

MARCELO RODRIGO DA SILVA

**ANÁLISE E CONTROLE DA TENSÃO EM REDES ELÉTRICAS COM
INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS**

Ilha Solteira
2019



MARCELO RODRIGO DA SILVA

ANÁLISE E CONTROLE DA TENSÃO EM REDES ELÉTRICAS COM
INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS

Dissertação apresentada à Faculdade de
Engenharia – UNESP – Campus de Ilha
Solteira, para obtenção do título de
Mestre em Engenharia Elétrica.
Área de Conhecimento: Automação.

Prof. Dr. Luís Carlos Origa de Oliveira
Orientador

Ilha Solteira
2019

FICHA CATALOGRÁFICA

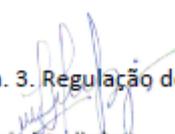
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

S586a Silva, Marcelo Rodrigo da.
Análise e controle da tensão em redes elétricas com instalações fotovoltaicas / Marcelo Rodrigo da Silva. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2019
66 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2019

Orientador: Luís Carlos Origa de Oliveira
Inclui bibliografia

1. Energia fotovoltaica. 2. Penetração fotovoltaica. 3. Regulação de tensão.
4. Nível de tensão.


João José Barbosa
Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação
Diretor Técnico
CRB 8-5642

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: ANÁLISE E CONTROLE DA TENSÃO EM REDES ELÉTRICAS COM
INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS

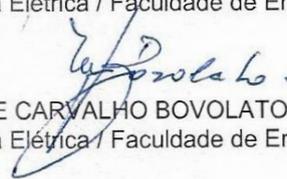
AUTOR: MARCELO RODRIGO DA SILVA

ORIENTADOR: LUIS CARLOS ORIGA DE OLIVEIRA

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em ENGENHARIA
ELÉTRICA, área: Automação pela Comissão Examinadora:



Prof. Dr. LUIS CARLOS ORIGA DE OLIVEIRA
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira



Profa. Dra. MARIANGELA DE CARVALHO BOVOLATO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira



Prof. Dr. GIULIANO PIERRE ESTEVAM
Departamento de Engenharia Elétrica / FATEC Araçatuba

Ilha Solteira, 14 de maio de 2019

“A tarefa não é ver o que ninguém viu
ainda, mas pensar aquilo que ninguém pensou
a respeito daquilo que todo mundo vê.”
Arthur Schopenhauer (1788-1860)

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus pela saúde, força e vontade para concluir mais esta tarefa em minha vida.

À minha esposa Natalia e meus filhos Lucas e Felipe por todo suporte, carinho e compreensão pelo tempo que estive ausente me dedicando a este trabalho.

Aos meus pais pela dedicação na formação do meu caráter e que não mediram esforços para me dar sempre o melhor do que tinham.

Ao Professor Dr. Luís Carlos Origa de Oliveira, pela amizade, incentivo e orientação do caminho a seguir.

Ao meu grande amigo Jesuíno Magalhães, pelas palavras de incentivo, pelos conselhos certos nas horas certas, o qual estimo como irmão.

Aos professores do departamento da Engenharia Elétrica da UNESP, Campus de Ilha Solteira, pelo aprendizado que me fora transferido, pela disposição e pela acolhida.

À administração da fazenda Vista Alegre por permitir acesso à planta e a coleta de dados para as análises.

A todos que de alguma forma, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste projeto, o meu muito obrigado.

RESUMO

Na busca de soluções inovadoras para atender o aumento da demanda de consumo de energia elétrica, as fontes de energia de natureza fotovoltaica tem sido um dos principais pilares deste seguimento. São fontes intrinsecamente renováveis e o impacto sobre o meio ambiente resultante dos processos de produção de energia elétrica é praticamente desprezível, contribuindo de forma inequívoca para a sustentabilidade do planeta. Neste cenário, a expansão das aplicações de geradores fotovoltaicos é notável em praticamente todas as regiões industrializadas no mundo e, em alguns casos, já representa uma parcela significativa dos insumos energéticos de países desenvolvidos e em desenvolvimento. Apesar dos benefícios proporcionados pelo crescente uso desta tecnologia, em geral, as redes elétricas de distribuição de energia em operação, não foram planejadas para incorporar esta geração distribuída, em larga escala. Estudos recentes revelam que 10% de penetração de sistemas fotovoltaicos em relação a demanda da rede já pode causar impactos relevantes sobre o comportamento do sistema elétrico, sobretudo no tocante à regulação de tensão. Neste contexto, este trabalho tem por meta investigar as condições operacionais de redes de distribuição de energia, sob a influência de sistema fotovoltaico com relação aos impactos produzidos no perfil de tensão dos alimentadores. Assim, na perspectiva dos diferentes procedimentos convencionais utilizados para adequação dos níveis de tensão, discute-se a aplicabilidade de algumas possíveis soluções, tendo como premissa o comportamento da relação R/X nos ramais de média e baixa tensão. Para tanto, adota-se uma planta fotovoltaica real, como referência para os estudos de simulação digital, onde são aplicados os procedimentos de compensação de tensão. Como resultados, apresenta-se uma avaliação comparativa das soluções propostas, tendo como foco os ganhos energéticos auferidos mediante o controle da tensão, bem como suas respectivas limitações operacionais e demais impactos causados sobre a rede elétrica.

Palavras-chaves: Energia fotovoltaica. Penetração fotovoltaica. Regulação de tensão. Nível de tensão.

ABSTRACT

In the search for innovative solutions to meet the increasing demand for electricity consumption, photovoltaic energy sources have been one of the main pillars of this follow-up. They are intrinsically renewable sources and the impact on the environment resulting from the processes of electric power production is practically negligible, contributing unequivocally to the sustainability of the planet. In this scenario, the expansion of photovoltaic applications is notable in practically every industrialized region in the world, and in some cases already represents a significant share of the energy inputs of developed and developing countries. Despite the benefits provided by the growing use of this technology, in general, power distribution networks in operation were not planned to incorporate this distributed generation on a large scale. Recent studies show that 10% penetration of photovoltaic systems in relation to the demand of the grid can already have a significant impact on the behavior of the electrical system, especially in relation to voltage regulation. In this context, this work aims to investigate the operational conditions of power distribution networks under the influence of photovoltaic system in relation to the impacts produced on the voltage profile of the feeders. Thus, in the perspective of the different conventional procedures used to adjust the voltage levels, the applicability of some possible solutions is discussed, based on the R / X ratio behavior in the medium and low voltage branches. For this, a real photovoltaic plant is adopted, as reference for the digital simulation studies, where the voltage compensation procedures are applied. As results, a comparative evaluation of the proposed solutions is presented, focusing on the energy gains obtained through the voltage control, as well as their respective operational limitations and other impacts caused on the electric grid.

Keywords: Photovoltaic energy. Photovoltaic penetration. Voltage regulation. Voltage level.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Arranjo básico de um regulador de tensão	23
Figura 2 - Queda de tensão em um trecho da rede com compensação capacitiva.....	24
Figura 3 - Queda de tensão em um trecho da rede com compensação indutiva.....	24
Figura 4 - Compensador estático com reator controlado por tiristores	25
Figura 5 - Compensador estático com reator saturável	26
Figura 6 - Arranjo fotovoltaico típico	28
Figura 7 - Elevação da tensão em um sistema de distribuição com GDFV	30
Figura 8 - Diagrama vetorial de potência do inversor.....	33
Figura 9 - Diagrama unifilar da instalação com compensação resistiva ($R/X=2$).....	35
Figura 10 - Diagrama unifilar da instalação com compensação indutiva ($R/X=2$).....	35
Figura 11 - Diagrama unifilar da instalação com compensação resistiva ($R/X=0,5$).....	36
Figura 12 - Diagrama unifilar da instalação com compensação indutiva ($R/X=0,5$).....	36
Figura 13 - Diagrama unifilar da instalação e visualização dos painéis fotovoltaicos.....	37
Figura 14 - Posicionamento do analisador de energia no ponto de acesso.	39
Figura 15 - Níveis de tensão no ponto de medição.	39
Figura 16 - Tensão CA na entrada dos inversores.....	40
Figura 17 - Desempenho energético individual dos inversores.....	41
Figura 18 - Desempenho energético global da instalação	42
Figura 19 - Resistor controlado por TRIAC ou tiristores (RCT)	43
Figura 20 - Amplitudes das correntes no RCT.....	44
Figura 21 - Banco de resistores controlados por TRIAC's ou tiristores.	44
Figura 22 - Indutor controlado por TRIAC ou tiristor	45
Figura 23 - Amplitudes das correntes no LCT	45
Figura 24 - Banco de indutores controlados por TRIAC's ou tiristores.....	46
Figura 26 - Bloco COMPENSADOR (resistores ou reatores controlados)	47
Figura 25 - Diagrama de blocos do modelamento da rede no simulador.	48
Figura 27 - Diagrama esquemático para implantação da estratégia de controle.	49
Figura 28 - Determinação das correntes compensatórias e ângulos de disparo.	50
Figura 29 - Bloco CONTROLE (gerador de pulsos de disparo das chaves).....	51
Figura 30 - Bloco INVERSOR (fontes de corrente).	51
Figura 31 - Diagrama esquemático do posicionamento da compensação (RCT)	52
Figura 32 - Resultados utilizando-se RCT (energia total reprimida: 88,1 kWh)	54
Figura 33 - Diagrama esquemático do posicionamento da compensação (LCT).....	55
Figura 34 - Resultados utilizando-se LCT (energia total reprimida: 10,6 kWh)	56
Figura 35 - Resultados comparativos com RCT e LCT	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Especificação de cabos CA mais usuais	18
Tabela 2 - Limites de tensão para pontos de conexão com $V_{\text{nominal}} \leq 1\text{kV}$	20
Tabela 3 - Limites das distorções harmônicas totais (em % da componente fundamental)	21
Tabela 4 - Limites de distorção da corrente para sistemas de distribuição (120V a 69kV)	21
Tabela 5 – Dados característicos dos trechos da rede de baixa tensão (BT)	37
Tabela 6 – Dados característicos do ponto de conexão	38
Tabela 7 - Resumo da composição da planta fotovoltaica	38
Tabela 8 - Resultados simulados utilizando-se resistores controlados (RCT)	54
Tabela 9 - Condições no PAC utilizando-se resistores controlados (RCT).....	54
Tabela 10 - Condições operacionais no RCT	54
Tabela 11 - Resultados simulados utilizando-se indutores controlados (LCT).....	56
Tabela 12 - Condições no PAC utilizando-se indutores controlados (LCT).....	56
Tabela 13 - Condições operacionais no LCT	56

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa tensão
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
DTT	Distorção harmônica Total de Tensão
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
GD	Geração distribuída
GDFV	Geração distribuída fotovoltaica
IEA	International Energy Agency
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
kWh	Quilowatt-hora
LCT	Indutor controlado por tiristores
MT	Média tensão
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PAC	Ponto de acoplamento comum
PD	Potência Disponibilizada
PG	Potência Gerada
PI	Potência Injetada
PL	Perda no alimentador
PM	Potência Máxima
PRODIST	Procedimentos de distribuição
PV	Photovoltaic
QEE	Qualidade de energia elétrica
QGBT	Quadro geral de baixa tensão
RCT	Resistor controlado por tiristores
SVC	Static VAR Compensator
THDi	Total harmonic distortion of current
THDv	Total harmonic distortion of voltage
UC	Unidade consumidora

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO GERAL	13
1.1	Objetivos específicos	15
1.2	Estrutura do trabalho.....	16
2	FUNDAMENTOS DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	18
2.1	Qualidade da energia elétrica.....	19
2.1.1	<i>Regulação de tensão</i>	19
2.1.2	<i>Distorções Harmônicas</i>	20
2.2	Metodologias convencionais para regulação de tensão	22
2.2.1	<i>Transformadores de potência com TAP´s chaveados sob carga</i>	22
2.2.2	<i>Reguladores de Tensão</i>	23
2.2.3	<i>Capacitores e reatores chaveados</i>	24
2.2.4	<i>Compensadores estáticos</i>	25
3	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E INTEGRAÇÃO COM A REDE ELÉTRICA	27
3.1	Gerador fotovoltaico, conceitos e constituição física	27
3.2	Conexão com a rede elétrica e aspectos regulatórios.	28
3.3	Impacto dos sistemas fotovoltaicos na regulação de tensão	29
3.4	Controle de tensão local em plantas fotovoltaicas.....	31
3.4.1	<i>Interrupção do fornecimento de energia ativa</i>	32
3.4.2	<i>Injeção de reativos pela planta fotovoltaica</i>	33
3.4.3	<i>Equipamentos auxiliares para compensação de tensão</i>	34
4	CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS DA PLANTA REFERÊNCIA	37
4.1	Características operacionais gerais e particulares.....	38
4.2	Requisitos para de controle de tensão	42
4.3	Aplicação do método de controle da energia ativa (RCT).....	43
4.4	Aplicação do método de injeção de reativos (LCT)	44
5	RESULTADOS SIMULADOS DOS MÉTODOS PROPOSTOS PARA COMPENSAÇÃO DE TENSÃO	47
5.1	Resultados e Avaliações	52
5.6.1	<i>Compensação de tensão com RCT</i>	52
5.6.2	<i>Compensação de tensão com LCT</i>	55
5.2	Avaliação comparativa	57
6	CONCLUSÕES e sugestões de continuidade	59
	REFERÊNCIAS	65

1 INTRODUÇÃO GERAL

Nas últimas décadas tem sido observada mudanças significativas na constituição física dos sistemas de energia elétrica a nível mundial. A configuração típica focada em grandes centrais geradoras consistia basicamente na interligação de dois extremos, passando pelo processo de transporte com tensões elevadas e distribuição em média e baixa tensão para atender o consumo final.

Com as investigações, inovações e melhoramentos nas áreas das energias renováveis nos últimos anos, dispõe-se atualmente de tecnologias confiáveis, que levaram a uma notável expansão da geração distribuída, sobretudo no ramo fotovoltaico. Este, constituído por micro e mini geradores, tem recebido sistematicamente grandes incentivos comerciais que propiciam uma forte tendência de crescimento nos próximos anos, principalmente em países emergentes neste seguimento, como é o caso brasileiro.

Nesta perspectiva, observa-se a gradativa reconfiguração topológica dos sistemas de energia elétrica motivada pela proliferação desses geradores distribuídos. Uma das principais consequências da injeção de potência, por estes geradores, em diferentes pontos ao longo da rede elétrica é a elevação da tensão não somente no ponto de conexão como também na sua área de influência (OLIVEIRA, 2014).

No que se refere às implicações para com a rede de distribuição, o problema reside na possibilidade de ultrapassagem dos limites operacionais recomendados pelos agentes reguladores, durante os períodos de alta produção dos geradores fotovoltaicos (CHEN, *et al.*, 2013). Neste contexto destaca-se a maximização do problema devido à simultaneidade dos diferentes geradores fotovoltaicos submetidos às mesmas condições de irradiação solar. Particularmente, para as redes elétricas de baixa tensão, a elevada penetração dos micros geradores pode produzir consequências ainda mais graves com respeito a elevação dos níveis de tensão. De um modo geral estas redes possuem níveis de curto circuito relativamente baixos e muitas vezes estão desatualizadas aumentando a possibilidade da ocorrência de elevações extremas de tensão (LIU *et al.*, 2008).

Pelo lado do consumidor e micro produtor os problemas de elevação de tensão podem se refletir na frustração da expectativa de geração. Os inversores fotovoltaicos atendem a normas específicas que estabelecem limites operacionais para a tensão terminal que devem ser respeitados (OLIVEIRA, 2014). Para tanto, estes equipamentos são providos de um mecanismo de proteção que promove sua desconexão automática com a rede elétrica, quando, durante seu ciclo operacional, um dos limites de tensão, superior ou inferior é alcançado. Este desligamento impede

a injeção da energia ativa gerada pelos painéis fotovoltaicos na rede elétrica, causando consequentemente uma perda de receita, (CONTI *et. al.*, 2001).

Observando-se simultaneamente as condições locais para o microprodutor, relacionadas ao desligamento da sua unidade geradora, e os problemas globais da respectiva rede elétrica associados à violação dos limites regimentais de tensão, constata-se que estão naturalmente vinculados. Entretanto, o desligamento de uma ou mais unidades geradoras não implica necessariamente na solução do problema global da rede na vizinhança afetada. Tem sido observado nestes casos novas ocorrências, com a mesma relevância das anteriores, atreladas à existência de possíveis efeitos de cascata (CARVALHO, 2012).

Apesar da rede elétrica de baixa tensão ser trifásica, os micros produtores normalmente são conectados de forma monofásica ou bifásica. Observa-se que, sendo a rede de baixa tensão normalmente desbalanceada, a interrupção de injeção de potência ativa de forma aleatória em uma das fases pode levar ao aumento da tensão nas outras fases. Em uma situação mais grave, é possível que, por efeito em cascata, os sistemas de proteção dos inversores atuem, promovendo o desligamento de todos os micros geradores instalados na área de influência do fenômeno (CARVALHO, 2012).

Na busca de soluções efetivas os estudos envolvendo estabilidade de tensão tornaram-se, mais uma vez, um assunto de grande importância para os sistemas de distribuição, agora não só pelo constante aumento da demanda, mas principalmente motivado pela proliferação da inserção de fontes de energia renováveis, notadamente os geradores fotovoltaicos (PUJARA *et al.*, 2011), CHEN, 2013). Tradicionalmente, para o estudo da estabilidade de tensão a pequenas perturbações são utilizadas técnicas de análise estática, tais como as curvas P-V e Q-V, índices de estabilidade e índices de sensibilidade (KUNDUR, 2004), (EMINOGLU *et al.*, 2007). O uso dessas ferramentas ajuda a prevenir a instabilidade de tensão e fornece informações importantes sobre a margem de estabilidade de tensão e a característica de regulação de tensão do sistema.

Assim sendo, passa a ser desejável controlar a tensão do ponto de geração, para que a mesma permaneça dentro dos valores legais e permitindo assim o microprodutor continue a produzir. Para tanto, as abordagens mais recentes adotam procedimentos de compensação que visam reduzir adequadamente os níveis de potência ativa efetivamente injetada pelo microprodutores, mas preservando a continuidade da produção (AUGUGLIARO *et al.*, 2007). Tais procedimentos, quando comparados ao desligamento total das unidades geradoras por um curto período de tempo, são mais eficazes sob o ponto de vista da preservação das receitas. Isto se deve ao fato de que uma vez desligada, a perda de energia desde a interrupção até a retomada da produção, implica em uma perda de receita sensivelmente maior.

Em termos gerais, as abordagens de controle da tensão estão divididas em dois tipos: global e local (RAJA *et al.*, 2013). Para ambos os casos, a implementação matemática visa ter como referência as tensões fase-neutro e para tanto é necessário o completo modelamento da rede elétrica em estudo. Assim, e considerando-se as características das redes de baixa tensão, os estudos normalmente tem por base teórica apenas a análise das sensibilidades das tensões em relação aos fluxos de energias ativas. A alta relação R/X, muito comum nestes casos, reduz a valores desprezíveis a sensibilidade das tensões em relação à energia reativa.

O controle global é desenvolvido de forma a controlar a rede globalmente, monitorando e ajustando as diferentes tensões simultaneamente. Para isso necessita-se de dois parâmetros, tensão e potência injetada, nos diferentes pontos de acesso da geração distribuída para determinação das reduções mínimas da potência injetada para atender os limites regulamentares. A necessidade de muita informação é, em princípio, uma grande desvantagem do método, pois requer um sistema de comunicação complexo e de custos elevados (VIAWAN *et al.*, 2008).

O controle local, por sua vez, é realizado analisando-se e corrigindo-se apenas a tensão em cada ponto de injeção de energia individualmente. No método de controle local observa-se a tensão e potência no próprio ponto de conexão, aplicando-se em seguida um método iterativo de ajuste da potência injetada para manter tensão dentro dos valores desejados. Este tipo de controle é conceitualmente mais simples e de menor custo quando comparado ao caso anterior, apesar de requerer ainda um monitoramento contínuo das variáveis de interesse (CARVALHO, 2012).

Além das questões de implementação já mencionadas com relação aos dois tipos de metodologias de controle, destaca-se também a qualidade dos resultados finais produzidos em cada uma das técnicas empregadas. Estudos realizados em um sistema teste, com injeções de energia idênticas revelaram que, apesar de ambos terem conduzidos às soluções aplicáveis, o controle local convergiu para menores reduções no perfil de injeções de energia, ainda que com tensões finais ligeiramente superiores (CARVALHO, 2012).

1.1 Objetivos específicos

Este trabalho apresenta uma proposta de aplicação baseada na técnica de controle de tensão local em uma rede elétrica, contendo um mini gerador direcionado especificamente para a maximização da injeção de potência ativa, pela planta fotovoltaica. O problema tratado neste contexto é particularizado para uma rede rural, tendo como premissas os dados operacionais obtidos a partir de uma campanha de medição realizada junto a uma planta fotovoltaica real.

Dadas as particularidades da rede em análise, a metodologia adotada incorpora novas possibilidades de controle, não só pelo controle da energia ativa injetada, como descrito anteriormente, como também envolvendo outras alternativas relacionadas com a injeção de energia reativa. Neste cenário, são discutidas as vantagens e desvantagens de aplicação de cada metodologia atreladas às diferentes relações R/X, ao longo dos circuitos de alimentação.

