

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

ANTONY ROSETTE DE SOUZA

**ANÁLISE DOS IMPACTOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO CAUSADOS POR  
QUANTIDADES ELEVADAS DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

CURITIBA

2018

ANTONY ROSETTE DE SOUZA

**ANÁLISE DOS IMPACTOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO CAUSADOS POR  
QUANTIDADES ELEVADAS DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Cleverson Luiz da Silva Pinto

CURITIBA

2018

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente agradeço a Deus, que ao longo de todos esses anos me proporcionou saúde e força para superar as dificuldades e vencer os desafios.

À minha família, que me fortaleceu e me apoiou, entendendo meus momentos de ausência em que me dediquei aos estudos e contribuindo para que eu me sentisse capaz de continuar.

Aos amigos que tive a oportunidade de conhecer e partilhar momentos da vida pessoal e acadêmica, que tornaram os momentos difíceis em leves e passageiros.

Aos professores do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná, que me proporcionaram conhecimento e participaram ativamente da minha construção de caráter e empatia pela educação, bem como à direção e administração do curso, que oportunizaram diversas janelas para o meu caminho profissional.

Ao meu orientador Prof. Dr. Dr. Cleverson Luiz da Silva Pinto, pelo empenho dedicado à elaboração desse trabalho e pelo suporte, correções e incentivos.

## RESUMO

A necessidade de desenvolvimento de energia limpa tem aumentado com a pressão dos órgãos ambientais, tornando a geração distribuída algo cada vez mais comum no sistema de distribuição de energia elétrica. Com a Resolução Normativa nº482/2012, elaborado pela ANEEL, foi disponibilizado ao consumidor a oportunidade de geração descentralizada conectada na rede. Este incentivo e a redução dos custos de implementação, tem por tendências aumentar a microgeração fotovoltaica. Esta geração pode trazer vários benefícios tanto para o consumidor que ganha créditos com o excedente de potência injetado na rede, quanto para a concessionária que alivia seu sistema de distribuição. Visto a tendência, torna-se necessário estudos dos impactos causados para o correto planejamento do sistema elétrico. O presente trabalho busca simular, através do SIMULINK/MATLAB, uma rede de distribuição modelada e submetida a cenários de elevada microgeração, afim de identificar os impactos causados na rede quanto a qualidade de energia.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Projeções da Carga e Demanda de Energia.....	8
Figura 2 - Matriz Energética Brasileira .....	9
Figura 3 - Célula Fotovoltaica de Junção pn .....	13
Figura 4 - Circuito Equivalente Célula Fotovoltaica.....	13
Figura 5 - Associação de Módulos Fotovoltaicos .....	14
Figura 6 - Curvas I-V para Temperatura Constante de 25°C .....	16
Figura 7 - Curvas I-V para Irradiação Constante de 1000 W/m <sup>2</sup> .....	16
Figura 8 - Curvas I-V e P-V .....	17
Figura 9 - Circuito de Ponte Completa de um Inversor Trifásico.....	18
Figura 10 - Sinais de Controle de Chaveamento SPWM .....	19
Figura 11 - Rede de Distribuição Modelada .....	26
Figura 12 – Fonte Trifásica Primária 2 MW - 13,8 kV.....	27
Figura 13 - Transformador de Distribuição 13,8 kV / 220 V .....	28
Figura 14 - Linha de Distribuição.....	28
Figura 15 - Carga Indutiva.....	29
Figura 16 - Gerador Fotovoltaico.....	30
Figura 17 - Características do Módulo MEMC - P290BMC .....	31
Figura 18 - Circuito do Inversor CC-CA.....	32
Figura 19 - Perfil da Tensão para Carga de 75kVA.....	34
Figura 20 - DTT de Tensão para Carga de 75kVA.....	35
Figura 21 - DTT de Corrente para Carga de 75kVA .....	35
Figura 22 - Perdas Totais para Carga de 75kVA.....	36
Figura 23 - Perfil da Tensão para Carga de 45kVA.....	37
Figura 24 - DTT de Tensão para Carga de 45kVA.....	38
Figura 25 - DTT de Corrente para Carga de 45kVA.....	38
Figura 26 - Perdas Totais para Carga de 45kVA.....	39
Figura 27 - Perfil da Tensão para Carga de 15kVA.....	40
Figura 28 - DTT de Tensão para Carga de 15kVA.....	40
Figura 29 - DTT de Corrente para Carga de 15kVA.....	41
Figura 30 - Perdas Totais para Carga de 15kVA.....	41

# Sumário

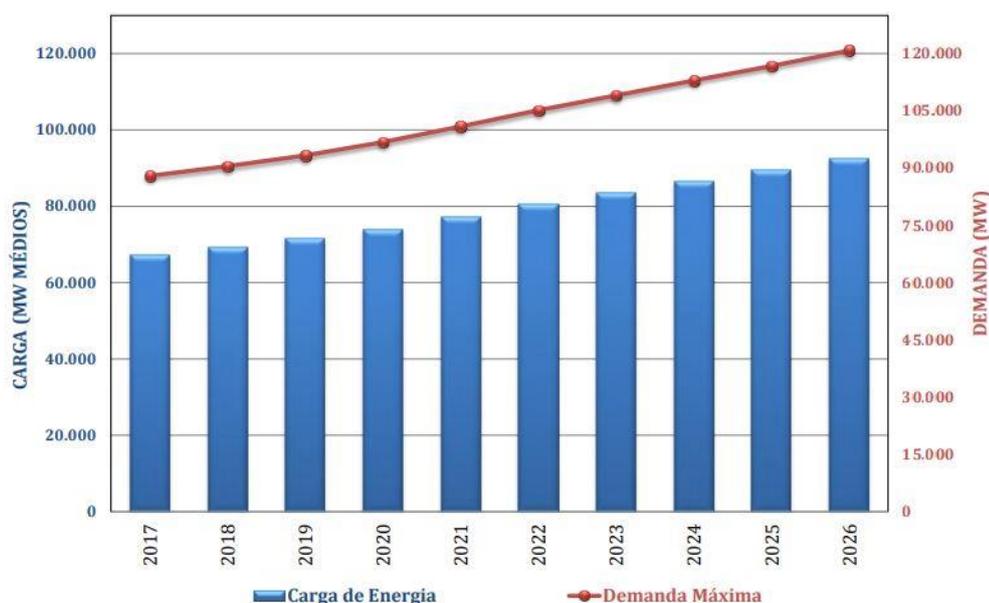
1	INTRODUÇÃO.....	8
1.1	JUSTIFICATIVA.....	10
1.2	OBJETIVOS.....	11
1.2.1	OBJETIVO GERAL.....	11
1.2.1	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	11
2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	12
2.1	CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	12
2.2	ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	14
2.3	CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS MÓDULOS.....	15
2.4	SISTEMA DE CONVERSÃO CC-CA.....	18
3	MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	21
3.1	RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482/2012.....	21
3.2	QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA.....	22
3.2.1	VARIAÇÃO DA TENSÃO.....	23
3.2.2	DISTORÇÃO HARMÔNICA.....	24
3.2.3	PERDAS TÉCNICAS.....	25
4	METODOLOGIA.....	26
4.1	MODELAGEM DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	27
4.1.1	FONTE PRIMÁRIA.....	27
4.1.2	TRANSFORMADOR.....	27
4.1.3	LINHA DE DISTRIBUIÇÃO.....	28
4.1.4	CARGAS.....	29
4.1.5	GERADOR FOTOVOLTAICO.....	29
4.1.6	INVERSOR CC-CA.....	31
4.2	SIMULAÇÕES.....	32

4.2.1 CENÁRIO 1: CARGA ELEVADA .....	33
4.2.2 CENÁRIO 2: CARGA INTERMEDIÁRIA.....	33
4.2.3 CENÁRIO 3: CARGA LEVE.....	33
5 RESULTADOS E DISCUSSÃO .....	34
CENÁRIO 1: CARGA ELEVADA.....	34
CENÁRIO 2: CARGA INTERMEDIÁRIA .....	37
CENÁRIO 3: CARGA LEVE .....	39
CONCLUSÕES.....	43
SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	44
REFERÊNCIAS .....	45
APÊNDICE A – TOPOLOGIA DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	47

## 1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, expandiu-se a demanda de energia elétrica devido ao crescimento populacional e ao desenvolvimento e consumo de tecnologias. Pode-se afirmar que, a sociedade moderna necessita cada vez mais da eletricidade e que é vital o uso de produtos elétricos para qualquer tarefa básica da humanidade. Portanto, o conhecimento da demanda energética nos próximos anos é algo imprescindível para o correto planejamento do sistema elétrico brasileiro. A partir do estudo de projeções energéticas contido no Plano Decenal de Expansão Energética 2026, a Figura 1 demonstra uma taxa média de crescimento de 3,5% ao ano da carga e da demanda de energia, para todas as regiões do Sistema Interligado Nacional (SIN) no período de 2017-2026, incluindo as perdas elétricas na rede transmissora e o abatimento da geração distribuída.

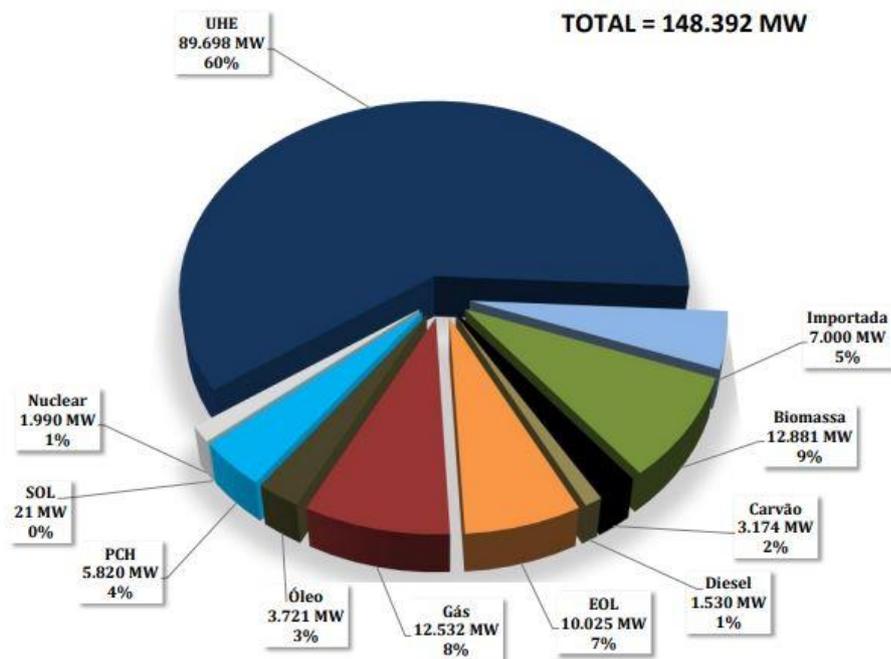
Figura 1 - Projeções da Carga e Demanda de Energia



Fonte: MME/EPE (2017)

Para atendimento dessa demanda, grande parte da matriz energética brasileira é proveniente de fontes renováveis, pois a maior parcela da geração é representada pelas usinas hidrelétricas, conforme a Figura 2. Entretanto, as termoeletricas possuem um caráter expressivo em períodos de seca. Entre as duas principais gerações, encontram-se a geração eólica, nuclear e solar representando pequenas parcelas da matriz. A capacidade total para atender a demanda em 2016 era de 148.392 MW, a projeção para 2026 consiste em cerca de 212.522 MW (MME/EPE, 2017).

Figura 2 - Matriz Energética Brasileira



Fonte: MME/EPE (2016)

Vinculado a matriz, encontra-se a geração distribuída (GD) representando a relação do consumidor e a produção de energia elétrica. A partir da Resolução Normativa (REN) nº 482, criada em 2012 pela ANEEL, o consumidor adentra a uma posição ativa na matriz energética, podendo gerar a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada. Além disso, o consumidor pode fornecer o excedente a rede distribuidora. A GD trouxe outros conceitos para o pequeno consumidor como a micro e minigeração, que se caracteriza como uma central geradora descentralizada de fontes renováveis com capacidade instalada de até 75 kW e de 75 kW à 5 MW, respectivamente (ANEEL, 2015).

Apesar de um início lento da geração distribuída, atualmente a capacidade total corresponde a cerca de 332 MW, destaque para a geração fotovoltaica que possui cerca de 256 MWp instalados (ANEEL, 2018). Equivale a uma geração insignificante quando comparada a capacidade total brasileira, porém houve um grande salto em poucos anos e a tendência é expandir o negócio na próxima década. Os estímulos dessa geração são justificados pelo benefício proporcionados ao setor elétrico. Entre eles estão: o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética. Já o consumidor,

aumenta seu poder de escolha se beneficiando através dos créditos da geração de excedente e da maior independência elétrica da concessionária.

