

Diego Rizzi Langerhorst

**ESTUDO DAS PERDAS EM UM
SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA DEVIDAS AO
CONTROLE DE POTÊNCIA REATIVA
EM UM GERADOR SOLAR
FOTOVOLTAICO**

Diego Rizzi Langerhorst

**ESTUDO DAS PERDAS EM UM
SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA DEVIDAS AO
CONTROLE DE POTÊNCIA REATIVA
EM UM GERADOR SOLAR
FOTOVOLTAICO**

Trabalho de Conclusão de Curso

Apresentado à Escola de Engenharia de São

Carlos, da Universidade de São Paulo.

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase

em Sistemas de Energia e Automação.

ORIENTADOR: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos,

2013

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

R627e Rizzi Langerhorst, Diego
ESTUDO DAS PERDAS EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA DEVIDAS AO CONTROLE DE POTÊNCIA
REATIVA EM UM GERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO / Diego Rizzi
Langerhorst; orientador José Carlos de Melo Vieira
Júnior. São Carlos, 2013.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2013.

1. Potência reativa . 2. Geração distribuída. 3.
Perdas. 4. Painel fotovoltaico. 5. Sistema de
distribuição . 6. Valor Presente Líquido. 1. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Diego Rizzi Langerhorst

Título: "Estudo do comportamento das perdas geradas pelo controle de potência reativa em um sistema de distribuição através da geração distribuída"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 18 / 11 / 2013,

com NOTA 6,5 (seis e cinco), pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior - (Orientador - SEL/EESC/USP)

Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada - (SEL/EESC/USP)

Mestre Oureste Elias Batista - (Doutorando - SEL/EESC/USP)

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Homero Schlabel

DEDICATÓRIA

À minha mãe, Angelita, meu exemplo maior e meu irmão Rodrigo.

Agradecimentos

Primeiramente à minha mãe e irmão, pelo apoio e amizade incondicional, minha família e a querida Leila Jezler que me ajudaram de inúmeras formas.

Meine Ex-Mitarbeiterinnen von SAK, insbesondere Patrick, Adrian, Urs, Marco K., Alex, Roger, Daniel, Sonja und Christian vielen Dank für alles.

Aos meus companheiros de república Daniel L., Daniel P., Adriano, Pedro, André e membro honorário Fernando S. pelos inesquecíveis momentos de diversão e aprendizado na república Pinguim.

Sumário

Lista de Figuras	10
Lista de Tabelas.....	11
SIGLAS.....	12
Resumo.....	13
Abstract	14
1 Introdução	15
1.1 Definição do projeto.....	16
1.2 Organização do documento.....	16
2 Modelagem dos Componentes do Sistema Elétrico	17
2.1 Parâmetros a serem investigados.....	17
2.2 Considerações iniciais	18
2.3 Neplan	18
2.4 Sistema fotovoltaico.....	18
2.5 Limite da geração de potência reativa.....	19
2.6 Sistema de distribuição radial simplificado.....	20
2.7 Componentes e parâmetros do sistema 1	21
3 Impactos da Geração Fotovoltaica nos Níveis de Tensão e de Perdas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica	23
3.1 Definição do sentido do fluxo de potência.....	23
3.2 Influência do fator de potência sobre as perdas	24
3.2.1 Resultados	25
3.2.2 Análise dos resultados.....	28
3.3 Influência da carga e geração fotovoltaica sobre as perdas.....	29
3.3.1 Simulação	29
3.3.2 Resultados	29
3.3.3 Discussão dos resultados.....	32
3.4 Impactos sobre a tensão.....	35
4 Impacto financeiro das perdas na tomada de decisão sobre a substituição de cabos na rede.....	37
4.1 Valor Presente Líquido (VPL)	37
4.2 Cenário de simulação	38
4.3 Análise da tomada de decisão sobre a substituição dos cabos	40
4.3.1 Situação 1 com comprimento de cabo de 350m.....	41
4.3.2 Situação 1 com comprimento de cabo de 50m.....	44
4.3.3 Situação 2 com comprimento de cabo de 350m.....	45
4.3.4 Situação 2 com comprimento de cabo de 650m.....	49
5 Conclusão.....	53

6	Referências.....	57
---	------------------	----

Lista de Figuras

Figura 1 - Sistema 1	20
Figura 2 - Sistema 1 implementado no <i>software</i> Neplan	21
Figura 8 Gerador FV sob operação capacitiva	23
Figura 9 Gerador FV sob operação indutiva	24
Figura 10 - Comportamento das perdas e tensão em função do $\cos \emptyset$ do gerador FV do teste 1	25
Figura 11 - Comportamento das perdas e tensão em função do $\cos \emptyset$ do gerador FV do teste 2	26
Figura 12 Comportamento das perdas e tensão em função do $\cos \emptyset$ do gerador FV do teste 3..	26
Figura 13 Comportamento das perdas e tensão em função do $\cos \emptyset$ do gerador FV do teste 4..	27
Figura 14 - Comportamento das perdas e tensão em função do $\cos \emptyset$ do PV do teste 5.....	27
Figura 15 - Comportamento das perdas e tensão em função do $\cos \emptyset$ do gerador FV do teste 6	28
Figura 16 - Comportamento das perdas para uma geração fotovoltaica variável sob condições do teste 7	30
Figura 17 - Comportamento das perdas para uma geração fotovoltaica variável sob condições do teste 8	30
Figura 18 - Comportamento das perdas para uma geração fotovoltaica variável sob condições do teste 9	31
Figura 19 - Comportamento das perdas para uma geração fotovoltaica variável sob condições do teste 10	31
Figura 20 - Ponto mínimo de perdas com o fluxo de potência entre a carga e o gerador FV	33
Figura 21 - Ponto mínimo de perdas com o fluxo de potência entre a carga e o gerador FV	33
Figura 22 - Ponto mínimo de perdas com o fluxo de potência entre a carga e o gerador FV	34
Figura 23 - Ponto mínimo de perdas com o fluxo de potência entre a carga e o gerador FV	34
Figura 24 - Sistema 1 modificado	38
Figura 25 - Perdas para diversas gerações fotovoltaicas nos cabos mais usados no sistema de distribuição.....	40

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Parâmetros.....	17
Tabela 2 - Parametrização do software Neplan.....	24
Tabela 3 - Parâmetros para simulação com geração fotovoltaica constante	25
Tabela 4 - Parâmetros da carga e fator de potência do gerador FV para simulação	29
Tabela 5 – Carga, fator de potência da carga e do gerador FV para análise do ponto mínimo de perdas	33
Tabela 6 - Geração fotovoltaica máxima para os cabos mais usados no sistema de distribuição	39
Tabela 7 - Perdas para os três cabos calculados pelo <i>software</i> Neplan.....	41
Tabela 8 – Custo para adquirir os cabos de seção transversal maior com 350 metros de comprimento	42
Tabela 9 - VPL de projetos no que tange troca dos cabos considerando 1kWh = 0,077USD ...	43
Tabela 10 - VPL de projetos no que tange troca dos cabos considerando 1kWh = 0,154USD .	43
Tabela 11 - Perdas para diversos cabos com comprimento de 50 metros.....	44
Tabela 12 - Investimento para aquisição dos cabos	44
Tabela 13 - VPL dos investimentos para a troca dos cabos com 1kWh = 0,077 USD	45
Tabela 14 – VPL dos investimentos no que tange troca dos cabos com 1kWh = 0,154 USD...	45
Tabela 15 - Tensões, perdas e VPL da solução 1	47
Tabela 16 - Tensões, perdas e VPL da solução 2.....	47
Tabela 17 - Tensões, perdas e VPL da solução 3.....	48
Tabela 18 - Tensões, perdas e VPL da solução 4.....	48
Tabela 19 - Tensões, perdas e VPL da solução 5.....	49
Tabela 20 - Tensões, perdas e VPL da solução 1	51
Tabela 21 - Tensões, perdas e VPL da solução 2.....	51
Tabela 22 - Tensões, perdas e VPL da solução 3.....	51
Tabela 23 - Tensões, perdas e VPL da solução 4.....	52
Tabela 24 - Tensões, perdas e VPL da solução 5.....	53

SIGLAS

USD – Franco Suíço

$\cos \varnothing$ - Fator de Potência

Gerador FV – Gerador Fotovoltaico

Neplan – Software para cálculo de fluxo de potência

P – Potência Ativa

Q – Potência Reativa

SAK – St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG

USD – Dolar americano

Langerhorst, D.R. Estudo do comportamento de perdas geradas pelo controle de potência reativa em um sistema de distribuição por meio da geração distribuída. 2013. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos.

Resumo

Este trabalho de conclusão de curso trata da perda de energia resultante do controle de potência reativa em uma rede de distribuição de baixa tensão na presença de geração fotovoltaica. O objetivo principal deste estudo é determinar o comportamento das perdas no sistema de distribuição de baixa tensão quando há o controle de potência reativa em uma unidade de geração distribuída, em especificamente em sistemas fotovoltaicos. Para tal, foi simulado um sistema de distribuição radial de energia a partir dados obtidos da St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG (SAK), empresa de distribuição de energia suíça onde este discente realizou estágio curricular. Também foi estudada a influência das perdas na tomada de decisão no que tange a troca dos cabos por um de seção transversal maior a fim de evitar extrapolação dos níveis de tensão no ponto de conexão do painel fotovoltaico e mitigar o aumento das perdas devido ao fluxo de potência gerado pelo mesmo. A partir dos exemplos simulados, observou-se um comportamento parabólico das perdas e influência de diversos fatores sobre as mesmas como fatores de potência capacitivo e indutivo. Observou-se também que para os cenários de simulação propostos trocar os cabos por um de seção transversal maior a fim de mitigar aumento de perdas devido ao fluxo de potência do painel fotovoltaico não é viável financeiramente e que, caso seja necessário a substituição, optar-se pela menor seção transversal que suporte o fluxo mostrou-se a opção financeiramente mais viável.