1.2 Estrutura do trabalho

O texto final foi distribuído em cinco capítulos, abrangendo desde os principais conceitos envolvidos no tema, passando pela descrição dos métodos de abordagem dos problemas até a implementação digital e apresentação de resultados obtidos a partir de uma planta fotovoltaica real, a saber:

CAPÍTULO 2: FUNDAMENTOS DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E REGULAÇÃO DE TENSÃO.

Apresenta-se neste capítulo uma breve descrição dos conceitos e constituição físicas das redes de distribuição de energia elétrica, destacando seus principais componentes de respectivas funcionalidades. São também abordados aspectos operacionais relacionados à qualidade da energia elétrica, normas e regulamentações vigentes sobre o assunto. Na sequência apresenta-se uma avaliação sintética dos principais procedimentos usuais para a adequação dos níveis de tensão, abordando suas topologias e aplicabilidades.

CAPÍTULO 3: GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E INTEGRAÇÃO COM A REDE ELÉTRICA.

Os principais conceitos e demais características operacionais dos sistemas de geração de energia fotovoltaicos são abordadas neste capítulo. Destacam-se inicialmente as normas vigentes para o sistema elétrico brasileiro, destinadas a regulamentar a inserção da geração distribuída, particularmente no tocante aos geradores fotovoltaicos. Para atender os principais objetivos deste trabalho, apresenta-se uma avaliação mais detalhada das características operacionais dos inversores e suas interações com a rede de alimentação, no que se refere ao comportamento das tensões terminais. Ainda neste contexto, discute-se os

possíveis procedimentos para compensação de tensão e as influências das relações R/X sobre o desempenho operacional dos mesmos.

CAPÍTULO 4: ESTUDO DE CASO.

Dedicado à apresentação da planta fotovoltaica adotada como referência de estudos, suas características operacionais com destaque para a descrição do problema relacionado com a regulação da tensão. Descreve-se detalhadamente os procedimentos de compensação de tensão adotados, bem como as características operacionais dos equipamentos associados e respectivas estratégias de controle, e os demais componentes da plataforma de simulação digital adotada. Os resultados colhidos são inicialmente avaliados isoladamente com relação ao ganho energético proporcionado pelas respectivas estratégias de compensação adotadas e, em seguida, reavaliados sob uma perspectiva comparativa, evidenciando os pontos positivos e negativos de cada metodologia empregada.

CAPÍTULO 5: CONCLUSÕES GERAIS.

São apresentadas as conclusões gerais sobre o assunto abordado neste trabalho, comentários finais sobre os métodos de compensação de tensão empregados, as limitações das metodologias propostas e, finalmente, as sugestões para continuidade do tema abordado.

2 FUNDAMENTOS DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.

As redes de distribuição são responsáveis por disponibilizar energia elétrica aos consumidores primários, tais como indústrias de médio porte e conjuntos comerciais, bem como pequenos comércios e consumidores residenciais conectados na rede secundária (KAGAN, 2010). No tocante a topologia, as configurações encontradas com maior frequência são a radial e anel aberto, derivadas a partir de uma subestação.

As redes de distribuição secundárias têm origem a partir dos transformadores de distribuição que suprem os consumidores de baixa tensão, assim como nas redes de distribuição primária, as redes de distribuição secundária, também são tipicamente radiais e atendem um ou mais consumidores.

O fluxo de potência, seja pelos ramais primários ou secundários, normalmente apresenta uma única direção da subestação para o consumidor. Entretanto, nos últimos anos, com a expansão da geração distribuída, alguns trechos de linha podem apresentar fluxo reverso durante algum intervalo do seu ciclo operacional (LIU, 2008).

Os cabos utilizados nas redes de distribuição de energia elétrica podem ser de alumínio ou cobre, e de acordo com as características da rede, podem ser nus, protegidos ou isolados. Os cabos de alumínio nus podem ser classificados como Cabo de Alumínio, CA ou Cabo de Alumínio com alma de Aço, CAA, e os cabos de alumínio protegidos como CA. Na Tabela 1 estão apresentadas as especificações dos cabos CA tipicamente utilizados e suas respectivas correntes admissíveis em regime permanente.

Tabela 1- Especificação de cabos CA mais usuais

Escala AWG/MCM	Seção [mm²]	Resistência R [Ω/km] 50°C	Reatância (X) [Ω/km]	Relação R/X	Capacidade de Corrente [A]
4	21,15	1,521	0,470	3,236	114
2	33,54	0,956	0,453	2,110	152
1/0	53,51	0,601	0,435	1,382	203
4/0	107,41	0,300	0,409	0,733	314
336,4	170,50	0,190	0,380	0,500	419

Fonte: adaptado de (COPEL,2013)

Dado a diversidade de cabos utilizados nas redes de distribuição, observa-se uma variação significativa da relação R/X, caracterizada principalmente pela diversidade da predominância da parcela resistiva sobre a indutiva, fato que diverge das aplicações usuais em redes de transmissão. Nestas condições, fica evidente que a sensibilidade das quedas de tensão com resistência e com a reatância, varia ao longo das redes de distribuição. Tipicamente, no lado de baixa tensão, as

amplitudes das tensões ao longo dos ramais de alimentação das cargas, são fortemente dependentes da componente resistiva dos cabos.

2.1 Qualidade da energia elétrica

Um sistema de distribuição tem importância fundamental dentro do contexto de um sistema elétrico, não só pelo volume de investimentos que ele exige, mas sobretudo por se tratar da interface de atendimento ao consumidor final. A disponibilidade de energia elétrica representa um incremento na qualidade de vida da população, sendo um produto essencial para o desenvolvimento humano. Requer, portanto, responsabilidade dos agentes distribuidores com respeito a manutenção da qualidade do produto, continuidade e segurança.

Particularmente, os aspectos relacionados com a qualidade da energia nos sistemas de distribuição são tratados no Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica do PRODIST (ANEEL, 2012, 2015, 2018). Este módulo tem por objetivo estabelecer os procedimentos relativos à qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado. No que se refere a qualidade do produto, notadamente a conformidade da tensão, o documento citado define os conceitos, terminologia, parâmetros envolvidos, cálculo de indicadores e limites normalizados ou recomendados.

Para o contexto deste trabalho, no PRODIST destacam-se particularmente os aspectos relacionados com a conformidade da tensão em regime permanente, especificamente relacionados com os limites adequados para os níveis de tensão e respectivas distorções harmônicas.

2.1.1 Regulação de tensão

O termo conformidade de níveis de tensão refere-se à comparação da tensão medida no ponto de conexão relacionada a valores especificados como adequados, precários e críticos. Com relação aos valores de referência, as tensões medidas devem ser referenciadas a valores nominais ou a valores contratados.

Os valores nominais devem ser fixados em função dos níveis de planejamento do sistema de distribuição de modo que haja compatibilidade com os níveis de projeto dos equipamentos elétricos de uso final. Os valores contratados devem estar situados dentro de uma faixa em torno dos valores nominais, devendo ser pactuados entre os agentes. Desta forma, o valor usado para efeito comparativo com as tensões medidas, seja o nominal ou o contratado, é denominado tensão de referência.

Desta forma, seguindo os procedimentos de medição de tensão estabelecidos no Módulo 8 - PRODIST, secção 8.1, a tensão de atendimento associada às leituras deve ser classificada segundo faixas, relacionadas à tensão de referência adotada, conforme Tabela 2.

Tabela 2 - Limites de tensão para pontos de conexão com $V_{\text{nominal}} \leq 1\text{kV}$

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura TL (volts)	
NOMINAL	380	220
ADEQUADA	$(350 \leq TL \leq 399)$	$(202 \leq TL \leq 231)$
PRECÁRIA	$(331 \leq TL < 350)$ ou	$(191 \leq TL < 202)$ ou
CRÍTICA	$TL < 331$ ou $TL > 403$	$TL < 191$ ou $TL > 233$

Fonte: adaptado de (ANEEL, 2018).

2.1.2 Distorções Harmônicas

Com relação às formas de onda de onda das tensões ao longo das redes de distribuição o PRODIST – Módulo 8 estabelece recomendações sobre conformidade dos sinais a serem observadas. A despeito do aspecto normativo descrito no item anterior, as distorções harmônicas ainda são tratadas apenas como recomendações e não apresentam atualmente qualquer mecanismo punitivo diante de possíveis violações.

A revisão 09 do MÓDULO 8 - PRODIST, em vigor a partir no ano de 2018, define os limites aceitáveis para as distorções harmônicas na tensão, baseados em quatro grupos de componentes espectrais, cujos índices são calculados pelas expressões de (1) a (4).

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{h_{\text{max}}} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (1)$$

$$DTT_p\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_p} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (2)$$

$$DTT_i\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{h_i} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (3)$$

$$DTT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h_3} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (4)$$

sendo: h - ordens harmônicas presentes no sinal.
 hmax - máxima ordem harmônica.
 hp - máxima ordem harmônica par, não múltipla de 3.
 hi - máxima ordem harmônica ímpar, não múltipla de 3.
 h3 - máxima ordem harmônica múltipla de 3.

Os limites são determinados utilizando o percentil de conformidade de 95%, ou seja, admite-se que os limites sejam ultrapassados em 5% das 1008 amostras coletadas na medição e processamento digital, conforme indicado na Tabela 3.

Tabela 3 - Limites das distorções harmônicas totais (em % da componente fundamental)

Indicador parcial	Tensão Nominal	
	$VN \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < VN < 69 \text{ kV}$
DTT 95%	10,0%	8,0%
DTTP 95%	2,5%	2,0%
DTTI 95%	7,5%	6,0%
DTT3 95%	6,5%	5,0%

Fonte: adaptado de (ANEEL, 2018).

O PRODIST, apresenta um documento que trata unicamente dos valores de distorção harmônica na tensão no PAC (ponto de acoplamento), sem considerar especificamente a distorção na corrente. Entretanto, os aspectos de conformidade relacionados com a corrente são particularmente importantes para as aplicações propostas neste trabalho. Neste sentido, considerando-se a ausência deste tópico no contexto nacional, adota-se a recomendação produzida pelo IEEE (IEEE, 2003, 2006), como referência para avaliação das condições operacionais das redes elétricas, nas investigações apresentadas neste trabalho.

Esta recomendação descreve os principais fenômenos causadores de distorção harmônica nas correntes, métodos de medição e limites aceitáveis. O enfoque refere-se aos valores medidos no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), e assim busca refletir a interferência coletiva dos acessantes conectados a este PAC sobre o desempenho da rede em relação às distorções harmônicas das tensões. Como a distorção harmônica na tensão é diretamente dependente da impedância equivalente no PAC, ou seja, do nível de curto circuito, as recomendações com relação aos limites de correntes para as diferentes ordens harmônicas estão vinculadas às respectivas correntes de curto circuito, Tabela 4.

Tabela 4- Limites de distorção da corrente para sistemas de distribuição (120V a 69kV)

Máxima corrente harmônica em % da corrente de carga						
Harmônica ímpares (Io-componente fundamental)						
Icc/Io	<11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 < h$	THDi(%)
<20	4	2	1,5	0,6	0,3	5
20<50	7	3,5	2,5	1	0,5	8
50<100	10	4,5	4	1,5	0,7	12
100<1000	12	5,5	5	2	1	15
>1000	15	7	6	2,5	1,4	20

Fonte: adaptado de IEEE (IEEE,2003, 2006).

A grandeza THDi é definida como a distorção harmônica total da corrente, em % da máxima demanda da corrente de carga observadas nos diferentes intervalos de 15 ou 30 minutos no ciclo de carga (IEEE, 2003), (IEEE, 2006). De um modo geral, as componentes harmônicas pares, eventualmente presentes nos diferentes intervalos espectrais ilustrados na Tabela apresentada, são limitadas a 25% dos respectivos valores estabelecidos nestes intervalos.

2.2 Metodologias convencionais para regulação de tensão

A queda de tensão no alimentador é uma consequência do fluxo de corrente e da impedância série. As cargas exigem energia ativa e reativa, e a corrente relacionada que fornece a energia ativa e a energia reativa causa a queda de tensão nos condutores do alimentador. Normalmente os condutores são especificados em nível de planejamento, a partir de critérios econômicos fundamentados nos custos dos insumos, cobre e/ou alumínio, norteados pela capacidade de corrente e limites aceitáveis de quedas de tensão.

Com a evolução natural das redes no tocante ao aumento de carga, a regulação de tensão e a capacidade de corrente nos diferentes ramais de atendimento são sistematicamente avaliadas. Desta prática, resultam várias recomendações e procedimentos para adequação das condições operacionais.

Em geral, os problemas relacionados com a regulação da tensão precedem ao esgotamento da capacidade de corrente, para os quais vários procedimentos reparadores podem ser adotados. Naturalmente, medidas operacionais envolvendo o deslocamento de cargas ou até mesmo a substituição dos condutores, são medidas eventualmente cabíveis. Entretanto, muitas vezes tais procedimentos envolvem custos elevados e são postergados, levando a solução do problema para a aplicação de dispositivos auxiliares para a adequação dos níveis de tensão.

Assim, uma vez descartada qualquer possibilidade de alteração dos parâmetros da rede, existem dois procedimentos básicos para o controle dos níveis da tensão nos alimentadores: a utilização de transformadores com TAP's chaveados sob carga ou a instalação de dispositivos para controle do fluxo de energia reativa pela rede.

2.2.1 Transformadores de potência com TAP's chaveados sob carga.

Os transformadores de potência com comutador de derivação em carga, é uma parte essencial de uma rede de distribuição. São normalmente instalados nas subestações e controlam a tensão de partida dos alimentadores, proporcionalmente em relação à corrente total demanda pelas cargas. Possui, em geral, algumas limitações operacionais, uma vez que os resultados de qualquer alteração de TAP's se reflete ao longo de todo alimentador. Existe, portanto, limitações quanto à

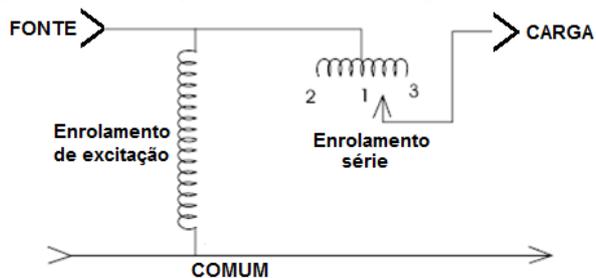
tensão máxima de ajuste permitida, a qual, nestes casos, é definida pela tolerância máxima de tensão admissível nas cargas mais próximas da subestação.

2.2.2 Reguladores de Tensão

Nos casos em que os alimentadores atendam a grandes distâncias e que ainda não sejam necessários investimentos em recondução, a instalação de reguladores de tensão normalmente é a medida mais adequada para solucionar as quedas de tensões (KAGAN, 2010). Os reguladores de tensão, são tipicamente construídos como autotransformadores com ajuste automático de TAP sob carga.

Fisicamente é composto por um enrolamento de excitação, ligado em paralelo com a linha, o qual induz no enrolamento série uma tensão que pode ser adicionada ou subtraída da tensão do lado da fonte, através de TAP's intermediários, como ilustrado na Figura 1.

Figura 1 - Arranjo básico de um regulador de tensão



Fonte: adaptado de (TOSHIBA, 2005).

O sistema de controle automático mede a corrente e a tensão no ponto de conexão do equipamento, estima tensão em um ponto remoto tomado como referência e aciona a mudança de TAP's quando a tensão se encontra fora dos limites pré-ajustados. O processo se repete, continuamente, até que a tensão estimada no ponto remoto se estabilize dentro da faixa recomendada.

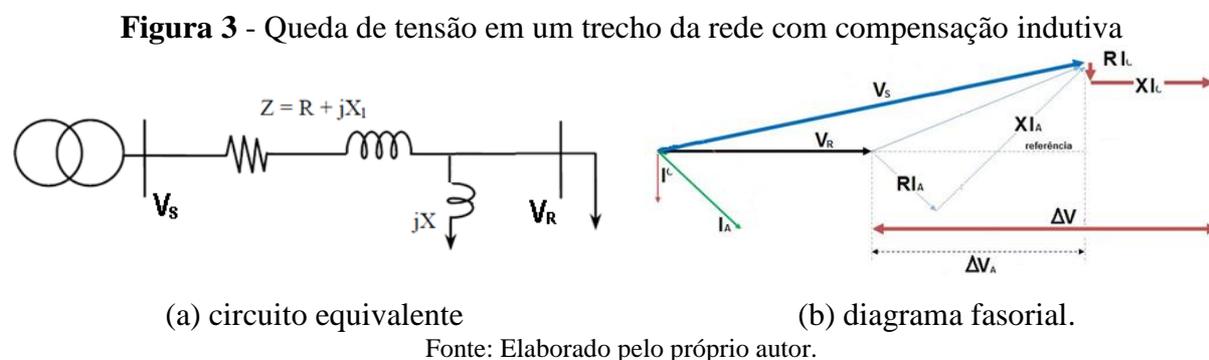
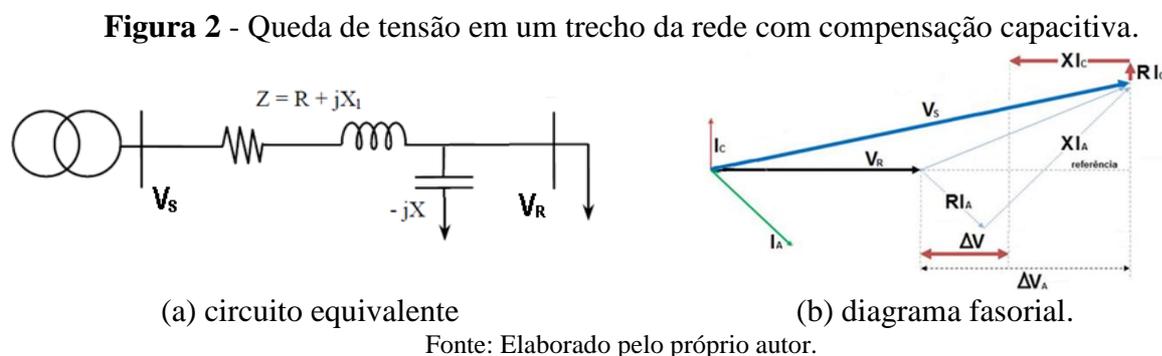
Os reguladores de tensão convencionais disponíveis no mercado operam em uma faixa de regulação de $\pm 10\%$, em 32 degraus de TAP. Cada degrau impõe, portanto, uma variação porcentual da tensão de 0,625%. Sua funcionalidade como abaixador ou elevador de tensão é determinada pela polaridade da bobina série por meio de uma chave reversora de polaridade instalada no enrolamento série. A comutação de TAP sob carga é realizada com auxílio de um reator auxiliar para evitar a interrupção do circuito durante o processo de comutação. Este mecanismo garante a vida útil dos contatos, evitando-se sobreaquecimento devido a formação de arcos elétricos e limitando-se a corrente durante as comutações (TOSHIBA, 2005).

2.2.3 Capacitores e reatores chaveados

O controle da demanda de reativos pelos alimentadores é também uma prática muito comum utilizada para a adequação das tensões. A partir de uma determinada condição operacional da rede em, sobre ou sub tensão, é possível impor novo um fluxo de reativos por meio de equipamentos auxiliares visando a regulação da tensão para valores dentro dos limites desejados (MILLER, 1982).

Os equipamentos auxiliares a serem utilizados nesta perspectiva de atuação são os capacitores e os reatores. Na presença de sub tensão, os bancos de capacitores, por meio de arranjos fixos ou comutados, podem fornecer a corrente reativa necessária para produzir a compensação desejada. Por outro lado, bancos de reatores podem produzir correntes reativas que contribuem para o aumento das quedas de tensão e consequentemente compensar uma rede que esteja previamente operando com sobretensão.

Os diagramas fasoriais apresentados nas Figuras 2 e 3, ilustram a composição de tensões para um trecho de alimentador com compensação reativas capacitivas e indutivas respectivamente.



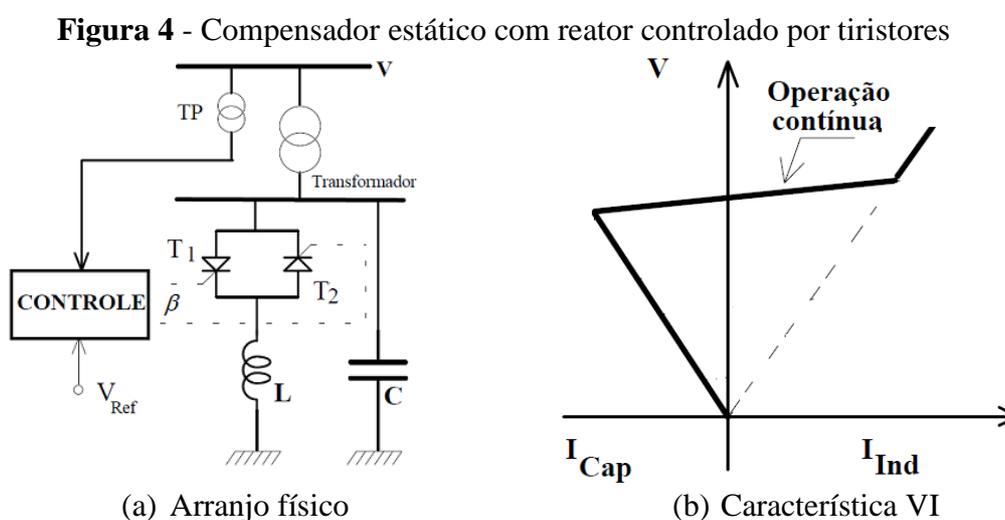
2.2.4 Compensadores estáticos

Considerando-se a dinâmica de funcionamento das redes elétricas de distribuição, os valores de tensão devem permanecer acima de um valor mínimo adequado quando opera com carregamentos elevados. Por outro lado, na ocorrência de rejeições de carga, desligamentos ou mesmo a operação em carga leve, as tensões não devem ultrapassar os limites superiores recomendados (PRODIST, 2018)

Uma das soluções tradicionalmente empregadas para este tipo de controle da tensão em redes de distribuição de energia elétrica está fundamentada na operação combinadas de bancos de reatores e bancos de capacitores. O arranjo híbrido classicamente conhecido é genericamente referenciado como compensador estático de reativos.