Vale ressaltar que, dentre as tecnologias a geração fotovoltaica representa maior impacto na geração distribuída. Isso está ocorrendo devido a depreciação dos custos de instalação nos últimos anos, que ainda é considerado alto, porém possui tendências de diminuição devido a sua popularidade e avanço tecnológico. No âmbito residencial, é muito mais fácil a instalação de placas fotovoltaicas no telhado do que aerogeradores ou pequenas hidrelétricas. Outra vantagem é que os impactos ambientais se limitam ao sucateamento das placas sem utilização e a irradiação solar no Brasil é favorável na maioria das regiões. Por isso a microgeração fotovoltaica, atrelada ao conceito de GD, tem se difundido entre o consumidor.

## 1.1 JUSTIFICATIVA

Por meio da tecnologia tem-se a oportunidade de buscar repostas e vencer desafios de grandes questões da sociedade como infraestrutura, transporte, medicina, agronegócio, indústria, entre outros setores que buscam soluções inovadoras. Porém, não se trata apenas de descobrir novas tecnologias, mas também de propor ideias sustentáveis que permitam o consumo consciente dos recursos naturais.

O presente trabalho procura incentivar o consumo consciente através da microgeração fotovoltaica. Essa geração é considerada limpa, sem grandes impactos socioambientais, com fonte renovável e grandes perspectiva para o futuro. Em 2026, estimam-se que a capacidade de geração sob regime da REN nº 482 atingirá cerca de 3,3 GWp, suficiente para o atendimento de 0,6% do consumo total nacional (MME/EPE, 2017).

São números expressivos, se levado em conta de que a geração se origina do consumidor conectado à rede de distribuição. Porém, ainda é vago as consequências dessa quantidade de penetração descentralizada de potência. Partindo com tais premissas, cabe aos profissionais da área analisar quais os impactos dessa microgeração, afim de garantir o correto planejamento dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 OBJETIVO GERAL

Identificar os impactos causados em um sistema de distribuição, quanto a qualidade de energia elétrica, quando submetido a um elevado número de microgeração fotovoltaica. Classificar situações críticas e ideais para geração, contribuindo para estudos de expansão ou projeto de novos sistemas de distribuição.

### 1.2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos são:

- Modelar uma rede de distribuição genérica e os componentes que a compõe;
- Determinar um modelo de gerador fotovoltaico e sistema de conversão, para ser utilizado no software MATLAB/SIMULINK;
- Realizar simulações, variando a microgeração e a carga, dispondo a topologia sem geração solar como caso base;
- Identificar impactos causados no perfil da tensão, perdas técnicas e distorção harmônica total.

## 2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

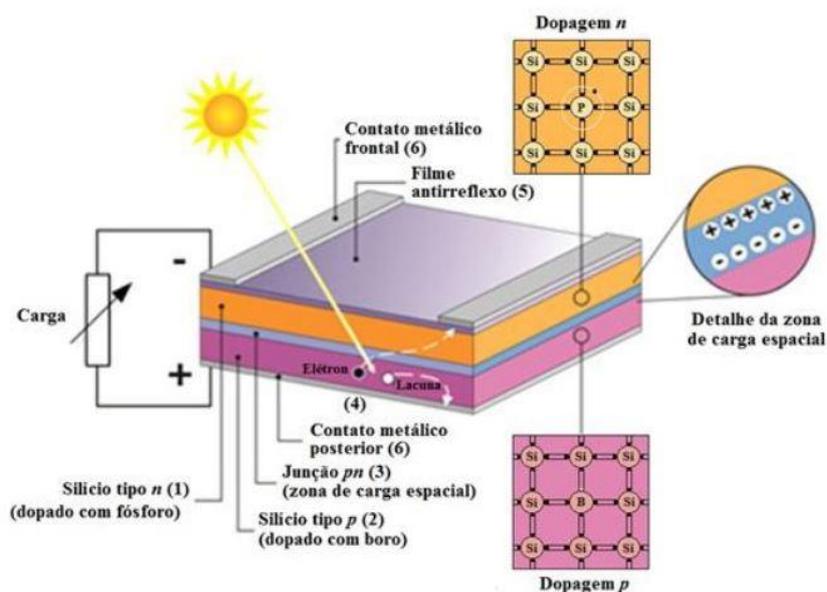
### 2.1 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

As células fotovoltaicas são dispositivos compostos por um material semicondutor, responsável pelo efeito fotovoltaico. O efeito fotovoltaico foi descoberto pelo cientista francês Alexandre-Edmond Becquerel, em 1839, observando que ao iluminar uma solução ácida surgia uma diferença de potencial nos eletrodos imersos. Após 110 anos a descoberta de Becquerel, foram fabricadas as primeiras células fotovoltaicas nos Laboratórios Bell, nos Estados Unidos. Desde então, diversas tecnologias de fabricação foram desenvolvidas, sendo as células de silício cristalino (monocristalino ou policristalino) a mais difundida no mercado mundial.

Na fabricação de uma célula solar, o silício (Si) é dopado com fosforo (P) ou boro (B), criando camadas de condução chamadas junção *pn* ou junção *np*. No momento em que se juntam o Si tipo *p* com Si tipo *n*, forma-se um campo elétrico devido a atração das cargas elétricas negativas e positivas entre as camadas. Quando as cargas se equilibram, criam uma região composta por elétrons e prótons denominado zona de carga espacial ou zona de depleção. Quando os fótons atingirem a região de carga espacial, os portadores de cargas são separados pelo campo elétrico, dividindo os elétrons em uma camada e os prótons em outra camada. O processo de absorção dos fótons e a movimentação das cargas elétricas produzem a corrente fotogerada (GTES, 2014). No material de Si tipo *pn*, a corrente elétrica flui através da camada *n* para camada *p*, conforme a Figura 3.

Nota-se, que a corrente gerada possui sentido inverso á corrente de polarização de um diodo comum, se assemelhando ao funcionamento de diodos fotossensíveis. Além do semicondutor, são necessários o uso de contatos metálicos nas duas camadas vigentes.

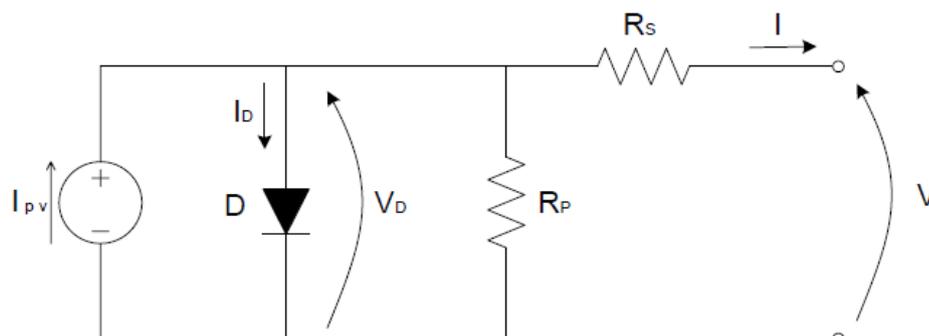
Figura 3 - Célula Fotovoltaica de Junção pn



Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício destacando: (1) região tipo n; (2) região tipo p; (3) zona de carga espacial, onde se formou a junção pn e o campo elétrico; (4) geração de par elétron-lacuna; (5) filme antirreflexivo; (6) contatos metálicos. Fonte: Adaptada de (MOEHLECKE e ZANESCO, 2005).

O circuito equivalente de uma célula fotovoltaica pode ser representado conforme a Figura 4.

Figura 4 - Circuito Equivalente Célula Fotovoltaica



Fonte: (Aramizu, 2014)

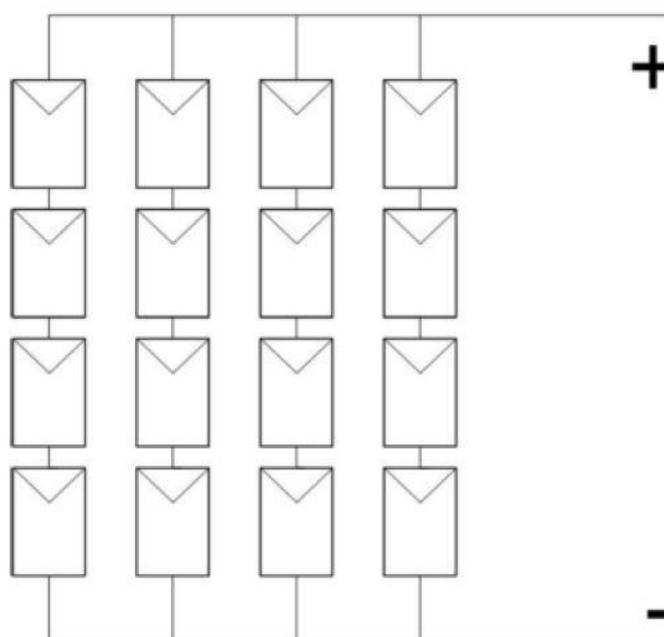
O circuito equivalente é composto por uma fonte de corrente, que representa a corrente gerada através do efeito fotovoltaico, e por um diodo, que representa o material semicondutor de fabricação da célula. As resistências  $R_s$  e  $R_p$ , reproduzem o efeito de outros materiais causadores de perdas elétrica. O efeito Joule reflete

diretamente na resistência série  $R_s$ , enquanto que as perdas por corrente de fuga são retratadas pela resistência paralela  $R_p$  (Aramizu, 2014).

## 2.2 ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos são formados normalmente por 36 ou 72 células fotovoltaicas ligadas em série. Quando as células são ligadas em série, somam-se as tensões de operação, aumentando a capacidade de retirar potência das mesmas. Os geradores fotovoltaicos são compostos pela associação de módulos ligados em série e em paralelo, conforme a Figura 5.

Figura 5 - Associação de Módulos Fotovoltaicos



Fonte: Dizimano (2008)

De maneira análoga as células, os módulos ligados em série possuem a mesma corrente fotogerada (1) e a soma das tensões individuais de cada célula (2). Já na associação em paralelo, as correntes dos módulos fluirão para o mesmo nó, mantendo a mesma tensão entre os módulos (3) e somando as correntes debitadas naquele ponto (4).

Portanto, associação de  $n$  módulos em série pode ser dada como:

$$I_{série} = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (1)$$

$$V_{série} = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (2)$$

Já para a associação de n módulos em paralelo simplifica-se a:

$$V_{série} = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (3)$$

$$I_{série} = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (4)$$

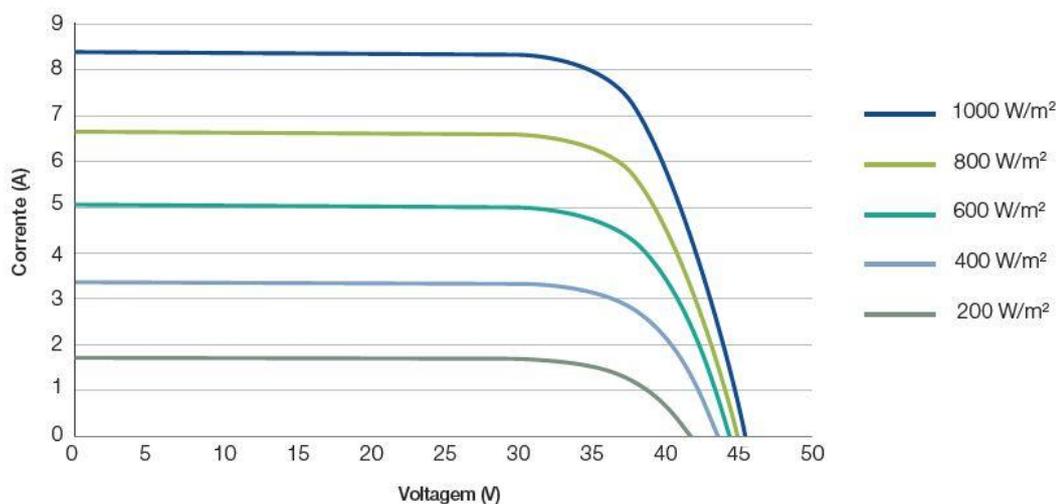
Para simplificar o entendimento, a associação é análoga a ligação de fontes em serie ou em paralelo. Essas associações, são realizadas para garantir tensões e correntes de operação exigidas pela aplicação ou até mesmo para melhor extrair as potências do gerador (Dzimano, 2008).

### 2.3 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS MÓDULOS

Dentro os fatores principais de análise dos módulos fotovoltaicos, estão as curvas características I-V. Estas curvas estão normalmente associadas a folha de dados concedida pelo fabricante. A Figura 6 e Figura 7, demonstram as curvas características referente ao módulo MEMC-P290BMC. A partir das curvas, pode-se encontrar os pontos de tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) e corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ).