Paravras-chave: Potência reativa, Geração distribuída, Perdas, Painel fotovoltaico, Sistema de distribuição, Valor Presente Líquido.

Abstract

This work intends to establish an overview concerning the losses in a radial distribution system when the technic of reactive power control in the presence of photovoltaic distributed generation. The main goal of this study is to determinate the behavior of losses in the low voltage distribution system once the reactive power control technic is implemented throughout a photovoltaic array. Therefor, it was simulated a real radial distribution system from the Swiss distribution company St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG (SAK), where this student attended to an internship. It was evaluated as well, how the losses affect the decision to replace the cable for one with a thicker transversal section, in order to avoid the extrapolation of tension levels in the connection point of the photovoltaic array. Furthermore to mitigate the increase of losses due to the power flow caused by the photovoltaic array. From the simulated examples, it was observed a parabolic behavior from the losses, and the influence they suffer from several variables such as the power factor not only capacitive, but also inductive. It was noticed as well that the replacement of cables for a thicker transversal section in order to mitigate the increase of losses showed itself not financially viable. And in case it was necessary, the option for the thinnest transversal section able to support the power flow would be the most financially viable

Keywords: Reactive power, Distributed generation, Losses, Solar array, Net Present Value, Distribution system.

1 Introdução

A geração distribuída tem-se tornado popular por meio de uma variedade de fontes de energia renováveis, as quais criam novas oportunidades e desafios em termos de qualidade de energia, níveis de tensão e fluxo de potência não só ativa como também reativa (Mohamed, *et al.*, 2012).

Em um sistema de geração distribuída com presença de fontes de energia renováveis, existem vários parâmetros, os quais devem ser monitorados a fim de que sejam alcançados os padrões estabelecidos no que tange, por exemplo, qualidade de energia e níveis de tensão. Em relação ao último item, este pode ser afetado pelo fluxo de potência reativa na rede (Trombetti, *et al.*, 2009).

Portanto para manter os níveis de tensão na presença de geração distribuída dentro de valores estabelecidos pelo órgão regulador vigente, a técnica de controle de potência reativa tem sido utilizada e demonstra uma grande eficiência. Esta técnica pode ser utilizada por meio de bancos de capacitores, máquinas síncronas ou até mesmo painéis fotovoltaicos. No entanto, a aplicação de técnicas de controle de potência reativa pode provocar o aumento das perdas por efeito Joule nos alimentadores de distribuição (Quezada, *et al.*, 2006).

Ao se conectar um sistema de geração fotovoltaico à rede, ocorre um aumento de tensão no ponto de conexão devido ao fluxo de potência gerado pelo painel fotovoltaico (Carvalho, *et al.*, 2008). Caso este aumento exceda os padrões estabelecidos pelo órgão regulador vigente, há a necessidade da distribuidora de energia realizar um investimento para mitigar este problema.

A solução empregada usualmente pelas distribuidoras de energia é a substituição do cabo por um de seção transversal maior que possa suportar o aumento do fluxo de potência, sem que haja a extrapolação dos níveis de tensão no ponto de conexão. No entanto, esta solução envolve um investimento financeiro por parte da distribuidora.

Uma possível alternativa para evitar tal investimento seria a utilização da técnica de controle de potência reativa por meio da geração fotovoltaica a fim de evitar que o aumento de tensão no ponto de conexão do sistema de geração fotovoltaico exceda os limites estabelecidos. Entretanto, como pode haver aumento das perdas na linha, é necessário avaliar se os custos gerados pelas perdas inviabilizariam financeiramente esta solução.

1.1 Definição do projeto

Dentro do contexto apresentado anteriormente, os objetivos deste trabalho são:

- Estabelecer a influência do fator potência não só da carga, como também do gerador FV, além da geração fotovoltaica e o módulo da carga sobre as perdas causadas pelo controle de potência reativa quando implementado por meio de um sistema de geração fotovoltaico em um sistema de distribuição radial simplificado.
- Avaliar de maneira qualitativa a influência da técnica de controle de potência reativa quando realizada por meio de um painel fotovoltaico nos níveis de tensão no ponto de conexão entre o painel fotovoltaico e a rede de distribuição.
- Desenvolver uma análise financeira para tomada de decisão em relação à substituição do cabo de distribuição por um de secção transversal maior a fim de evitar a extrapolação dos níveis de tensão no ponto de conexão do painel fotovoltaico e mitigar o aumento das perdas devido ao fluxo de potência gerado pelo mesmo.

1.2 Organização do documento

Este documento está organizado da seguinte maneira:

- O capítulo 2 trata da modelagem dos componentes elétricos, os parâmetros a serem investigados assim como a demonstração do *software* Neplan.
- No capítulo 3 serão avaliados os impactos da geração fotovoltaica sobre as perdas e os níveis de tensão em um sistema de distribuição radial.
- No capítulo 4 será avaliada a influência das perdas na tomada de decisão no que tange a substituição do cabo do sistema de distribuição.

2 Modelagem dos Componentes do Sistema Elétrico

Neste capítulo são apresentados os parâmetros a serem investigados quanto à influência sobre as perdas na rede de distribuição, assim como apresentará e demonstrará a implementação do sistema 1 por meio do *software* Neplan, o qual será utilizado para simular o sistema de distribuição radial simplificado, realizar os cálculos de fluxo de potência e de perdas na rede.

2.1 Parâmetros a serem investigados

Os parâmetros que serão investigados são apresentados na Tabela 1, assim como os respectivos intervalos a serem analisados.

Tabela 1 – Parâmetros

Parâmetros	Intervalo
Comprimento do cabo (entre a carga e o equivalente da rede ¹)	[50 ; 650] m
Cos Ø do gerador FV	[0,90 ; -0,90]
Geração fotovoltaica	[10 ; 70] kVA
Seção transversal do cabo	[25 ; 240] mm ²
Custo do kWh	[0,077 ; 0,154] USD ²

O intervalo do comprimento do cabo foi escolhido uma vez que dentro deste intervalo o preço por metro permanece constante. Esta característica é típica do mercado europeu e no Brasil pode vir a ser diferente.

O intervalo para o cos Ø do gerador FV é justificado uma vez que na Suíça uma carga não deve operar com fator de potência inferior a 0,93. E como não há um grande fluxo de potência reativa, escolheu-se trabalhar com um intervalo de 0,90 indutivo a 0,90 capacitivo.

Para estimar o intervalo de variação da geração fotovoltaica, utilizou-se a média da máxima geração fotovoltaica na área de operação da distribuidora de energia SAK que corresponde a 10kVA como limite inferior. A fim de estimar a geração máxima de 70kVA foi utilizada a geração máxima da maior instalação fotovoltaica na rede operada pela SAK extrapolada em 50%.

Já o intervalo da seção transversal foi determinado ao considerar as seções transversais mais usadas no sistema de distribuição de baixa tensão.³

¹ O equivalente da rede corresponde ao equivalente do circuito a montante da subestação onde o conjunto carga e geração FV é conectado.

² USD corresponde a unidade monetária dos EUA.

Por fim, o custo da energia elétrica, kWh, de 0,077 USD foi estabelecido por ser o custo do kWh vigente na data de desenvolvimento do estudo e o de 0,154 USD foi estabelecido como um valor futuro hipotético. Os valores estão representados até a terceira casa decimal para fornecer uma maior precisão nos cálculos uma vez que originalmente a unidade monetária utilizada foi o Franco Suíço e posteriormente fora convertido para USD através da taxa de 1 CHF = 1,1 USD.⁴

2.2 Considerações iniciais

Para realizar as simulações, existem considerações iniciais e suposições que são necessárias a fim de que sejam alcançados os objetivos propostos.

- A carga será considerada constante durante o dia com fator de potência resistivo e indutivo.
- Somente as perdas de potência ativa na rede de tensão nominal de 0,4kV serão consideradas.

2.3 Neplan

O *software* Neplan consiste em um simulador de sistemas de potência desenvolvido pela BCP Switzerland⁵ e possui ferramentas de análise de sistemas de potência nas áreas de transmissão, distribuição, geração, sistemas de energia renováveis, *Smart Grids* além de trabalhar com sistemas de gás, água e distribuição de calor.

Para que os objetivos estabelecidos na seção 1.1 sejam alcançados, o *software* possui ferramentas para o cálculo de fluxo de potência, das perdas no sistema de distribuição de 0,4 kV que serão utilizadas.

2.4 Sistema fotovoltaico

Neste capítulo o autor visa discutir o gerador FV do ponto de vista físico, uma vez que ele é constituído por um sistema fotovoltaico formado basicamente pelo painel fotovoltaico, regulador de carga, bateria e inversor como ilustrado na Figura 1 e detalhados a seguir.

³ De acordo com as normas da empresa SAK

⁴ Cotação em 25/11/2013

⁵ www.neplan.ch



Figura 1 - Componentes de um sistema fotovoltaico

- Módulo fotovoltaico é o dispositivo responsável pela conversão de energia solar em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico.
- Regulador de carga tem como função o controle de fluxo de energia entre o gerador e a carga. Além de proteger a bateria contra sobrecargas solares e de descargas profundas
- Baterias são utilizadas para o armazenamento de energia em sistemas fotovoltaicos autônomos.
- Inversor, ou conversor, é responsável pela conversão da corrente contínua gerada pelo módulo fotovoltaico em corrente alternada. E caso o sistema fotovoltaico esteja conectado à rede, é responsável pelo sincronismo com a mesma.