Nestes equipamentos, o banco de capacitores constitui o seguimento fixo do compensador enquanto o banco de reatores o seguimento variável responsável pela modulação do nível de compensação reativa requerida. Dependendo da tecnologia utilizada para a variação da potência reativa indutiva, destacam-se duas configurações básicas: o reator saturável e o reator controlado por tiristores.

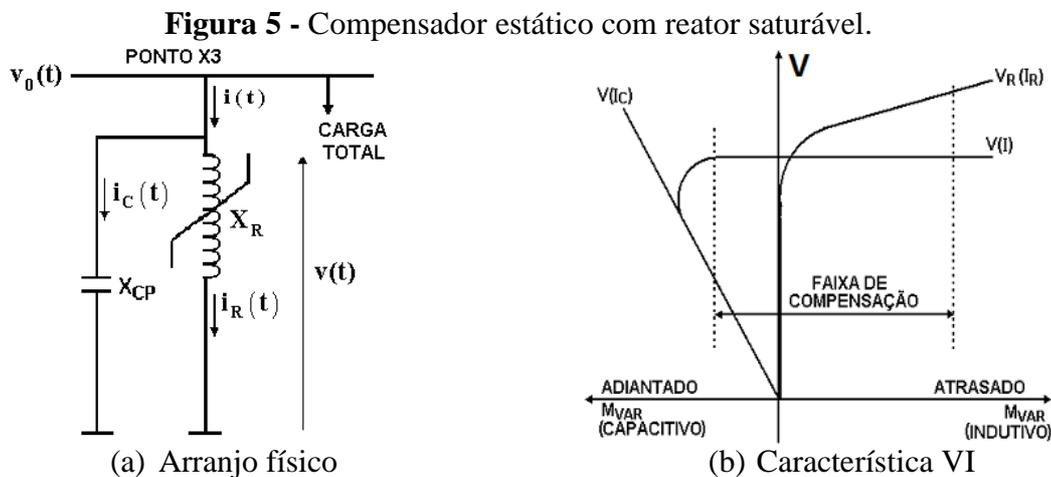
O compensador estático do tipo reator controlado por tiristores (SVC), pode assumir comportamentos variáveis indutivos ou capacitivos de forma contínua, em função dos ângulos de disparo dos tiristores em série com o reator. Na medida em que o ângulo de disparo é variado no sentido de, gradativamente, aumentar a corrente pelo reator, serão atingidos pontos operacionais que definem os limites para os quais os efeitos capacitivos e/ou indutivos sejam predominantes. O arranjo típico deste compensador, bem como a característica de regulação na barra onde está instalado, são ilustradas na Figura 4(a) e (b), respectivamente, (GYUGYI, 1978).



Fonte: adaptado de (GYUGYI, 1978).

No arranjo de compensador estático com reator saturável, os reatores são projetados para atingirem a saturação quando a sua tensão de operação atingir valores em torno da tensão nominal limite da rede. Desta forma, enquanto a tensão do sistema não ultrapassar os limites pré-estabelecidos que levam o núcleo à saturação magnética, o reator permanece praticamente fora de serviço. Caso contrário, ou seja, uma vez saturado, a corrente absorvida por este equipamento é substancialmente elevada produzindo na rede quedas de tensão suficientes para conduzir a tensão da barra a um valor próximo ao nominal limite em regime permanente (PACHECO, 1977).

Neste compensador estático o reator saturável é, portanto, o elemento automaticamente ajustável e que deverá prover, de forma contínua, o nível de compensação desejada. Se o sistema requer compensação capacitiva, o reator permanece praticamente fora de serviço. Nestas condições, a tensão da rede encontra-se abaixo do nível de saturação projetado e a corrente do compensador possui natureza capacitiva. Em contrapartida, diante de uma elevação da tensão, o reator entra em serviço operando na sua região saturada absorvendo do sistema uma corrente capaz de produzir a queda de tensão necessária para manter a tensão da rede próxima aos valores nominais projetados. A Figura 5(a) e (b) ilustra, respectivamente, o arranjo típico deste compensador e a característica de regulação de tensão na barra.



Fonte: adaptado de (GYUGYI, 1978).

Vale destacar que, tanto os arranjos com reatores controlado por tiristores, como os arranjos com os reatores saturáveis, as correntes indutivas decorrem de um processo não linear e podem apresentar um alto conteúdo harmônico, sob determinadas condições operacionais. No primeiro arranjo, as correntes harmônicas são produzidas a partir do chaveamento dos tiristores enquanto que para o arranjo com reatores saturáveis as componentes harmônicas decorrem da não linearidade intrínseca associada ao núcleo ferromagnético.

3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E INTEGRAÇÃO COM A REDE ELÉTRICA

A demanda mundial de energia tem aumentado a cada ano contribuindo consequentemente no aumento do consumo de combustíveis e recursos para sua obtenção. No caso da eletricidade não é diferente, o aumento da demanda de consumo de energia elétrica implica a necessidade na busca de novas fontes de produção de energia, assim como melhorias no sistema de fornecimento existente, (IEA, 2009; IEA, 2013). Esta necessidade tem levado governo, sociedade, empresas e pesquisadores a se mobilizarem na busca de soluções sustentáveis para utilização e otimização do sistema existente assim como o desenvolvimento e implementação de fontes de produção de energia elétrica sustentáveis e renováveis requisitando sistemas cada vez mais tecnológicos e inovadores para conseguir alcançar este objetivo (NAKABAYASHI, 2015).

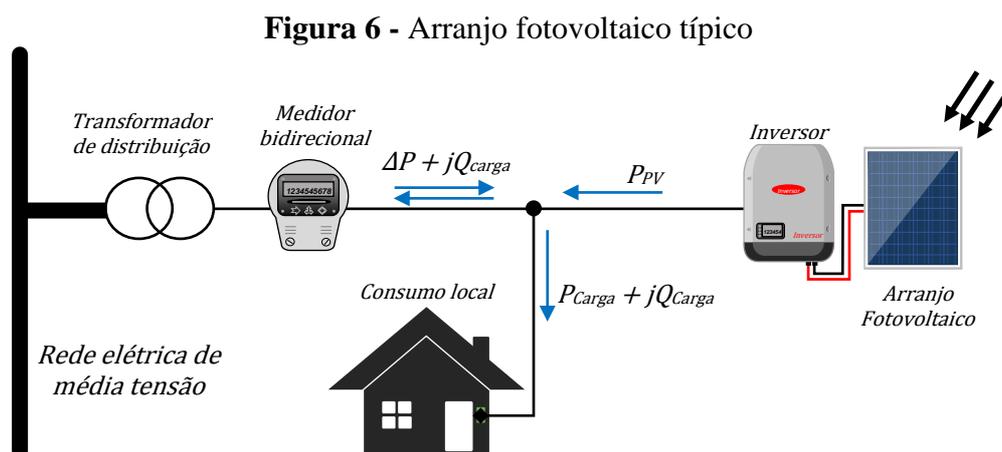
Uma das soluções para a produção de energia elétrica, que vem apresentando ascendência dentro do parque de geração de energia elétrica no Brasil, é a energia solar fotovoltaica onde a energia elétrica é obtida por meio da incidência da luz solar sobre os módulos de silício e que através do efeito fotovoltaico produz na extremidade deste módulo uma tensão elétrica que pode alimentar máquinas e equipamentos, operando de forma isolada (OFF-GRID), ou sendo injetada no sistema elétrico através de inversores operando conectados à rede (ON-GRID) (CASTRO, 2017), (CASTRO, 2018).

Os sistemas conectados à rede elétrica (ON-GRID) são regulamentados pelas resoluções normativas nº482/2012 e 687/2015 da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica que definem as regras para operação, conexão e sistema de compensação para micro e minigeração de energia por meio de fontes de energia renováveis que compõe a modalidade de Geração Distribuída. A melhoria já implementada na regulamentação e com os incentivos adotados por parte do governo para os sistemas fotovoltaicos, inclusive com tributação diferenciada na fatura de energia elétrica em alguns estados para quem instala os equipamentos operando conectados à rede elétrica das distribuidoras, tem impulsionado o crescimento desta tecnologia no Brasil.

3.1 Gerador fotovoltaico, conceitos e constituição física

O sistema de Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) tradicional caracteriza-se como um gerador de eletricidade que utiliza o sol como fonte primária de energia, operando em conjunto com a rede elétrica de distribuição de energia. Seu princípio de funcionamento baseia-se, inicialmente, na geração de energia pelos módulos fotovoltaicos, constituídos por células solares de silício. A corrente elétrica gerada nos painéis é do tipo contínua, e a energia disponibilizada depende dos níveis de irradiação solar ao longo do dia. O inversor fotovoltaico é um dispositivo

baseado em chaves eletrônicas controladas que executam o condicionamento da energia disponibilizada pelos painéis, no sentido de adequá-la as condições operacionais das redes elétricas em corrente alternada (CA). Sob o ponto de vista da topologia elétrica, o inversor funciona como uma fonte equivalente de corrente controlada, garantindo um fluxo de potência unidirecional com tensão e frequência controladas, (ZILLES, 2012). A Figura 6, ilustra o arranjo básico de uma instalação fotovoltaica conectada à rede elétrica CA.



Fonte: Adaptada de (FORTES, 2017)

Vale destacar que, apesar da modulação de energia ativa e reativa ser tecnicamente possível, por força da regulação internacional, os inversores fotovoltaicos utilizados nas micro e mini gerações, fornecem apenas potência ativa seja para a carga local ou no intercâmbio com a rede elétrica CA.

3.2 Conexão com a rede elétrica e aspectos regulatórios.

Em 17 de abril de 2012 entra em vigor no Brasil a Resolução Normativa ANEEL nº482/2012, (ANEEL, 2012) que possibilita ao consumidor brasileiro produzir sua própria energia por meio de fontes renováveis e inclusive fornecer a produção excedente para a rede de distribuição da concessionária de sua localidade gerando um “crédito de energia”. Este crédito excedente é utilizado para abater o consumo de kWh no período de faturamento mensal na própria unidade consumidora e caso ainda haja créditos excedentes, os mesmos serão utilizados para abatimento do consumo de kWh na próxima fatura ou até mesmo poderão ser utilizados para abater o consumo de kWh em outra unidade consumidora desde que esta seja de mesma titularidade (mesmo Cadastro de Pessoa Física-CPF ou Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica-CNPJ) e esteja na mesma área de concessão da distribuidora de energia elétrica. A utilização deste recurso deve ocorrer

dentro do período de 36 meses, caso contrário os créditos são automaticamente cancelados e não poderão ser utilizados para o abatimento do consumo.

Em 24 de novembro de 2015 a ANEEL aprovou a Resolução Normativa nº687/2015 revisando a Resolução Normativa nº482/2012, (ANEEL, 2015) e os módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST, 2018), incluindo alterações e novas condições para que a GD seja incentivada e aplicada em casos que ainda não haviam sido contemplados em outras edições. Passou a ser permitido pela ANEEL o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, denominando-se como microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75kW e minigeração distribuída aquela com potência acima de 75kW até 5MW, para sistemas conectados à rede por intermédio das unidades consumidoras. As contribuições mais significativas incorporadas por esta revisão, referem-se especificamente à forma de utilização dos créditos de energia.

Assim como estabelecido na primeira versão da norma, o crédito de energia é atribuído em kWh e não é permitida a sua monetarização. Por outro lado, o prazo de compensação da energia excedente gerada que fora exportada para a rede passa de 36 para atuais 60 meses de vigência. Este crédito de energia ainda pode ser abatido em outra unidade consumidora do mesmo titular situada em outro local dentro da área de concessão da distribuidora, modalidade que passou a ser denominada de autoconsumo remoto.

Outra condição favorável com a nova resolução é a criação da modalidade relacionada com empreendimentos que possuem múltiplas unidades consumidoras. Neste seguimento torna-se possível a implementação de plantas de geração fotovoltaicas em condomínio onde a energia total gerada pode ser dividida entre os acessantes, conforme a porcentagens definidas por eles. Neste novo texto define-se a modalidade de geração compartilhada que possibilita a reunião, por meio de cooperativa ou consórcio, de consumidores pessoa física ou pessoa jurídica, que possuam unidades consumidoras com micro ou minigeração distribuída utilizem o crédito de energia excedente em unidades consumidoras em outros locais, desde que estejam dentro da mesma área de concessão ou permissão.

3.3 Impacto dos sistemas fotovoltaicos na regulação de tensão

Com a presença de sistemas fotovoltaicos, parte da potência requerida pela carga é suprida localmente. Assim, a corrente que flui pela rede de distribuição é reduzida, diminuindo consequentemente as quedas de tensão ao longo dos alimentadores. Neste contexto, os sistemas

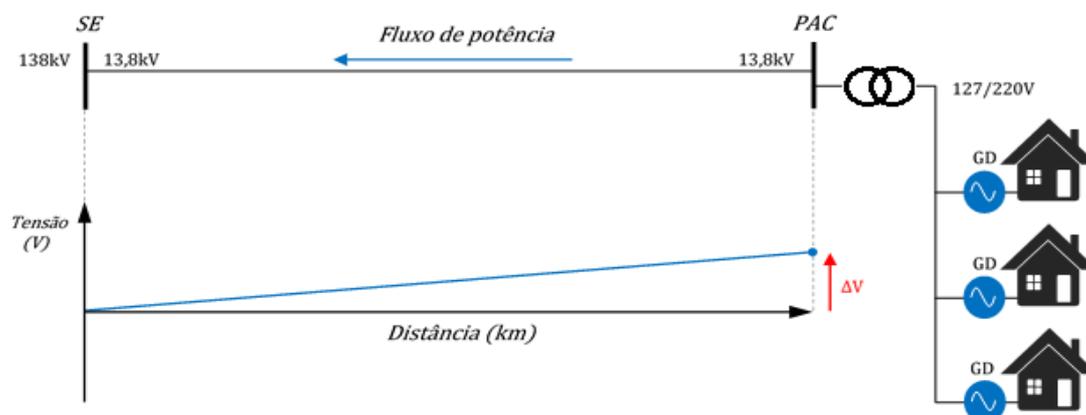
fotovoltaicos podem contribuir também como reguladores de tensão, sobretudo em condições de carregamento acentuados (CHAVES, 2009).

A instalação de poucas unidades fotovoltaicas no sistema de distribuição normalmente não produz grandes impactos no perfil da rede. Entretanto, com o aumento da participação destas unidades geradoras no sistema elétrico, o nível de perturbação gerado pode se tornar significativo.

Nos estudos realizados pela *National Renewable Energy Laboratory – NREL*, concluiu-se que, um percentual de penetração acima de 10% em relação à demanda do sistema já pode ser considerado como nível significativo na participação das instalações fotovoltaicas, tendo em vista os impactos ocasionados. Neste cenário, as elevações de tensão podem resultar em valores até acima dos limites operacionais regulamentados. (LIU, 2008).

No período do dia com máxima radiação solar ocorre simultaneamente a maior produção de energia em todos os micros e minis geradores fotovoltaicos conectados à rede elétrica, sendo que neste mesmo período normalmente o sistema elétrico não se encontra em demanda máxima. Nestas condições, quando a produção for maior que o consumo, o fluxo de potência se estabelece no sentido reverso resultando em uma elevação do perfil de tensão ao longo do alimentador (MATOS, 2013; FORTES, 2016; BAGHZOUZ, 2005), como ilustrado na Figura 7.

Figura 7 - Elevação da tensão em um sistema de distribuição com GDFV



Fonte: adaptado de (FORTES, 2016)

Trata-se, portanto, de um problema emergente, dadas as condições de crescente aceitação e implantação destes geradores nas redes elétrica de distribuição do sistema elétrico brasileiro. Neste contexto, assim como em outros países, de um modo geral os atuais sistemas de distribuição não foram planejados para operar nas condições expostas, necessitando desta forma de estudos complementares nos processos de definição estratégias de controle e implantação de equipamentos para regulação de tensão (FORTES, 2018).

3.4 Controle de tensão local em plantas fotovoltaicas.

A instalação de geração distribuída exige modificações nas metodologias de planejamento e adaptações na operação das redes de distribuição de energia, visto que essas foram inicialmente projetadas para operar com fluxo unidirecional, ou seja, da subestação para as cargas. Sendo assim, a instalação de sistemas fotovoltaicos deve ser acompanhada por um conjunto de estudos para avaliar os possíveis impactos no sistema elétrico. Para tanto, devem ser considerados as características construtivas da rede elétrica, o regime de operação das cargas conectadas e principalmente o índice de penetração das instalações fotovoltaicas (PETEAN, 2014).

O controle de tensão se refere-se às medidas a serem tomadas com o objetivo de manter as tensões nos diferentes nós dentro dos limites recomendados e/ou adequados para garantir a funcionalidade e desempenho otimizados dos equipamentos.

Em linhas gerais, as abordagens analíticas relacionados com as estratégias operacionais são designadas na literatura pertinente como controle local e controle global (CARVALHO, 2012). Matematicamente, ambos são descritos por um conjunto de equações que agregam dados relacionados com parâmetros da rede elétrica, a injeção e o consumo energia. O controle global, é formulado no sentido de monitorar e controlar simultaneamente as tensões em todos os nós da rede elétrica. Necessita, portanto, de um sistema de monitoramento amplo contemplando vários nós e um sistema de comunicação como uma central de processamento dos dados, o que torna a estratégia muito dispendiosa. Por outro lado, o controle local, como sugere a denominação, é realizado por meio de monitoramento e adequação da tensão individualmente, em cada ponto de injeção de energia. Requer uma infraestrutura de monitoramento muito mais simples e conseqüentemente mais econômica, entretanto limita-se a promover uma adequação pontual da tensão (PUJARA, 2011; REIS, 2005).

Como a tensão é uma característica local, os equipamentos utilizados para exercer tal tarefa devem estar presentes na vizinhança do nó que se deseja controlar. Há diversas maneiras de executar esta tarefa. Em redes de transmissão, controla-se a tensão pela variação da tensão de excitação dos enrolamentos de campo dos geradores síncronos. Estes geradores são flexíveis, pois permitem o controle de potência reativa gerada ou consumida em uma grande faixa de variação. Além dos geradores, alguns equipamentos são dedicados para o controle de tensão como bancos de capacitores, reatores e FACTS (Flexible AC Transmission Systems) (GYUGYI, 1994). A variação do fluxo de potência reativa em linhas de transmissão afeta a tensão devido à característica indutiva de tais circuitos tendo a relação R/X baixa, ou seja, a componente indutiva

da corrente exerce mais influência na queda de tensão do que a parcela de corrente que está em fase com a tensão

O controle de tensão em redes de distribuição, onde efetivamente estão conectados os micros e minis geradores fotovoltaicos, é feito de forma diferente. No tocante aos geradores, estes em geral não são habilitados para exercer a tarefa de regulação de tensão, pois implica em aumento da potência dos equipamentos e do custo de investimento. Na seleção de dispositivos auxiliares para realizarem a função de regulação é indispensável a avaliação das sensibilidades das tensões em relação às potências ativas e reativas, uma vez que a relação R/X pode variar significativamente assumindo valores elevados, principalmente nos ramais de baixa tensão (CHEN, 2013).

Assim, considerando o exposto, as técnicas e procedimentos de regulação de tensão abordados no contexto deste trabalho serão direcionados para aplicações em redes de distribuição, com uma abordagem matemática do tipo controle local. Para tanto, são discutidas as diferentes propostas de regulação de tensão aplicáveis, tendo em vista a expectativa de desempenho vinculadas às condições R/X nos pontos de conexão dos geradores fotovoltaicos.

3.4.1 Interrupção do fornecimento de energia ativa

Uma das estratégias mais comuns para regulação dos níveis tensão nos pontos de acoplamento dos geradores é a interrupção do fornecimento de potência ativa. Trata-se de um procedimento implementado no próprio sistema de controle dos inversores, que induzem a atuação de um sistema de proteção que desliga o inversor quando a tensão terminal CA assume valores superiores aos limites pré-fixados. Normalmente, para os inversores homologados para operarem no sistema brasileiro, vem com valores de sobretensão pré-fixados em 240V, em todas as unidades com tensão nominal de 220V. Desta forma, isoladamente, com a interrupção do fornecimento de energia ativa, a tensão terminal é imediatamente reduzida ao valor inicial imposto pela rede CA no ponto de conexão do gerador fotovoltaico (CARVALHO, 2014).

No entanto, este método possui dois grandes inconvenientes. O primeiro, pelo lado da demanda, é evidente que, caso estas condições operacionais se verifiquem, o produtor fica limitado quanto à injeção de potência ativa, frustrando sua expectativa de rendimentos. O segundo, pelo lado da oferta, pode ser ainda mais grave devido a possíveis ocorrência do efeito em cascata. Apesar das redes serem trifásicas e normalmente desbalanceadas, a maioria dos micros geradores estão conectados de forma monofásica. Assim, a interrupção ou redução da potência ativa em uma das fases, pela atuação das proteções individuais dos inversores, pode levar ao aumento da tensão

nas outras fases da rede, gerando assim um efeito cascata que poderá provocar o desligamento de outros geradores na área de influência do fenômeno (OLIVEIRA, 2014).