A tensão de circuito aberto representa a máxima tensão possível, medida com um voltímetro nos terminais das células fotovoltaicas (ou módulo), quando a mesma não possui corrente fluindo. Já a corrente de curto-circuito é a máxima corrente possível, medida com um amperímetro curto-circuitando os terminais da célula fotovoltaica (ou módulo), quando a tensão elétrica é igual zero.

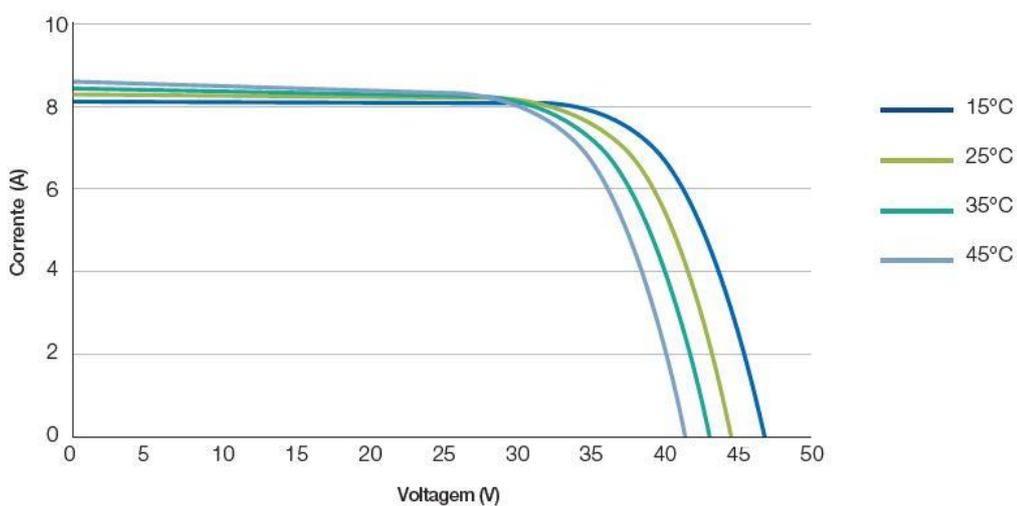
Figura 6 - Curvas I-V para Temperatura Constante de 25°C



Fonte: P290 AMC Manual (2012)

Constata-se que, as curvas validam a influência da irradiação e temperatura sobre os módulos. Nota-se que na Figura 6, a variação da irradiação provoca um aumento significativo da corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ), se mantido a temperatura constante. Enquanto que na Figura 7, a mudança da temperatura causa aumento da tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ), se mantido a irradiação constante (Sampaio, 2013).

Figura 7 - Curvas I-V para Irradiação Constante de 1000 W/m²



Fonte: P290 AMC Manual (2012)

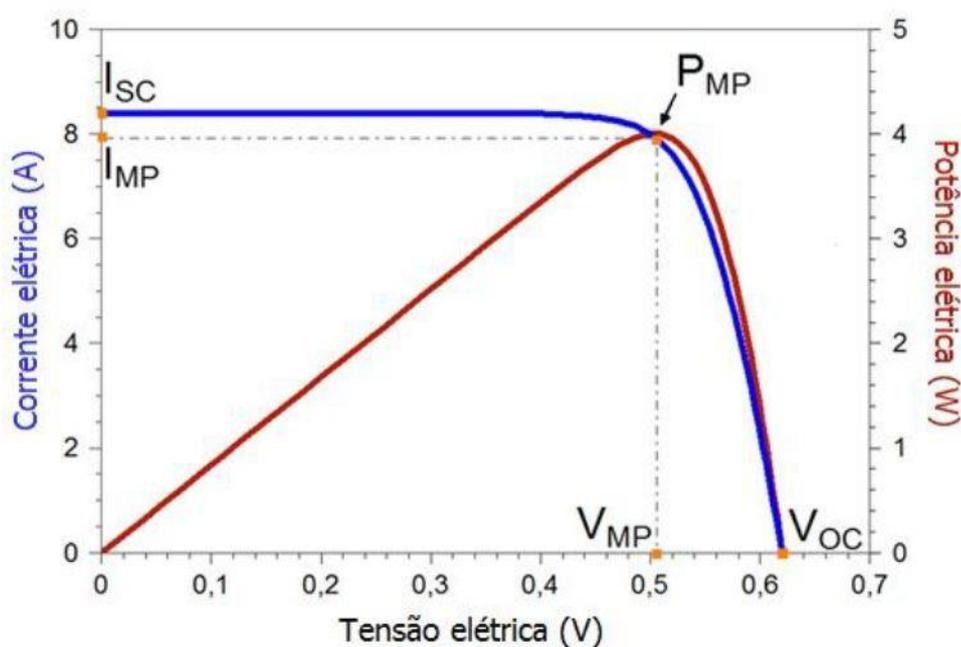
A irradiação ( $kWh/m^2$ ) consiste na radiação solar incidente no módulo em um determinado período. Também pode ser chamada de irradiância ( $kW/m^2$ ) quando se remete a radiação incidente instantânea, não associado a um determinado período,

mas a um ponto no tempo. A quantidade de irradiação solar recebida, esta significativamente associada a localização geográfica, a hora do dia, a estação do ano, a morfologia e o clima local. (Dzimano, 2008)

O aumento da temperatura ambiente provoca aumento da temperatura da célula, que por consequência tende dissipar energia em formato de calor reduzindo sua eficiência (GTES, 2014).

Fica evidente que a temperatura e a irradiação são fatores ambientais que influenciam na eficácia do painel fotovoltaico. Portanto, é importante garantir as devidas operações para a extração da potência com a maior eficiência possível do gerador. Para isso, são utilizados métodos como controladores MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) para atingir os pontos de máxima potência das curvas I-V.

Figura 8 - Curvas I-V e P-V



Fonte: GTES (2014)

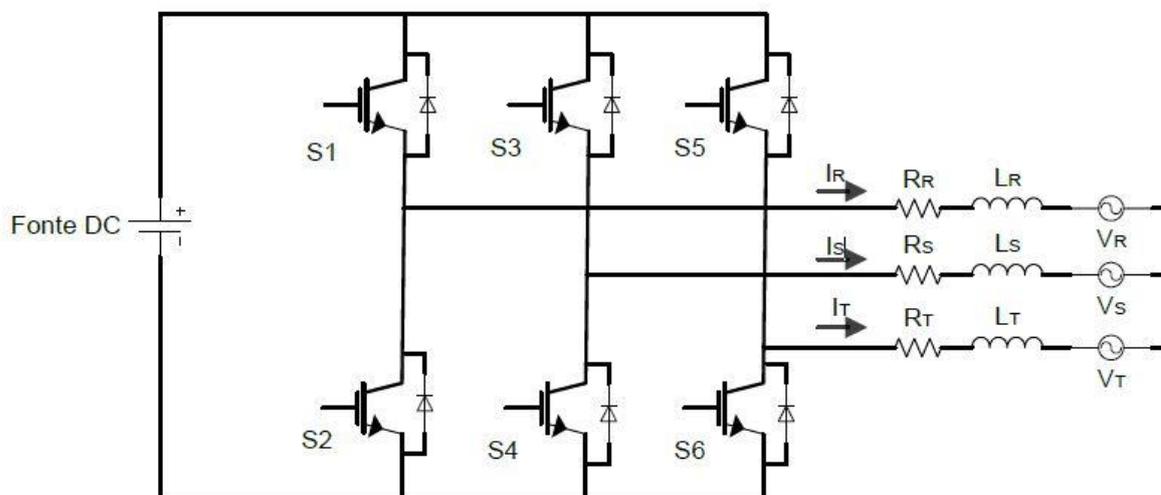
A Figura 8 ilustra a variação da potência em função da tensão. Por meio desta curva é possível determinar o ponto de máxima potência ( $P_{MP}$ ) e consequentemente a tensão ( $V_{MP}$ ) e a corrente ( $I_{MP}$ ) de máxima potência. Esses valores apresentando são responsáveis pelo melhor desempenho do gerador.

## 2.4 SISTEMA DE CONVERSÃO CC-CA

Os sistemas fotovoltaicos geram em corrente contínua (CC), logo para ligação do mesmo em redes de distribuição ou em cargas de corrente alternada (CA) utiliza-se o inversor. O inversor consiste em um dispositivo que converte a corrente CC em CA, e pode ser encontrado tanto para sistemas monofásicos quanto trifásicos. Para a aplicação em questão se classificam dois tipos diferentes de inversores: para SFCRs (Sistemas Fotovoltaicos Conectados na Rede) e para SFIs (Sistemas Fotovoltaicos Isolados). Apesar de seus funcionamentos serem parecidos, os dois tipos possuem características que visam o melhor atendimento às exigências dos sistemas. O presente trabalho tem por objetivo focar nos estudos de SFCRs.

Os inversores mais antigos utilizavam tiristores (SRC, TRIAC) para chaveamento, porém sua utilização foi sendo reduzida com a chegada de novas chaves eletrônicas (MOSFET, IGBT). A Figura 9, exemplifica a topologia de uma ponte completa trifásica para inversores incluindo o filtro indutivo.

Figura 9 - Circuito de Ponte Completa de um Inversor Trifásico



Fonte: Souza (2009)

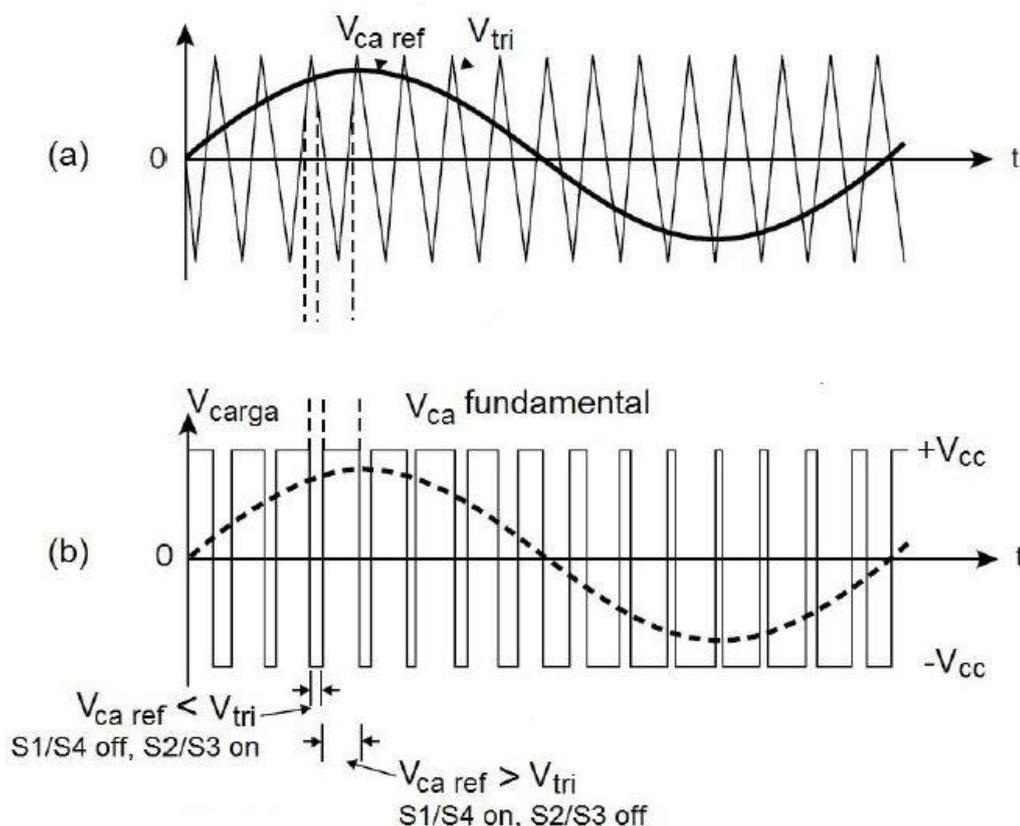
O indutor pode ser calculado através da expressão (5), sendo  $V_{dc}$  a tensão nominal DC,  $\Delta I_i$  a variação de corrente (geralmente 10%) e  $f_{pwm}$  a frequência de comutação do PWM.

$$L = \frac{V_{dc}}{4 \cdot \Delta I_i \cdot f_{pwm}} \quad (5)$$

Para obter um sinal de saída senoidal, utiliza-se a técnica de controle de chaveamento denominada SPWM (*Sinoidal Pulse Width Modulation*). Essa técnica compara duas formas de onda: Sinal modulante senoidal de referência ( $V_{ca\ ref}$ ); e onda portadora triangular ( $V_{tri}$ ).

