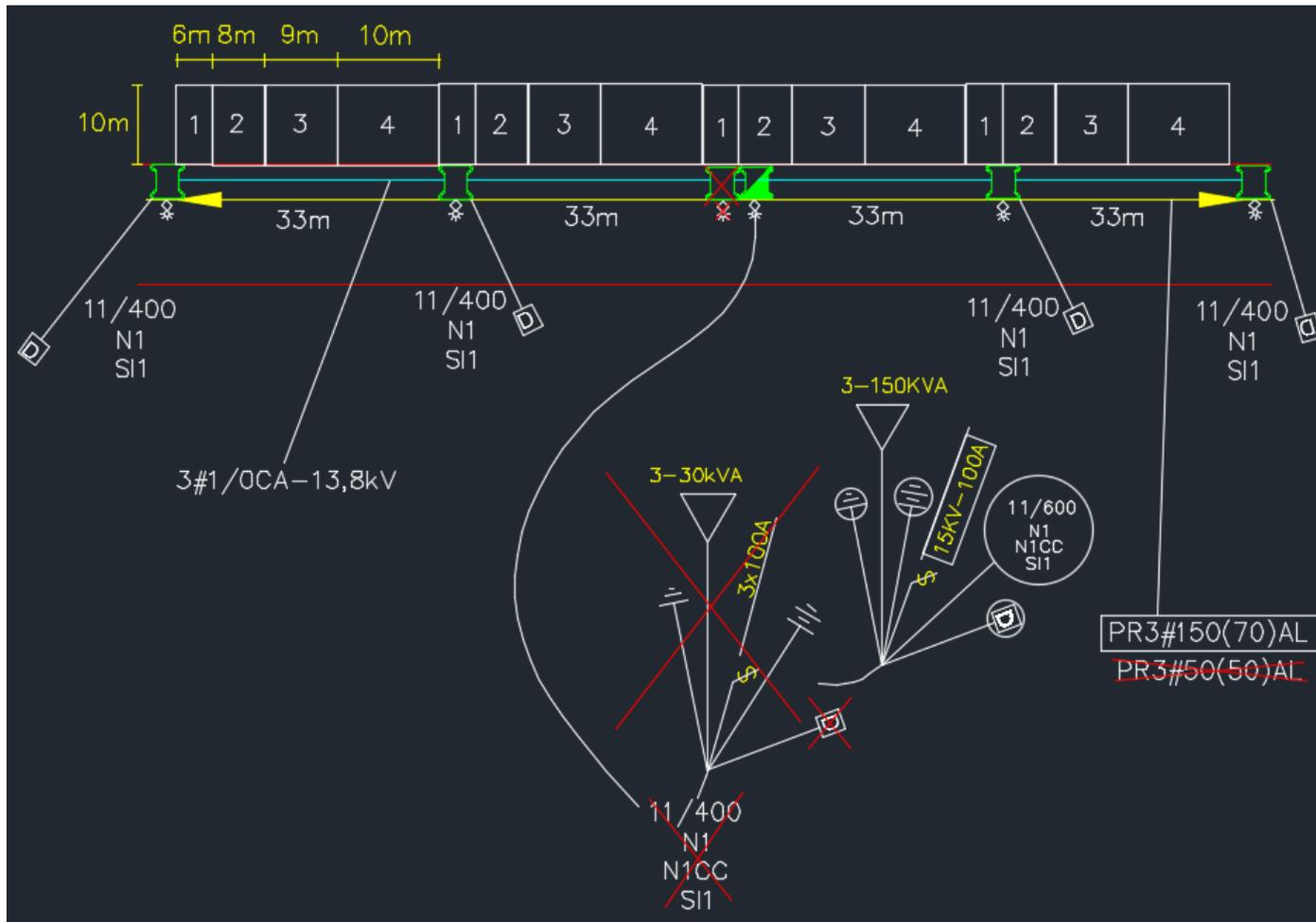
Para realização do projeto alguns critérios foram adotados, todos condizentes com os critérios de projetos ENEL [42], dentre eles:

- Postes somente “Duplo T”, mais utilizados em projetos de rede MT/BT, de 11 metros e de esforço de 400daN;(anexo D)

- Vãos médios de até 40 metros;
- Condutor de MT trifásico 1/0 AWG, mais convencional para esta tipologia urbana de rede em 13,8kV;
- Tipologia de rede aérea convencional de MT/BT;
- A troca do transformador de 30kVA para o de 150kVA não necessariamente necessita da troca do poste de 400daN para um de 600 daN, porém por convenção de projetos, optou-se por valorar esta troca no projeto, devido ao peso do transformador de 150kVA ser elevado;
- Como critério geral os transformadores devem ser instalados no centro de carga de sua área de abrangência [42];
- Os comprimentos dos terrenos foram respectivamente de 6,8,9,10 metros para os terrenos de 60,80,90 e 100 m<sup>2</sup> e a largura de 10 metros para todos, ou seja, considerou-se a área do terreno como a área do telhado das casas;
- Abaixo dos postes se encontra sua altura/esforço, abaixo a estrutura de primeiro nível e mais abaixo a estrutura de BT, no poste com o transformador tem-se dois níveis de MT, sendo um com a chave fusível de proteção do transformador.

A **Figura 36** representa o croqui do projeto em Autocad.