2.5 Limite da geração de potência reativa

Como proposto nos objetivos deste estudo, será implementada a técnica de controle de potência reativa em um gerador FV. Como este procedimento consiste na geração ou consumo de potência reativa é necessário discutir implicações que podem ser geradas no gerador FV.

Para a geração ou consumo de potência reativa é necessário que o inversor do gerador FV seja configurado com um fator de potência capacitivo ou indutivo respectivamente. Entretanto o inversor possui uma limitação para tal, determinada pela capacidade de potência reativa e esta é determinada pela capacidade dos semicondutores presentes nos comutadores do inversor. Quando a injeção de potência ativa é inferior à sua potência nominal, o seu complemento da mesma pode ser utilizada para a geração ou absorção de potência reativa (Demirok, et al., 2011).

Segundo Demirok *et al* (2011) a maior parte de nova geração de inversores para sistemas fotovoltaicos são sobre dimensionados para que possam operar com um fator de potência de 0,90 tanto atrasado quanto adiantado mesmo sob operação em potência nominal.

2.6 Sistema de distribuição radial simplificado

A opção de utilizar um sistema de distribuição radial simplificado foi escolhida, pois a rede pertencente à distribuidora de energia suíça SAK frequentemente apresenta esta configuração devido às características geográficas de uma região montanhosa.

O sistema radial simplificado é exemplificado por meio do sistema 1 apresentado na Figura 2 em que o gerador fotovoltaico (FV) é conectado junto à carga e ao equivalente da rede, o qual compreende todo o circuito a montante da conexão do secundário do transformador.

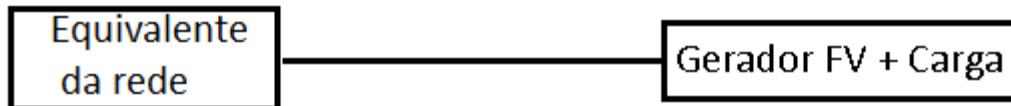


Figura 2 - Sistema 1

De modo que o sistema traga uma maior confiabilidade, serão utilizados dados de um ramo da rede de distribuição suíça pertencente à distribuidora de energia SAK, apresentado na Figura 3, já configurado no *software* Neplan.

Para fins de simulação, o alimentador será admitido conectado a um barramento infinito de modo a não restringir o fluxo de potência, o qual é conectado a um transformador 16kV/0,4kV cujos parâmetros serão apresentados na seção 2.7.

É possível identificar também que existem 3 barras na rede de 0,4kV, fato justificado por existir 2 tipos de cabos. O primeiro cabo é NS-4LK GKN 3x150/95 Cu⁶ cujo comprimento corresponde a 0,265km e que conecta o lado secundário do transformador à barra central VK2 *Birkenhaldenstr.* Já o segundo cabo é NS-4LK GKN 3x25/25 Cu³ cujo comprimento corresponde a 0,35km e que conecta a barra central VK2 *Birkenhaldenstr.* à barra HAK *Birkenhaldenstr.*, 39 onde tanto a carga, quanto o gerador FV estão conectados.

⁶ As características dos cabos estão disponíveis no site dos fabricantes *Nexans* (<http://www.nexans.com>) e *Bruggs* (<http://www.bruggcables.com>).

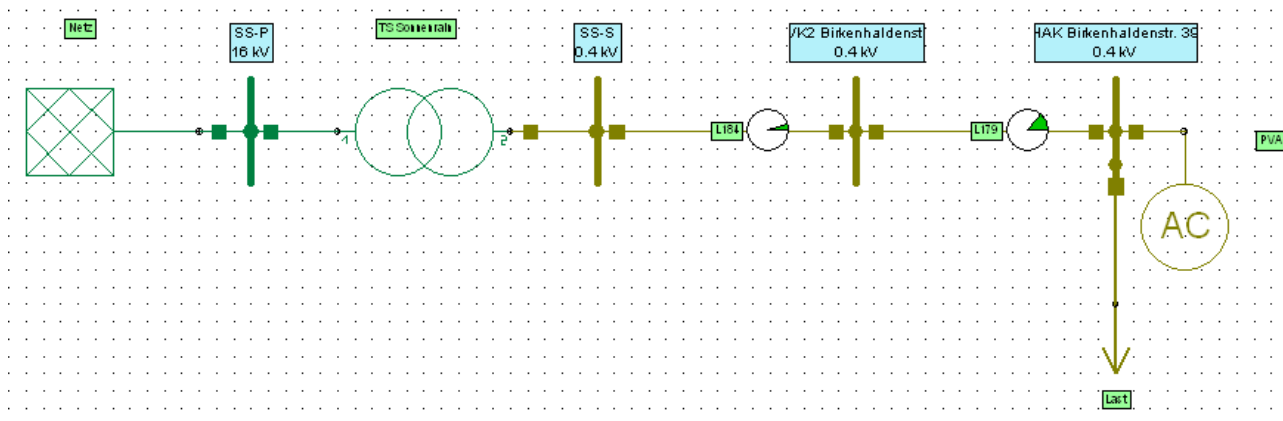


Figura 3 - Sistema 1 implementado no *software* Neplan

2.7 Componentes e parâmetros do sistema 1

Os parâmetros do sistema simplificado da Figura 3 são apresentados a seguir de acordo com cada elemento do circuito. Como o *software* Neplan permite que modelos já predefinidos sejam importados diretamente a fim de simular, por exemplo, transformadores e cabos de distribuição. Como os modelos predefinidos possuem restrições autorais para serem divulgados, alguns serão omitidos.

- **Equivalente da rede:** O equivalente da rede de todo o sistema que está a montante do transformador foi configurado como um barramento infinito representado por um nó de referência responsável por fechar o balanço de potência do sistema elétrico.
- **Transformador:** O transformador da rede possui tensão primária 16kV e secundária de 0,4kV com potência de 630kVA. As impedâncias e reatâncias e outros parâmetros do transformador não serão divulgados por motivos de falta de autorização.
- **Cabos de distribuição:** Ambos os cabos na rede de distribuição radial foram configurados com o auxílio da importação de modelos já predefinidos dos cabos fornecido pelos fabricantes e por motivos de falta de autorização, não serão divulgados. Entretanto é possível configurar parâmetros como o comprimento do cabo, número de cabos, as respectivas impedâncias, corrente máxima permitida entre outros.
- **Carga:** Pode assumir valores variáveis de acordo com a necessidade do projetista e configurada como um nó PQ (potência ativa e reativa fixas) para a execução do fluxo de potência. Entretanto é possível não só configurar parâmetros como potência consumida, fator de potência, mas também trabalhar cargas variáveis em função do tempo. No entanto, esta opção não estava habilitada para o autor. A amplitude de variação da carga será

definida como sendo dentro do intervalo médio de 5kVA até 15kVA, uma vez que este intervalo compreende a carga média de residências e fazendas, estruturas estas que predominam na área em que a empresa SAK atua.

- **Painel fotovoltaico:** A fim de simular o painel fotovoltaico foi usada uma fonte de geração dispersa modelada para operar como um painel fotovoltaico, configurado como um nó PQ (potência ativa e reativa fixas) para injeção de potência na rede, podendo operar sob um fator de potência tanto capacitivo, quanto indutivo.

3 Impactos da Geração Fotovoltaica nos Níveis de Tensão e de Perdas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Neste capítulo serão avaliados os impactos gerados devido à geração fotovoltaica nos níveis de tensão e perdas no sistema de distribuição radial simplificado. Também será avaliada a influência do fator de potência e da carga sobre as perdas no sistema de distribuição

3.1 Definição do sentido do fluxo de potência

A definição do sentido do fluxo de potência é necessária uma vez que ilustra o conceito de fator de potência capacitivo ou indutivo na rede de distribuição.

Para determinar se o fator de potência é indutivo ou capacitivo, é necessário observar a defasagem da fase da corrente em relação à tensão. Caso a fase da corrente esteja adiantada, é considerado que o fator de potência é capacitivo. No entanto, se a fase da corrente estiver atrasada em relação à tensão, é considerado que o fator de potência é indutivo.

Para exemplificar ambas as situações, observam-se a Figura 4 e Figura 5.

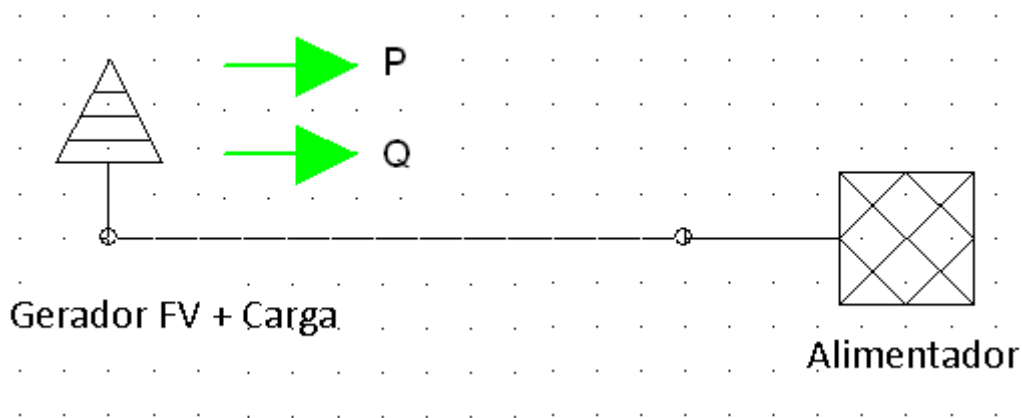


Figura 4 Gerador FV sob operação capacitiva

A Figura 4 representa o gerador FV com fator de potência capacitivo, ou adiantado, portanto gera não só potência ativa, mas também reativa. Isso faz com que a tensão e o fator de potência no ponto de conexão do gerador distribuído se elevem.