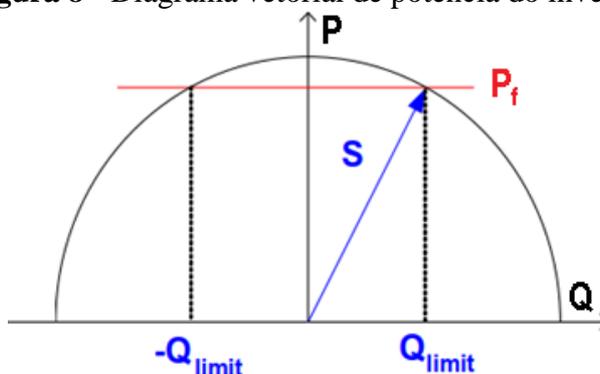
Estudos mostram que o efeito cascata ocorre devido às correntes de neutro que derivam das cargas não-balanceadas. Estas correntes criam tensões fase-neutro, levando às referidas elevações de tensão que podem causar o efeito cascata de desligamento de outros geradores na vizinhança (CARVALHO, 2012).

3.4.2 Injeção de reativos pela planta fotovoltaica

Atualmente, normas como IEEE 1547, estabelecem que os inversores fotovoltaicos não devem regular ativamente a tensão no ponto de conexão (IEEE, 2003; IEEE, 2006). Assim, os sistemas fotovoltaicos são projetados para operar com fator de potência unitário pois essa condição produz naturalmente a maior disponibilização de energia ativa. Esta limitação, entretanto, é uma apenas uma questão normativa e não apresenta nenhuma restrição técnica. Desta forma, alguns inversores têm, de fato, a capacidade de fornecer energia reativa à rede além da energia ativa gerada pelos painéis fotovoltaicos.

Na Figura 8, a máxima potência aparente do inversor é representada pelo vetor de magnitude S e o semicírculo com raio S denota o limite da faixa de operação viável do inversor no espaço PQ . Desta forma, assumindo que a potência produzida pelo arranjo de painéis fotovoltaicos é P_f , o espaço operacional viável é dado pela linha vermelha representativa de P_f delimitado por seus pontos de intersecção com o semicírculo. Os limites de potência reativa ($-Q_{limit}$ e Q_{limit}) são dados pelas projeções dos pontos de intersecção no eixo Q . Observa-se que o inversor poderá ter um comportamento indutivo ou capacitivo e ainda propiciar uma variação contínua entre estes dois limites operacionais com uma dinâmica muito rápida, normalmente da ordem de alguns microssegundos.

Figura 8 - Diagrama vetorial de potência do inversor



Para o caso específico tratado neste trabalho, a funcionalidade requerida é apenas aquela relacionada com o seu comportamento indutivo, uma vez que se trata apenas do controle de uma possível elevação de tensão. Apesar de tecnicamente viável, destaca-se que, o inversor deverá também incorporar no seu circuito de controle, rotinas específicas para promover a regulação desejada para a tensão, em função dos níveis de potência ativa instantânea injetada.

Há várias publicações disponíveis que abordam os benefícios do uso da geração distribuída baseada em inversores para suporte de tensão, seus desafios e suas possíveis soluções (CHAVES, 2009). Entretanto, como destacado inicialmente este recurso operacional ainda não está regulamentado e, portanto, não constitui efetivamente uma solução possível, (CARVALHO, 2012).

3.4.3 Equipamentos auxiliares para compensação de tensão.

As alternativas de controle da tensão apresentadas nos itens anteriores estão diretamente associadas a ações de controle a serem desenvolvidas nos próprios inversores. De forma alternativa, apresenta-se a seguir outras metodologias de controle baseadas no uso de equipamentos auxiliares, as quais serão objeto de estudos deste trabalho.

A primeira consiste basicamente na redução da potência ativa injetada na rede CA pela instalação fotovoltaica. Esta redução é obtida por meio de um dispositivo que promove um consumo local de parte da energia total gerada, apenas em um valor suficiente para que a tensão na rede CA se mantenha dentro dos valores adequados. Comparativamente ao procedimento abordado no item 4.1.1, este difere fundamentalmente por permitir, ainda que de forma reduzida, que o produtor continue injetando energia na rede CA, evitando-se os desligamentos.

Do ponto de vista operacional, esta estratégia consiste na inserção de perdas locais por meio de resistências elétricas conectadas em paralelo com o gerador fotovoltaico. Naturalmente a inserção de perdas locais é, em princípio um inconveniente, entretanto é sempre desejável face ao possível desligamento do gerador, pois o processo de retomada da produção normalmente implica em uma perda de energia ainda maior (OLIVEIRA, 2014).

Uma outra alternativa está associada ao processo convencional de controle da elevação de tensão por meio de consumo de potência reativa e consiste basicamente na implantação de indutores em paralelo com o gerador fotovoltaico. Apesar do caso anterior, este processo não causa nenhum impacto sobre a injeção de potência ativa na rede CA, garantindo ao produtor a utilização plena da planta fotovoltaica. Entretanto contribui para redução do fator de potência no PAC e deve ser aplicado com a devida cautela.

A eficiência sobre o controle da tensão e a viabilidade técnica para cada uma das alternativas descritas dependem da relação R/X nos respectivos pontos de conexão, o que remete à análise da sensibilidade da tensão com o fluxo de potências ativas e reativas, como mencionado em capítulos anteriores.

Nas figuras 9, 10, 11 e 12 apresentam-se os diagramas esquemáticos simplificados do circuito e a composição vetorial das tensões para as diferentes estratégias de compensações propostas. Os vetores V_f , V_i e I_i representam respectivamente a tensão no PAC, a tensão e a corrente no gerador fotovoltaico. As condições iniciais para tensões e correntes, sem a atuação dos dispositivos de compensação estão representados na cor azul. Nestas condições são representadas também as respectivas quedas de tensão na cor vermelha, onde observa-se a forte dependência das amplitudes relativas das tensões, as componentes de queda de tensão em fase com a tensão, identificadas por dvr . As correntes em cada um dos dispositivos de compensação, bem como seus efeitos sobre a regulação de tensão, estão representados na cor verde.

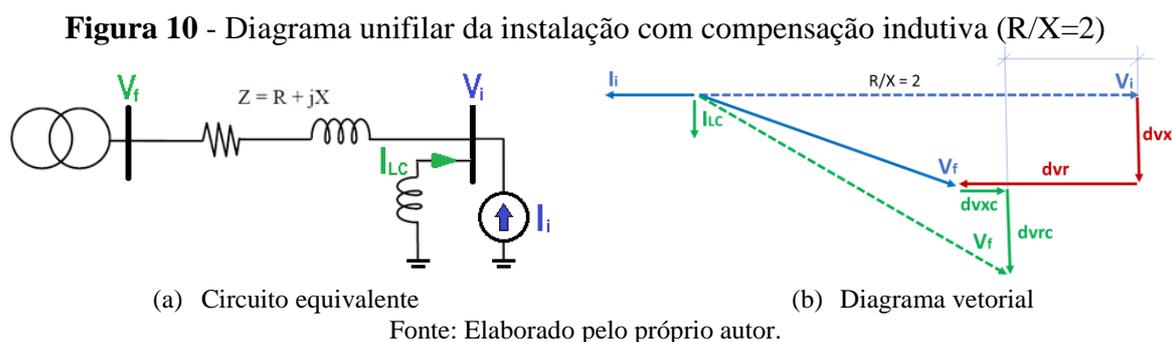
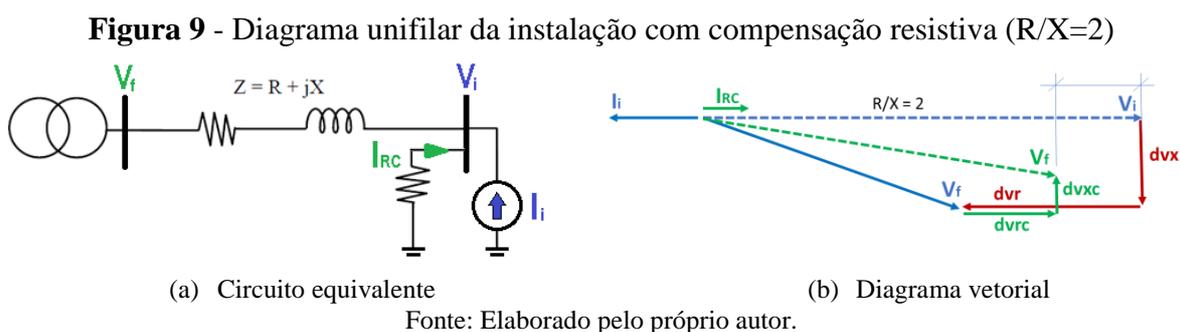
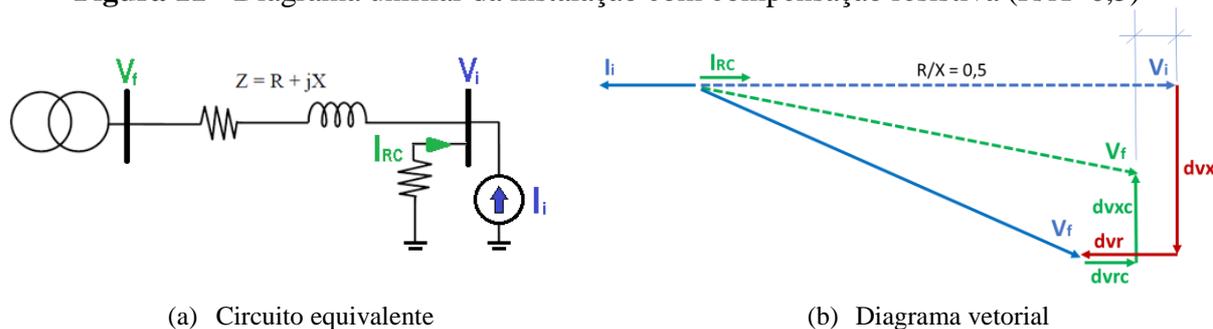
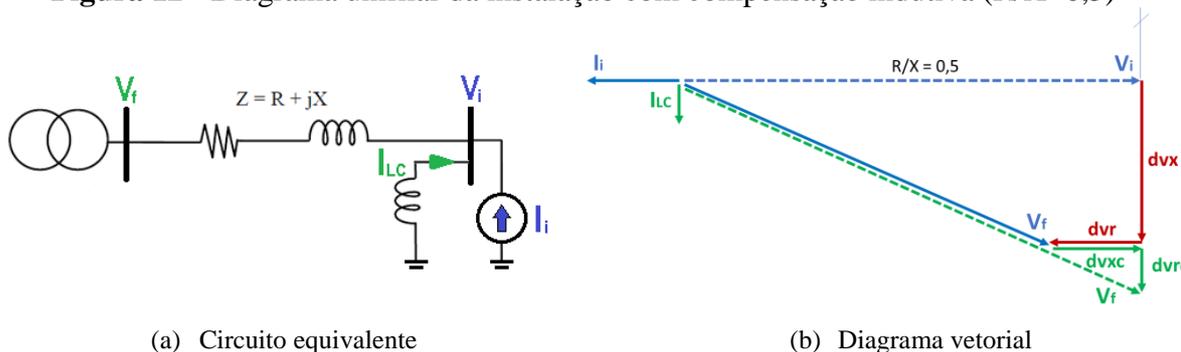


Figura 11 - Diagrama unifilar da instalação com compensação resistiva ($R/X=0,5$)

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 12 - Diagrama unifilar da instalação com compensação indutiva ($R/X=0,5$)

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

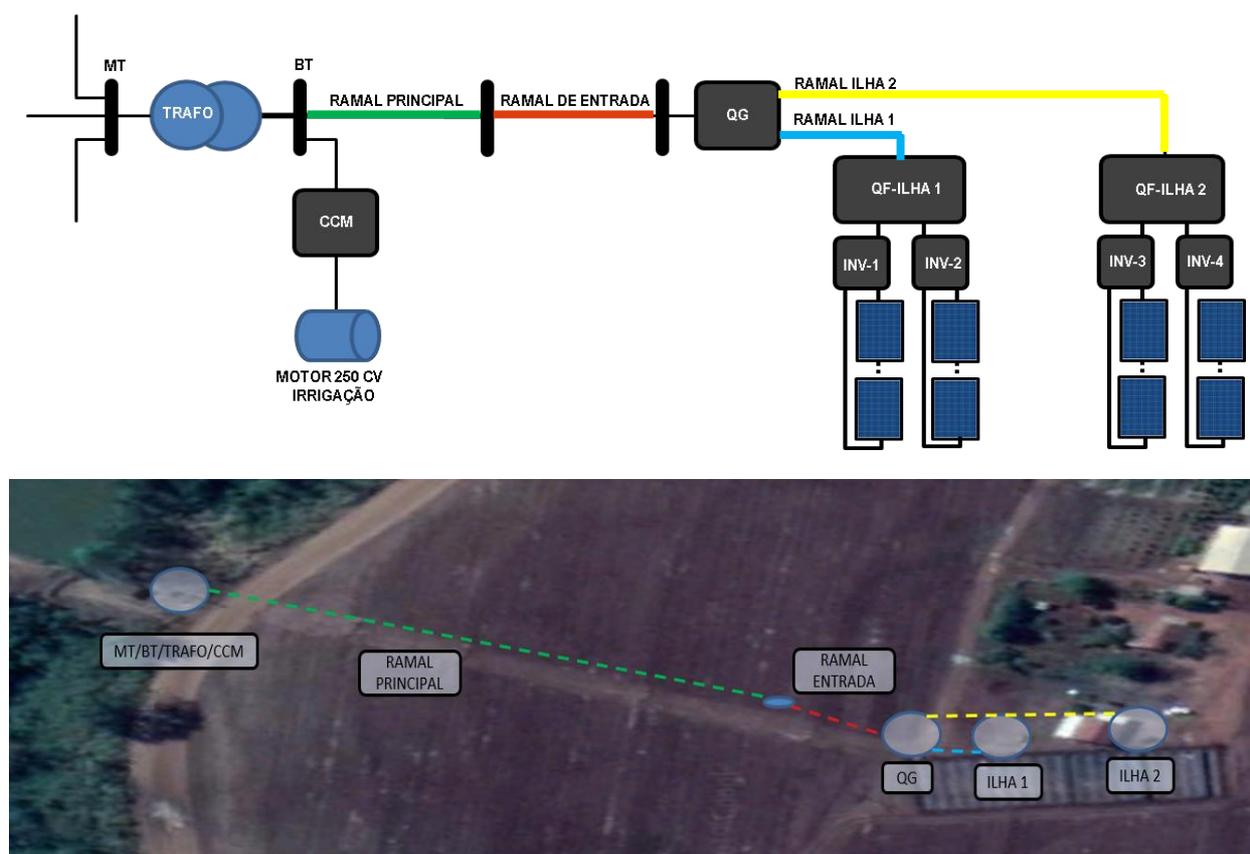
Com o objetivo de estabelecer uma base comparativa entre as diferentes metodologias de controle da elevação de tensão, adotou-se para ambos os casos a mesma amplitude da corrente de compensação. Neste cenário, observa-se que, para relação $R/X=2$, representado nas Figuras 9(b) e 10(b), o nível de compensação, **dvrc**, proporcionado pela metodologia vinculada ao consumo de potência ativa é de cerca de 50% de **dvr**. Para este mesmo caso, o uso da metodologia vinculada ao consumo de reativos, **dvxc**, produz um nível de compensação muito menor, praticamente apenas 25% de **dvr**. Fica assim evidente que, para situações onde a R/X é elevada, a metodologia por consumo parcial de potência ativa é mais eficaz sob o ponto de vista do dimensionamento do equipamento de compensação que podem demandar correntes compensatórias sensivelmente menores. Esta aplicação se insere tipicamente em redes de distribuição em baixa tensão, onde, para a maioria das instalações apresentam a relação R/X superior a unidade (OLIVEIRA, 2014).

Quando a relação R/X é menor que um, caso típico de ramais de média e alta tensão, o comportamento é oposto, como mostram as Figuras 11(b) e 12(b). Para $R/X=0,5$, considerando-se novamente os mesmos níveis de correntes compensatórias, observa-se que enquanto a metodologia associada ao consumo de reativos promove praticamente a compensação total de **dvr**, por meio da parcela **dvxc**. A metodologia alternativa, por consumo de potência ativa, produz uma compensação, **dvrc**, em torno de 50% de **dvr**, evidenciando assim a eficácia do método anterior sob o ponto de vista do dimensionamento do equipamento de compensação.

4 CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS DA PLANTA REFERÊNCIA

Apresenta-se neste capítulo um estudo de caso envolvendo a interação de uma planta fotovoltaica e o sistema de distribuição de energia. As condições operacionais e os parâmetros elétricos foram colhidos a partir de uma planta real, com o objetivo de propiciar análises, interpretações e encaminhamento de soluções dentro de uma perspectiva realista. O diagrama unifilar da planta fotovoltaica e demais componentes são ilustrados na Figura 13.

Figura 13 - Diagrama unifilar da instalação e visualização dos painéis fotovoltaicos



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Nas Tabelas 5, 6 e 7 são apresentados os principais parâmetros associados aos diferentes componentes da instalação.

Tabela 5 – Dados característicos dos trechos da rede de baixa tensão (BT)

CABOS							
DESCRIÇÃO	TIPO	A(mm ²)	D(m)	R(Ω)	X(Ω)	L(mH)	R/X
RAMAL PRINCIPAL	ALUMINIO	95	130	0,025	0,051	0,135	0,49
RAMAL DE ENTRADA	COBRE	70	50	0,018	0,007	0,017	2,69
RAMAL ILHA 1	COBRE	20	30	0,070	0,008	0,020	9,12
RAMAL ILHA 2	COBRE	20	60	0,140	0,015	0,041	9,12

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 6 – Dados característicos do ponto de conexão

TRANSFORMADOR DE FORÇA							
S(kVA)	Vp(kV)	Vs(kV)	Z%	Rs(Ω)	Xs(Ω)	Ls(mH)	R/X
150	13,2	0,38	2	0,0077	0,018	0,047	0,43

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 7 - Resumo da composição da planta fotovoltaica

GERADOR FOTOVOLTAICO	
DESCRIÇÃO DO ITEM	ESPECIFICAÇÃO
TENSÃO NOMINAL	380V
POTENCIA TOTAL DA PLANTA	132kWp
POTÊNCIA DO PAINEL FOTOVOLTAICO	330W
QUANTIDADE DE PAINÉIS	400
POTÊNCIA TOTAL DOS INVERSORES	108kW
POTÊNCIA NOMINAL DO INVERSOR	27kW
QUANTIDADE DE INVERSORES	4

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

4.1 Características operacionais gerais e particulares.

A rede elétrica disponível no local opera alimentando um sistema de irrigação composto basicamente por uma bomba de recalque de 250 CV e um pivô central, Figura 14. Neste mesmo barramento de baixa tensão também encontra-se também conectada a planta fotovoltaica de 132kWp alimentada em 0,38kV. O ramal de distribuição que atende estas instalações é derivado de uma rede rural com tensão nominal de 13,8 kV que atende também outros sistemas de irrigação ao longo do seu percurso. Esta rede de distribuição não possui nenhum dispositivo de regulação de tensão e neste cenário para garantir o funcionamento adequado dos motores os TAP's dos transformadores nos diferentes pontos de acoplamento, foram sistematicamente fixado em 13,2kV.

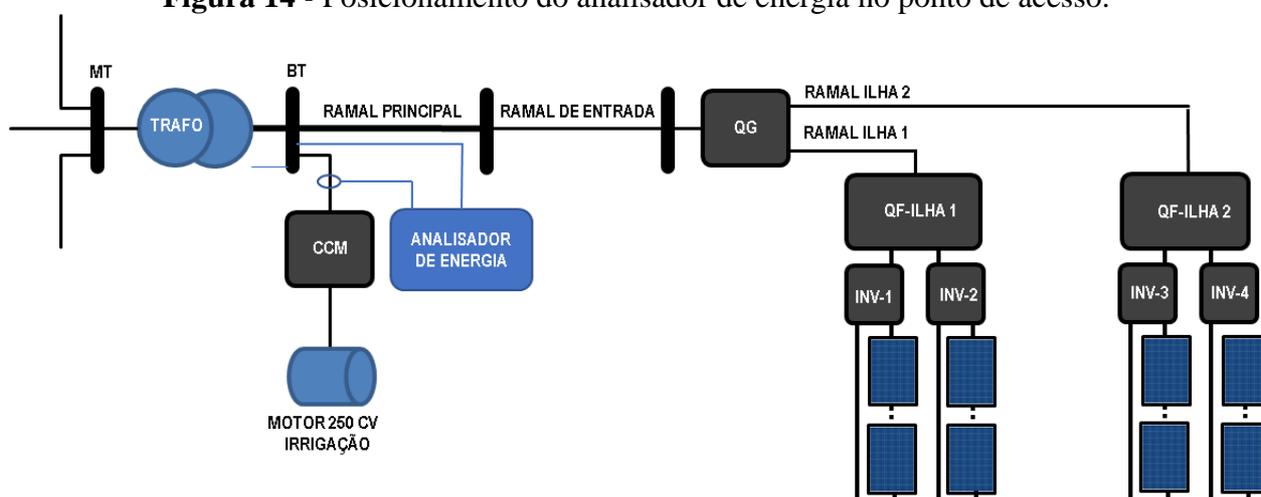
De um modo geral, os sistemas de irrigação atendidos por este ramal operam invariavelmente no período de tarifa reduzida, notadamente entre 21:00h e 6:00h. Durante o período restante, no qual se insere o ciclo de funcionamento da planta fotovoltaica, o mesmo encontra-se com carregamento substancialmente menor. Neste cenário, observa-se que a tensão no ponto de acoplamento (PAC) da instalação fotovoltaica durante todo ciclo operacional, encontra-se acima dos valores ideais.