Figura 36- Projeto de recondução da rede de BT para atendimento a demanda da recarga de VEs nas residências com FM de 100%



Fonte: Elaborado pelo autor no Autocad 2018

### 6.1.2 Orçamento

A geração de CAPEX está diretamente ligada aos tipos de investimento que aquela obra está associada, ou seja, instalação de rede nova em locais que não possuíam energia elétrica, obras de qualidade visando a melhoria da rede, instalação de equipamentos para melhor operação do sistema, melhoria da rede devido a acréscimo de carga, todos esses tipos de obra dependem da instalação de unidades de cadastro na rede (UC), que são os postes, equipamentos de potência, telecomando, proteção, operação e condutores. Em contrapartida, todos os equipamentos e estruturas que dão defeito na rede e precisam ser substituídos geram OPEX, que é o gasto que a distribuidora busca diminuir ao máximo.

A ENEL RJ em suas obras divide seus orçamentos em tipos de ocorrência, que são [52]:

- Adição: O tipo de ocorrência adição identifica que o material ou serviço orçado naquele projeto está sendo adicionado na rede elétrica;
- Sucata: O tipo de ocorrência sucata identifica que o material ou serviço orçado naquele projeto está sendo retirado da rede elétrica;
- Obra de suporte: O tipo de ocorrência Obra de Suporte identifica que o material ou serviço orçado não é necessário para atendimento ao cliente, mas foi solicitado a inclusão pela Enel;
- Particular: O tipo de ocorrência particular identifica que o orçamento não possui UC. Porém, se algum material a ser retirado da rede for UC, todo o orçamento de retirada deve ser orçado na ocorrência Sucata.

Durante a realização do orçamento de uma obra de MT/BT, todos os serviços que são realizados tanto pelas equipes de LM (linha morta), quanto pelas de LV (linha viva) devem ser de conhecimento do projetista, assim como todos os equipamentos e estruturas que são retiradas da rede ou instaladas.

Nos procedimentos ENEL, todos os materiais que compõem os padrões de estruturas são normatizados e tabelados, a mão de obra é paga através de serviços que a parceira de obras realiza em campo. Cada serviço tem um valor, são as chamadas ENEL voices [53] e são padronizados para todos os contratos que a ENEL tem com as empreiteiras que realizam as obras. Todas essas medidas facilitam o processo de realização dos orçamentos, através do sistema interno de gestão de obras e manutenção, o GOM.NET.

O custo da obra após a realização do orçamento no sistema ficou em R\$31.498,27. Detalhes como valor dos materiais, mão de obra e todos os encargos atribuídos a obra são detalhados na

**Tabela 10.**

Tabela 10- Orçamento do projeto

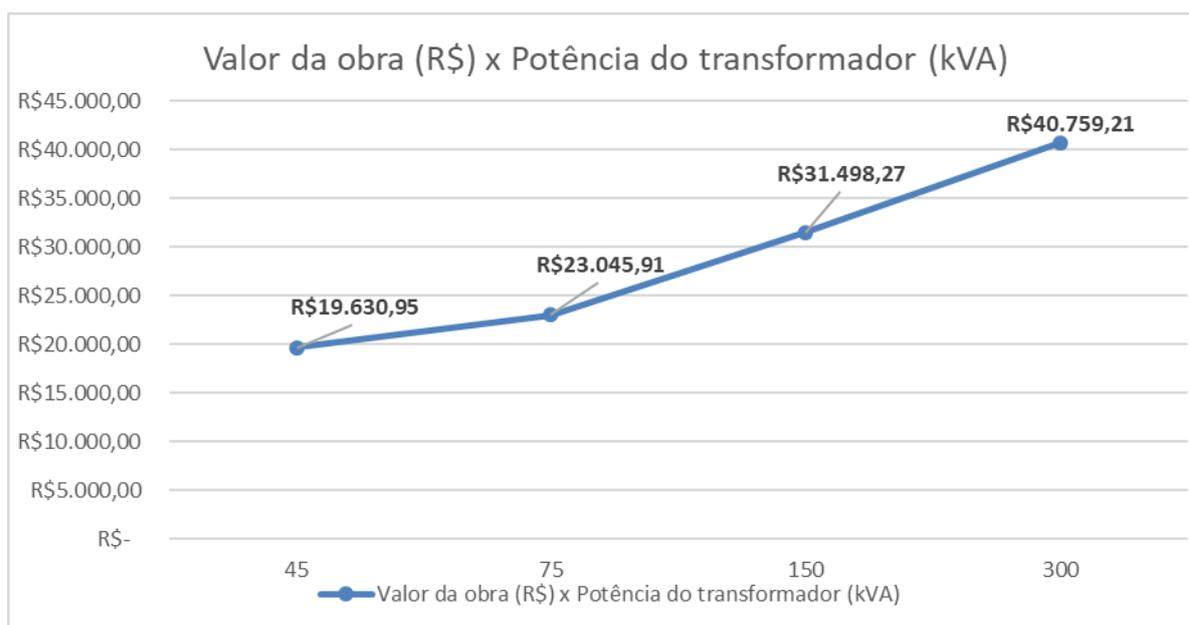
Orçamento do projeto de acréscimo de demanda no transformador		
Materiais	Adição	R\$ 21.199,29
	Sucata	Não possui valor
Mão de obra	Adição	R\$ 794,90
	Sucata	R\$ 4.489,29
Encargos	Administradores	R\$ 778,36
	Fiscalização da obra	R\$ 209,78
	Pessoal próprio	R\$ 611,38
	Rateio de infraestrutura	R\$ 2,51
	Rateio logístico	R\$ 2.946,70
	Outros	R\$ 419,04
	Transporte	R\$ 47,02
	<b>Total</b>	<b>R\$ 31.498,27</b>

Fonte: Elaborado pelo autor

De acordo com a **Tabela 6**, para os cenários de 0% de FV e 25% e 50% de FM, se torna necessário um projeto para a troca do transformador para 45kVA e 75kVA respectivamente, devido as demandas impostas na rede pela recarga dos veículos elétricos. Portanto, realizando orçamentos para todas as possíveis substituições desses transformadores, nessa configuração de ramal, pode-se traçar um gráfico representando o custo marginal da obra para cada kVA a mais que entrasse na rede, ressaltando que a necessidade da troca do poste de 11m/400daN para o de 11m/600daN somente se faz necessária com a instalação de transformador de potência a partir de 150kVA.