O sinal senoidal de referência deve ter amplitude e frequência desejada na saída do inversor. A frequência de chaveamento corresponde a frequência do sinal triangular. Portanto, quanto mais rápida a transição da onda triangular, maior a quantidade de pulsos gerados para cada semiciclo da onda de saída, surgindo assim uma onda senoidal de maior qualidade. Para um inversor trifásico, utiliza-se três sinais senoidais de referência defasados em  $120^\circ$  e filtros indutivos para cada fase (Souza, 2009). A Figura 10, ilustra o sinal senoidal de referência e a portadora triangular.

Figura 10 - Sinais de Controle de Chaveamento SPWM



(a) Sinal Modulante Senoidal de Referência ( $V_{ca\ ref}$ ) e Sinal Portador Triangular ( $V_{tri}$ ); (b) Sinais de Saída do Inversor; Fonte: GTES (2014)

Nota-se, que os pulsos de saída possuem apenas dois níveis de tensão. Existem maneiras de realizar esse controle a multi-níveis. A diferença entre eles se encontra na qualidade da onda de saída. Uma das consequências será nas harmônicas geradas na rede, devido a presença de dispositivos não lineares que comutam constantemente no inversor, o controle a três níveis de tensão diminuiria a intensidade dessas harmônicas em relação ao controle apresentado.

### 3 MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

#### 3.1 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482/2012

A partir do dia 17 de abril de 2012, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) colocou em vigor a Resolução Normativa nº 482 que estabelece as condições gerais de acesso a micro e minigeração. A definição de microgeração está ligeiramente atrelada ao conceito de GD, como citado no primeiro capítulo deste trabalho, no qual é definida como uma central geradora descentralizada de fontes renováveis com até 75kW de potência instalada. O sistema de compensação, agrega vantagem aos consumidores, permitindo que a energia excedente gerada possa ser convertida em créditos para abater consumo em outra unidade consumidora do mesmo titular ou para descontar no consumo das faturas dos meses subsequentes.

Através do acompanhamento das instalações desde 2012, a ANEEL realizou uma audiência pública em 2015 que permitiu melhorias em prazos de conexão e no sistema de compensação. No sistema de compensação o aprimoramento chegou a diversos pontos, entre eles destaca-se:

- Autoconsumo remoto: a titularidade que desfruta da microgeração instalada, consegue utilizar a energia excedente para outras unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão, com a condição que o estabelecimento porte o mesmo titular. Por exemplo, é possível instalar microgeração fotovoltaica no litoral e utilizar o excedente em outra cidade que seja atendida pela mesma distribuidora.
- Geração compartilhada: possibilita que diversos interessados se unam em um consórcio ou cooperativa, dentro da mesma área de concessão, para instalar um microgerador e compartilhar a geração de acordo a divisão criada entre eles.
- Condomínios: Essa configuração permite que o condomínio com diversas unidades consumidoras, instale a microgeração e compartilhe a energia gerada entre os condôminos, dividindo-a conforme definido pela administração do local.

Com relação aos procedimentos de acesso à microgeração (guiados pela seção 3.7 do PRODIST – Módulo 3) as melhorias foram estabelecidas na diminuição

do prazo total de conexão, passando de 82 dias para 34 dias. Aditivamente, a partir de 2017, o consumidor é capaz de acompanhar o andamento de seu pedido junto à distribuidora através da internet.

Para o grupo de consumidores do tipo B (baixa tensão), o valor faturado é a diferença entre a energia consumida e a energia injetada mais o custo de disponibilidade ou também chamado de tarifa mínima. Caso essa diferença for positiva, mas se encontra apenas dentro do consumo referente à tarifa mínima (valor em reais equivalente a 30 kWh monofásico, 50 kWh bifásico e 100 kWh trifásico), o valor da fatura será apenas a referida. Em outro caso, se a energia injetada for maior que a energia consumida, gera-se então o crédito para ser debitado na fatura subsequente. Já para os consumidores do tipo A (alta tensão), o excedente deve ser destinado essencialmente para abater o consumo mensal no mesmo período (ponta ou fora de ponta). Ou seja, o excedente gerado na ponta deve ser destinado ao consumo de ponta e o excedente gerado fora da ponta deve ser destinado ao consumo fora de ponta. Para utilizar o excedente fora de ponta no consumo de ponta, aplica-se um fator de ajuste de 60%. Dessa maneira, se o excedente fora de ponta for de 100 kWh, a energia abatida na ponta será de 60 kWh. O consumidor do tipo A não possui tarifa mínima, porém deve-se pagar normalmente pela demanda contratada. Entre outras regras do faturamento, o ICMS pode ser incidido sobre a diferença ou sobre toda a energia gerada, dependendo da regulamentação do Estado em que se localiza.

### 3.2 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Conforme o capítulo anterior, a microgeração apresenta diversas vantagens tanto para o consumidor quanto para o próprio sistema de energia elétrica. Nesse mesmo capítulo, foi citado o PRODIST – Módulo 3, no qual aborda assuntos relacionados ao acesso do sistema de distribuição. Afim de padronizar atividades técnicas, realizar procedimentos de maneira eficiente e garantir qualidade de energia ao consumidor, a ANEEL criou tais documentos normativos denominados PRODIST (Procedimentos de Distribuição). Estes documentos são divididos em 11 módulos, cada módulo aborda temas diferentes como: planejamento de expansão,

procedimentos operativos, sistemas de medição, ressarcimento de danos elétricos, e assim por diante. Entre eles, encontra-se o PRODIST – Módulo 8 que abrange os procedimentos relacionado a qualidade de energia elétrica.

Apesar da microgeração apresentar diversas vantagens, por outro lado pode apresentar desvantagens quanto a qualidade de energia elétrica ao ser submetida a elevados níveis de geração na rede distribuidora. Utilizando como referência o PRODIST – Módulo 8, o presente trabalho busca analisar impactos relacionado ao perfil da tensão, perdas técnicas e taxa de distorção harmônica.

### 3.2.1 VARIAÇÃO DA TENSÃO

O sistema elétrico brasileiro já possui características de variação de tensão, porém quando essa variação atinge um certo ponto, ela pode danificar componentes da rede afetando a qualidade de energia. Conforme PRODIST – Módulo 8, os limites de variação para rede de distribuição, abordados neste trabalho, estão contidos na Tabela 1 e 2.

Tabela 1 - Pontos de Conexão de Tensão Nominal Superior a 1 kV e inferior a 69 kV

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

Tabela 2 - Pontos de Conexão de Tensão Nominal Igual ou Inferior a 1 kV (220/127)

<b>Tensão de Atendimento (TA)</b>	<b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL)</b>
Adequada	$202 \leq TL \leq 231$ / $117 \leq TL \leq 133$
Precária	$191 \leq TL < 202$ ou $231 < TL \leq 233$ $110 \leq TL < 117$ ou $133 < TL \leq 135$
Crítica	$TL < 191$ ou $TL > 293$ / $TL < 110$ ou $TL > 135$

Fonte: PRODIST – Módulo 8, 2017.

### 3.2.2 DISTORÇÃO HARMÔNICA

A distorção harmônica pode ser caracterizada por uma deformação nos sinais de tensão e corrente. As expressões a seguir, são destinadas ao cálculo da distorção harmônica individual de ordem  $h$  ( $DIT_h$ ) e distorção harmônica total de ( $DTT\%$ ).

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_i} \times 100 \quad (6)$$

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\text{máx}}} V_h^2}}{V_i} \times 100 \quad (7)$$

$$DIT_h\% = \frac{I_h}{I_i} \times 100 \quad (8)$$

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\text{máx}}} I_h^2}}{I_i} \times 100 \quad (9)$$

Os limites relacionados a distorção harmônicas estão contidos na Tabela 3, com suas respectivas legendas a seguir:

- $DTT_{95\%}$  - Valor do indicador  $DIT\%$  que foi superado em apenas 5% das leituras;
- $DIT_p_{95\%}$  - Valor do indicador de distorção harmônica total de tensão para componentes de ordens pares que foi superado em apenas 5% das leituras;
- $DIT_i_{95\%}$  - Valor do indicador de distorção harmônica total de tensão para componentes de ordens ímpares que foi superado em apenas 5% das leituras;
- $DIT_3_{95\%}$  - Valor do indicador de distorção harmônica total de tensão para componentes múltiplas de 3 que foi superado em apenas 5% das leituras.

Tabela 3 - Limites das Distorções Harmônicas Totais (em % da Vn)

Indicador	Tensão Nominal	
	Vn < 1,0 kV	1,0 kV < Vn < 69 kV
<i>DTT</i> <sub>95%</sub>	10%	8%
<i>DIT<sub>p</sub></i> <sub>95%</sub>	2,5%	2%
<i>DIT<sub>i</sub></i> <sub>95%</sub>	7,5%	6%
<i>DIT<sub>3</sub></i> <sub>95%</sub>	6,5%	5,0%

Fonte: PRODIST – Módulo 8, 2017.

### 3.2.3 PERDAS TÉCNICAS

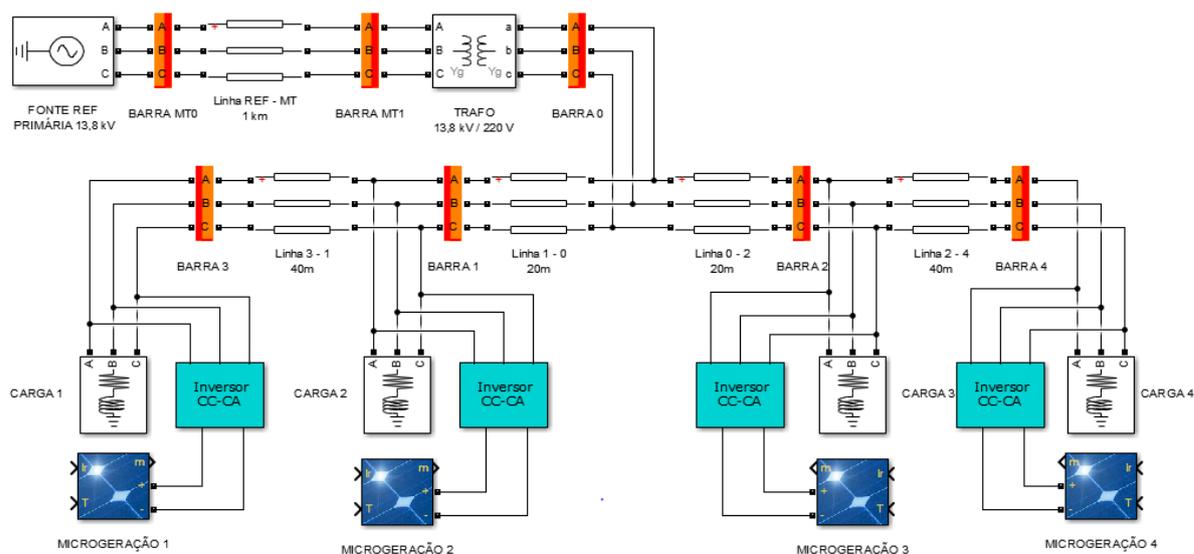
As perdas técnicas são definidas por energias que são dissipadas por no sistema de distribuição devido a fenômenos da física. Elas ocorrem nas linhas de distribuição e transmissão de energia, nos transformadores e entre outros componentes em a energia percorre. As perdas podem ser reduzidas quando as cargas estão sendo alimentadas por geradores distribuídos. Isso pode ocorrer, devido potência consumida não percorrer os componentes causadores de perdas da rede de distribuição. É fato que o caminho em que a potência percorre, interfere no cálculo das perdas, porém quando se está falando de microgeração a potencia pode percorrer caminhos reversos ao da potencia entregue pela rede. Esse fluxo bidirecional de potência pode ou não contribuir para perdas do sistema (Aramizu, 2014).

## 4 METODOLOGIA

Este capítulo tem objetivo de definir as ferramentas, os modelos e cenários que serão utilizados no estudo da microgeração fotovoltaica. Para realizar as simulações foi utilizado a ferramenta SIMULINK / MATLAB. Esta ferramenta permite a construção de circuitos a partir de blocos contidos na sua biblioteca ou através de subsistemas que podem ser criados da maneira que melhor se adequar a topologia.

Dentro destas circunstâncias, o circuito utilizado para representar uma rede de distribuição foi baseado em uma topologia contida na Norma Técnica da Copel NTC 841001, no qual aborda critérios básicos para projetos de rede de distribuição no estado do Paraná. A rede completa pode ser visualizada na Figura 10.

Figura 11 - Rede de Distribuição Modelada



Fonte: O autor, 2018.