Como discutido nos capítulos anteriores, o sistema de geração fotovoltaica impõe naturalmente uma regulação positiva na tensão, ou seja, a tensão no ponto de injeção de energia é maior que a tensão no barramento de acoplamento com a rede CA. Considerando que a tensão a vazio no PAC encontra-se acima dos valores nominais da planta fotovoltaica, os resultados

cumulativos dos eventos resultam em tensões acima dos limiares de atuação do sistema de proteção dos inversores.

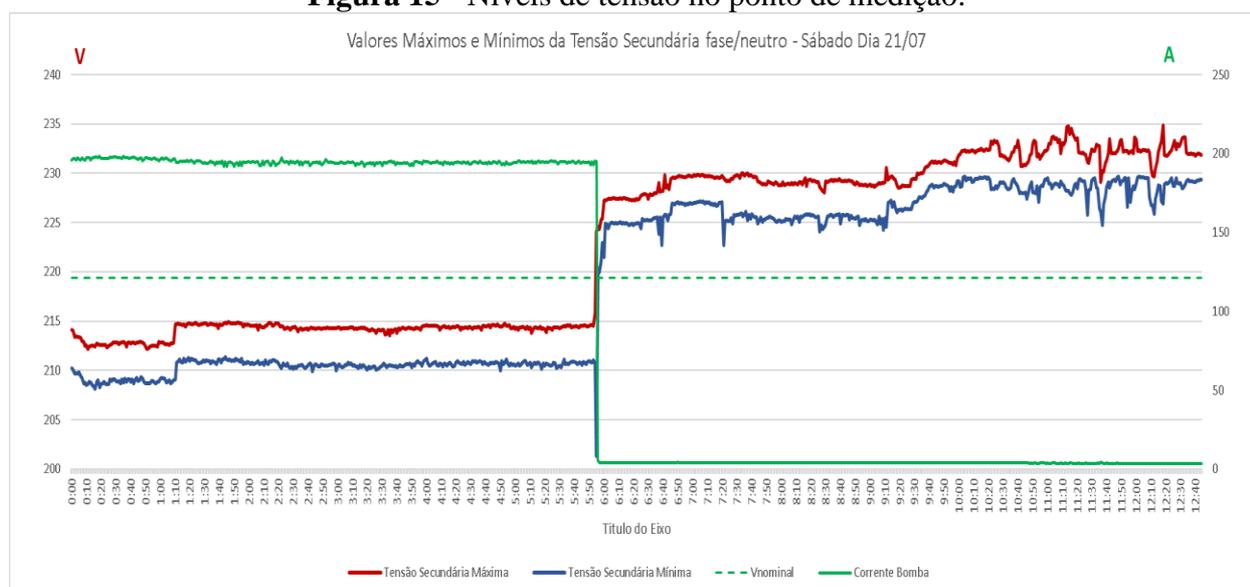
A constatação física destas condições operacionais pode ser observada na Figura 15 que apresenta dados de medição realizados no local da instalação. Observa-se que a tensão fase neutro no PAC, durante o ciclo de operação da irrigação (21:00h - 6:00h) não ultrapassa 215V (372V). Ao finalizar o ciclo de irrigação a tensão atinge valores em torno de 230V (398V) permanecendo neste limiar até a entrada em operação da planta fotovoltaica. Durante o ciclo operacional da planta fotovoltaica (9:00h - 12:40h), notadamente nos intervalos de maior geração, os valores máximos de tensão situam-se entre 230V e 235V (398V e 407V).

Figura 14 - Posicionamento do analisador de energia no ponto de acesso.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 15 - Níveis de tensão no ponto de medição.

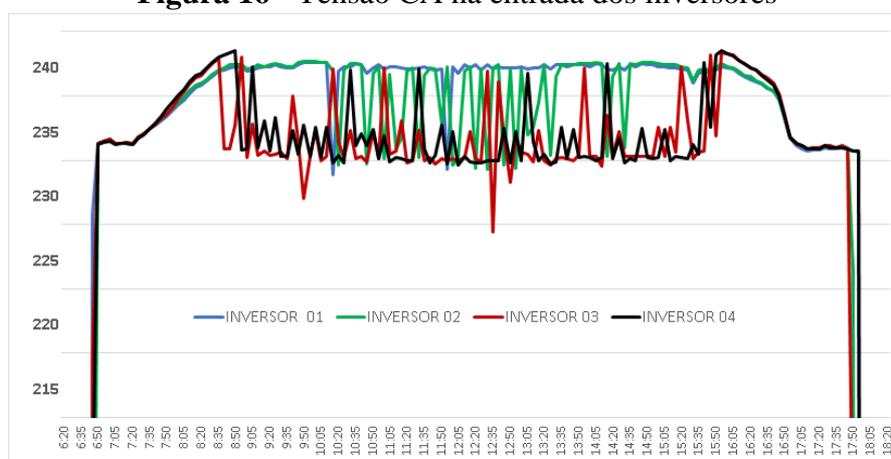


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Na Figura 16, é possível verificar que a tensão em alguns inversores atinge valores superiores a 240 V por fase, provocando a ação do sistema de proteção, tirando o equipamento de serviço. Na medida em que um dos inversores é desligado fica estabelecido um novo perfil de tensão com valores inferiores, iniciando-se um ciclo de tentativas de reconexões sucessivas com influências mútuas entre os equipamentos.

O monitoramento das tensões de alimentação dos inversores demonstra, de forma inequívoca, a relação direta das sobretensões e a consequente ação do sistema de proteção, retirando alternadamente os inversores de serviço.

Figura 16 - Tensão CA na entrada dos inversores



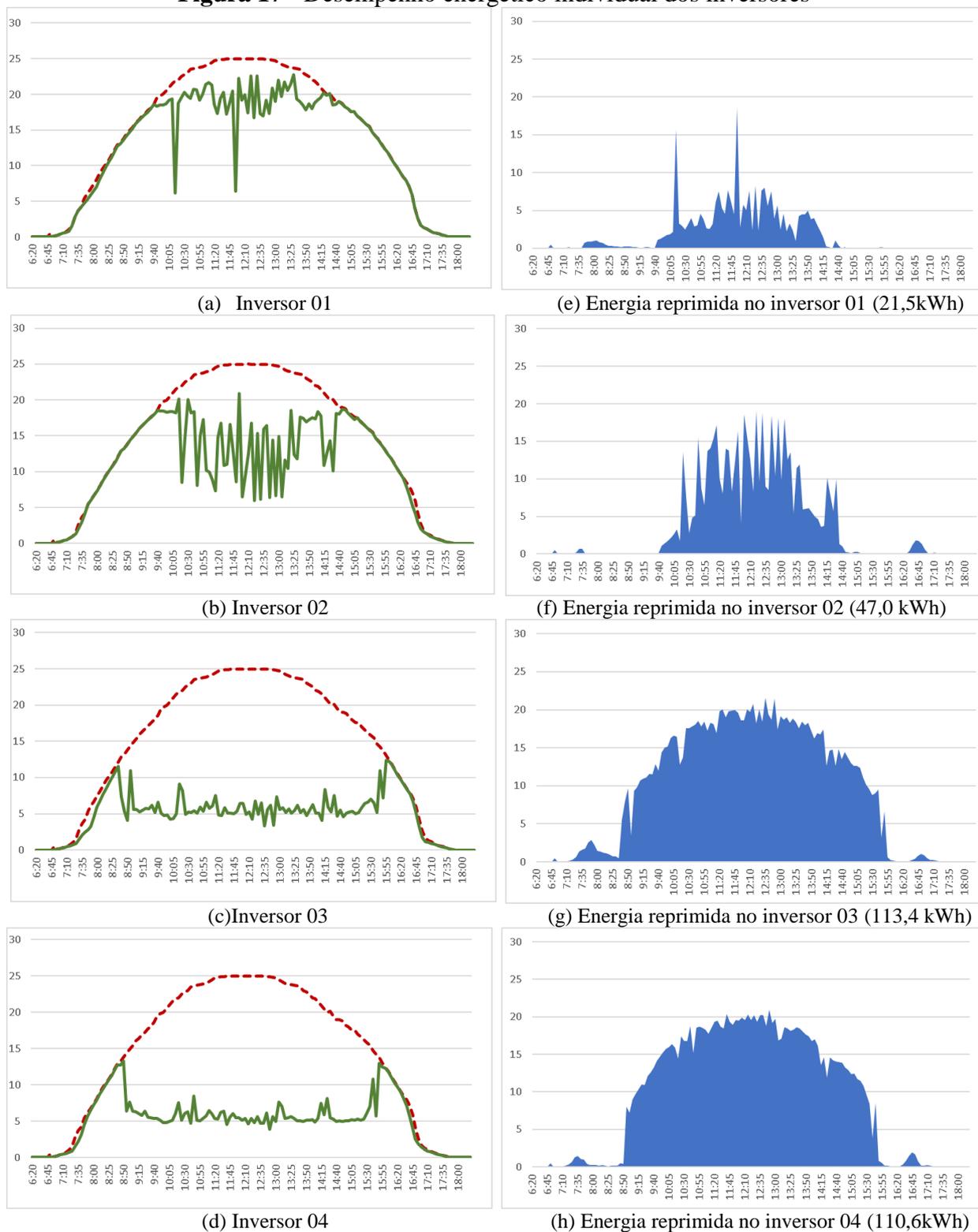
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Na Figura 17, a curva de potência instantânea tracejada representa a expectativa teórica de desempenho de cada inversor durante o ciclo de funcionamento, baseada na irradiação solar disponível no dia da medição e as curvas contínuas representam a potência instantânea real processada para cada um dos inversores durante um dia, Figura 17 (a), (b), (c) e (d), mediante os sucessivos desligamentos observados e suas interações. É possível constatar o comportamento similar entre os inversores de uma mesma ilha, uma vez que estão sujeitos a praticamente as mesmas condições de nível de tensão. Os inversores situados na ilha mais distante do quadro geral de entrada da planta, sofrem os maiores impactos sobre a potência instantânea gerada, motivado naturalmente pela maior impedância do cabo e consequentemente a maior sobretensão.

Para os inversores 01 e 02 instalados na ILHA 1, os limiares de desligamento iniciam-se a aproximadamente 72% da máxima potência instantânea prevista para o período. Já para os inversores 03 e 04 instalados na ILHA 2, os limiares observados ficam em torno de até 56% da máxima potência instantânea sendo, portanto, mais impactados pelos desligamentos sucessivos.

Nestas condições observa-se um impacto relevante no desempenho energético da planta, frustrando a expectativa do montante total de energia ativa a ser injetada pelo sistema fotovoltaico. A energia reprimida em cada inversor durante o período operacional de um dia, é representada pela área equivalente apresentada na Figura 17 (e), (f), (g) e (h).

Figura 17 - Desempenho energético individual dos inversores

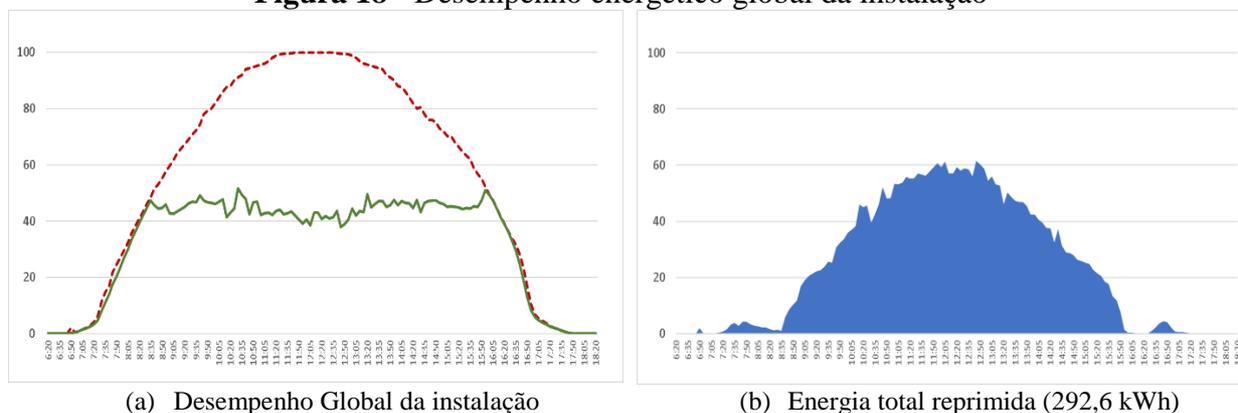


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Estas energias, individualmente representam o montante que deixou de ser injetado na rede por cada um dos inversores. As maiores perdas estão associadas aos inversores 03 e 04 que compõem a ILHA mais distante do quadro geral de entrada. Para estes as energias reprimidas são respectivamente, 113,4 kWh/dia e 110,6 kWh/dia.

Sob o ponto de vista global da instalação, o resultado obtido a partir do agrupamento dos resultados individuais de cada uma das unidades inversoras, pode ser visualizado na Figura 18. Na Figura 18 (a), apresenta-se a evolução da potência total instantânea ao longo do ciclo operacional, bem como a curva teórica de máxima geral previstas sob as mesmas condições de irradiação solar. A energia total reprimida associada é apresentada na Figura 18(b) e totaliza aproximadamente 293 kWh/dia. Estas curvas características são tomadas como referências nos estudos subsequentes relacionados com a compensação de tensão.

Figura 18 - Desempenho energético global da instalação



(a) Desempenho Global da instalação

(b) Energia total reprimida (292,6 kWh)

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

4.2 Requisitos para de controle de tensão

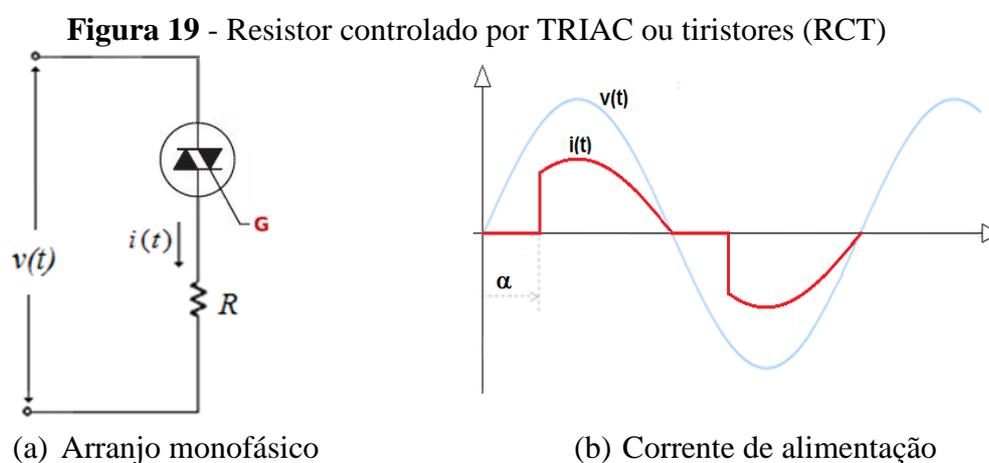
Como visto no capítulo anterior, as potencialidades das estratégias de controle baseadas nas componentes ativas e reativas das correntes compensatórias estão vinculadas com a relação R/X.

Os equipamentos utilizados neste trabalho para desenvolver as estratégias de controle das correntes compensatórias são os gradadores, que são conversores estático destinados a variar o valor eficaz de uma corrente alternada, seja ela de natureza indutiva (LCT) ou resistiva (RCT). Caracterizam-se por colocarem as cargas em contato direto com a fonte, sem tratamento intermediário de energia, por meio de chaves eletrônicas, compostas por tiristores ou TRIAC's. Vale destacar que os arranjos concebidos a partir de TRIAC's são normalmente utilizados em circuitos que demandam correntes de até 50A.

Nestas condições a opção pelo uso de um dos equipamentos, seja LCT ou RCT, requer inicialmente uma avaliação preliminar das relações R/X dos alimentadores até o ponto de conexão dos mesmos.

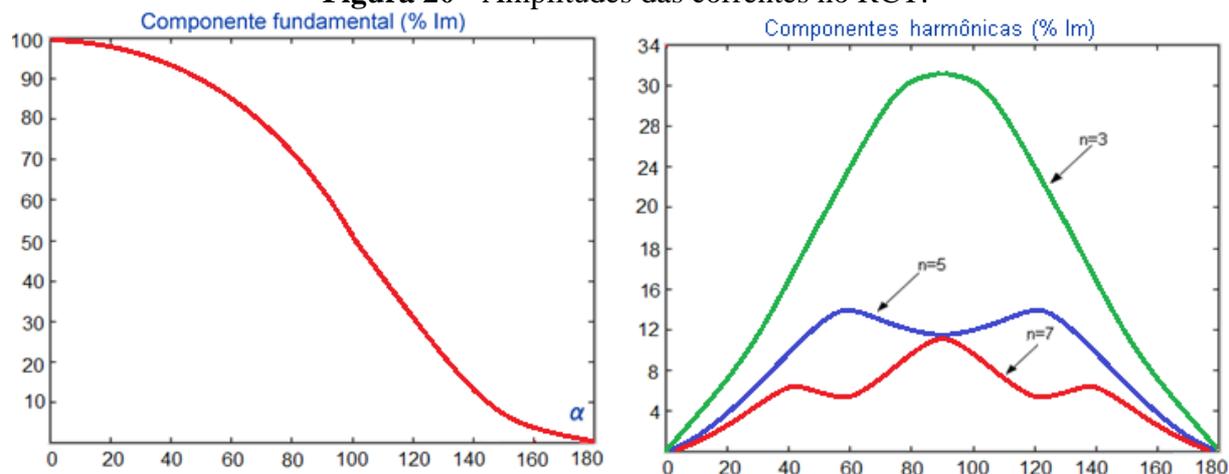
4.3 Aplicação do método de controle da energia ativa (RCT)

Para atender as características operacionais desejadas, notadamente o controle de consumo de potência ativa local, utiliza-se um equipamento composto basicamente por um resistor controlado por TRIAC's (ou tiristores), identificado neste trabalho por RCT, cujo circuito equivalente e respectiva corrente de alimentação são ilustrados na Figura 19(a) e (b).



O valor eficaz da corrente resistiva absorvida pelo dispositivo depende do ângulo de disparo do TRIAC, o qual, por sua vez é gerado a partir do sincronismo de fase com a respectiva tensão de alimentação (BARBI, 2000). Nestas condições, para um ângulo de disparo $\alpha=0^\circ$, tem-se a valor máximo da corrente resistiva, representando, portanto, o menor valor da resistência equivalente. Por outro lado, para $\alpha=180^\circ$, tem-se corrente nula, equivalente a desconexão do ramo resistivo. Assim, para os valores intermediários é possível estabelecer o valor requerido para a corrente resistiva controlando-se α no intervalo entre 0 e 180° .

Destaca-se que, o equipamento proposto possui características operacionais não lineares e conseqüentemente, apresenta um alto conteúdo harmônico. Na Figura 20(a) e (b) apresenta-se a variação dos valores eficazes da componente fundamental ($h=1$) e das principais componentes harmônicas ($h=3,5,7$), respectivamente. Particularmente, o valor eficaz da componente fundamental é dado analiticamente pela expressão (5), (BARBI, 2000) e é utilizada na definição dos ângulos de disparo necessários para impor a corrente de compensação requerida pelo sistema de controle.

Figura 20 - Amplitudes das correntes no RCT.

(a) Componente fundamental

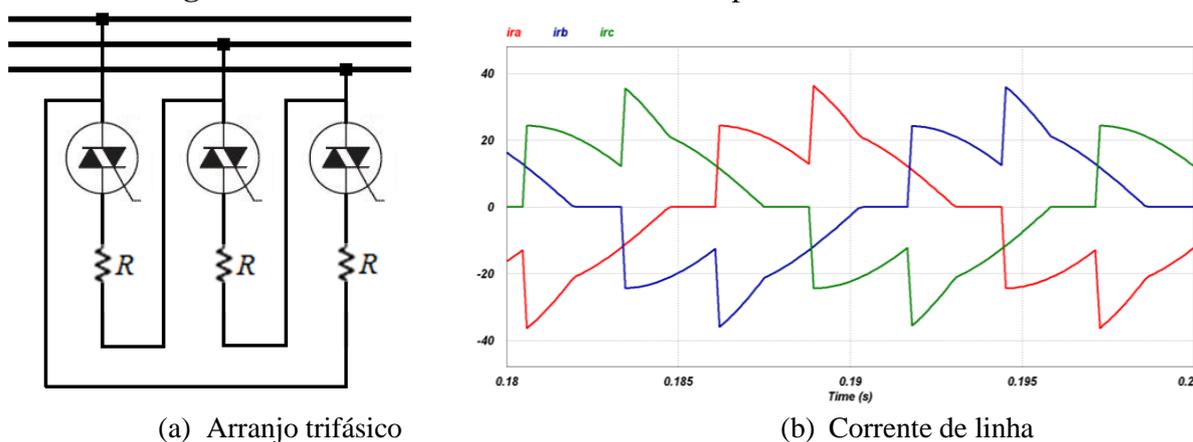
(b) Componentes harmônicas

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

$$I^{RCT} = I_m(1 - \alpha/\pi + \text{sen}2\alpha/2\pi)^{1/2} \quad (5)$$

Sendo I_m a corrente máxima ($\alpha=0^\circ$).