A **Figura 37** é um gráfico que representa o acréscimo do valor da obra em reais pelo acréscimo de kVA demandado na rede.

Figura 37- Valor da obra (R\$) x Potência acrescida na rede (kVA)



Fonte: Elaborado pelo autor com base nos orçamentos realizados

Com essas informações o investimento na rede, como uma opção para redução dos impactos no sistema, deve ser levado em consideração e realmente avaliado em contrapartida aos incentivos tarifários na visão da distribuidora pois, independente da vantagem do incentivo para o consumidor, a distribuidora não possui o total monitoramento do que ocorre em seus transformadores e em certas ocasiões pode-se deparar com situações de recargas mútuas fora dos períodos tarifários mais baratos propostos e ser surpreendida com depreciação dos seus equipamentos durante os anos ou até explosões de transformadores em períodos de alta demanda.

## 7. CONCLUSÃO

Avaliando os estudos de caso do capítulo 5, conclui-se na 1ª etapa, que apenas com o incentivo tarifário horário no preço da energia elétrica, a recarga é viabilizada com o modo de 3,3 kW em 8h de VEs em até 50% das residências respeitando os limites de tensão e potência de T1. Na 2ª e 3ª etapa, constata-se que aliado ao incentivo tarifário a presença do sistema fotovoltaico possibilita não só a recarga de VEs em 100% dos domicílios, como também a utilização do modo de recarga mais rápido, de 6,6 kW em 4h. Desta forma, a presença simultânea na rede de distribuição da recarga de VEs e geração FV, aliado a incentivos tarifários horários no preço da energia, podem trazer vários benefícios para a operação do transformador alimentador e da rede de distribuição como um todo, entretanto esta integração deve ser feita de maneira planejada e coordenada pela distribuidora. A motivação da realização do projeto no capítulo 6 provém dos resultados obtidos pelos estudos de caso e ficou o questionamento se realmente seria necessária uma avaliação para a realização de um reforço de rede. Para essa configuração simulada, pode-se concluir que o custo de investimento de uma concessionária, neste caso a ENEL RJ, apresenta um valor a se considerar e que pode ser comparado aos benefícios de garantia de maior confiabilidade e segurança para operação em outros estudos, além do que a distribuidora não possui o total controle das cargas inseridas na rede e pode ser surpreendida com o passar dos anos com uma maior depreciação dos seus equipamentos, o que geraria maior manutenção, ou seja, aumento de OPEX ou até explosões de transformadores em períodos de alta demanda.

Uma proposta para estudos futuros é a avaliação da seletividade e da coordenação dos dispositivos de proteção frente à entrada do VE e FV na rede, devido à baixa automatização dos equipamentos de proteção perante a presença de fluxo reverso causado pela geração FV na rede de distribuição além da realização de estudos comparativos entre o custo benefício desses investimentos com o ganho em confiabilidade e segurança do sistema.

## A. Anexo- Simbologia de projetos de MT/BT [42]

DESCRIÇÃO	CADASTRO	PROJETO	DESCRIÇÃO	CADASTRO	PROJETO
USINA			CRUZAMENTO COM LIGAÇÃO		
LINHA DE TRANSMISSÃO			CRUZAMENTO SEM LIGAÇÃO		
SUBESTAÇÃO SEM TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO			MUDANÇA DE BITOLA E/OU Nº DE CONDUTORES NO PRIMÁRIO (1:3000)		
SUBESTAÇÃO COM TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO			MUDANÇA DE BITOLA E/OU Nº DE CONDUTORES NO PRIMÁRIO (1:5000)		
LINHA DE DISTRIBUIÇÃO			ENCABEÇAMENTO DO SECUNDÁRIO COM MUDANÇA DE BITOLA E/OU Nº DE CONDUTORES		
TRANSFORMADOR DA EMPRESA			FIM DE LINHA DO SECUNDÁRIO		
TRANSFORMADOR AUTO-PROTEGIDO			SECCIONAMENTO DO SECUNDÁRIO		
TRANSFORMADOR PARTICULAR			SECCIONAMENTO DO PRIMÁRIO		
TRANSFORMADOR DA EMPRESA EM CABINA			POSTE DE MADEIRA CIRCULAR		
TRANSFORMADOR PARTICULAR EM CABINA			POSTE CIRCULAR DE CONCRETO		
CHAVE FUSÍVEL SEM ABERTURA EM CARGA			POSTE ORNAMENTAL		
CHAVE FUSÍVEL COM ABERTURA EM CARGA			POSTE DE CONCRETO DUPLO "T"		
CHAVE A ÓLEO TRIPOLAR			OUTROS POSTES		
CHAVE FACA UNIPOLAR SEM ABERTURA EM CARGA			RAMAL DE SERVIÇO SECUNDÁRIO AÉREO		
CHAVE FACA UNIPOLAR COM ABERTURA EM CARGA			RAMAL DE SERVIÇO SECUNDÁRIO SUBTERRÂNEO		
CHAVE FACA TRIPOLAR SEM ABERTURA EM CARGA			RELÉ FOTOELÉTRICO INDIVIDUAL		
CHAVE FACA TRIPOLAR COM ABERTURA EM CARGA			RELÉ FOTOELÉTRICO DE COMANDO EM GRUPO		
RELIGADOR MONOFÁSICO			CHAVE MAGNÉTICA		
RELIGADOR TRIFÁSICO			LUMINÁRIA		
SECCIONALIZADOR MONOFÁSICO			ESTAI DE ÂNCORA		
SECCIONALIZADOR TRIFÁSICO			ESTAI DE POSTE A POSTE		
DISJUNTOR NA BAIXA TENSÃO			ESTAI DE CONTRA POSTE		
CAPACITOR FIXO			ESTAI DE CRUZETA		
CAPACITOR AUTOMÁTICO			PÁRA-RAIOS DE A.T. COM ATERRAMENTO		
REGULADOR DE TENSÃO			PÁRA-RAIOS DE BAIXA TENSÃO		
REGULADOR DE TENSÃO TIPO AUTO BOOSTER			DESCARREGADOR DE CHIPRE COM ATERRAMENTO		
CONDUTOR PRIMÁRIO			ATERRAMENTO		
CONDUTOR SECUNDÁRIO			PRIMÁRIO OU SECUNDÁRIO SUBTERRÂNEO		