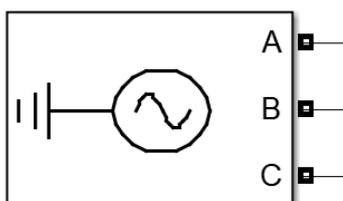
Nota-se que, cada barramento possui uma carga concentrada associado a uma microgeração fotovoltaica. As próximas seções apresentarão os modelos de cada componente da topologia, assim como os cenários que serão simulados. A rede completa encontra-se no Apêndice A para melhor visualização.

## 4.1 MODELAGEM DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

### 4.1.1 FONTE PRIMÁRIA

O bloco do SIMULINK na Figura 12, representa uma fonte senoidal primária trifásica que possui as características contidas na Tabela 4.

Figura 12 – Fonte Trifásica Primária 2 MW - 13,8 kV



Fonte: O autor, 2018.

Tabela 4 - Características da Fonte Primária

Potência	Tensão	Frequência
2 MW	13,8 kV	60 Hz

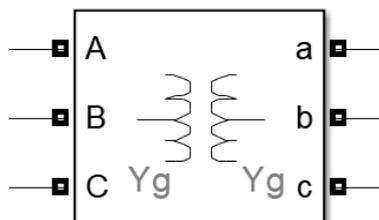
Fonte: O autor, 2018.

Considera-se que a fonte é robusta o suficiente para o atendimento de toda estrutura. Com isso, foi definido uma potência de 2 MW que representa mais de duas vezes a potencia nominal das cargas envolvidas. Além disso a fonte representa a referência no sistema.

### 4.1.2 TRANSFORMADOR

A Figura 13 representa o transformador e suas características estão conforme a Tabela 5. As características do transformador foram baseadas em valores utilizados pela COPEL (Companhia Paranaense de Energia Elétrica). Logo,  $\Delta - Y$  com o neutro aterrado foi a ligação escolhida, considerando que ela seja tipo mais difundido na rede de distribuição (NTC 841001, 1999).

Figura 13 - Transformador de Distribuição 13,8 kV / 220 V



Fonte: O autor, 2018.

Tabela 5 - Características do Transformador de Distribuição

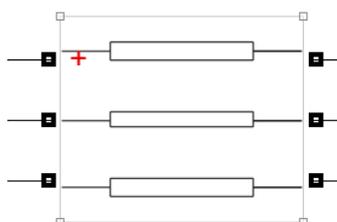
Potência	Tensão Primária	Tensão Secundária	Tipo de Ligação
75 kVA	13,8 kV	220 / 127 V	$\Delta - Y$

Fonte: O autor, 2018.

#### 4.1.3 LINHA DE DISTRIBUIÇÃO

O bloco e as características utilizadas estão demonstrados na Figura 14 e Tabela 6, respectivamente.

Figura 14 - Linha de Distribuição



Fonte: O autor, 2018.

Tabela 6 - Características da Linha de Distribuição

Tensão	Secção	R [ $\Omega$ /km]	L [mH/km]	Comprimento
220 Vrms	70 mm <sup>2</sup>	0,283	0,842	20 m / 40m
13800 Vrms	2/0	0,434	1,13	1km

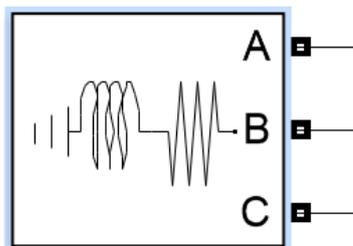
Fonte: NTC 841001 (1999).

Para representar a linha de distribuição utiliza-se o modelo de impedância série, cuja os valores de resistência e indutâncias associados estão listados na Tabela 6. A rede de média tensão possui dois barramentos, onde a linha MT0\_MT1 têm comprimento de 1 km. A rede de baixa tensão será dividida em 5 barramentos, onde as linhas B0\_B1 e B0\_B2 possuem 20m e B1\_B3 e B2\_B4 possuem 40m. Conforme Figura 11 dos itens anteriores.

#### 4.1.4 CARGAS

Considera-se que as cargas estão em equilíbrio e que possuem características resistivas e indutivas. Cada barramento estará associado uma carga concentrada, representando grandes quantidades de residências e estabelecimentos comerciais. Para tal cenário, é de maior relevância a carga resistiva que representa chuveiros elétricos, aquecedores, lâmpadas; e a carga indutiva que representa os motores elétricos, compressores, transformadores, entre outros. O bloco da carga está ilustrado na Figura 15 (Frigo, 2013).

Figura 15 - Carga Indutiva



Fonte: O autor, 2018.

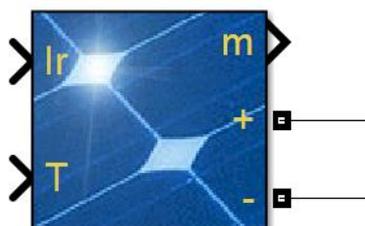
O trabalho aborda mais de um nível de potência da carga com fator de potência de 0,85 indutivo. Além disso, a carga pode ser considerada do tipo impedância constante.

#### 4.1.5 GERADOR FOTOVOLTAICO

Foi utilizado como referência o gerador fotovoltaico do Departamento de Energia Elétrica (DELT) da Universidade Federal do Paraná (UFPR), cujo o modelo

instalado é o MEMC – P290BMC. Para modelar tal gerador, o SIMULINK utiliza um banco de dados que pertence a NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), no qual necessita apenas de escolher o fabricante e modelo que o próprio bloco especifica as características contidas na folha de dados. A Figura 16 apresenta o bloco utilizado.

Figura 16 - Gerador Fotovoltaico



Fonte: O autor, 2018.

Para configurar o gerador fotovoltaico completo do DELT, são colocados 12 módulos em série. Suas especificações com os módulos associados estão contidas na Tabela 7, onde  $V_{mp}$  e  $I_{mp}$  equivalem a tensão e corrente de máxima potência.

Tabela 7 – Características do Gerador Fotovoltaico Total

Potência nominal	$V_{mp}$	$I_{mp}$	Área Total
3,5 kWp	440 Vdc	7,92 Adc	23,5 m <sup>2</sup>

Fonte: O autor, 2018.

Ressalto que, as curvas I-V e P-V do fabricante deste módulo fotovoltaico encontra-se no capítulo 2. A Figura 17 ilustra janela onde são colocadas as características do módulo gerador.

Figura 17 - Características do Módulo MEMC - P290BMC

Parameters		Advanced
<b>Array data</b>		
Parallel strings		
<input type="text" value="1"/>		
Series-connected modules per string		
<input type="text" value="12"/>		
<b>Module data</b>		
Module: MEMC Singapore MEMC-P290BMC-20		
Maximum Power (W)	Cells per module (Ncell)	
<input type="text" value="289.872"/>	<input type="text" value="72"/>	
Open circuit voltage Voc (V)	Short-circuit current Isc (A)	
<input type="text" value="45.6"/>	<input type="text" value="8.39"/>	
Voltage at maximum power point Vmp (V)	Current at maximum power point Imp (A)	
<input type="text" value="36.6"/>	<input type="text" value="7.92"/>	
Temperature coefficient of Voc (%/deg.C)	Temperature coefficient of Isc (%/deg.C)	
<input type="text" value="-0.33"/>	<input type="text" value="0.06"/>	
<b>Model parameters</b>		
Display I-V and P-V characteristics of ...		
array @ 1000 W/m2 & specified temperatures		
T_cell (deg. C) [ 45 25 ]		
<input type="button" value="Plot"/>		
Light-generated current IL (A)		
<input type="text" value="8.432"/>		
Diode saturation current IO (A)		
<input type="text" value="9.615e-11"/>		
Diode ideality factor		
<input type="text" value="0.9788"/>		
Shunt resistance Rsh (ohms)		
<input type="text" value="441.2971"/>		
Series resistance Rs (ohms)		
<input type="text" value="0.45934"/>		

Fonte: O autor, 2018.

#### 4.1.6 INVERSOR CC-CA

De maneira análoga, as especificações do inversor utilizado são referentes ao sistema de conversão do DELT. O modelo do inversor utilizado é o *Sunny Boy 3600TL* do fabricante SMA Solar Technology, cuja as principais especificações estão contidas na Tabela 8.

Tabela 8 - Características do Inversor CC-CA Sunny Boy 3600TL

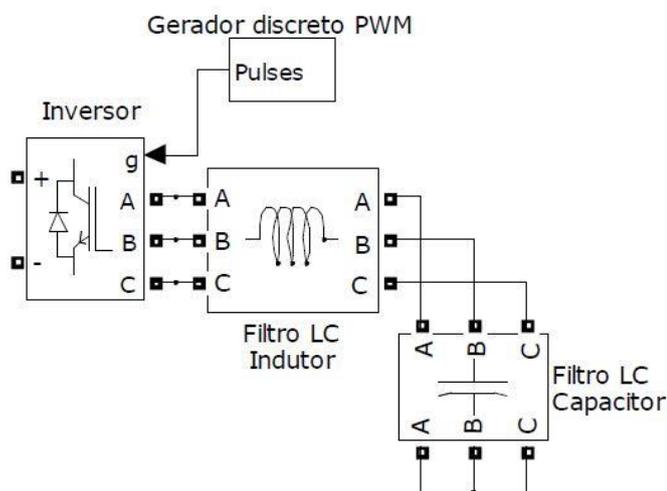
Entrada (DC)				Saída (AC)				
P <sub>máx</sub> (W) (F <sub>p</sub> =1)	V <sub>máx</sub> (V)	V <sub>mp</sub> (V)	I <sub>máx</sub> (A)	P <sub>máx</sub> (W)	V <sub>nom</sub> (V)	Freq (Hz)	I <sub>máx</sub> (A)	Eficiência
3880	440	175–500	15	3680	180–280	60 ± 5	16	97%

Fonte: Catálogo SMA, 2018.

Baseando-se na seção Sistema de Conversão CC-CA, do capítulo 2, o inversor trifásico modelado possui controle a partir da técnica SPWM a dois níveis. No chaveamento, utilizou-se a configuração de ponte completa com chaves IGBTs. Na saída do chaveamento é conectado um filtro LC com a finalidade de atenuar altas

frequência ocasionadas pela frequência de chaveamento. A indutância tem valor de 3,47 mH e o capacitor em paralelo é equivalente a 114,18 nF. A Figura 18 ilustra a topologia do inversor CC-CA no SIMULINK. (Aramizu, 2010)

Figura 18 - Circuito do Inversor CC-CA



Fonte: Aramizu (2010).

## 4.2 SIMULAÇÕES

Para realizar as simulações foram separados três cenários de carga. Dentro de cada cenário ainda existem três níveis de microgeração fotovoltaica mais o caso base sem a microgeração. Os outros componentes que não são citados nas descrições, permanecerão com os valores constantes, conforme especificado na seção anterior. Na Tabela 9, demonstra-se os níveis de geração que serão abordados para cada nível de carga.

Tabela 9 - Variação da Microgeração FV por Barra BT

Simulação Base	Simulação 1	Simulação 2	Simulação 3
0	3,5 kWp	7 kWp	14 kWp
Total: 0	14 kWp	28 kWp	56 kWp

Fonte: O autor, 2018.

#### 4.2.1 CENÁRIO 1: CARGA ELEVADA

Neste cenário será utilizado uma carga constante total de 75 kVA, divididas igualmente entre as barras de baixa tensão 1, 2, 3 e 4 (18,75 kVA por barra). Esta carga equivale a 100% da capacidade do transformador. Supondo um núcleo habitacional com casas de 48 m<sup>2</sup> e demanda média de 0,86 kVA por consumidor, esta carga equivale a cerca de 87 residências (NTC 841001,1999). A microgeração irá variar conforme a Tabela 9, anteriormente.

#### 4.2.2 CENÁRIO 2: CARGA INTERMEDIÁRIA

Neste cenário será utilizado uma carga constante total de 45 kVA, divididas igualmente entre as barras de baixa tensão 1, 2, 3 e 4 (11,25 kVA por barra). Esta carga equivale a 60% da capacidade do transformador. Supondo um núcleo habitacional com casas de 48 m<sup>2</sup> e demanda média de 0,86 kVA por consumidor, esta carga equivale a cerca de 52 residências (NTC 841001,1999). A microgeração irá variar conforme a Tabela 9, anteriormente.

#### 4.2.3 CENÁRIO 3: CARGA LEVE

Neste cenário será utilizado uma carga constante total de 15 kVA, divididas igualmente entre as barras de baixa tensão 1, 2, 3 e 4 (3,75 kVA por barra). Esta carga equivale a 20% da capacidade do transformador. Supondo um núcleo habitacional com casas de 48 m<sup>2</sup> e demanda média de 0,86 kVA por consumidor, esta carga equivale a cerca de 18 residências (NTC 841001,1999). A microgeração irá variar conforme a Tabela 9, anteriormente.