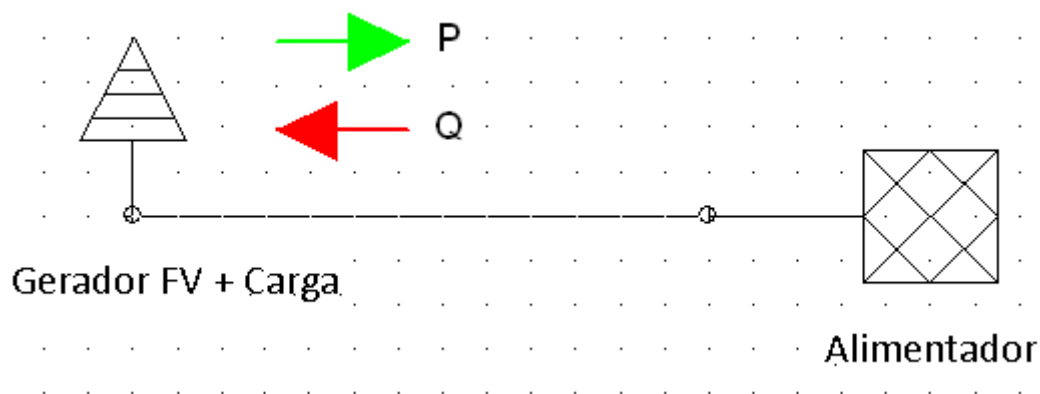


Figura 5 Gerador FV sob operação indutiva

A Figura 5 representa o gerador FV com fator de potência indutivo, ou atrasado, portanto gera potência ativa e consome potência reativa. Com isso apesar de haver um aumento da tensão no ponto de conexão devido ao fluxo extra de potência ativa, este tende a ser menor quando comparado à situação exemplificada pela Figura 4. Também será menor o fator de potência pelo mesmo motivo.

A fim de se parametrizar as duas situações exemplificadas na Figura 4 e Figura 5, foi estabelecida a parametrização utilizada pelo manual do *software* Neplan®.

Tabela 2 - Parametrização do software Neplan

Situação	Potência ativa - P	Potência reativa - Q	$\text{Cos } \phi$
Figura 3	Positivo	Positivo	Capacitivo ou adiantado
Figura 4	Positivo	Negativo	Indutivo ou atrasado

3.2 Influência do fator de potência sobre as perdas

Após o sistema 1 ser implementado, este foi utilizado para investigar como o fator de potência do gerador FV influencia as perdas na rede de baixa tensão para diferentes valores de carga.

Para isso simulou-se o funcionamento gerador FV com geração constante, mas com fator de potência variável. As situações analisadas são apresentadas na Tabela 3. Foram monitoradas além das perdas na rede, a tensão na barra em que o gerador FV e a carga estão conectados para que o aumento da tensão não ultrapasse 3%⁷.

⁷ Regulado pelo documento “Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen” do D.A.CH.CZ, disponível em http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/doCuments/kompendium_2007.pdf comissão esta que regula o setor elétrico na Alemanha, Suíça, Áustria e República Tcheca. Na regulamentação vigente em 2013 na Suíça prevê que o aumento de tensão máximo permitido devido à conexão de um painel fotovoltaico na rede de baixa tensão seja de 3%.

Tabela 3 - Parâmetros para simulação com geração fotovoltaica constante

Teste	Geração do gerador FV (kVA)	Cos Ø do gerador FV	Carga	Cos Ø da carga
1	10	[0,9 ; 0,95] Ind, 1, [0,9 ; 0,95] Cap	15 kVA	0,9
2	10	[0,9 ; 0,95] Ind, 1, [0,9 ; 0,95] Cap	12,5 kVA	0,9
3	10	[0,9 ; 0,95] Ind, 1, [0,9 ; 0,95] Cap	10 kVA	0,9
4	10	[0,9 ; 0,95] Ind, 1, [0,9 ; 0,95] Cap	7,5 kVA	0,9
5	10	[0,9 ; 0,95] Ind, 1, [0,9 ; 0,95] Cap	5 kVA	0,9
6	10	[0,9 ; 0,95] Ind, 1, [0,9 ; 0,95] Cap	2,5 kVA	0,9

3.2.1 Resultados

A Figura 6 a Figura 11 correspondem aos testes 1 ao 6 respectivamente e mostram o comportamento das perdas na rede de distribuição e a variação da tensão na barra de conexão da carga e o gerador FV quando este possui uma geração constante com fator de potência variável.

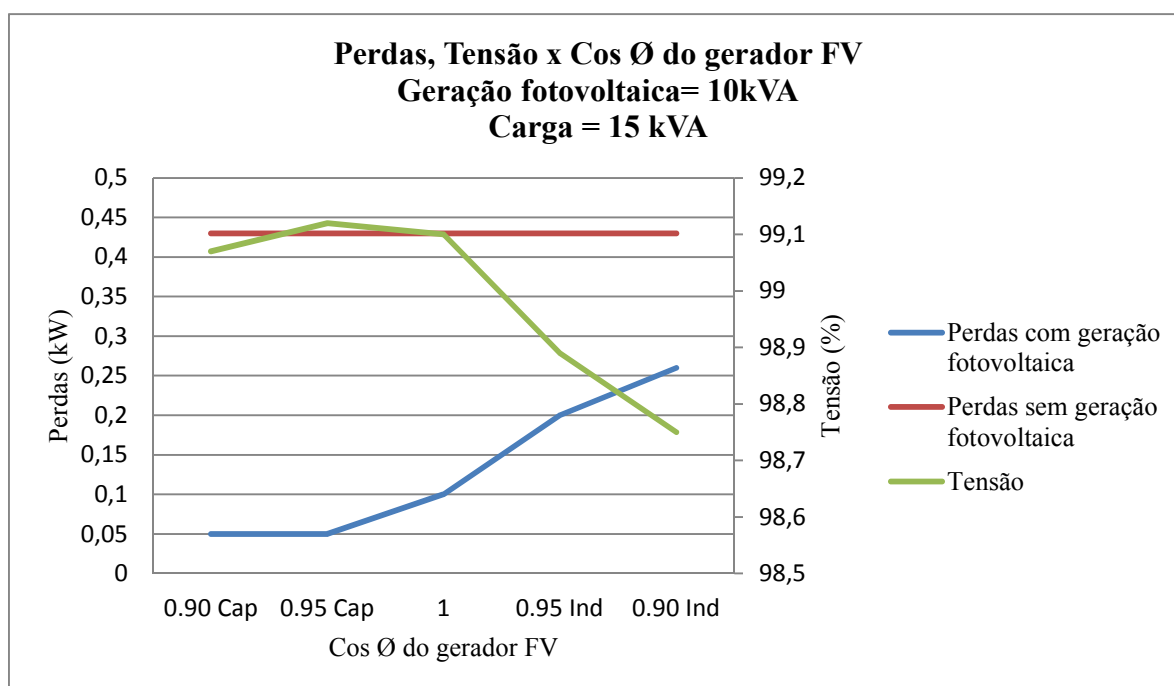


Figura 6 - Comportamento das perdas e tensão em função do cos Ø do gerador FV do teste 1

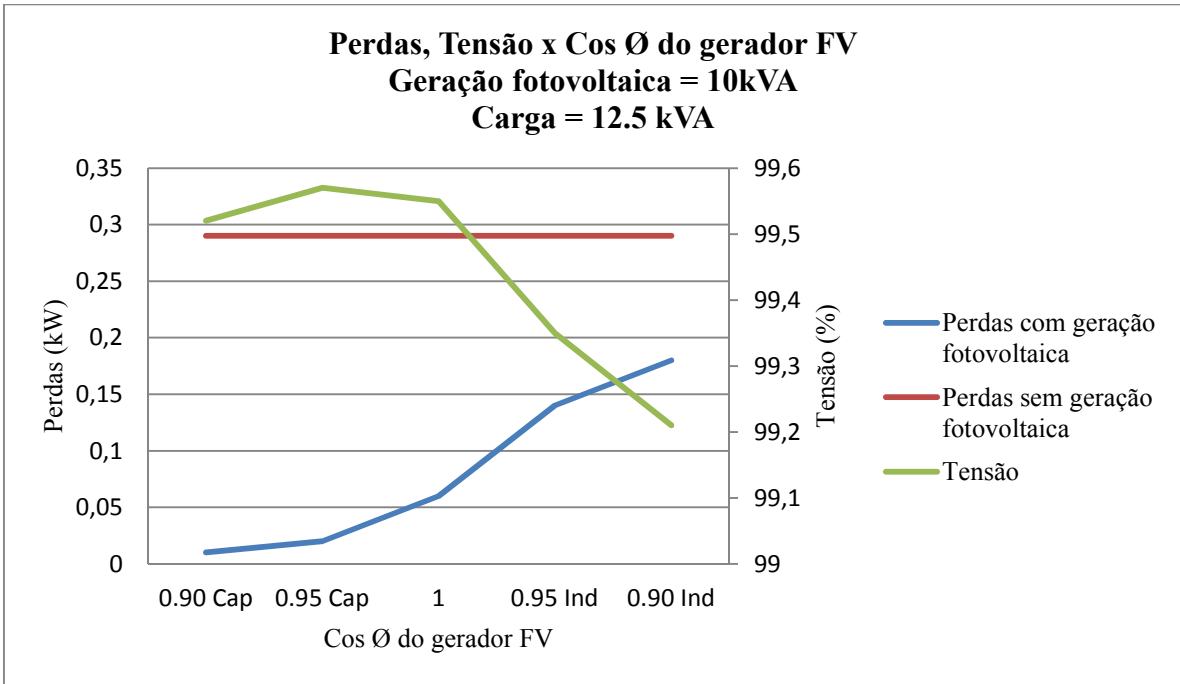


Figura 7 - Comportamento das perdas e tensão em função do cos Ø do gerador FV do teste 2