OBS. 1) TODO ELEMENTO A SER RETIRADO OU SUBSTITUÍDO DEVE SER RISCADO COM O SINAL . Ex. 3-12-(2)-CA

## B. Anexo– Esforço mínimo dos postes para determinadas potências de transformadores [42]

Situação da Estrutura de MT	Potência dos Transformadores (kVA)				
	Esforço Mínimo dos Postes				
	Monofásico	Trifásico			
	10	Até 45	75 a 150	225 Peso máximo: 950 kg	300 Peso máximo: 1300 kg
Em alinhamento	300 daN	300daN	300daN	600daN <sup>NOTA 1</sup>	600daN <sup>NOTA 1</sup>
Em ancoragem	300 daN	300daN	600daN	600daN <sup>NOTA 1</sup>	1000daN <sup>NOTA 2</sup>

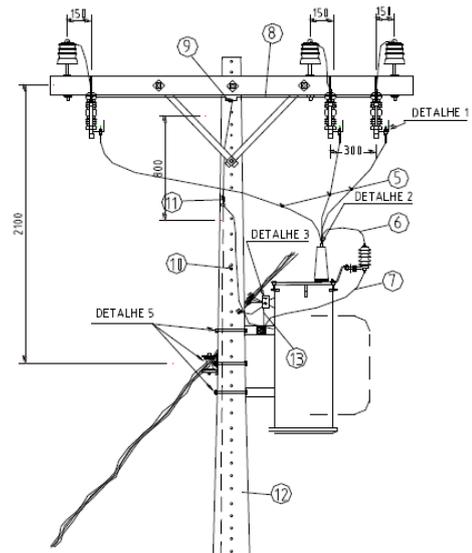
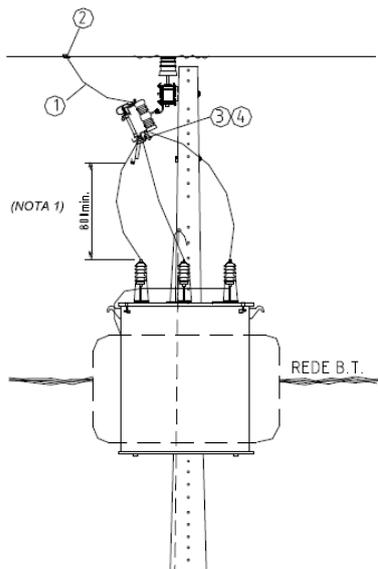
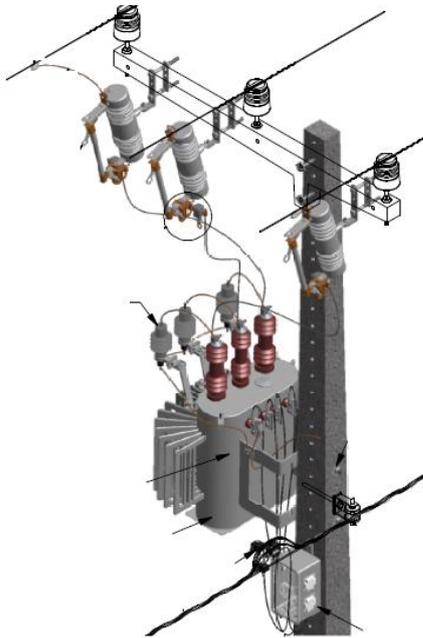
**NOTA 1:** Caso exista na estrutura de ancoragem de MT (fim de rede) este tipo de transformador, usar poste com esforço mínimo de 1000 daN.

**NOTA 2:** Deve ser evitado o uso dos transformadores de 225 kVA e de 300 kVA em postes com ancoragem de Rede de MT. Caso seja necessário, devem ser feitos os cálculos dos esforços para dimensionamento do poste adequado.