Como recomendado em (BARBI, 2000), com o objetivo de reduzir as taxas de distorção harmônica da corrente, na sua aplicação trifásica utiliza-se a conexão em triângulo para o confinamento das harmônicas de sequência zero, notadamente as múltiplas de três. A configuração trifásica empregada e a respectiva corrente composta, são ilustradas na Figura 21(a) e (b).

Figura 21 - Banco de resistores controlados por TRIAC's ou tiristores.

(a) Arranjo trifásico

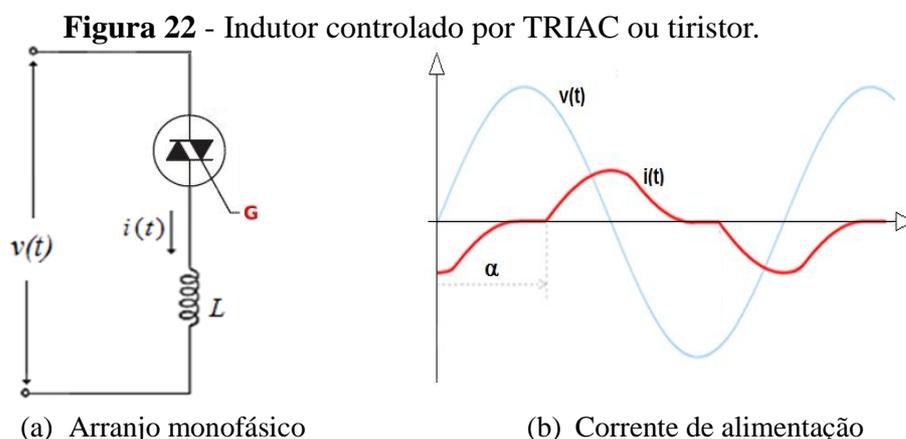
(b) Corrente de linha

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

4.4 Aplicação do método de injeção de reativos (LCT)

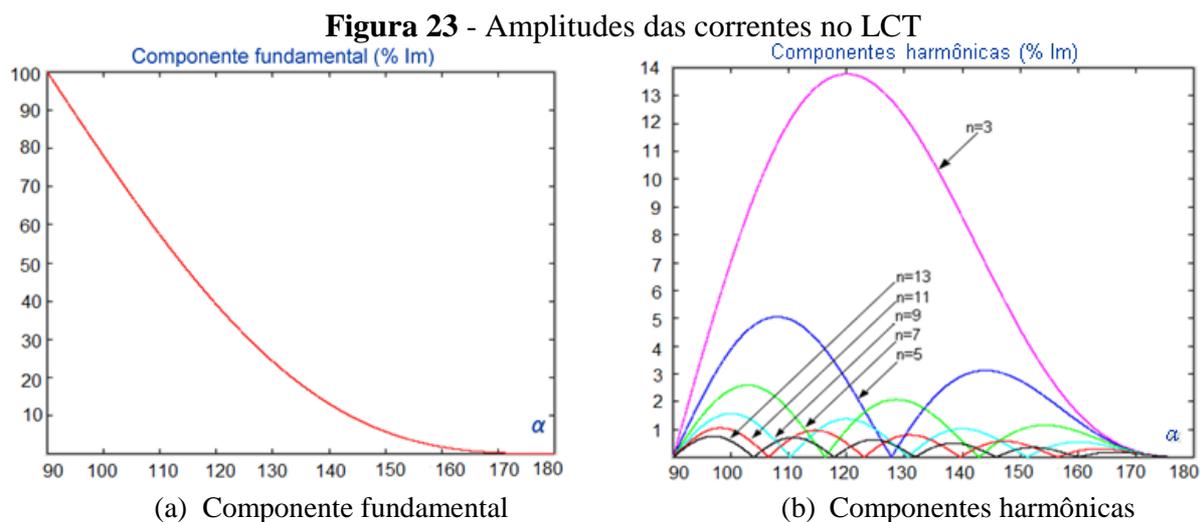
Para este perfil operacional utiliza-se um reator controlado a tiristor, cuja característica de funcionamento se adapta a ideia de variação da corrente indutiva. Por meio do controle do ângulo

de disparo dos tiristores em anti-paralelo, é possível variar a corrente absorvida pelos reatores desde zero até seu valor nominal. A Figura 22 (a) e (b) ilustram, respectivamente, o arranjo básico de um reator controlado por tiristores e forma de onda da corrente de alimentação para um ângulo de disparo genérico α . Neste caso, por se tratar de um elemento indutivo, os ângulos de disparo, sincronizados com a tensão de alimentação, variam na faixa de $\alpha = 90^\circ$ a $\alpha = 180^\circ$, (MILLER, 1982).



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Observa-se que as, correntes nos reatores somente apresentarão formas de ondas senoidais, quando os ângulos de disparo forem coincidentes com os zeros naturais da corrente indutiva total. Para qualquer outra situação, dentro dos limites operacionais do ângulo de disparo, as formas de onda não serão senoidais e, portanto, apresentam um conteúdo harmônico dependente dos mesmos. Em condições simétricas e equilibradas, as amplitudes da componente fundamental e das componentes harmônicas variam conforme ilustrado na Figura 23.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

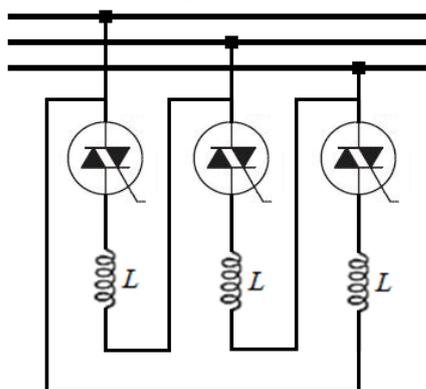
O valor eficaz da componente fundamental da corrente pelos reatores pode ser determinado pela expressão (6), (MILLER, 1982). Esta expressão é utilizada no circuito de controle para definição do ângulo de disparo dos tiristores em função da corrente de compensação requerida.

$$I^{LCT} = I_m [2(\pi - \alpha) - \text{sen}2(\pi - \alpha)] \quad (6)$$

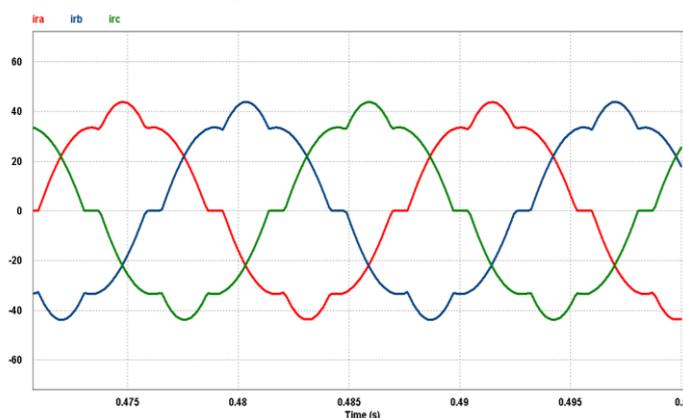
Sendo I_m a corrente máxima ($\alpha=90^\circ$).

Assim como no caso anterior, forma convencional na concepção de arranjos trifásicos é a conexão dos reatores em triângulo, com o objetivo de eliminar as componentes harmônicas homopolares. A Figura 24 ilustra o arranjo citado e a forma de onda da correspondente corrente de linha que, neste caso, não possui componentes harmônicas múltiplas de três componentes harmônicas *triplens* (MILLER, 1982).

Figura 24 - Banco de indutores controlados por TRIAC's ou tiristores.



(a) Arranjo trifásico



(b) Corrente de linha

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

5 RESULTADOS SIMULADOS DOS MÉTODOS PROPOSTOS PARA COMPENSAÇÃO DE TENSÃO

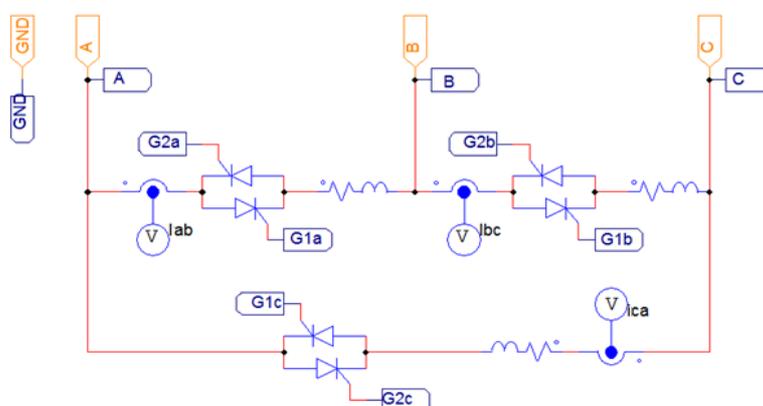
Os estudos de regulação de tensão foram desenvolvidos em ambiente de simulação digital na plataforma computacional no domínio do tempo Power Simulator PSIM®. A Figura 25, ilustra o circuito completo da planta implementado neste simulador, contendo as duas opções de compensação propostas neste trabalho, notadamente indutores e resistores controlados por chaves eletrônicas.

As simulações foram conduzidas utilizando-se individualmente cada uma das propostas de compensação para posterior avaliação do desempenho operacional comparativo.

Os modelos digitais dos compensadores indutivo e resistivo, bem como dos inversores foram encapsulados em blocos específicos denominados, COMPENSADOR e INVERSOR, respectivamente. O modelo digital utilizado para representação do COMPENSADOR no ambiente de simulação é ilustrado na Figura 26.

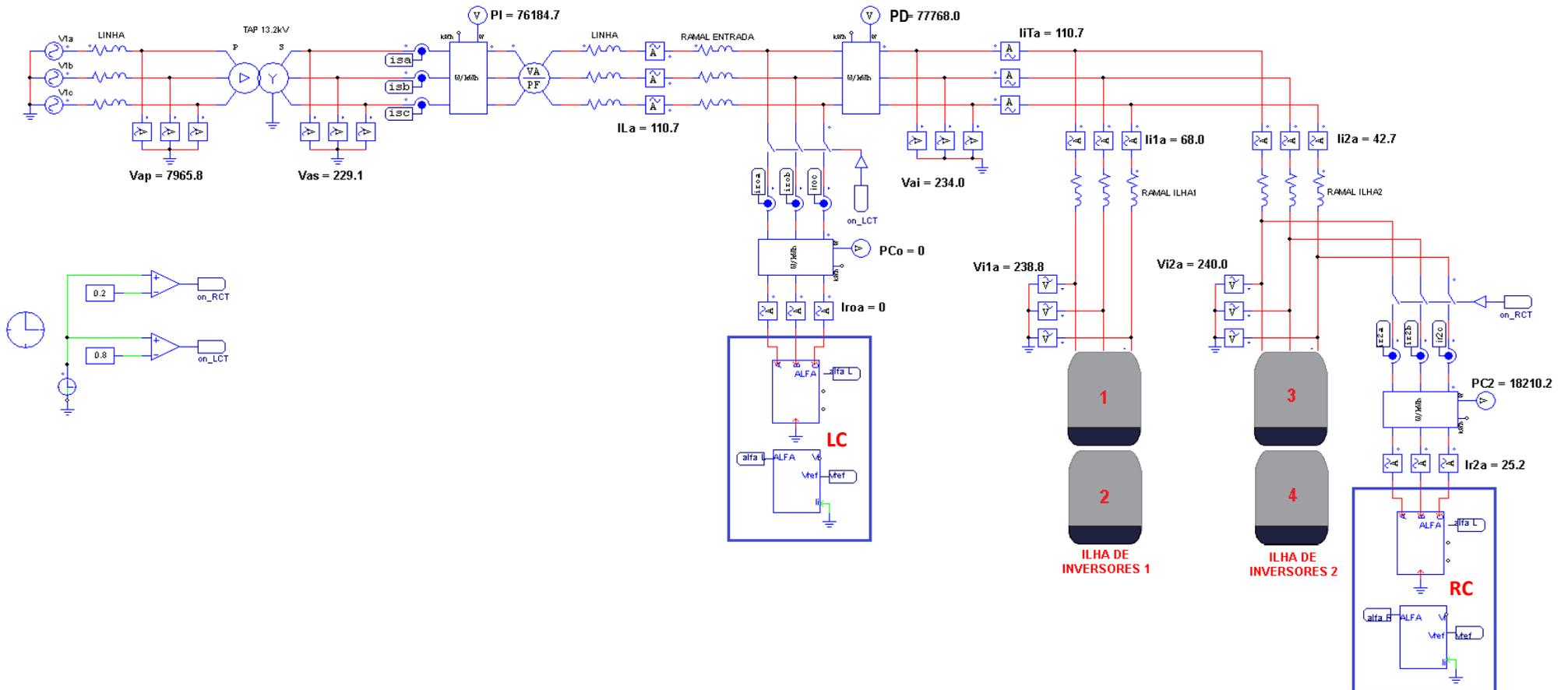
Para generalizar aplicação, a implementação do modelo foi feita com chaves do tipo tiristores, uma vez que estes podem ser utilizados em uma faixa de potência bem mais ampla, quando comparados aos TRIAC's. Naturalmente, e principalmente sob o ponto de vista econômico, a utilização de TRIAC's em aplicações de baixa potência é sempre recomendada. Este bloco é utilizado tanto para as aplicações do LCT como do RCT, uma vez que possuem a mesma topologia, diferenciando-se apenas pelos valores de resistência e indutância controladas. Para o caso abordado neste trabalho, os parâmetros adotados para o LCT e RCT são respectivamente $R=1\Omega$ / $L=17,5\text{mH}$ e $R=23\Omega$ / $L=1\mu\text{H}$. A definição destes parâmetros foi feita a partir das condições operacionais limítrofes dos inversores relacionadas com a máxima injeção de corrente.

Figura 26 - Bloco COMPENSADOR (resistores ou reatores controlados)



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 25 – Diagrama de blocos do modelamento da rede no simulador.



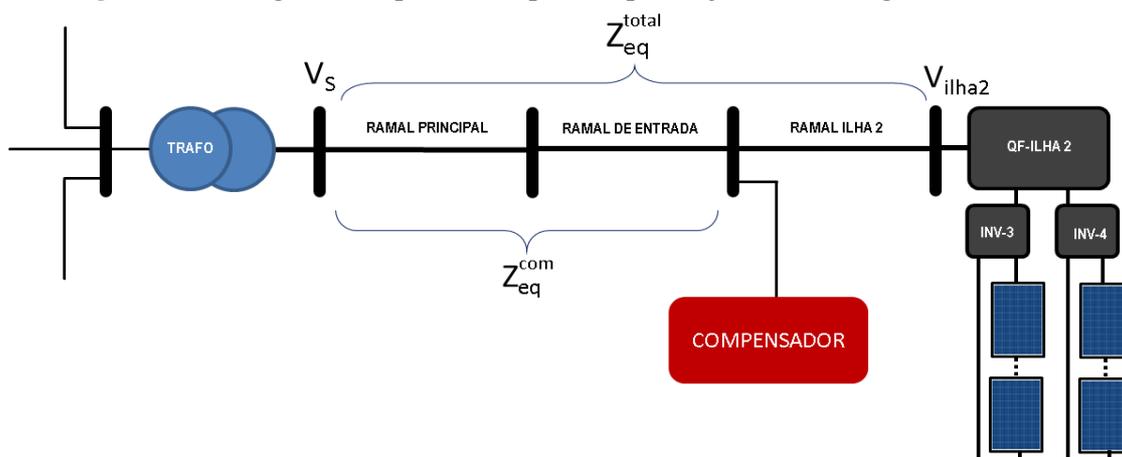
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Encapsulado no bloco compensador encontra-se também o bloco CONTROLE, cujas funcionalidades contemplam a definição do ângulo de disparo chaves em função da corrente de compensação requerida, bem como o sincronismo e geração dos pulsos de acionamento.

As ações do controle foram realizadas em malha aberta, uma vez que o objetivo das avaliações apresentadas no contexto deste trabalho, resume-se principalmente na análise conceitual das propostas de compensação, bem como do ganho energético proporcionado por cada uma das alternativas. Para tanto, a variável controlada é a tensão disponível no barramento da ILHA 2, representada na Figura 27 por V_{ilha2} onde encontram-se instalados os inversores 03 e 04.

Como visto anteriormente, estes inversores estão sujeitos aos maiores impactos de desligamentos devido a sobretensão. Desta forma, a estratégia de controle visa manter a corrente líquida pelos alimentadores em valores adequados, de modo a produzir uma elevação residual de tensão que resulte em um nível de tensão V_{ilha2} abaixo do valor de referência V_{REF} .

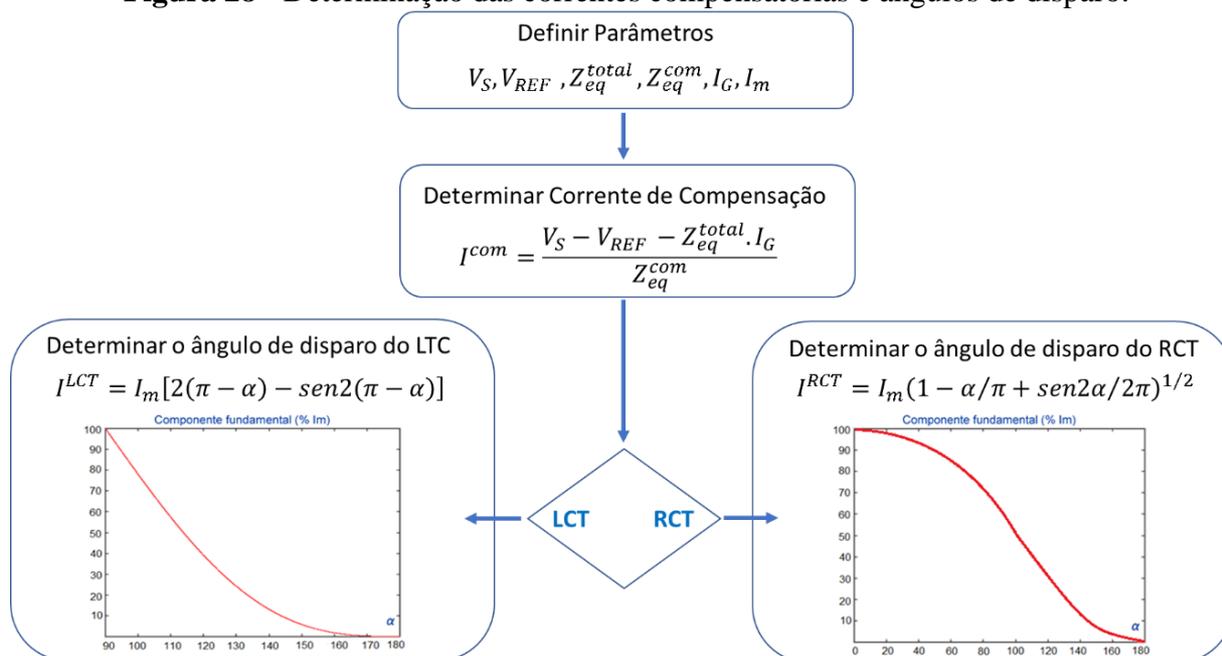
Figura 27 - Diagrama esquemático para implantação da estratégia de controle.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O valor de referência adotado é justamente o limiar de atuação do sistema de proteção de sobretensões desses inversores, que, para o caso específico da instalação utilizada neste trabalho, foi fixada em 240 volts fase-neutro. Baseado no conhecimento dos parâmetros dos diferentes trechos de alimentadores da instalação, é possível determinar as quedas e elevações de tensão, diretamente relacionadas com as correntes compensatórias e com as correntes injetadas pelos inversores, respectivamente. As elevações de tensão dependem da impedância equivalente definida entre o ponto de acoplamento com a rede elétrica (PAC) até à barra de conexão dos inversores sob controle, Z_{eq}^{total} , no caso inversores 03 e 04, como representado na Figura 27. As quedas de tensão estão vinculadas à impedância equivalente tomada desde o PAC até o ponto de conexão do equipamento de compensação, Z_{eq}^{com} . Vale destaca-se novamente que o tipo de equipamento de compensação a ser utilizado depende da relação R/X, neste ponto de conexão.

Figura 28 - Determinação das correntes compensatórias e ângulos de disparo.

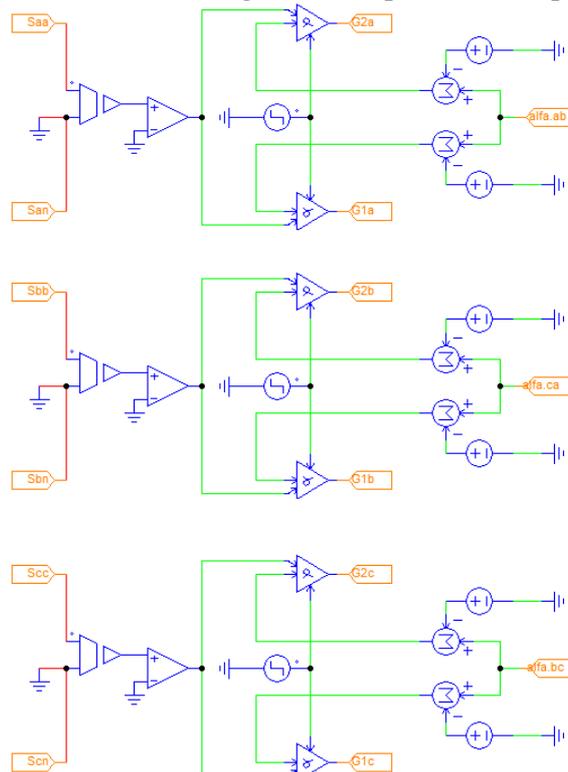


O procedimento descrito anteriormente é ilustrado na forma de diagrama de blocos na Figura 28. Observa-se que uma vez definida a corrente necessária para compensação, os ângulos de disparo das chaves, seja do LCT ou do RCT, são determinados a partir das respectivas equações, por meio de solução numérica e interpolação. O modelo digital do sistema de sincronismo e geração de pulsos de disparo implementado no ambiente PSIM é apresentado na Figura 29.