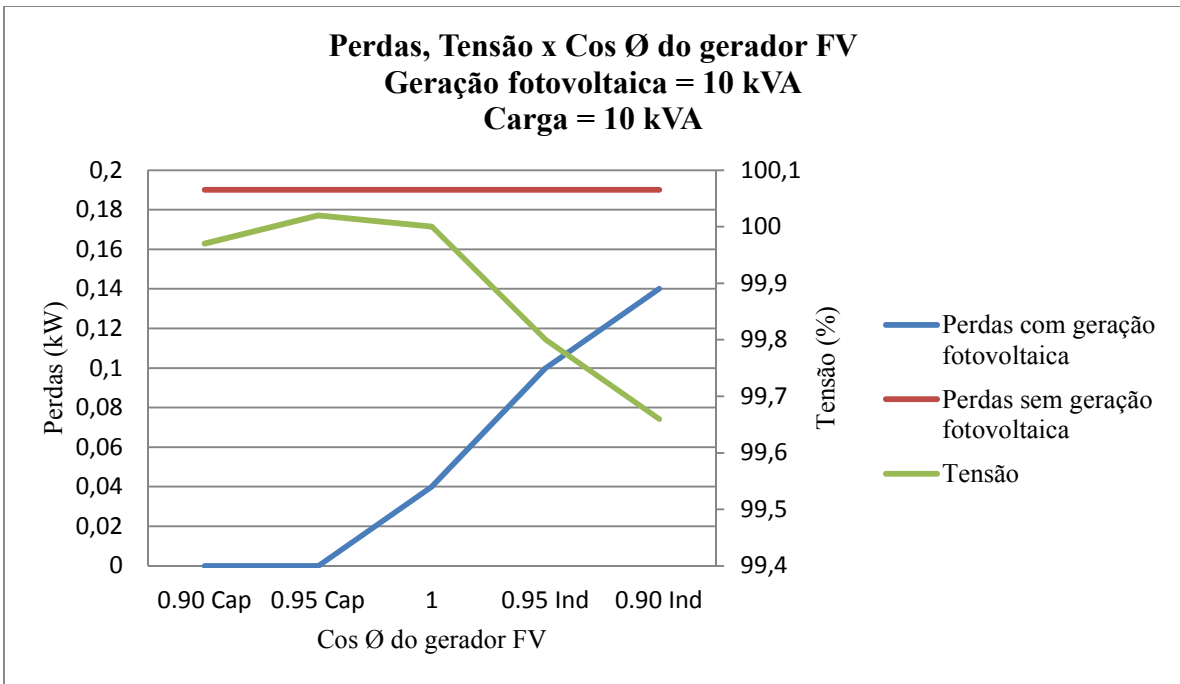


Figura 8 Comportamento das perdas e tensão em função do cos Ø do gerador FV do teste 3

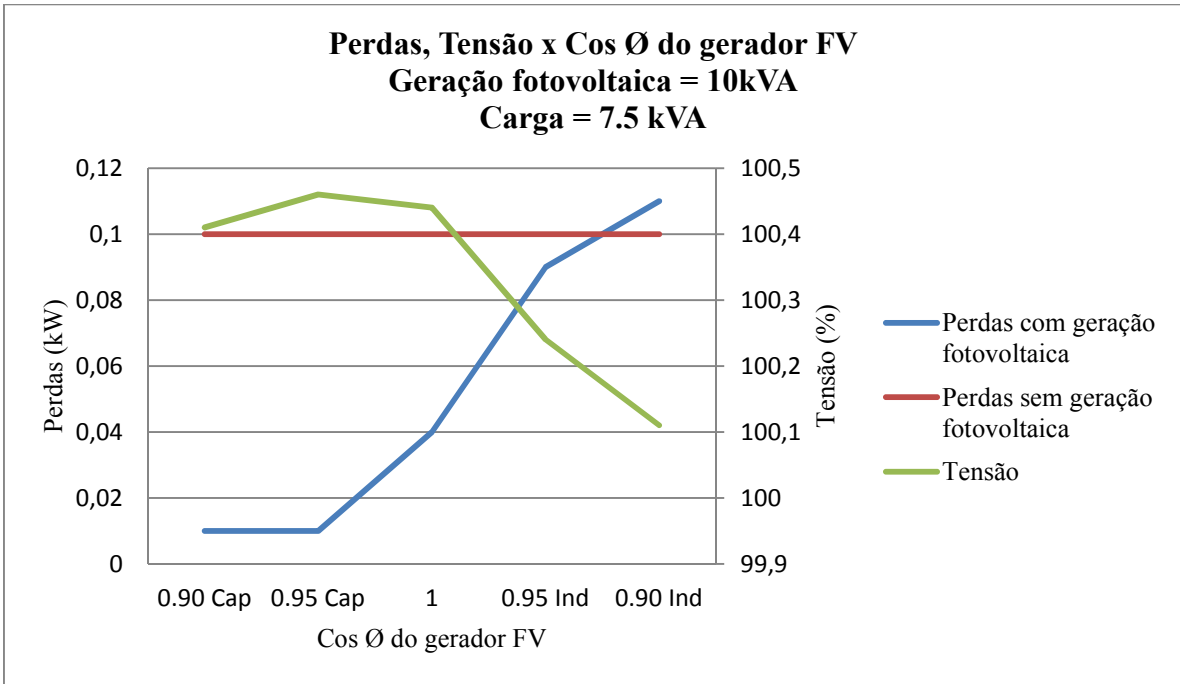


Figura 9 Comportamento das perdas e tensão em função do cos Ø do gerador FV do teste 4

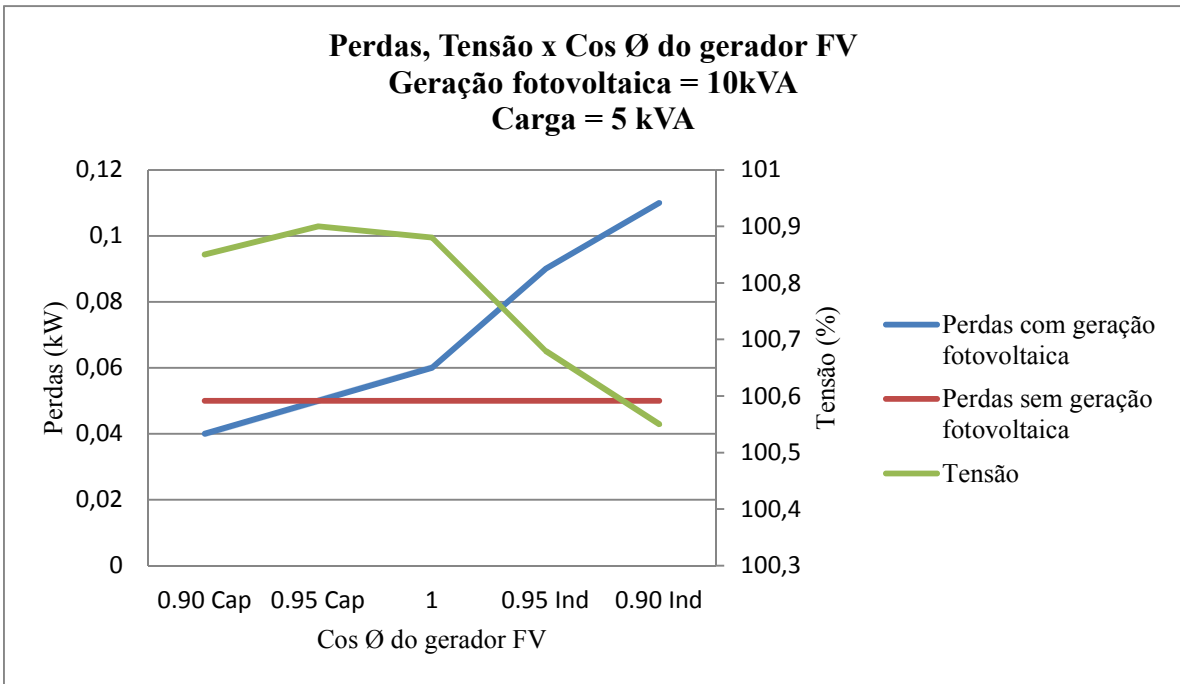


Figura 10 - Comportamento das perdas e tensão em função do cos Ø do PV do teste 5