## C. Anexo– Condutores padrão de MT [42]

Bitola do Condutor (AWG-MCM)	Tipo	Seção Nominal do Condutor (mm <sup>2</sup> )	Diâmetro Nominal do Condutor (mm)	Formação do Condutor N° de Fios X Diâmetro (mm)	Resistência Elétrica Máxima a 20°C (Ω/km)	Corrente Nominal (A)	Carga de Ruptura Máxima (daN)	Peso (kg/km)
4	Swan	24,71	6,35	6/1 x 2,12	1,3278	140	812	85,40
1/0	Raven	62,38	10,11	6/1 x 3,37	0,5243	242	1.904	216,34
266,8	Partridge	157,20	16,31	26 x 7	0,2100	475	4.936	547,00

## D. Anexo- Desenhos de estruturas com transformadores [42]



**E. Anexo- Orçamento da obra de substituição do transformador de 30kVA para um de 150kVA detalhado [54]**

**• MATERIAIS**

Apartado	Código	Materiais	Und. Med.	Qtde.	Preço	Total
Adição	6772485	TRAFO,3F,150KVA,GST001	UNIDADE	1	R\$ 16.163,89	R\$ 16.163,89
Adição	6771996	CABO PRE-REUN AL,3X150+70,PM-1	METRO	145,2	R\$ 21,31	R\$ 3.094,21
Adição	6771968	CRUZETA,MADEIRA 2M, PM-1789 R3	PEÇA	2	R\$ 83,81	R\$ 167,62
Adição	6772094	ARRUELA,QUAD,50X3X18MM,D0036	UNIDADE	11	R\$ 0,28	R\$ 3,08
Adição	6772143	MÃO FRANCESA PLANA C/619MM,DED-00	PEÇA	4	R\$ 5,31	R\$ 21,24
Adição	6772155	PARAFUSO CABEÇA QUADRADA 125X80X16MM,DED-	PEÇA	4	R\$ 2,19	R\$ 8,76
Adição	6772161	PARAFUSO CABEÇA QUADRADA 250X170X16MM,DED	PEÇA	1	R\$ 3,21	R\$ 3,21
Adição	6772163	PARAFUSO CABEÇA QUADRADA 350X270X16MM DED	PEÇA	1	R\$ 4,61	R\$ 4,61
Adição	4545816	ISOLADOR PILAR POLIM/PORC/HIBR	PEÇA	3	R\$ 40,11	R\$ 120,33
Adição	6772160	PARAFUSO CABEÇA QUADRADA 200X120X16MM,DED	PEÇA	2	R\$ 2,48	R\$ 4,96
Adição	6772162	PARAFUSO CABEÇA QUADRADA 300X220X16MM,DED	PEÇA	1	R\$ 3,59	R\$ 3,59
Adição	6795830	PINO,ISOLADOR PILAR,PM-1829 I2	UNIDADE	3	R\$ 4,99	R\$ 14,97
Adição	4545523	CONECTOR DE COMPRESSÃO .H AL/AL-AL/CU DED-	PEÇA	1	R\$ 1,84	R\$ 1,84
Adição	4545937	PÁRA-RAIOS,12KV/10KA POLIM.DED	PEÇA	3	R\$ 92,05	R\$ 276,15
Adição	6772031	SUPORTE,CH.C.CIRCUIT/P.RAIOS D	PEÇA	3	R\$ 8,06	R\$ 24,18
Adição	6772079	CONEC PERFURANTE ISO,50-150/50-150MM	PEÇA	12	R\$ 7,80	R\$ 93,60
Adição	6772115	GRAMPO LINHA VIVA, DED- 0106	PEÇA	3	R\$ 25,37	R\$ 76,11
Adição	6772276	ELO FUSÍVEL TIPO 6K, PM-0094 I	PEÇA	3	R\$ 3,11	R\$ 9,33
Adição	6772291	CHAVE FUSIVEL TIPOC 15,5kV-100	PEÇA	3	R\$ 155,25	R\$ 465,75
Adição	6786817	ESTRIBO PARA CHAVE FUSÍVEL	UNIDADE	3	R\$ 3,61	R\$ 10,83
Adição	6789222	CONECTOR TERMINAL DE COMPRESSÃO,AL,70MM2	UNIDADE	2	R\$ 7,02	R\$ 14,04
Adição	6789224	Conector de Compressão AL 150MM	UNIDADE	6	R\$ 9,83	R\$ 58,98
Adição	6806198	COND PRE REUN AL CAP EXT 150MM	METRO	6	R\$ 48,12	R\$ 288,72
Adição	6808986	CABO ALUMÍNIO PROTEGIDO XLPE+HDPE 50MM²15KV	METRO	15	R\$ 5,46	R\$ 81,90
Adição	6772092	ARMAÇÃO SECUNDÁRIA SIMPLES, DE	PEÇA	1	R\$ 7,30	R\$ 7,30
Adição	6772266	ISOLADOR ROLDANA, PM-0064 R6	PEÇA	1	R\$ 3,27	R\$ 3,27
Adição	6806698	LAÇO,AÇO,T IX,COB 150MM,PM2276	UNIDADE	1	R\$ 15,97	R\$ 15,97
Adição	6772053	CINTA AJUST.POSTE,BAP3,1200MM-	PEÇA	2	R\$ 7,97	R\$ 15,94
Adição	6775116	CAIXA DERIVAÇÃO 160A DQN-2025	PEÇA	1	R\$ 117,92	R\$ 117,92
Adição	6806196	COND PRE REUN AL CAP EXT 50MM²	METRO	1,5	R\$ 17,99	R\$ 26,99
Sucata	6772437	TRAFO,3F,30kVA,GST001	UNIDADE	1	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6771994	CABO PRE-REUN AL,3X50+50,PM-19	METRO	132	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6771968	CRUZETA,MADEIRA 2M, PM-1789 R3	PEÇA	2	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6772094	ARRUELA,QUAD,50X3X18MM,D0036	UNIDADE	11	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6772143	MÃO FRANCESA PLANA C/619MM,DED-00	PEÇA	4	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6772155	PARAFUSO CABEÇA QUADRADA 125X80X16MM,DED-	PEÇA	4	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6772161	PARAFUSO CABEÇA QUADRADA 250X170X16MM,DED	PEÇA	1	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6772163	PARAFUSO CABEÇA QUADRADA 350X270X16MM DED	PEÇA	1	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	4545816	ISOLADOR PILAR POLIM/PORC/HIBR	PEÇA	3	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6772160	PARAFUSO CABEÇA QUADRADA 200X120X16MM,DED	PEÇA	2	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6772162	PARAFUSO CABEÇA QUADRADA 300X220X16MM,DED	PEÇA	1	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6795830	PINO,ISOLADOR PILAR,PM-1829 I2	UNIDADE	3	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	4545523	CONECTOR DE .COMPRESSÃO.H AL/AL-AL/CU DED-	PEÇA	1	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	4545937	PÁRA-RAIOS,12KV/10KA POLIM.DED	PEÇA	3	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6772031	SUPORTE,CH.C.CIRCUIT/P.RAIOS D	PEÇA	3	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6772078	CONEC PERFURANTE ISO,50-95/50-95MM²	PEÇA	4	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6772115	GRAMPO LINHA VIVA, DED- 0106	PEÇA	3	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6772225	CONECTOR TERMINAL DE COMPRESSÃO,CABO 1/OCA/CAA	PEÇA	4	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6772273	ELO FUSÍVEL TIPO 2H, DED-0094	PEÇA	3	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6772291	CHAVE FUSIVEL TIPOC 15,5kV-100	PEÇA	3	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6786817	ESTRIBO PARA CHAVE FUSÍVEL	UNIDADE	3	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6806196	COND PRE REUN AL CAP EXT 50MM²	METRO	4,5	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6808986	CABO ALUMÍNIO PROTEGIDO XLPE+HDPE 50MM²15KV	METRO	15	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6772092	ARMAÇÃO SECUNDÁRIA SIMPLES, DE	PEÇA	1	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6772266	ISOLADOR ROLDANA, PM-0064 R6	PEÇA	1	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6806696	LAÇO,PREFORMADO CABO PR 50 PROT	UNIDADE	1	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6772052	CINTA AJUST.POSTE,BAP2,800MM-D	PEÇA	2	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6772079	CONEC PERFURANTE ISO,50-150/50-150MM	PEÇA	4	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Sucata	6775116	CAIXA DERIVAÇÃO 160A DQN-2025	PEÇA	1	R\$ 0,00	R\$ 0,00
					<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 21.199,29</b>