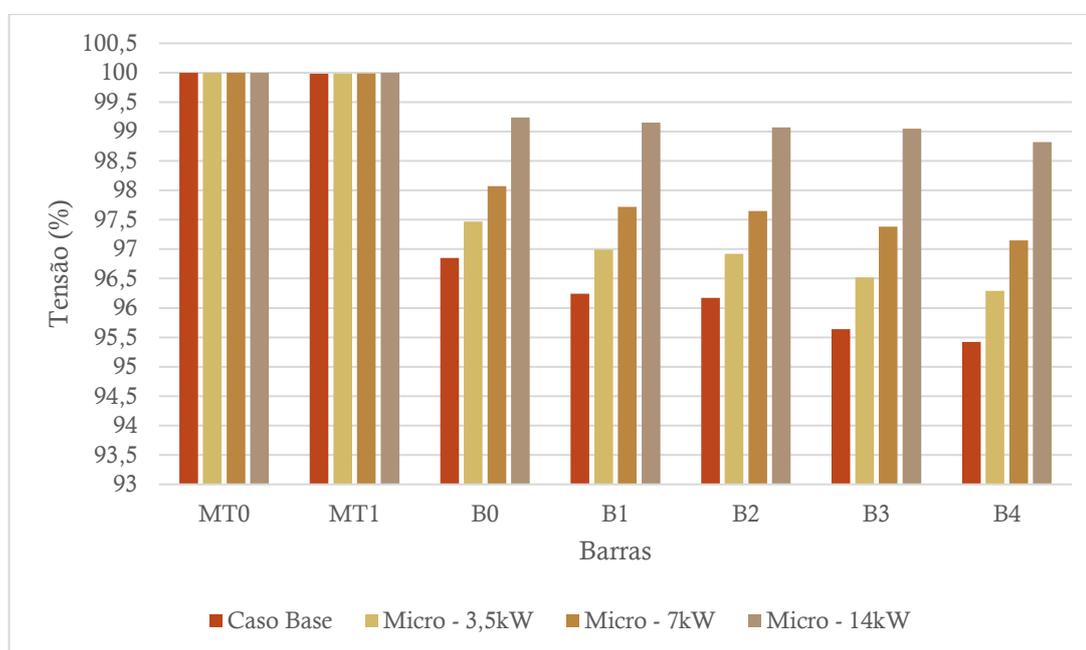
## 5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para cada cenário foram medidos o perfil da tensão, a distorção harmônica de tensão e de corrente e as perdas técnicas associadas. Os resultados estão representados por cenários criados conforme a seção anterior.

### CENÁRIO 1: CARGA ELEVADA

Considerando o cenário atual com carga total de 75kVA, o perfil da tensão é ilustrado na Figura 19 no qual divide os resultados por barra e microgeração inserida.

Figura 19 - Perfil da Tensão para Carga de 75kVA



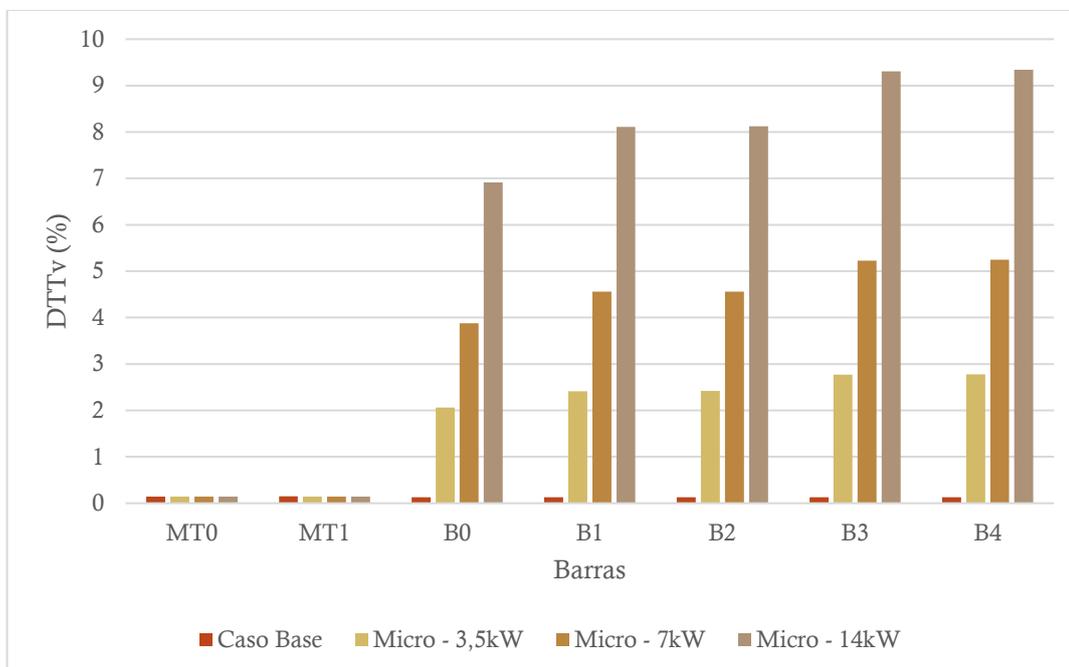
Fonte: O autor (2018)

Analisando as situações extremas, o caso com microgeração de 14kW por barra apresenta uma tensão de 3.4% maior que a tensão do caso base. Isto equivale a 7,48 V de aumento. Esse aumento de tensão ainda se encontra dentro do especificado pelo PRODIST – Módulo 8. Neste caso o aumento ajudou a suprir a queda de tensão que ocorreu no circuito, elevando a tensão para mais próximo de 1 pu. A queda ocorre de forma mais elevada, devido ao transformador estar com 100% de sua capacidade.

A distorção foi medida através da ferramenta FFT (Fast Fourier Transform), que gera um gráfico no espectro da frequência e identifica a taxa de distorção harmônica

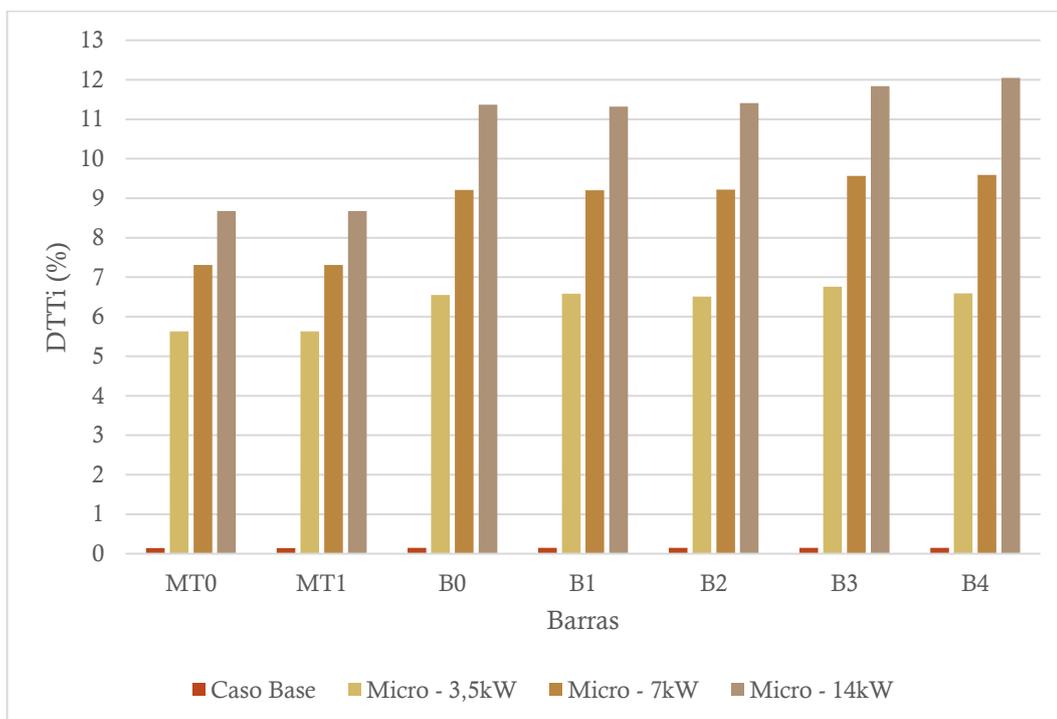
total. As distorções harmônicas de tensão (DTTv) e corrente (DTTi) são encontradas nas Figuras 20 e 21, respectivamente.

Figura 20 - DTT de Tensão para Carga de 75kVA



Fonte: O autor (2018)

Figura 21 - DTTi de Corrente para Carga de 75kVa

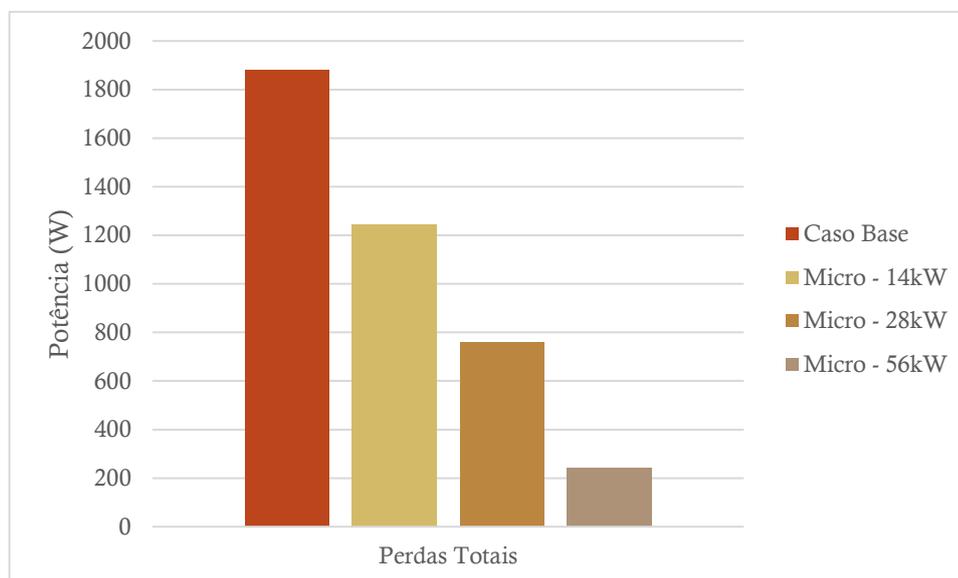


Fonte: O autor (2018)

Este cenário apresentou maior DTT encontrada nas simulações. Nota-se que a medida que se aumenta a microgeração, eleva-se também a distorção. Isto ocorre, pois as unidades geradoras utilizam chaves eletrônicas de potência para adequar a geração as condições da rede de distribuição. Porém, dependendo da frequência do PWM, o chaveamento pode gerar harmônicas que resultam em formas de onda senoidais distorcidas. Neste caso, as distorções atingiram valores elevados tanto para a corrente quanto para tensão. Porém foi na forma de onda da corrente que os valores ultrapassaram os índices especificados no PRODIST – Módulo 8, chegando a 12% na baixa tensão e 8,7% na média tensão, para o caso com maior potência de microgeração. Os níveis especificados pela ANEEL são de 10% para baixa tensão e 8% para média tensão. Para potências menores de microgeração, as distorções se encontram dentro do especificado.

Apesar do aumento das distorções, no cálculo das perdas o cenário se mostrou positivo. As perdas totais foram calculadas para cada potência de geração, conforme a Figura 22.