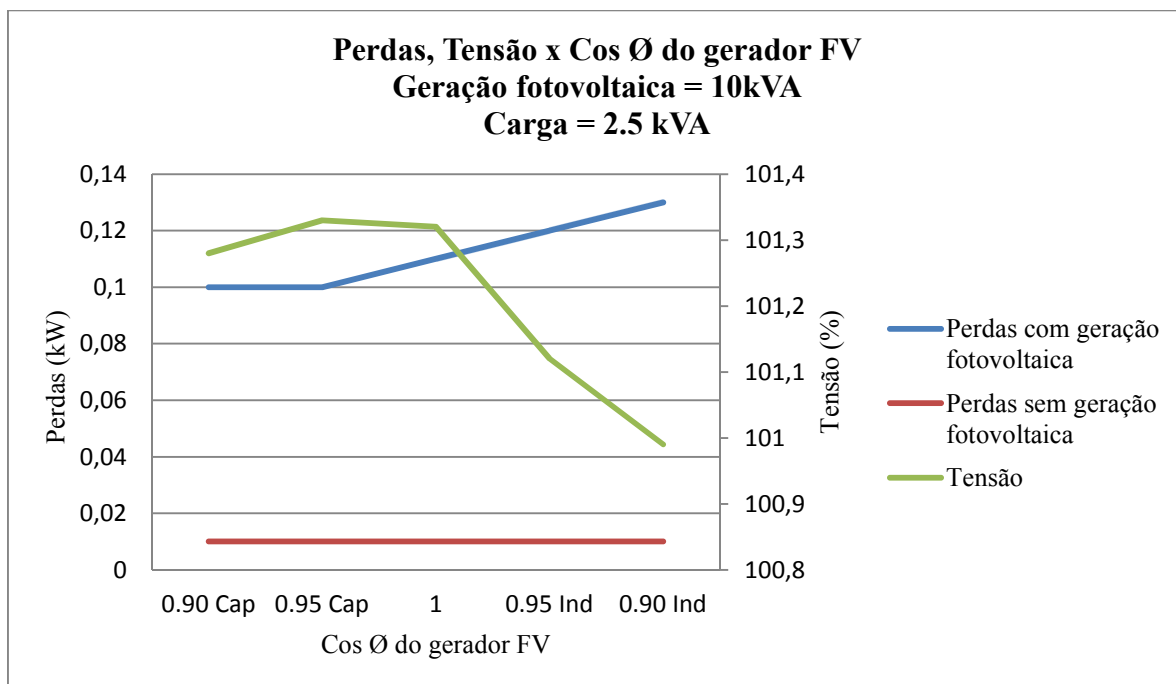


Figura 11 - Comportamento das perdas e tensão em função do cos Ø do gerador FV do teste 6

3.2.2 Análise dos resultados

Nas figuras da seção 3.2.1, as linhas em vermelho correspondem às perdas da rede de 0,4 kV sem geração fotovoltaica e é ilustrada como uma linha horizontal, portanto constante, para que as perdas geradas com a geração fotovoltaica sejam comparadas. As curvas em azul correspondem às perdas com geração fotovoltaica sob um fator de potência variável e as curvas em verde correspondem à tensão medida na barra onde a carga e o gerador FV estão conectados.

Nota-se que em todas as simulações as perdas no sistema atingem o valor mínimo quando o fator de potência do gerador FV foi ajustado como 0,90 capacitivo.

Como mencionado no capítulo 2, é esperado que a tensão na barra onde estão conectados a carga e o gerador FV tende a ser maior quando o mesmo opera sob um fator de potência capacitivo, quando comparado a um indutivo.

Na Figura 6 à Figura 11 observa se as perdas tendem a aumentar ou diminuir de acordo com a carga. Este comportamento de decréscimo ou aumento é baseado no fato que quando a carga demanda uma potência menor do que a fornecida pelo gerador FV cria-se um fluxo de potência gerado no sentido da carga para a rede de distribuição. Ao passo que se a demanda da carga aumenta, este fluxo tende a diminuir assim como as perdas. Quando a potência demandada e gerada respectivamente pela carga e o gerador FV igualam-se, o fluxo de potência é nulo e portanto as perdas também são nulas. Se a demanda aumenta em relação à geração

fotovoltaica, a rede deve fornecer a potência complementar exigida pela carga, com isso é criado um fluxo de potência da rede para a carga, elevando as perdas.

É importante observar que do ponto de vista de perdas, não há diferença se o fluxo de potência é da carga para a rede ou da rede para a carga.

3.3 Influência da carga e geração fotovoltaica sobre as perdas

Como discutido na seção 3.2.2, o valor de fator de potência do gerador FV de 0,90 capacitivo mostrou ser o valor mais favorável para reduzir as perdas no sistema elétrico sob estudo, no entanto, para uma geração fixa. Portanto há a necessidade de investigar se este valor também fornece bons resultados quando a geração é variável.

3.3.1 Simulação

A fim de analisar a influência da geração fotovoltaica sobre as perdas, diversas situações serão simuladas com o auxílio do *software* Neplan utilizando o sistema 1, implementado no capítulo 2. Os parâmetros relacionados à carga, ao fator de potência do gerador FV são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Parâmetros da carga e fator de potência do gerador FV para simulação

Teste	Carga (kVA)	Cos ϕ da carga	Cos ϕ do gerador FV
7	15	1	[0,9 ; 0,95] Ind, 1, [0,9 ; 0,95] Cap
8	15	0,95 Indutivo	[0,9 ; 0,95] Ind, 1, [0,9 ; 0,95] Cap
9	15	0,90 Indutivo	[0,9 ; 0,95] Ind, 1, [0,9 ; 0,95] Cap
10	15	0,80 Indutivo	[0,9 ; 0,95] Ind, 1, [0,9 ; 0,95] Cap

Em relação à geração fotovoltaica, ela variará 0 kVA até o seu valor máximo em que não haja extrapolação do valor nominal 103% da tensão, uma vez que tensão tende a aumentar devido ao fluxo de potência do gerador

3.3.2 Resultados

Os resultados das simulações da seção 3.3.1 estão ilustrados na Figura 12 à Figura 15.

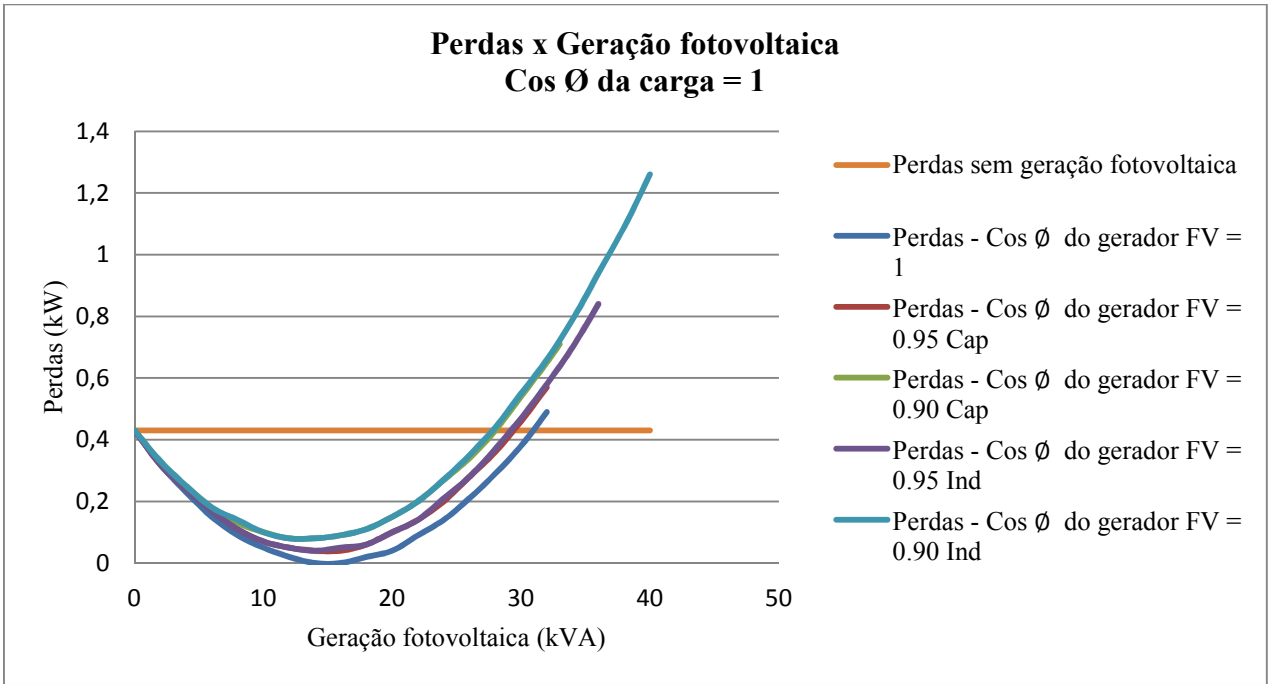


Figura 12 - Comportamento das perdas para uma geração fotovoltaica variável sob condições do teste 7