Em um cenário mais avançado, focado na implementação física das propostas e dos equipamentos a elas associados, naturalmente novas contribuições devem ser agregadas no sentido de promover o ajuste fino das ações de controle, por meio de processo complementares em malha fechada.

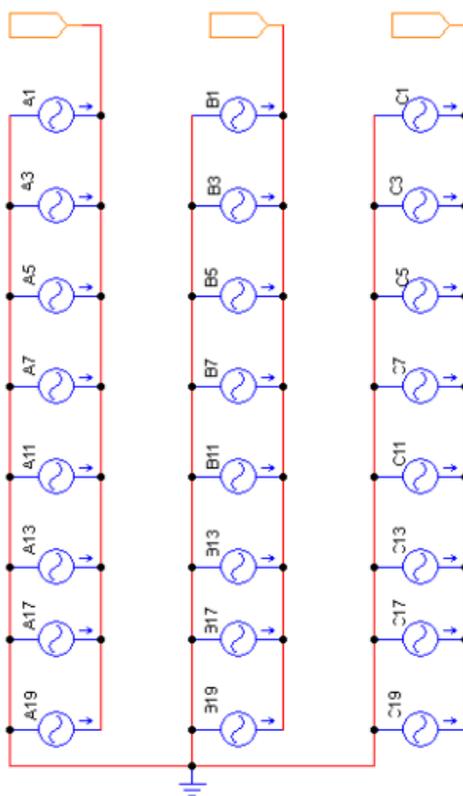
Para os inversores, baseado nas suas características operacionais apresentadas em capítulo anterior, optou-se pelo modelo digital com fontes de correntes, como ilustrado na Figura 30. As diferentes fontes de corrente utilizadas em cada uma das fases são constituídas pela componente fundamental e pelas componentes harmônicas resultantes do processo de conversão CC/CA. Para o caso específico deste trabalho, o foco foi direcionado para as componentes fundamentais que efetivamente determinam os níveis de potência injetada, desprezando-se as demais componentes harmônicas. Particularmente, para avaliação dos efeitos das componentes harmônicas, no contexto deste trabalho, considerou-se apenas o impacto da utilização dos compensadores, pois além de apresentarem distorções harmônicas muito mais relevantes, são, em um cenário comparativo, as únicas fontes harmônicas adicionais.

Figura 29 - Bloco CONTROLÉ (gerador de pulsos de disparo das chaves).



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 30 - Bloco INVERSOR (fontes de corrente).



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

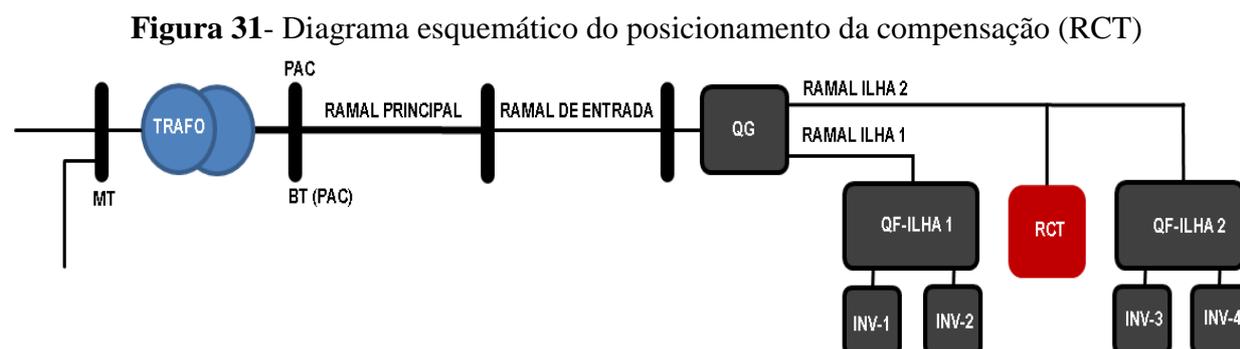
5.1 Resultados e Avaliações

Apresenta-se nesta seção os resultados obtidos a partir das estratégias apresentadas nos itens 4.2, 4.3 e 4.4. Particularmente, considerando as especificidades do sistema real adotado neste trabalho como referência para os estudos de simulação, é possível avaliar o desempenho operacional das duas estratégias propostas em 4.3 e 4.4, respeitando-se a escolha adequada dos pontos de conexão. Naturalmente, trata-se de um caso particular, porém muito conveniente para se avaliar comparativamente, sob um mesmo cenário operacional, o desempenho energético de cada uma das estratégias adotadas.

Baseado, portanto, nas considerações anteriores sobre o desempenho dos mecanismos de compensação baseados na relação R/X , foram identificados dois possíveis pontos de conexão, notadamente, o BARRAMENTO GERAL da planta fotovoltaica e o barramento da ILHA DE INVERSORES 2. Cada uma das alternativas, seja LCT ou RCT, é investigada isoladamente e os resultados obtidos para cada aplicação específica são apresentados a seguir.

5.6.1 Compensação de tensão com RCT

Os resistores controlados foram instalados junto a ILHA DE INVERSORES 2, onde a relação $R/X > 1$ é dada predominantemente pelos parâmetros elétricos do alimentador do RAMAL ILHA 2, resultando em aproximadamente 2,5. O ponto de conexão do dispositivo de compensação é ilustrado na Figura 31.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Os resultados que ilustram a evolução da potência instantânea total disponibilizada pela planta fotovoltaica são apresentados na Figura 32. Para compor esta análise de desempenho foram efetivamente simuladas pontualmente oito condições operacionais a partir dos limites operacionais associados às ações de desligamentos sucessivos até a máxima condição de insolação, ou seja, entre 9h20' e 12h30'. Os demais pontos, registrados até as 15:20h, foram obtidos por extrapolação

dos resultados simulados anteriores, dada a similaridade do comportamento da potência instantânea para estas aplicações.

O sistema de controle de acionamento do RCT atua regulando o ângulo de disparo das chaves no sentido de manter, no máximo 240V, nos terminais de entrada dos inversores 03 e 04. Nestas condições, garante-se a inibição do sistema de proteção de sobretensões para todos os demais inversores, evitando-se os desligamentos sucessivos e conseqüentemente assegurando a disponibilização de total energia produzida pelos painéis fotovoltaicos. Naturalmente, para esta aplicação envolvendo o uso de RCT, parte desta energia é consumida no local não sendo disponibilizada para a rede elétrica no PAC, entretanto o ganho energético neste ponto pode ainda ser considerado relevante.

Conforme visto anteriormente pela Figura 18, o desempenho original sem o uso do RCT onde, a energia total reprimida calculada foi de aproximadamente 293kWh/dia. Já os resultados pontuais obtidos em simulação digital com a atuação do RCT, seguido da correspondente energia total reprimida equivalente foi de 88,1kWh.

Os resultados pontuais obtidos em simulação digital são apresentados nas tabelas 8, 9 e 10. As potências referem-se aos valores globais da instalação fotovoltaica e foram organizados com base na relação porcentual das potências previstas gerada (PG) e máxima (PM). Como exemplo, observa-se na Tabela 8 que para $PG/PM\% = 95\%$, cerca de 80% da potência instantânea gerada (PG) é disponibilizada para a rede (PD) no ponto de conexão dos inversores 03 e 04. Ainda nestas mesmas condições operacionais é possível constatar, pela Tabela 9, que por volta de 78% da potência instantânea gerada (PG), é efetivamente compartilhada (PI) com a rede elétrica no PAC, com perdas nos alimentadores (PL) < 2% para todos os casos.

Considerando os demais pontos operacionais e realizando-se uma interpolação linear a partir dos mesmos, conclui-se que o ganho energético final é notável, aproximando-se de 205kWh/dia, uma vez que a energia reprimida neste caso fica reduzida a praticamente 88kWh/dia. Desta forma, constata-se que o ganho energético porcentual em relação as condições operacionais sem controle de tensão, é de 70%.

Vale destacar que esta energia reprimida, apesar de representar uma perda local neste caso, pode ser direcionada para outras atividades afins pertinentes, tais como aquecimento de água, bombeamento de água, silos de secagem de grãos, entre outras, ou até mesmo armazenada em sistemas de baterias para uso geral futuro (SILVA, 2018; BOTELHO, 2018).

Sob o ponto de vista da qualidade da energia no PAC, observa-se que o impacto desta metodologia é irrelevante. Apesar de se tratar de um dispositivo de compensação com características operacionais não lineares, com altas taxas de distorção nas correntes $THDi(\%)$, Tabela 10, as taxas de distorção harmônicas resultantes na tensão $THDv(\%)$ no PAC, Tabela 9,

são desprezíveis e as taxas de distorção harmônica das correntes THDi(%) no PAC, seguem dentro dos limites recomendados, ou seja $THDi(\%) < 8\%$ para $20 < I_{cc}/I_1 < 50$ no PAC. Devido a própria constituição física do equipamento de compensação (RCT), o fator de potência no PAC permanece praticamente unitário.

Figura 32 - Resultados utilizando-se RCT (energia total reprimida: 88,1 kWh)

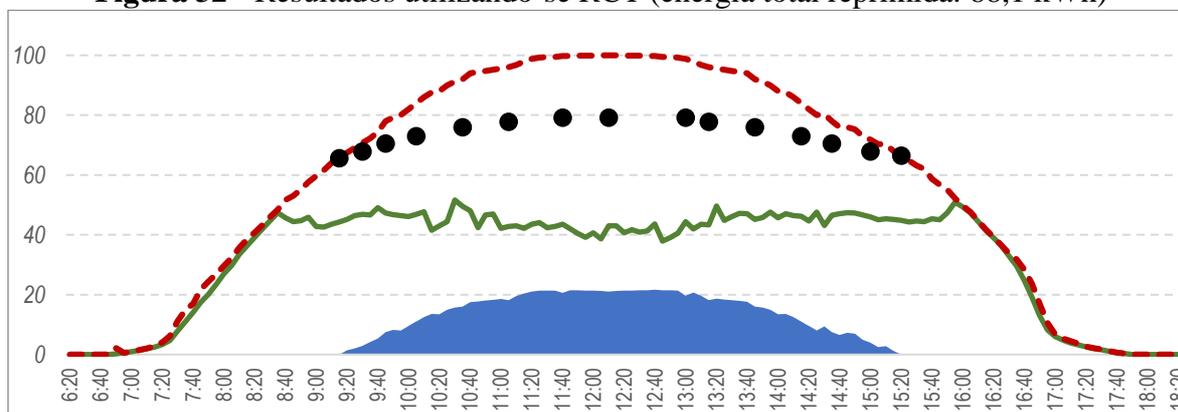


Tabela 8 - Resultados simulados utilizando-se resistores controlados (RCT)

PG/PM(%)	Irms(A)	PG(kW)	VD(V)	Vilha1 (V)	Vilha2 (V)	PD(kW)	PD/PG(%)
100%	142,8	102,6	234,2	239,2	240	79,2	77%
99%	141,4	101,6	234,2	239,1	240	79,2	78%
95%	136,0	97,7	234,1	238,9	240	77,8	80%
91%	130,0	93,3	234,1	238,5	240	75,9	81%
84%	120,0	86,0	233,8	238,0	240	73,0	85%
77%	110,0	78,8	233,6	237,5	240	70,5	89%
70%	100,0	71,5	233,4	236,6	240	67,9	95%
67%	95,0	67,9	233,3	236,7	240	66,5	98%

Tabela 9 - Condições no PAC utilizando-se resistores controlados (RCT)

PG/PM(%)	PI(kW)	PL(kW)	PI/PG(%)	PL/PG(%)	S(kVA)	FP	THDv(%)	THDi(%)
100%	77,6	1,6	76%	1,6%	77,6	1,00	0,00%	0,0%
99%	77,6	1,6	76%	1,6%	77,6	1,00	0,03%	4,1%
95%	76,2	1,6	78%	1,6%	76,2	1,00	0,03%	4,3%
91%	74,4	1,5	80%	1,6%	74,4	1,00	0,03%	7,0%
84%	71,6	1,4	83%	1,6%	71,6	1,00	0,03%	7,4%
77%	69,2	1,3	88%	1,7%	69,2	1,00	0,03%	5,2%
70%	66,7	1,2	93%	1,7%	66,7	1,00	0,03%	2,7%
67%	65,4	1,1	96%	1,6%	65,4	1,00	0,00%	0,0%

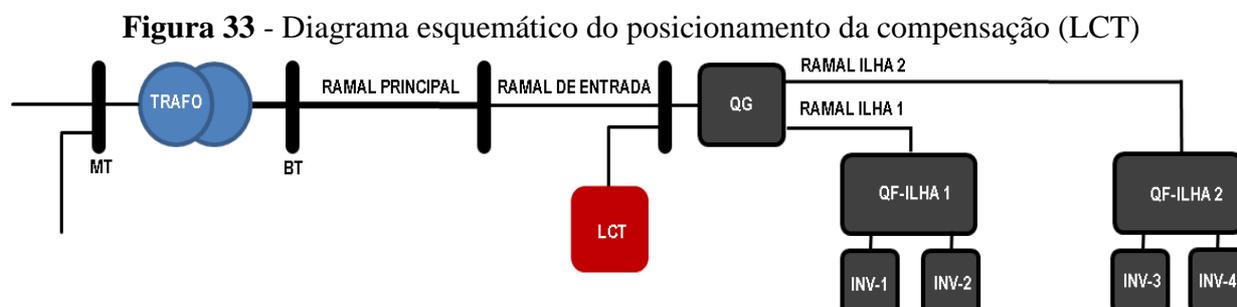
Tabela 10 - Condições operacionais no RCT

PG/PM(%)	I(A)	alfa	THDi(%)
100%	30,0	0	0,0%
99%	28,6	45	18,0%
95%	25,3	62	23,0%
91%	21,8	78	27,0%
84%	16,0	100	39,0%
77%	9,4	126	72,0%
70%	3,0	155	150,0%
67%	0,0	180	0,0%

Fonte: Figuras e tabelas elaboradas pelo próprio autor

5.6.2 Compensação de tensão com LCT

Os indutores controlados foram instalados junto ao BARRAMENTO GERAL, onde a relação $R/X < 1$ é dada pela composição dos parâmetros dos alimentadores PRINCIPAL e DE ENTRADA, no caso 0,74. O ponto de conexão do dispositivo de compensação é ilustrado na Figura 33.



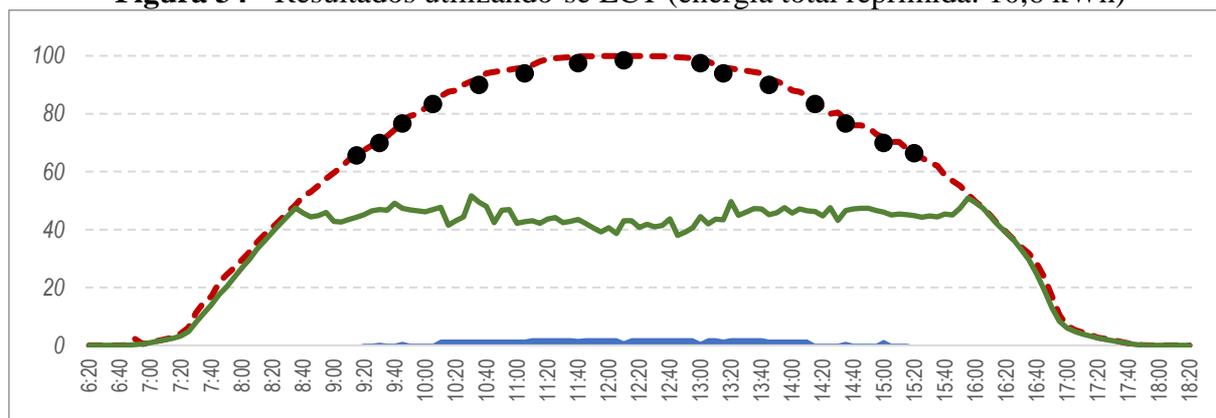
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

As potências instantâneas totais disponibilizadas pela planta fotovoltaica são apresentadas na Figura 34. Os critérios para obtenção dos resultados ora apresentados, seguem as mesmas diretrizes dos procedimentos adotados no caso anterior. Assim como no caso anterior o sistema de controle do LCT atua no sentido de manter no máximo, 240V nos terminais de entrada dos inversores 03 e 04, pelas mesmas razões já expostas. Entretanto, o princípio operacional difere fundamentalmente daquele relatado para o caso do RCT. Neste caso, pela ação do controle sobre ângulos de disparo das chaves, a corrente reativa é modulada com o objetivo de garantir que a tensão no barramento dos inversores não ultrapasse o valor de referência de 240 V.

Os resultados pontuais apresentados nas Tabelas 11,12 e13, mostram, a título de exemplo, que para $PG/PM\% = 95\%$, cerca de 97% da potência instantânea gerada (PG) é disponibilizada para a rede (PD) no ponto de conexão dos inversores 03 e 04, conforme Tabela 11, e que 88% deste montante (PI) é disponibilizado no PAC para compartilhamento com a rede CA, Tabela 12.

A energia total reprimida nesta aplicação é de apenas 10,6kWh/dia, resultando, portanto, em uma energia líquida disponível no PAC de aproximadamente 282kWh/dia, constituindo um ganho energético porcentual de aproximadamente 96%.

Observa-se, pela Tabela 13 que os impactos sobre as distorções harmônicas no ponto de acoplamento são praticamente desprezíveis no tocante ao THDv (%) e a maior taxa de distorção harmônica entre as correntes THDi (%), é praticamente a metade do limite recomendado para esta instalação.

Figura 34 - Resultados utilizando-se LCT (energia total reprimida: 10,6 kWh)**Tabela 11 - Resultados simulados utilizando-se indutores controlados (LCT)**

PG/PM(%)	Irms(A)	PG(kW)	VD(V)	Vilha1 (V)	Vilha2 (V)	PD(kW)	PD/PG(%)
100%	142,8	101,8	230	235,1	240	98,6	97%
99%	141,4	100,8	230,1	235,1	240	97,5	97%
95%	136,0	96,9	230,5	235,2	240	94,0	97%
91%	130,0	92,7	230,9	235,5	240	90,0	97%
84%	120,0	85,7	231,7	235,9	240	83,4	97%
77%	110,0	78,6	232,3	236,2	240	76,7	98%
70%	100,0	71,5	233,0	236,6	240	69,9	98%
67%	95,0	67,9	240,00	236,7	240	66,5	98%

Tabela 12 - Condições no PAC utilizando-se indutores controlados (LCT)

PG/PM(%)	PI(kW)	PL(kW)	PI/PG(%)	PL/PG(%)	S(kVA)	FP	THDv(%)	THDi(%)
100%	87,8	10,8	86%	11%	105,8	0,83	0,00%	0,00%
99%	87,2	10,3	87%	10%	104,6	0,83	0,03%	2,80%
95%	85,4	8,6	88%	9%	99,9	0,85	0,03%	3,70%
91%	83,1	6,9	90%	7%	94,3	0,88	0,03%	4,20%
84%	79,0	4,4	92%	5%	85,2	0,93	0,03%	3,20%
77%	74,0	2,7	94%	3%	76,6	0,97	0,03%	3,30%
70%	68,5	1,4	96%	2%	68,8	0,99	0,03%	3,30%
67%	65,4	1,1	96%	2%	65,5	1,00	0,00%	0,00%

Tabela 13 - Condições operacionais no LCT

PG/PM(%)	I(A)	alfa	THDi(%)
100%	87,2	90	0
99%	85,4	91	5,0
95%	76,2	96	7,0
91%	65,4	102	8,6
84%	46,6	113	8,5
77%	28,8	125	40,0
70%	9,2	145	39,0
67%	0	180	0

Fonte: Figuras e tabelas elaboradas pelo próprio autor

Por outro lado, a própria característica operacional do sistema de compensação com base no LCT, impõe uma sensível degradação do fator de potência, atingindo valores aquém dos limites regulatórios de 0,92 para condições operacionais com PG/PM (%) acima de 90%. Neste contexto destaca-se que, a instalação de um banco de capacitores automatizados, ou mesmo a adequação do banco de capacitores já existentes para esta nova condição operativa, poderia evitar o custo adicional da energia reativa.

5.2 Avaliação comparativa

Sob o ponto de vista comparativo, as avaliações são encaminhadas a partir dos gráficos ilustrados nas Figuras 35 (a), (b), (c), (d), (e) e (f) que retratam vários aspectos operacionais da planta fotovoltaica sob a ação das duas diferentes metodologias de compensação de tensão adotadas neste trabalho. Para tanto, as avaliações que se seguem têm como referência comum o nível de potência instantânea disponibilizada pelos painéis fotovoltaicos, normalizada em função da potência máxima, PG/PM (%).