- **MÃO DE OBRA**

<b>Apartado</b>	<b>Descrição</b>	<b>Qtde.</b>	<b>Preço</b>	<b>Total</b>
Adição	AHO307_A_INSTALAÇÃO DA ESTRUTURA PARA 1 TRAFÓ EM 1 POSTE	1	R\$ 1.087,33	R\$ 1.087,33
Adição	AHO310_A_INSTALAÇÃO TRAFÓ/REG EM UM POSTE	1	R\$ 1.317,91	R\$ 1.317,91
Adição	AHO717_A_INSPEÇÃO PRÉVIA PARA SOLICITAÇÃO DE DESLIGAMENTO EM REDES AÉREAS	1	R\$ 562,41	R\$ 562,41
Adição	AHO720_A_ATUALIZAÇÃO CARTOGRÁFICA REDE	6	R\$ 9,37	R\$ 56,22
Adição	AHO110_A_INSTALAÇÃO DE POSTE DE MT E ESTRUTURA	1	R\$ 1.053,58	R\$ 1.053,58
Adição	AHO243_A_INSTALAÇÃO DE CONDUTOR PRE REUNIDO DE BT (PR BT)	132	R\$ 3,12	R\$ 411,84
Sucata	AHO116_A_RETIRADA DE POSTE DE MT OU BT	1	R\$ 383,06	R\$ 383,06
Sucata	EHO232_A_RETIRADA DE CONDUTOR AÉREO BT	132	R\$ 3,12	R\$ 411,84
			<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 5.284,19</b>

- **ENCARGOS ADMINISTRATIVOS**

<b>Apartado</b>	<b>Encargo</b>	<b>Valor</b>
Adição	ADMINISTRADORES	R\$ 661,27
Sucata	ADMINISTRADORES	R\$ 117,09
Adição	FISCALIZAÇÃO	R\$ 178,22
Sucata	FISCALIZAÇÃO	R\$ 31,56
Adição	OUTROS	R\$ 356,00
Sucata	OUTROS	R\$ 63,04
Adição	PESSOAL PROPRIO	R\$ 519,41
Sucata	PESSOAL PROPRIO	R\$ 91,97
Adição	RATEIO DE INFRAESTRUTURA	R\$ 2,13
Sucata	RATEIO DE INFRAESTRUTURA	R\$ 0,38
Adição	RATEIO LOGÍSTICO	R\$ 2.946,70
Adição	TRANSPORTE	R\$ 39,95
Sucata	TRANSPORTE	R\$ 7,07
<b>TOTAL</b>		<b>R\$ 5.014,79</b>