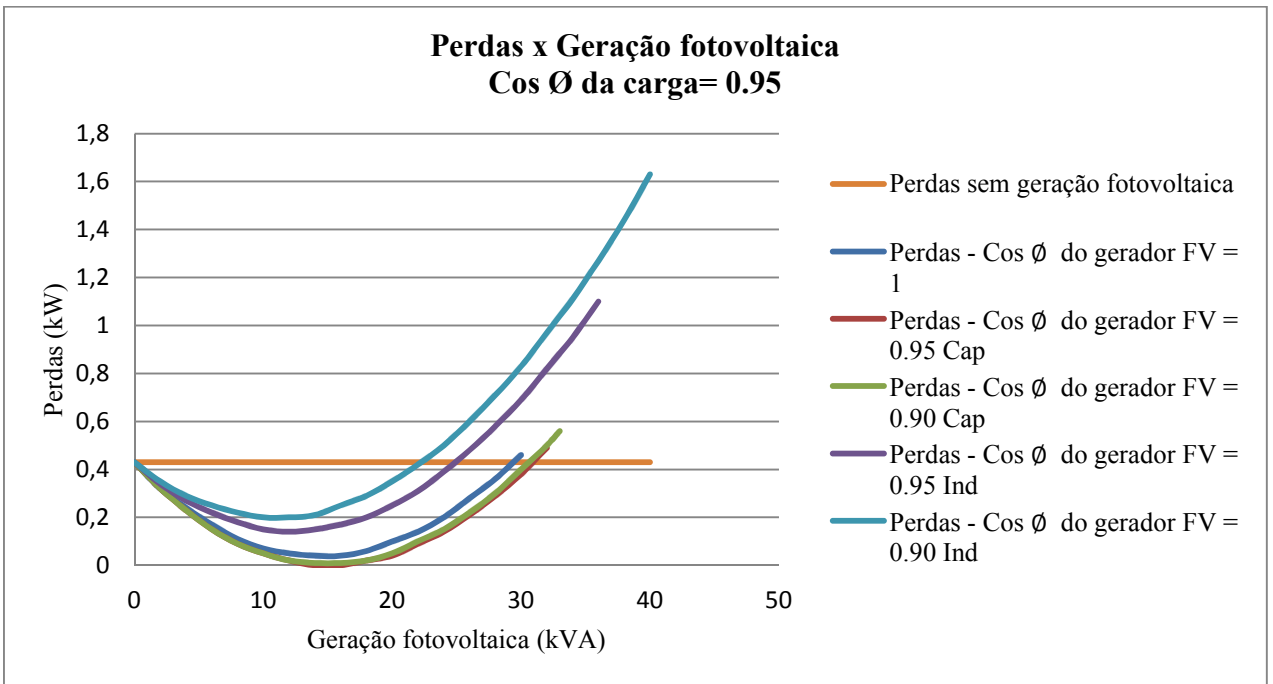


Figura 13 - Comportamento das perdas para uma geração fotovoltaica variável sob condições do teste 8

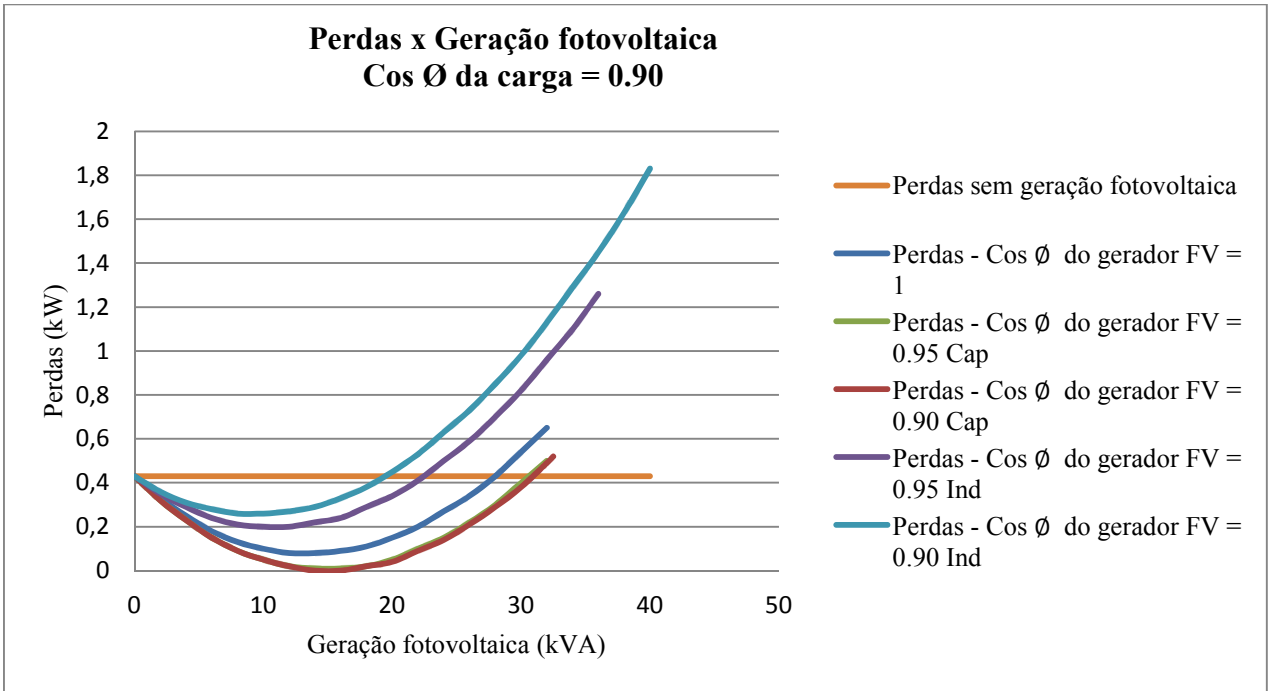


Figura 14 - Comportamento das perdas para uma geração fotovoltaica variável sob condições do teste 9

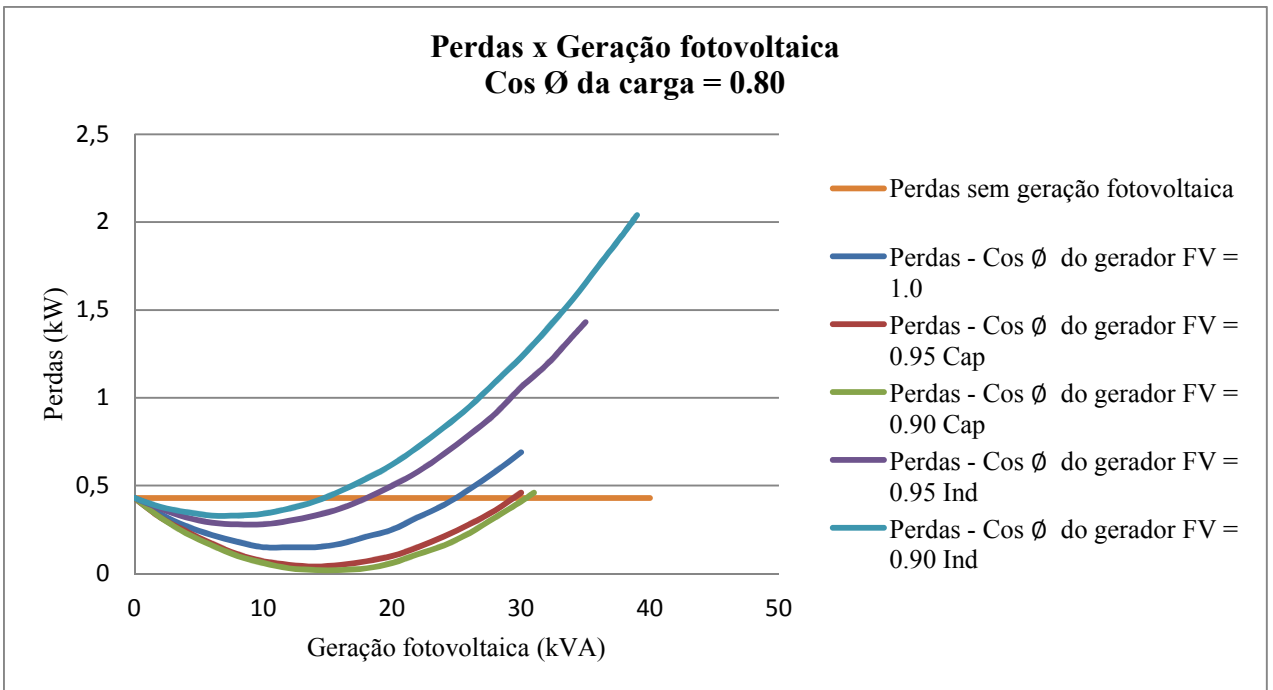


Figura 15 - Comportamento das perdas para uma geração fotovoltaica variável sob condições do teste 10

3.3.3 Discussão dos resultados

Nas figuras da seção 3.3.2 é possível observar dois comportamentos distintos: as retas horizontais correspondem às perdas na rede de baixa tensão sem geração. O segundo comportamento é o parabólico relacionado às perdas com geração fotovoltaica.

Da Figura 12 a Figura 15 nota-se que quando o fator de potência é configurado como capacitivo, as perdas no sistema permanecem entre os menores valores, notadamente 0,90 e 0,95. Isto significa que a operação sob um fator de potência capacitivo faz com que os menores valores de perdas sejam alcançados.

Embora as perdas sejam maiores quando o gerador FV opera sob fator de potência indutivo, observa-se que se permite uma geração fotovoltaica maior. Isso acontece porque a elevação na tensão da barra onde o gerador FV é conectado é menor. Por conta disso a potência instalada poderia ser quase 25% maior quando comparado à operação capacitiva.

Isso pode ser evidenciado na Figura 15 em que sob fator de potência 0,90 indutivo a geração fotovoltaica atingiu 39kVA antes da tensão extrapolada, ao passo que sob fator de potência capacitivo atingiu 31kVA.

Devido à natureza parabólica das perdas, é possível identificar uma região bem definida onde as perdas diminuem até alcançarem seu valor mínimo e então aumentam, quando comparada às perdas na ausência de geração fotovoltaica. Isto significa que com a conexão do gerador FV na rede é possível fazer com que as perdas sejam reduzidas, mas para que isso seja alcançado, é necessário controlar a geração fotovoltaica.

Observa-se que quando a carga possui uma demanda maior de potência reativa, como na Figura 14 e Figura 15, a geração fotovoltaica sob um fator de potência capacitivo apresenta maiores intervalos em que as perdas no sistema ficam abaixo do valor que se obteria sem a geração fotovoltaica.