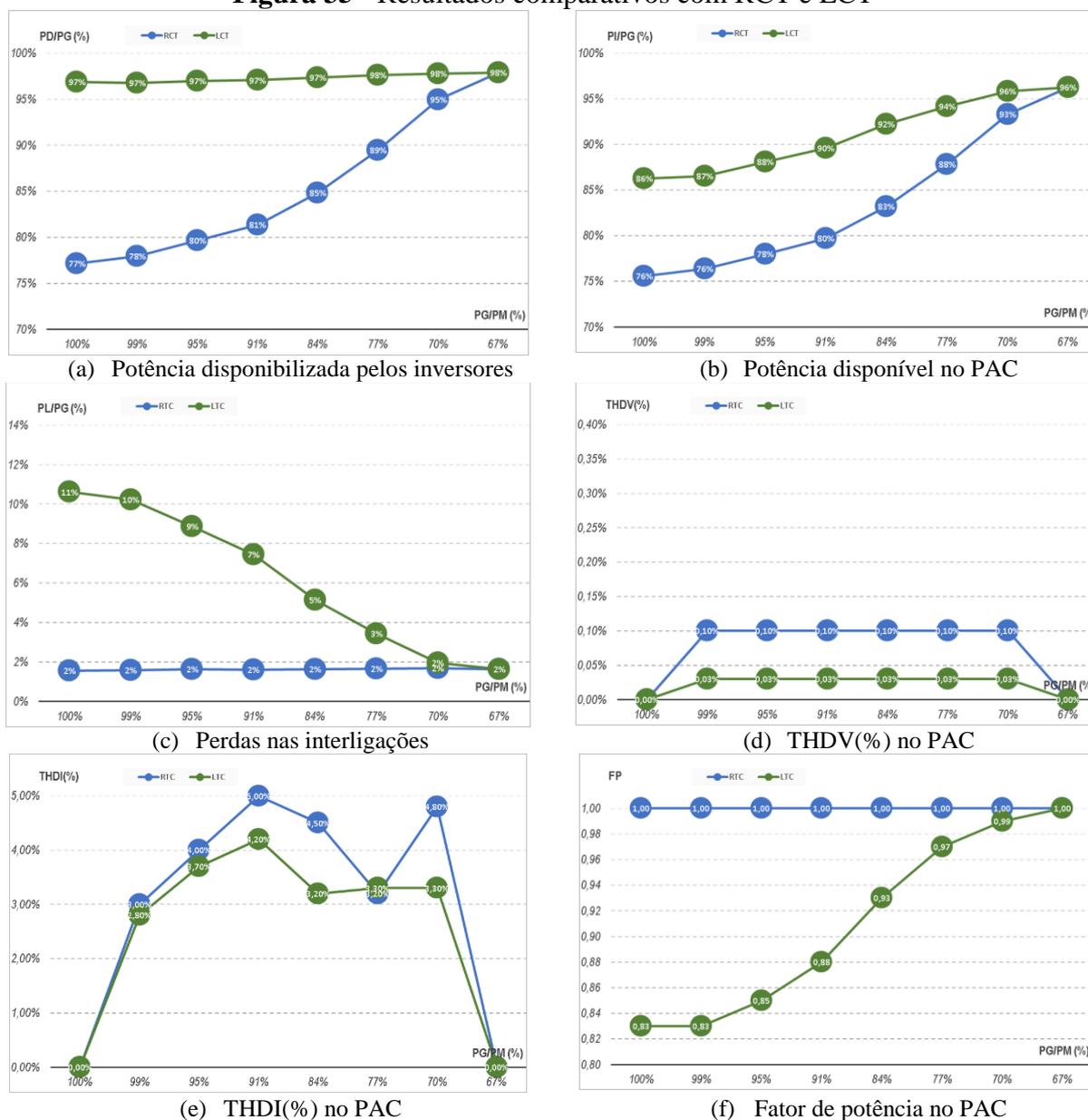
Na Figura 35(a) apresenta-se os valores percentuais de potência total disponibilizada pelos inversores, para cada uma das alternativas de compensação propostas, PD/PG (%). Constata-se claramente o melhor desempenho do sistema a partir do uso da compensação de tensão por LCT, o qual se manifesta de forma mais contundente na medida em que a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos se aproxima das condições de máximo desempenho durante o ciclo operacional. Particularmente, para esta condição operacional o sistema com LCT disponibiliza cerca de 20% a mais de potência com relação ao uso de RCT. A partir deste ponto operacional as diferenças entre os percentuais de desempenho do RCT e LCT vão gradativamente diminuindo, com a diminuição da potência gerada, igualando-se exatamente para o nível de potência limítrofe onde os desligamentos associados à atuação da proteção não mais ocorre, ou seja, quando a potência gerada pelos painéis está em aproximadamente 67% da potência máxima.

Um comportamento semelhante também pode ser observado no tocante aos percentuais de potência injetada, PI/PG (%), no PAC, Figura 35 (b), entretanto, neste caso as diferenças percentuais entre as duas tecnologias são menores. Para a condição de máxima potência gerada pelos painéis, as diferenças são 10,2%, favoráveis ao uso do LCT. Quando comparada aos percentuais de potência disponibilizada pelos inversores, verifica-se que a diminuição do rendimento com sistema LCT decorre das maiores perdas nas interligações, PL/PG (%), associadas a esta metodologia, conforme ilustrado na Figura 35(c). Diante dos fatos, conclui-se que o ganho energético total, ao de longo do ciclo operacional, é muito mais relevante com o uso da compensação por LCT, aproximando-se de ser 30% superior àquele produzido pela compensação com RCT.

Quanto aos índices de qualidade de energia relacionados com as distorções harmônicas, é possível concluir que, para o sistema investigado neste trabalho, o impacto sobre as distorções harmônicas da tensão, THD_v (%), no PAC são absolutamente irrelevantes tanto para o RCT como para o LCT, Figura 35(d). As distorções harmônicas nas correntes injetadas no PAC, THD_i (%), embora mais pronunciadas que as distorções nas tensões, ainda assim permanecem abaixo dos

limites recomendados em todo ciclo operacional, com uma ligeira diferença favorável ao LCT, Figura 35(e).

Figura 35 - Resultados comparativos com RCT e LCT



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Comparativamente, o fator de potência, FP, é o único índice cuja tendência desfavorável é atribuída ao uso do LCT, Figura 35(f). Neste caso para as máximas condições de geração de potência, PG/PM (%)=100%, o fator de potência no PAC com o uso da tecnologia LCT é 0,83 e, portanto, abaixo do limite isento de tarifação (0,92). Por outro lado, a tecnologia RCT, mantém um fator de potência praticamente unitário durante todo ciclo operacional. Tal fato decorre fundamentalmente da característica indutiva das correntes compensatórias do LCT, uma vez que as distorções harmônicas, em ambos os casos, têm participação irrelevante na composição deste índice.

6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE CONTINUIDADE

Baseado na expansão da geração distribuída nas redes de distribuição de energia elétrica, ancorada principalmente pela tecnologia fotovoltaica, este trabalho teve o foco direcionado aos problemas operacionais decorrentes destas aplicações. Atualmente diante da alta penetração dos sistemas fotovoltaicos em redes elétricas que não foram inicialmente planejadas para incorporar estas inovações, tem causado impactos relevantes sobre o desempenho das mesmas. Entre eles, destaca-se a elevação generalizada da tensão de operação motivada pela presença maciça de geradores distribuídos, cenário motivador para o desenvolvimento deste trabalho.

Nesta perspectiva, apresentou-se inicialmente uma breve revisão sobre a constituição das redes elétrica de distribuição, abordando alguns aspectos operacionais pertinentes ao tema, bem como as soluções usuais de engenharia para adequá-los às normas vigentes.

Na sequência, foram explorados os princípios operacionais dos geradores fotovoltaicos, com foco nas suas influências sobre as tensões e nos procedimentos específicos para contorná-los. Uma vez caracterizado e quantificado os possíveis impactos sobre os níveis de tensão, procedeu-se o estudo de metodologias mitigadoras e implantação dos equipamentos auxiliares associados. Para tanto, considerando-se as particularidades das redes de distribuição quanto às diferentes relações R/X encontradas ao longo das mesmas, discute-se a aplicabilidade de algumas possíveis soluções, com vistas a maximização dos efeitos compensadores.

Adotou-se, como base experimental para os estudos de simulação digital, uma instalação fotovoltaica real de médio porte, que apresenta problemas de elevação de tensão típicos, durante os períodos de produção máxima. Particularmente, a rede elétrica adotada apresenta características peculiares que permitem a adoção das soluções mitigadoras nas diferentes condições da relação R/X, sendo possível portanto compará-las sob um mesmo cenário operacional.

Os resultados obtidos nos processos de simulação digital demonstraram claramente o efeito dos equipamentos de compensação de tensão, tendo sido possível também constatar de forma conceitual, didática e quantitativa as particularidades operacionais associadas aos mesmos.

A proposta de compensação de tensão utilizando-se como premissa o consumo local de potência ativa, RCT, apresenta seu melhor desempenho energético para pontos de conexão onde a relação R/X é elevada, tipicamente ramais de baixa tensão. Na aplicação tomada como referência de estudos neste trabalho, a despeito das perdas locais implementadas, pelo fato de ter evitado desligamentos dos inversores por sobretensão, o resultado energético global da planta apresentou um ganho de aproximadamente 70%. Vale destacar que, particularmente nesta planta, as perdas de energia residuais poderiam ser direcionadas para atividades paralelas, tais como aquecimento de água, bombeamentos, entre outros. Por outro, pode ser ainda considerada a possibilidade de

implantação de um sistema de acumulação desta energia reprimida em baterias estacionárias, para uso oportuno. Apesar da não linearidade operacional do RCT, os impactos na rede elétrica relacionados a qualidade da energia no PAC, são irrelevantes. A distorção harmônica total nas tensões, $THD_v < 0,05\%$, é quantitativamente desprezível e as correntes harmônicas permanecem abaixo dos limites recomendados $THD_i < 8\%$. O fator de potência final não é impactado, uma vez que se a metodologia com RCT envolve apenas do controle do fluxo de energia ativa.

A proposta alternativa aplicada a planta fotovoltaica referência, utilizando-se a metodologia de controle de tensão com LCT, para pontos de conexão com relação $R/X < 1$, mostrou-se ainda mais favorável. O ganho energético alcançado neste caso foi de aproximadamente 96% em relação ao caso base com desligamento dos inversores. Trata-se também de um equipamento com características operacionais não lineares, e os impactos sobre a qualidade da energia no PAC são irrelevantes com, $THD_v < 0,05\%$ e $THD_i < 5\%$. Por outro lado, por se tratar de um equipamento de natureza indutiva, o fator de potência ficar abaixo dos limites normalizados, durante os intervalos de produção elevada da planta fotovoltaica.

Como se sabe, em qualquer processo decisório de incorporação de novos ativos em uma instalação, seja pela sua ampliação ou mesmo pela necessidade de compensações pontuais, há de se considerar a relação custo/benefício do empreendimento. Neste trabalho foram avaliados somente os aspectos técnicos que evidenciaram a importância dos estudos preliminares envolvendo relações as R/X nos pontos de conexão de cada uma das tecnologias, ainda assim, sem contemplar particulares sobre possíveis métodos de controle e automação. Cabe, portanto, desdobramentos futuros de estudos em continuidade ao tema, destacando-se:

- Implementação do sistema de controle em malha fechada para definição de ângulos de disparo dos tiristores;
- Avaliação o uso de equipamentos alternativos baseados em saturação magnética em substituição a tecnologia LTC adotada;
- Adoção de medidas para aproveitamento local da energia ativa reprimida;
- Incorporação de aspectos econômicos envolvendo os custos de implantação dos equipamentos.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução normativa nº482, de 17 de abril de 2012**. Brasília, ANEEL, 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 2 mar. 2015.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução normativa nº687, de 24 de novembro de 2015**. Brasília: ANEEL, 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 8 jan. 2016.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST: módulo 8, qualidade da energia elétrica**. Brasília: ANEEL, 2018. Revisão 9. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>. Acesso em: 05 fev. 2018.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST: módulo 3, acesso ao sistema de distribuição**. Brasília: ANEEL, 2016. Revisão 7. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-3>. Acesso em: 16 nov. 2016.
- AUGUGLIARO, A.; DUSONCHET, L.; MANGIONE, S. Voltage collapse proximity indicators for radial distribution networks. *In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL POWER QUALITY AND UTILIZATION*, 9, 2007, Barcelona, 2007. **Conference of the [...]**. Barcelona: IEEE, 2007. 6 p. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4424089>. Acesso em: 11 jun. 2019.
- BAGHZOUZ, Y. Voltage regulation and overcurrent protection issues in distribution feeders with distributed generation: a case study. *In: PROCEEDINGS OF THE ANNUAL HAWAII INTERNATIONAL CONFERENCE ON SYSTEM SCIENCES*, 38, 2005, Big Island. **Proceedings of the [...]** Big Island: IEEE, 2005. p. 66b. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1385368>. Acesso em: 11 jun. 2019.
- BARBI, I. **Eletrônica de potência**. 3. ed. Florianópolis: EDUFSC, 2000. 405 p.
- BOTELHO, F. K.; DUTENKEFER, R.; MELLO, J. C.; MENDES, R. Utilização de baterias na distribuição com a inserção da geração fotovoltaica distribuída: avaliação do impacto. *In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA*, SNTPEE, 24, 2017, Curitiba. **Anais [...]** Curitiba: SNTPEE, 2017. Disponível em: <http://gesel.ie.ufrj.br/index.php/Posts/index/496>. Acesso em: 08 jan. 2018.
- CASTRO, N.; CÂMARA, L. **Os desafios associados à difusão da geração distribuída de pequeno porte**. 2017. Rio de Janeiro: UFRJ, 2017. Brasil Energia. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/>. Acesso em: 23 nov. 2017.
- CASTRO, N.; DANTAS, G.; BRANDÃO, R.; MOSZKOWICZ, M.; ROSENTAL, R. **Perspectivas e desafios da difusão da micro e da mini geração solar fotovoltaica no Brasil**. 2016. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/>. Acesso em: 16 jan. 2018.
- CARVALHO, P. M. S. **Estudo e controlo da resposta de inversores fotovoltaicos ao aumento da tensão em fracas redes de baixa tensão**. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Electrotécnica) - Instituto Técnico de Lisboa, Lisboa, 2014.

CARVALHO, P. M. S.; FERREIRA, L. A. F. M *et al.* Distributed energy resources integration challenges in low-voltage networks: voltage control limitations and risk of cascading. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 4, n. 1, p. 82-88, 2013.

CHEN, P. C.; MALBASA, V.; KEZUNOVIC, M. Analysis of voltage stability issues with distributed generation penetration in distribution networks. *In: NORTH AMERICAN POWER SYMPOSIUM (NAPS)*, Manhattan. **Proceedings of the [...]**. Manhattan: IEEE, 2013. p. 1-6.

CONTI, S. *et. al.* Study of the impact of PV generation on voltage profile in LV distribution networks. *In: IEEE PORTO POWER TECH CONFERENCE*, 2001, Porto. **Conference of the [...]**. Porto: IEEE, 2001. Disponível em:
<https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=964845>. Acesso em: 11 jun. 2019.

CHAVES, F. D. M. **Serviços ancilares através da geração distribuída: reserva de potência ativa e suporte de reativos**. 2009. 146 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, 2009. Disponível em:
http://repositorio.unicamp.br/jspui/bitstream/REPOSIP/263814/1/MoyaChaves_FranciscoDavid_D.pdf. Acesso em: 12 jun. 2019.

EMINOGLU, U.; HOCAOGLU, M. H. A. Voltage stability index for radial distribution networks. *In: INTERNATIONAL UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE*, 2007, 42, Brighton. **Conference of the [...]**. Brighton: IEEE, 2007. P. 408-413.

FORTES, R. R. A. **Distorções harmônicas produzidas por inversores de geração distribuída fotovoltaica em condição de ressonância paralela**. 2016. 124 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2016. Disponível em:
https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/138262/fortes_rra_me_ilha.pdf?sequence=3&isAllowed=y. Acesso em: 11 jun. 2019.

FORTES, R. R. A. **Distorções harmônicas produzidas por transformadores de potência assimetricamente magnetizados em redes com geração distribuída fotovoltaica**. 2018. 150 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2018. Disponível em:
https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/180210/fortes_rra_dr_ilha.pdf?sequence=3&isAllowed=y. Acesso em: 11 jun. 2019.

GYUGYI, L.; OTTO, R. A.; PUTMAN, T. H. Principle and applications of static thyristor-controlled shunt compensators. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. PAS 97, n. 5, p. 1935 - 1945, 1978.

GYUGYI, L. Dynamic compensation of AC transmission lines by solid-state synchronous voltage sources. **IEEE Transactions Power Delivery**, Piscataway, v. 9, n. 2, p. 904-911, 1994.

IEA - International Energy Agency. **Trends in photovoltaic applications: survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008**. 44 p. Report IEA-PVPS T1-18:2009. Disponível em: http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/tr_2008.pdf. Acesso em: 11 jun. 2019.

IEA - International Energy Agency. **Trends in photovoltaic applications**: survey report of selected IEA countries between 1992 and 2012. 80 p. Report IEA-PVPS T1-23, 2013. Disponível em: <https://resources.solarbusinesshub.com/solar-industry-reports/item/trends-2013-in-photovoltaic-applications-survey-report-of-selected-iea-countries-between-1992-and-2012>. Acesso em: 11 jun. 2017.

IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. Piscataway: IEEE, 2003. IEEE 1547 Standard.

IEEE-1547 comments, idaho power company, Oregon PUC technical workshop, Oct. 2006. Disponível em: http://www.puc.state.or.us/PUC/admin_rules/workshops/interconnection/ipcoct18.pdf. Acesso em: 18 jun. 2018.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. B. D.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2. ed. São Paulo: Edgard Blucher, 2010.

KUNDUR, P. *et al.* Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 19, p. 1387-1401, 2004.

LIU, E.; BEBIC J. **Distribution system voltage performance analysis for high-penetration photovoltaics**. Niskayuna: GE Global Research, 2008. New York NREL Technical Monitor: Ben Kroposki Prepared under Subcontract No. ADC-7-77032-01 Subcontract Report NREL/SR-581-42298.

MATOS, D. M. B.; CATALÃO, J. P. S. Geração distribuída e os seus impactes no funcionamento da rede elétrica: parte 1. *In*: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENGINEERING, ICEUBI. 2013, Covilhã. **Conference of the [...]** Covilhã: [s.n.], 2013. Disponível em: http://webx.ubi.pt/catalao/ICEUBI_Diogo_1.pdf. Acesso em: 19 jun. 2017.

MILLER, T. J. E. **Reactive power control in electric systems**. New York: John Wiley & Sons, 1982.

NAKABAYASHI, R. **Microgeração fotovoltaica no Brasil**: viabilidade econômica. São Paulo: Instituto de Energia e Ambiente da USP, 2015. 58 p. Nota técnica. Disponível em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf>. Acesso em 20 nov. 2016.

OLIVEIRA, P. M. S. **Estudo e controlo da resposta de inversores fotovoltaicos ao aumento da tensão em fracas redes de baixa tensão**. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores) - Instituto Técnico de Lisboa, Lisboa, 2014. Disponível em: <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/395146457227/dissertacao.pdf>. Acesso em: 11 jun. 2019.

PACHECO, E. J. P. **Systems voltage control using saturated iron cored reactors**. 1977. Thesis (Doctor) - The University of Manchester, Manchester, 1977.

PETEAN, D. **Metodologia para avaliação da influência de geradores distribuídos nos níveis de curto-circuito em sistemas de distribuição de energia**. 2014. 145 f. Tese (Doutorado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-05082015-105752/publico/Daniel.pdf>. Acesso em: 20 fev. 2017.

PUJARA, A. J.; VAIDYA, G. Voltage stability index of radial distribution network. *In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON EMERGING TRENDS IN ELECTRICAL AND COMPUTER TECHNOLOGY, ICETECT*, 2011, Nagercoil. **Proceeding of the [...]** Nagercoil: IEEE, 2011. p. 180-185. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5760112>. Acesso em: 12 jun. 2019.

RAJA, P.; SELVAN, M. P.; KUMARESAN, N. Enhancement of voltage stability margin in radial distribution system with squirrel cage induction generator based distributed generators. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 7, p. 898-906, 2013.

REIS, S. M. M. D. **Determinação de índices de estabilidade de tensão**. 2005. 142 f. (Dissertação) - Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Porto, 2005.

SILVA, D. L. *et al.* Estudo do uso de sistemas de armazenamento para minimizar problemas relacionados à tensão devido à integração fotovoltaica em sistemas de distribuição. *In: LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION – CLAGTEE*, 12, 2017, Mar del Plata. **Proceedings of the [...]**. Mar del Plata: [s.n.], 2017. Disponível em: <http://www3.fi.mdp.edu.ar/clagtee/2017/articles/12-019.pdf>. Acesso em: 08 jan. 2018.

TOSHIBA DO BRASIL. **Manual de instrução para reguladores de tensão monofásicos**, Setembro 2005.

VIAWAN, F.A. **Voltage control and voltage stability of power distribution system in the presence of distributed generation**. 2008. 169 f. Thesis (Doctor) - Division of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, Göteborg, 2008. Disponível em: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.472.3269&rep=rep1&type=pdf>. Acesso em: 12 jun. 2019.

ZILLES, R.; MACEDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; DE OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.