## REFERÊNCIAS

- [1] Department of Energy & Climate Change, “UK Solar PV Strategy Part 1 & 2” [Online]. Disponível em: <https://www.gov.uk/government/publications/uk-solar-pv-strategy-part-1-roadmap-to-a-brighter-future>. Acessado em: 05/2017
- [2] V. Duscha , A. Fougereyrollas , C. Nathani , M. Pfaff , M. Ragwitz , G. Resch , W. Schade , B. Breitschopf , R. Walz, “Renewable energy deployment in Europe up to 2030 and the aim of a triple dividend”. Energy Policy, 2016.
- [3] Y. Dong, K. Shimada, “Evolution from the renewable portfolio standards to feed-in tariff for the deployment of renewable energy in Japan”. Renewable Energy, 2017.
- [4] G. Aquila, E.O. Pamplona, A. R. de Queiroz, P. Rotela Junior, M. N. Fonseca, “An overview of incentive policies for the expansion of renewable energy generation in electricity power systems and the Brazilian experience”. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017.
- [5] H. Hafeznia, A. Aslani, S. Anwar, M. Yousefjamali, “Analysis of the effectiveness of national renewable energy policies: A case of photovoltaic policies”. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017.
- [6] IEA – International Energy Agency, “Snapshot of Global Photovoltaic Markets”.[Online]. Disponível em: <https://www.google.com.br/search?q=SNAPSHOT+OF+GLOBAL+PHOTOVOLTAIC+MARKETS&oq=SNAPSHOT+OF+GLOBAL+PHOTOVOLTAIC+MARKETS&aqs=chrome..69i57j69i59.3834j0j7&sourceid=chrome&ie=UTF-8>. Acessado em: 09/2017
- [7] EPE– Empresa de Pesquisa Energética, “ Balanço Energético Nacional 2017- Relatório Síntese, ano base 2016 ”.[Online]. Disponível em: [https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final\\_2017\\_Web.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2017_Web.pdf). Acessado em 10/2017.
- [8] MME - Ministério de Minas e Energia, “Energia Solar no Brasil e no Mundo”.[Online]. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/17+-+Energia+Solar+-+Brasil+e+Mundo+->

+ano+ref.+2015+%28PDF%29/4b03ff2d-1452-4476-907d-d9301226d26c;jsessionid=41E8065CA95D1FABA7C8B26BB66878C9.srv154.  
Acessado em: 09/2017.

- [9] Nexo.[Online]. Disponível em:  
<https://www.nexojornal.com.br/expresso/2017/03/19/Carros-el%C3%A9tricos-j%C3%A1-n%C3%A3o-s%C3%A3o-mais-coisa-do-futuro.-A-disrup%C3%A7%C3%A3o-est%C3%A1-pr%C3%B3xima>. Acessado em:  
09/2017.
- [10] A. Pan, T. Chen, “Electric Vehicle Development in China and its Power Quality Challenges to Distribution Grid”. CIRED - International Conference and Exhibition on Electric Distribution, Helsinki, Finland, 2016.
- [11] ANFAVEA – Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores, “Anuário da Indústria Automobilística Brasileira”, 2017
- [12] O. Beaude, S. Lasaulce, M. Hennebel, and J. Daafouz, “Minimizing the impact of EV charging on the electricity distribution network”. ECC - European Control Conference, Linz, Austria, 2015.
- [13] Chin Ho Tie, Chin Kim Gan, K. A. Ibrahim, “The Impact of Electric Vehicle Charging on a Residential Low Voltage Distribution Network in Malaysia”. ISGT ASIA - IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia, 2014.
- [14] M. A. Awadallah, B. N. Singh, and B. Venkatesh, Senior Member, IEEE , “Impact of EV Charger Load on Distribution Network Capacity: A Case Study in Toronto”. Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering, Vol. 39, No. 4, FALL 2016.
- [15] S. Babaei, D. Steen, L. A. Tuan, Member IEEE, O. Carlson, L. Bertling, Senior Member IEEE, “Effects of Plug-in Electric Vehicles on Distribution Systems: A Real Case of Gothenburg”. ISGT Europe- IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, 2010.
- [16] PVSC - IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference, “PV Market in Japan and impacts of grid constriction”, 2015.
- [17] AEIT - International Annual Conference, “PV and Building Energy Efficiency Measures Impact on the Grid in a Middle East Case Study”, 2016.

- [18] P. Chittur Ramaswamy, C. Chardonnet, S. Rapoport, C. Czajkowski, G. O. Bulto, R. R. Sanchez , I. G. Arriola , “Impact of electric vehicles on distribution network Operation: Real World Case Studies”. CIRED - International Conference and Exhibition on Electric Distribution, Helsinki, Finland, 2016.
- [19] IEEE Transactions on Smart Grid, “Effective “Utilization of Available PEV Battery Capacity for Mitigation of Solar PV Impact and Grid Support With Integrated V2G Functionality”, Vol 7, 2016.
- [20] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Atlas de Energia Elétrica do Brasil”. 3<sup>a</sup> Ed. [Online]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf> . Acessado em: 05/2017
- [21] E. Cella Simon, “ Avaliação de Impactos da Recarga de Veículos Elétricos em Sistemas de Distribuição”. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, em 2013.
- [22] IBGE- Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, “Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios”. Disponível em: <https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv98887.pdf>. Acessado em: 05/2017.
- [23] IEEE Power and Energy Society, “IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed [http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)
- [24] IEEE Power and Energy Society, “ IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality”, IEEE Std 1159-2009 , 2009.
- [25] D. A. Pagi Ferreira, “Análise de Falhas em Transformadores de Distribuição por metodologia Forense”. Dissertação ( Mestrado em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, em 2013.
- [26] R. A. Shayani, “Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição”. Tese ( Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Tecnologia, Universidade Brasília, em 2010. {United Nations, “Paris Agreement”. [Online]. Disponível em:

- [https://treaties.un.org/pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg\\_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=\\_en](https://treaties.un.org/pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=_en). [Acessado: 01-jan-2019].
- [27] Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos [online] disponível em:  
[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)
- [28] Atlas de energia elétrica do Brasil -[online] disponível em:  
[http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil\\_solar\\_atlas\\_R1.pdf](http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf)
- [29] "Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará / Enel Distribuição Goiás/ Enel Distribuição Rio"
- [30] "Plano decenal de expansão de energia 2027" [online] disponível em:  
[http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-332/topico-432/09%20Efici%C3%Aancia%20Energ%C3%A9tica%20e%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADa\\_Texto.pdf](http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-332/topico-432/09%20Efici%C3%Aancia%20Energ%C3%A9tica%20e%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADa_Texto.pdf)
- [31] Frost & Sullivan - Measuring EV Charging Infrastructure Potential in Brazil by 2025
- [32] P. D. Lund, J. Lindgren, J. Mikkola, e J. Salpakari, “Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 45, p. 785–807, maio 2015.
- [33] ABDI-Agência Brasileira de desenvolvimento industrial - Mapeamento da cadeia fornecedora de tic e de seus produtos e serviços para redes elétricas inteligentes (rei) [online] disponível em: <https://docplayer.com.br/59754200-Mapeamento-da-cadeia-fornecedora-de-tic-e-de-seus-produtos-e-servicos-para-redes-eletricas-inteligentes-rei.html>
- [34] J. T. Pinho e M. A. Galdino, “Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos”. [Online]. Disponível em:  
[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/manual\\_de\\_engenharia\\_fv\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/manual_de_engenharia_fv_2014.pdf). [Acessado: 01-jan-2019].
- [35] T. Stetz, F. Marten, e M. Braun, “Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, n° 2, p. 534–542, abr. 2013.

- [36] C. L. Masters, “Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines”, *Power Eng. J.*, vol. 16, nº 1, p. 5–12, fev. 2002.
- [37] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) Módulo 8. Qualidade da Energia Elétrica”. [Online]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>. [Acessado: 01-jan-2019].
- [38] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Indicadores de conformidade do nível de tensão em regime permanente”. [Online]. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/Indicadores\\_de\\_conformidade\\_nivel\\_tensao/](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/Indicadores_de_conformidade_nivel_tensao/). [Acessado: 01-jan-2019].
- [39] M. Karimi, H. Mokhlis, K. Naidu, S. Uddin, e A. H. A. Bakar, “Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – A review”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, p. 594–605, jan. 2016.
- [40] A. Keane *et al.*, “State-of-the-Art Techniques and Challenges Ahead for Distributed Generation Planning and Optimization”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, nº 2, p. 1493–1502, maio 2013.
- [41] XXV SNPTEE-Avaliação do impacto da inserção de gd no sistema elétrico da CEMIG. Não publicado
- [42] ENEL "Apresentação institucional Enel" [Online]. Disponível em: [https://www.enel.com.br/content/dam/enel-br/investidores/Apresenta%C3%A7%C3%A3o\\_institucional\\_Enel\\_10-08-2018.pdf](https://www.enel.com.br/content/dam/enel-br/investidores/Apresenta%C3%A7%C3%A3o_institucional_Enel_10-08-2018.pdf)
- [42] Enel, “Critérios Básicos para Elaboração de Projetos de Redes Aéreas de Distribuição”. Não publicado.
- [44] A. A. Francisquini, “Estimação de Curvas de Carga em pontos de consumo e em Transformadores de Distribuição”. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, em 2006.
- [45] Nissan. “2016 Nissan Leaf Specifications”. [Online]. Disponível em: [http://nissannews.com/media\\_storage/downloads/2016\\_Nissan\\_LEAF\\_Specs\\_FIN\\_AL.pdf](http://nissannews.com/media_storage/downloads/2016_Nissan_LEAF_Specs_FIN_AL.pdf). Acessado em: 11/2019
- [46] Stefano Giacomazzi Dantas, Fabiano Mezadre Pompermayer - "Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no brasil e possíveis efeitos no setor elétrico"

[47] ENEL RJ - Padrão de material nº1982 - Condutor pré reunido de alumínio.pdf/  
Não publicado

[48] ENEL/WKI-OMBR-NOB-19-0289-EDGO - Procedimentos para Operação do  
Sistema de Distribuição e acionamento das equipes de Campo.pdf/Não publicado

[49] ENEL/WKI-OMBR-NOB-19-0291-EDGO - Operação de Religadores de  
Distribuição e Chaves Telecomandadas.pdf/Não publicado

[50] ENEL/WKI-OMBR-NOB-19-0392-EDGO - Operação em Tempo Real.pdf/Não  
publicado

[51] Revisão tarifária-[online]. Disponível em:

<https://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=182>

[52] ENEL/Informativo 03 - Apartados\_v2 - Não publicado

[53] ENEL/Baremos dos contratos\_V15.xlsx - Não publicado

[54] GOMNET – Sistema de gestão de obras e manutenção – ENEL RJ