Figura 22 - Perdas Totais para Carga de 75kVA



Fonte: O autor (2018)

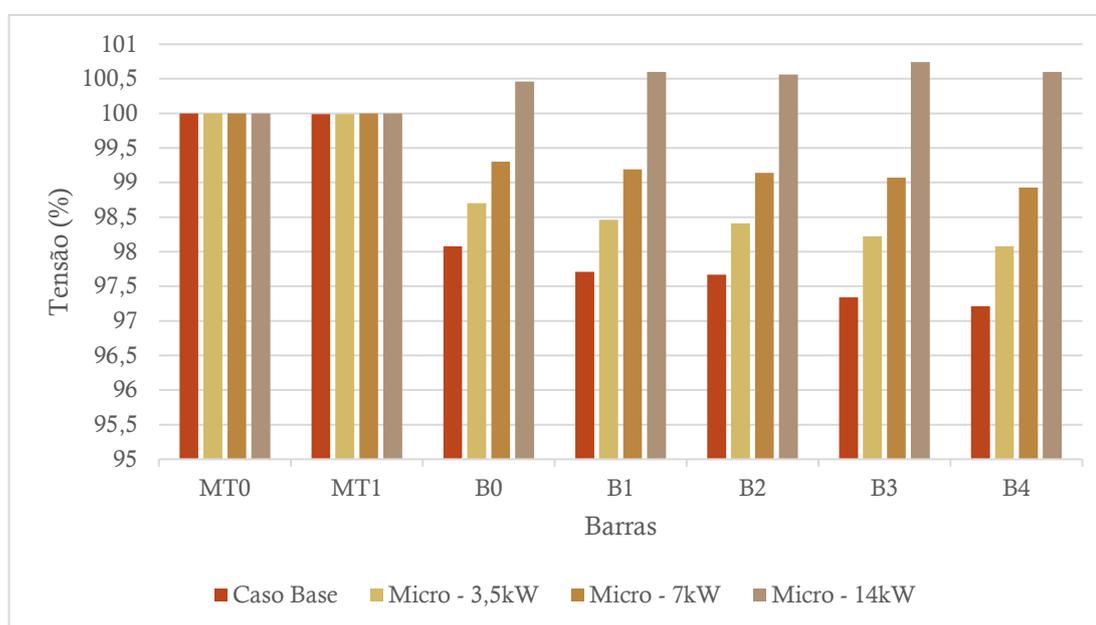
Nota-se que, devido a ocorrência de gerações descentralizadas as perdas foram reduzidas. Isto ocorre devido a própria microgeração alimentar a carga atrelada, aliviando a potência injetada da rede elétrica de distribuição que percorre linhas e componentes que geram perdas. Neste caso, as diferenças entre as perdas foram

expressivas devido ao transformador estar com carga elevada, e sendo nele a maior perda do sistema.

## CENÁRIO 2: CARGA INTERMEDIÁRIA

Diminuindo o consumo das cargas para 45kVA, o cenário atual apresenta o perfil da tensão na Figura 23.

Figura 23 - Perfil da Tensão para Carga de 45kVA

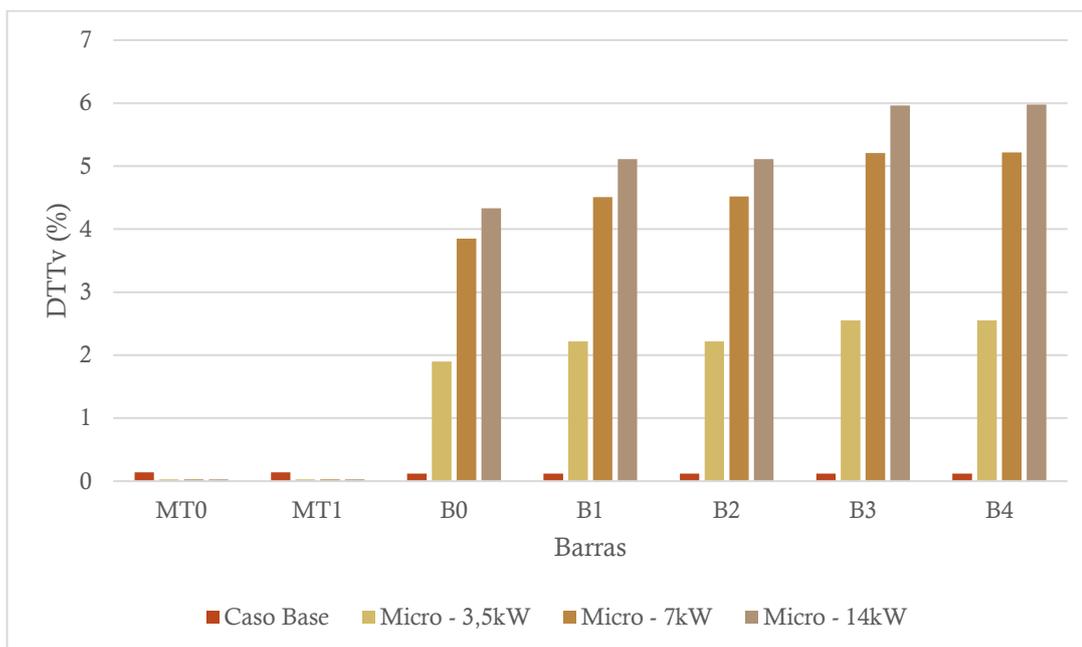


Fonte: O autor (2018)

De maneira análoga ao Cenário 1, a maior variação de tensão apresentou uma elevação de 3,4% para a microgeração de 14kW por barra. Porém os valores chegaram a 1 pu em todas as barras de baixa tensão. Este caso, ainda pode ser considerado o melhor ponto de operação das simulações, porém deve-se ficar atento as perdas do transformador, pois ao utilizar um transformador com baixas perdas, este cenário poderia elevar a tensão a valores indesejáveis.

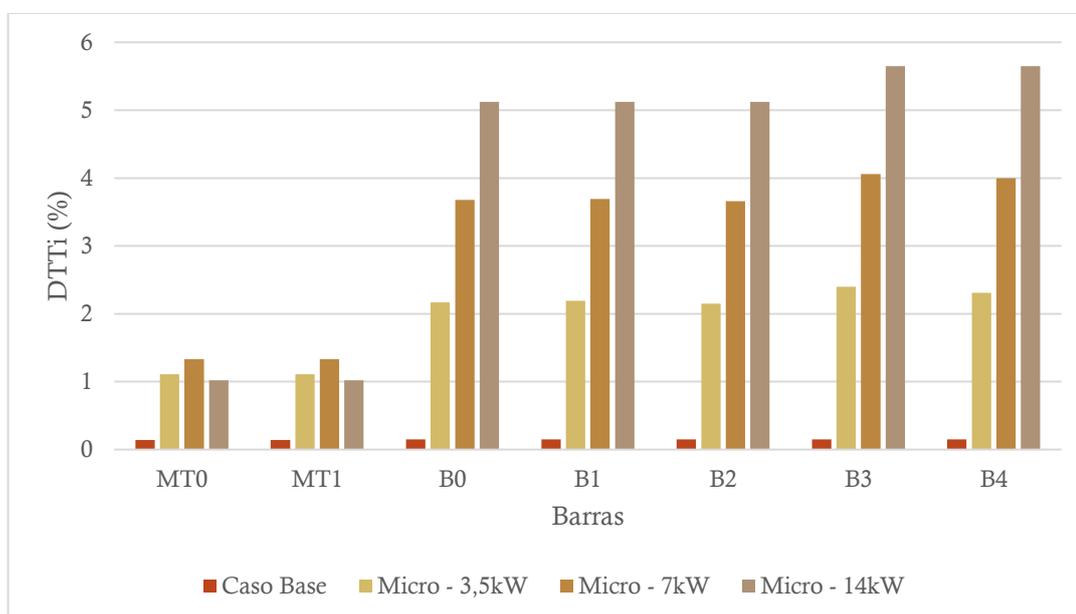
Para distorção harmônica total, as Figuras 24 e 25 apresentam o valor relacionado a tensão e corrente, respectivamente.

Figura 24 - DTTv de Tensão para Carga de 45kVA



Fonte: O autor (2018)

Figura 25 - DTTi de Corrente para Carga de 45kVA

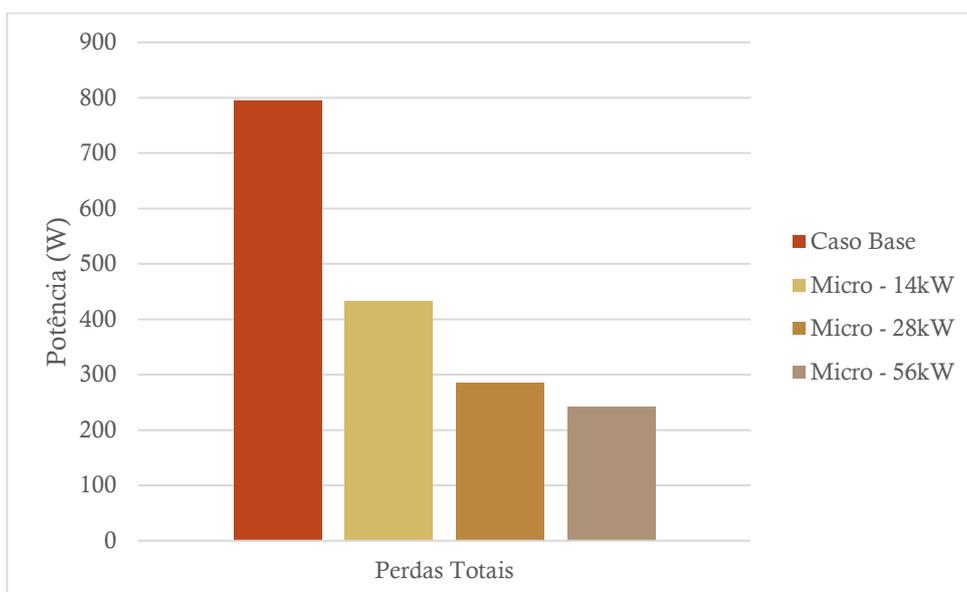


Fonte: O autor (2018)

Para a DTT, os valores encontrados seguem o mesmo princípio, no qual as unidades geradoras elevam as taxas totais de distorção. Porém no caso analisado, a elevação das taxas encontra-se dentro do especificado pelo PRODIST – Módulo 8.

Na análise das perdas, as microgerações contribuem em sua redução devido a injeção de potência direta na carga, sem percorrer componentes causadores de perdas. A maior geração de potência descentralizada se mostrou mais efetiva nesta redução, conforme a Figura 26.

Figura 26 - Perdas Totais para Carga de 45kVA



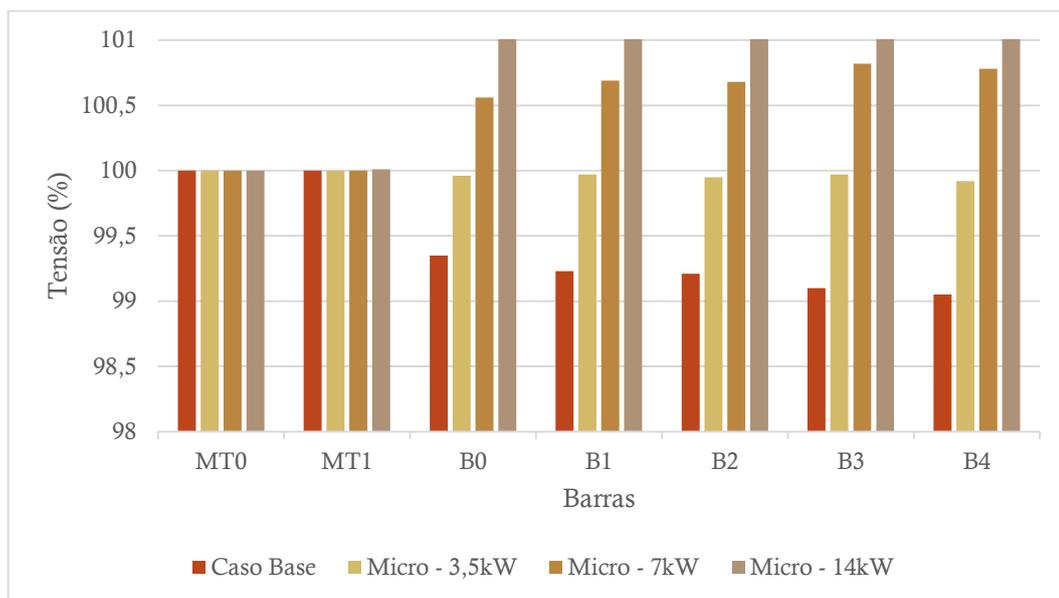
Fonte: O autor (2018)

### CENÁRIO 3: CARGA LEVE

Definindo uma carga total de 15kVA, o presente cenário apresenta maiores variações nas tensões, conforme a Figura 27.

Nesse cenário ocorreu a maior elevação das tensões nos barramentos de baixa tensão. Nota-se, que o valor para Micro – 14kW chegou a 101% devido as perdas serem menores na condição de carga atual. Se comparado o valor com as especificações do PRODIST – Módulo 8, os valores ainda se encontram dentro do especificado. Porém é possível identificar que as microgerações elevam a tensão nos pontos de conexão.

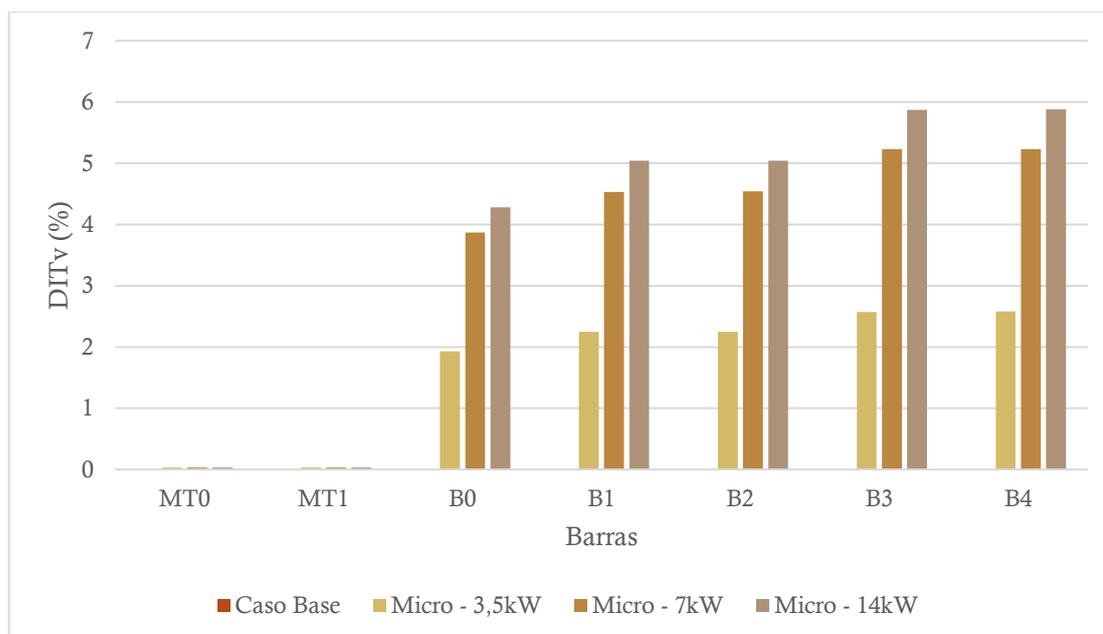
Figura 27 - Perfil da Tensão para Carga de 15kVA



Fonte: O autor (2018)

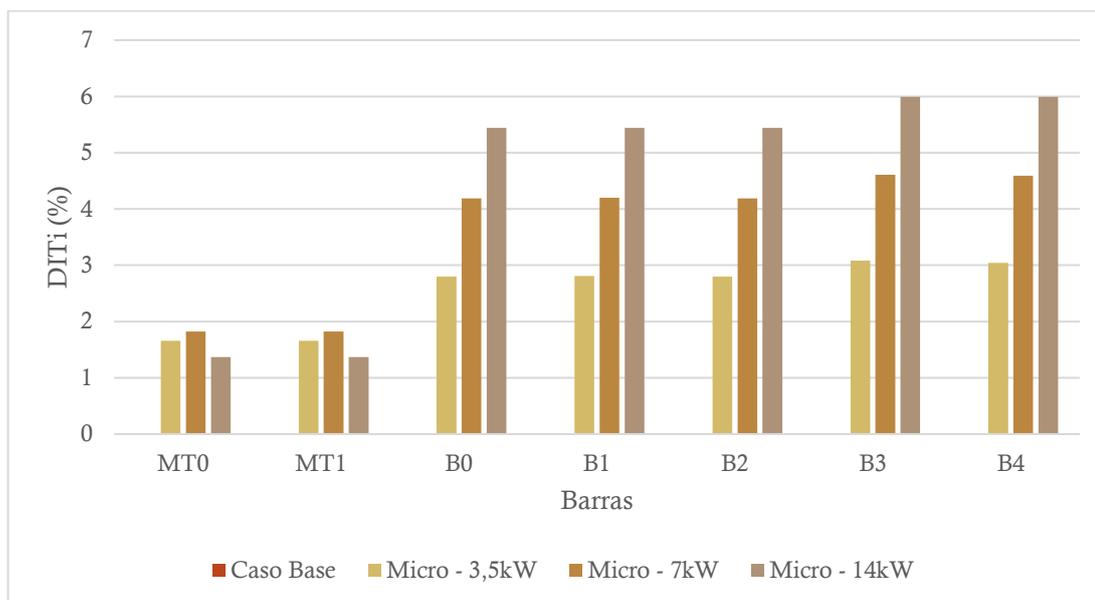
Para a DTT, os valores encontrados foram satisfatórios, conforme as Figuras 28 e 29.

Figura 28 - DTT de Tensão para Carga de 15kVA



Fonte: O autor (2018)

Figura 29 - DTT de Corrente para Carga de 15kVA

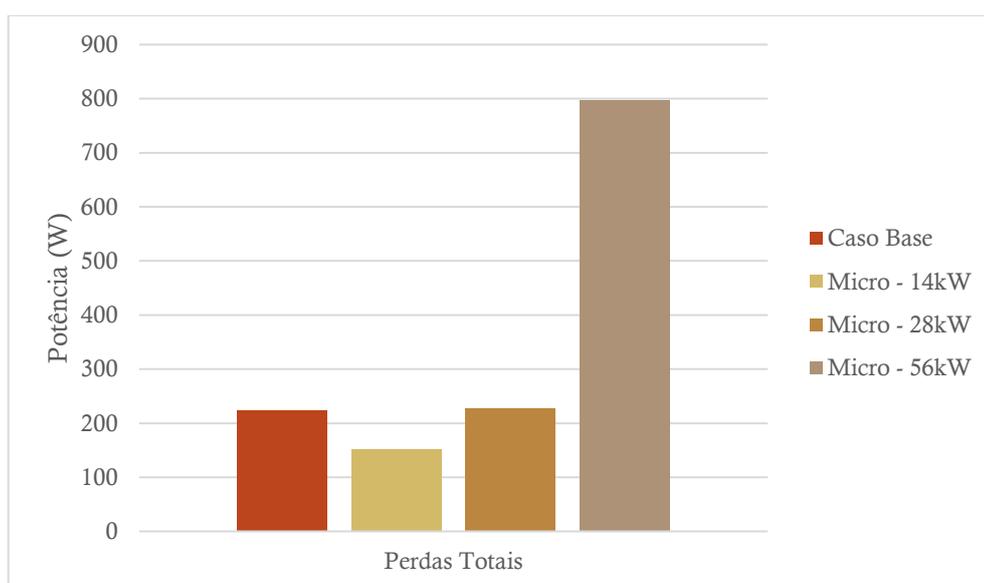


Fonte: O autor (2018)

A DTT segue o mesmo princípio dos cenários anteriores, onde as microgerações aumentam a taxa de distorção. Porém nesse caso, as taxas não são consideradas preocupantes.

Em relação as perdas, as condições deste cenário modificaram o comportamento das perdas, conforme Figura 30.

Figura 30 - Perdas Totais para Carga de 15kVA



Fonte: O autor (2018)

Nota-se que, a partir do momento em que as microgerações são demasiadamente maiores que a potência da carga, as perdas começam a se elevar. Isso ocorre devido ao fluxo de potência reverso. Apesar de, nos cenários anteriores também existirem este fluxo, grande parte é consumida pela própria carga. Ao submeter o sistema com microgeração de cerca de 182% do consumo da carga total, o fluxo de potência reverso que passa pelo transformador maiores perdas maiores.

## CONCLUSÕES

A microgeração fotovoltaica representa uma alternativa de geração, a partir de fontes renováveis, que começa a ficar ao alcance dos brasileiros. Visto sua tendência de crescimento, este trabalho teve por objetivo estudar os impactos na qualidade de energia elétrica que tal geração pode vir a causar.

Tendo como premissas, analisar o comportamento da tensão, da distorção harmônica e das perdas técnicas, utilizou-se a ferramenta SIMULINK/MATLAB para modelar uma rede de distribuição e os componentes que a compõem. Com isso, criou-se os cenários de simulação carga elevada, carga intermediária e carga leve. Cada cenário com três níveis de microgeração. Por fim, foi simulador os cenários e analisados os comportamentos definidos.

No Cenário 1, submetido a 75kVA de carga total, as tensões no ponto de conexão foram elevadas com o aumento da microgeração, corrigindo as perdas causadas pelo transformador. Porém, o transformador estava operando em 100% de sua capacidade, resultando em tensões baixas nos pontos de conexão. Esse cenário foi o único a apresentar DTT fora dos índices de qualidade do PRODIST – Módulo 8, devido a grande quantidade de unidades geradoras e devido a carga elevada. As perdas totais foram reduzidas quando submetidas a microgeração. Isso ocorreu devido a redução da potência entregue da rede de distribuição.

No Cenário 2, submetido a 45kVA de carga total, as tensões obtiveram o mesmo comportamento. Elevando cerca de 3,4% em relação ao caso base. Porém não chegaram a atingir valores que afetam a qualidade de energia elétrica. Na análise da distorção harmônica, os valores foram reduzidos devido a carga moderada. As perdas se comportaram analogamente ao Cenário 1.

No Cenário 3, submetido a 15kVA de carga total, a elevação da tensão atingiu valores expressivos acima em relação ao caso base, porém ainda se encontra dentro do especificado pela ANEEL. Assim ocorre também com a distorção harmônica, que teve seus valores dentro do especificado. Já as perdas tiveram um comportamento distinto aos cenários anteriores, no qual ao atingir um cento ponto de microgeração as perdas foram elevadas pelo fluxo de potência reverso no transformador.

Apesar da distorção harmônica ultrapassar os níveis especificados, o impacto causado pode ser mitigado ao utilizar um sistema de conversão com maior frequência de chaveamento ou outros tipos de controle como o de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). Os cenários simulados apresentam maior impacto na elevação das tensões e perdas técnicas, quando a rede está submetida a níveis elevados de microgeração e com carga relativamente leve. Essa condição ocorre em períodos próximos ao meio dia no qual a irradiação solar é maior e o consumo de uma carga típica residencial é baixa.

## **SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS**

Os resultados obtidos nesse trabalho podem ser relevantes a estudos relacionados com geração distribuída, planejamento de redes de distribuição, energia fotovoltaica, entre outros temas. Algumas sugestões para trabalhos futuros:

- Empregar estudos baseados em curvas de cargas e geração, afim de analisar o comportamento diário das microgerações;
- Varia o fator de potência dos geradores e analisar a influência do reativo;
- Associar sistemas de geração conectados na rede de distribuição e sistemas operando isoladamente;
- Realizar estudos econômicos quanto a implementação de sistemas de geração distribuída.

## REFERÊNCIAS

ANEEL, **Resolução Normativa nº482/2012 – Condições Gerais Para Acesso a Geração Micro ou Mini Distribuída**, 17 de Abril de 2018.

ANEEL, **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**, Revisão 10, 2018.

ANEEL, **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional PRODIST, Módulo 7 – Qualidade da Energia Elétrica**, Revisão 10, 2018.

ANEEL, **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional PRODIST, Módulo 3 – Qualidade da Energia Elétrica**, Revisão 10, 2018.

ANTUNES, V. **Análise do Impacto da Inserção de Geração Distribuída na Qualidade da Energia Elétrica Em Uma Microrrede de Baixa Tensão**. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Ararangua, 2016.

ANZANELLO JÚNIOR, J. D. **Análise de Microgeração Fotovoltaica em um Sistema de Distribuição utilizando o OpenDSS**. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

AMC MANUAL. **Módulo P290 MEMC Silvants** – Elaborado em 2012.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **NTC 841001 Projetos de Redes de Distribuição** - Paraná, dezembro de 1999.

DELT, SUNNY PORTAL, **Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná**, Disponível em: <  
<https://www.sunnyportal.com/Templates/PublicPageOverview.aspx?plant=d7b79db4-ad3b-4d6c-9a35-329476192e8b>> Acesso em 15 de junho de 2018.

DZIMMANO, G. **MODELING OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS**. Presented in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree Master of Science in the Graduate School of The Ohio State University, 2008.

FRIGO, M. M. **Impactos da Microgeração de Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Campo Grande, 2013.

GTES, GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR. **Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos** – Rio de Janeiro, 2014.

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, SITE ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em 18 de julho de 2018.

MME/EPE, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA / EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026** – Elaborado em 2017.

OGATA, H. M. **Análise do impacto da Geração Solar Fotovoltaica em um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica**. Escola de Engenharia, Universidade de São Carlos, São Paulo, 2015.

PALUDO, J. ARAMIZU. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente**. 186p. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Carlos, São Paulo, 2014.

PUTTINI, D. M. **Análise dos Efeitos de Diferentes Configurações dos Recursos de Manobra de um Alimentador Radial no Limite de Penetração de Geradores Distribuídos Fotovoltaicos**. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, 2014.

SAMPAIO, P. M. C. **Modelação e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos** – Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa (Portugal), 2013.

SMA MANUAL. **Sunny Boy 3000TL / 3600TL / 4000TL / 5000TL**. Folha de dados inversores SMA – 2009.

SOUSA, R. M. A. **Impacto da Microgeração na Qualidade de Energia de Uma Rede de Baixa Tensão** – Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa (Portugal), 2009.

## APÊNDICE A – TOPOLOGIA DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