A fim de obter uma melhor compreensão do ponto de mínimo do comportamento parabólico das perdas realizou-se uma análise do fluxo de potência reativa e ativa entre a carga e o gerador FV por meio do cenário apresentado na Tabela 5. O qual se assemelha ao teste 8, e este foi escolhido pela carga possuir um valor de fator de potência próximo ao limite 0,93⁸. Quanto à geração fotovoltaica, esta variará de zero e atingirá seu valor máximo sem que a margem de 3% de aumento na tensão seja extrapolada. Os resultados são mostrados nas figuras 20 a 23.

⁸ Valor mínimo estabelecido pelo órgão regulador na Suíça na data de desenvolvimento deste estudo.

Tabela 5 – Carga, fator de potência da carga e do gerador FV para análise do ponto mínimo de perdas

Carga	Cos ϕ da carga	Cos ϕ do gerador FV
15 kVA	0,95 indutivo	[0,9 ; 0,95] Indutivo e [0,9 ; 0,95] Capacitivo

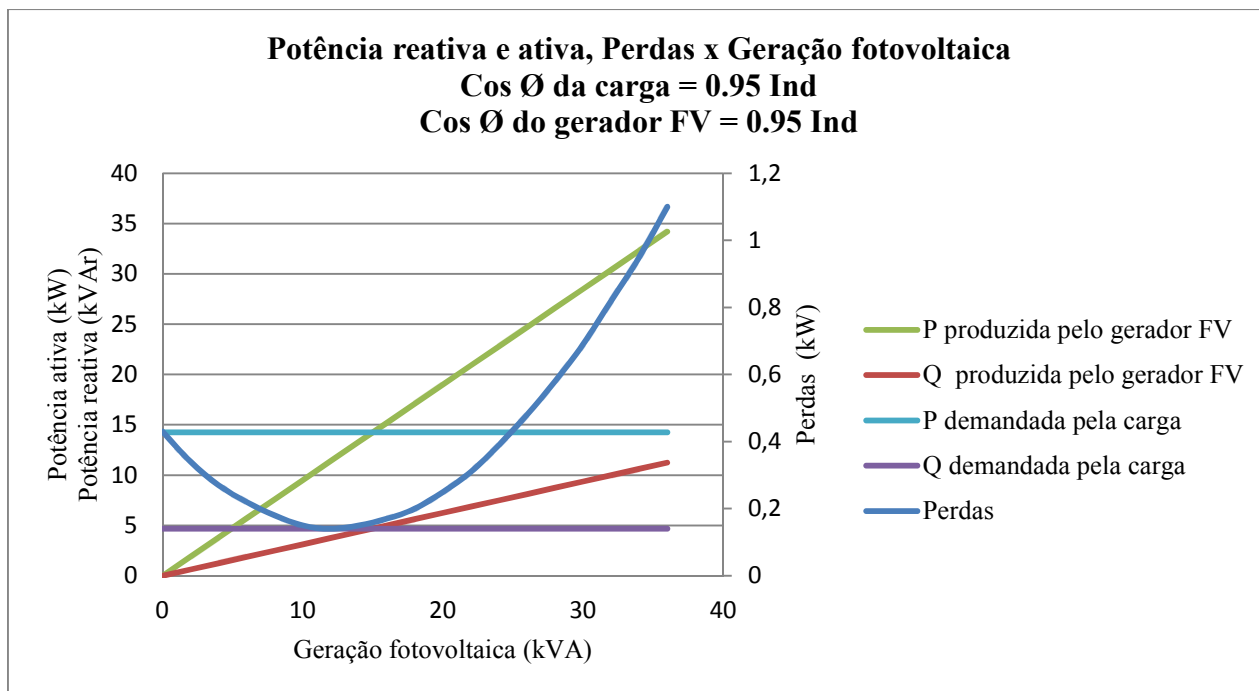


Figura 16 - Ponto mínimo de perdas com o fluxo de potência entre a carga e o gerador FV

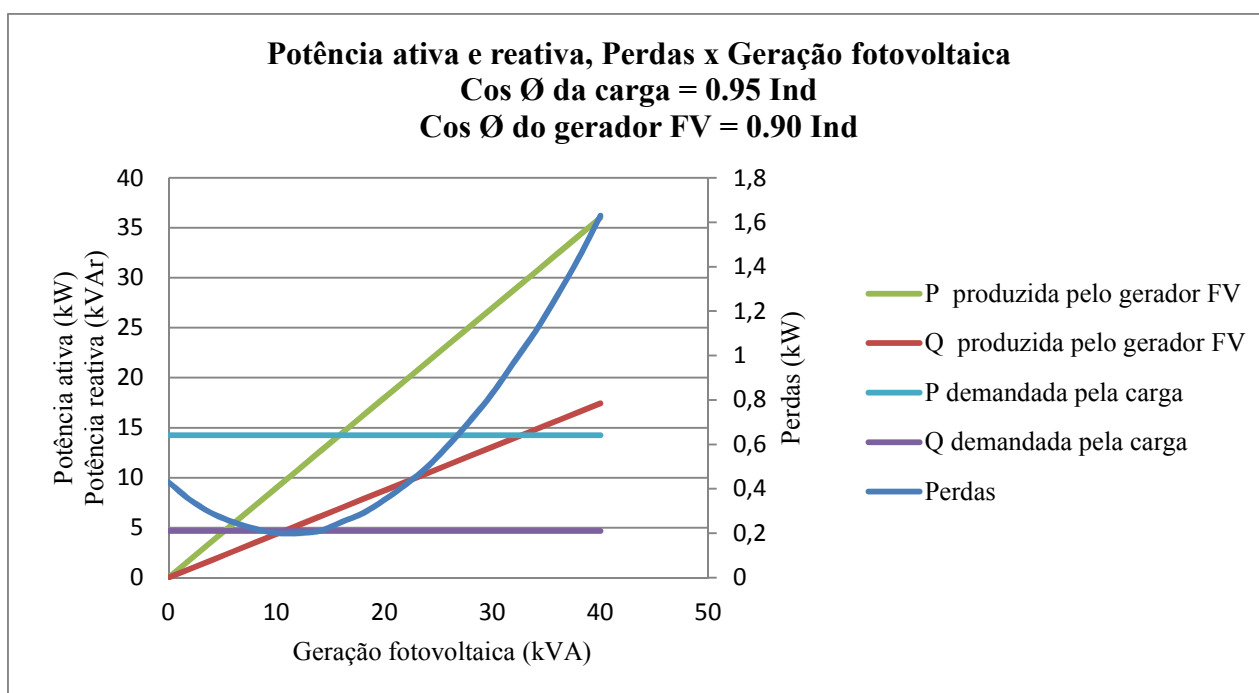


Figura 17 - Ponto mínimo de perdas com o fluxo de potência entre a carga e o gerador FV

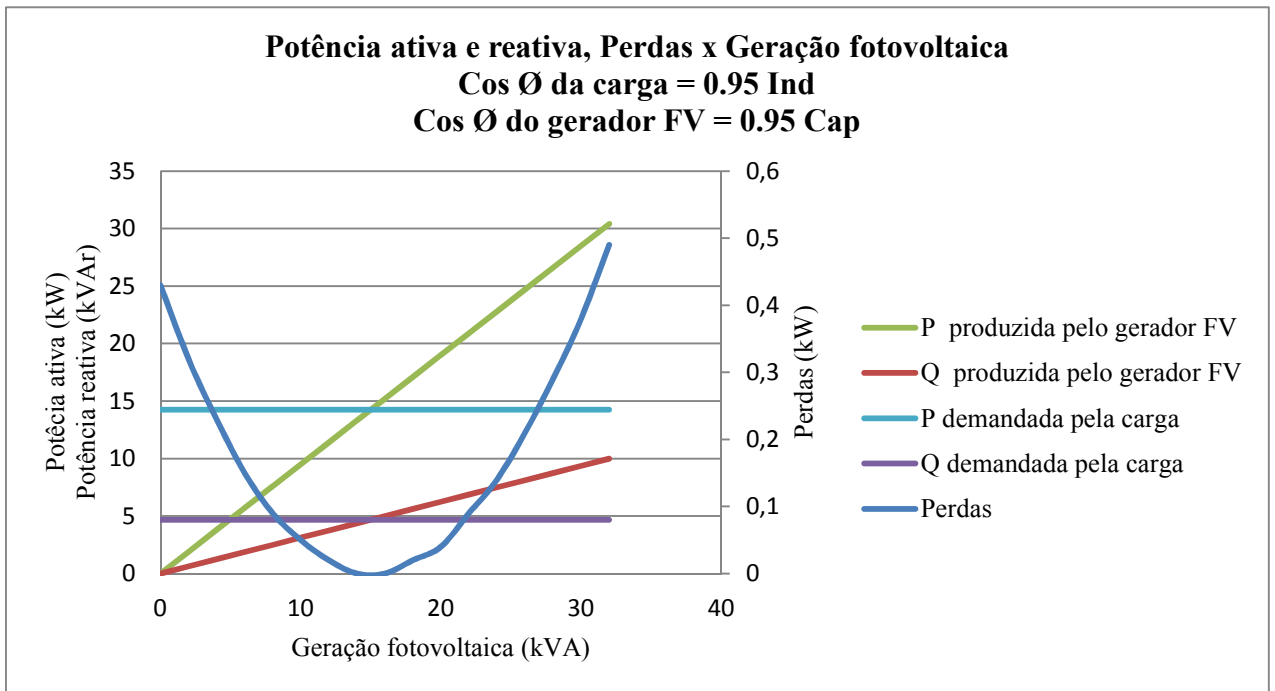


Figura 18 - Ponto mínimo de perdas com o fluxo de potência entre a carga e o gerador FV

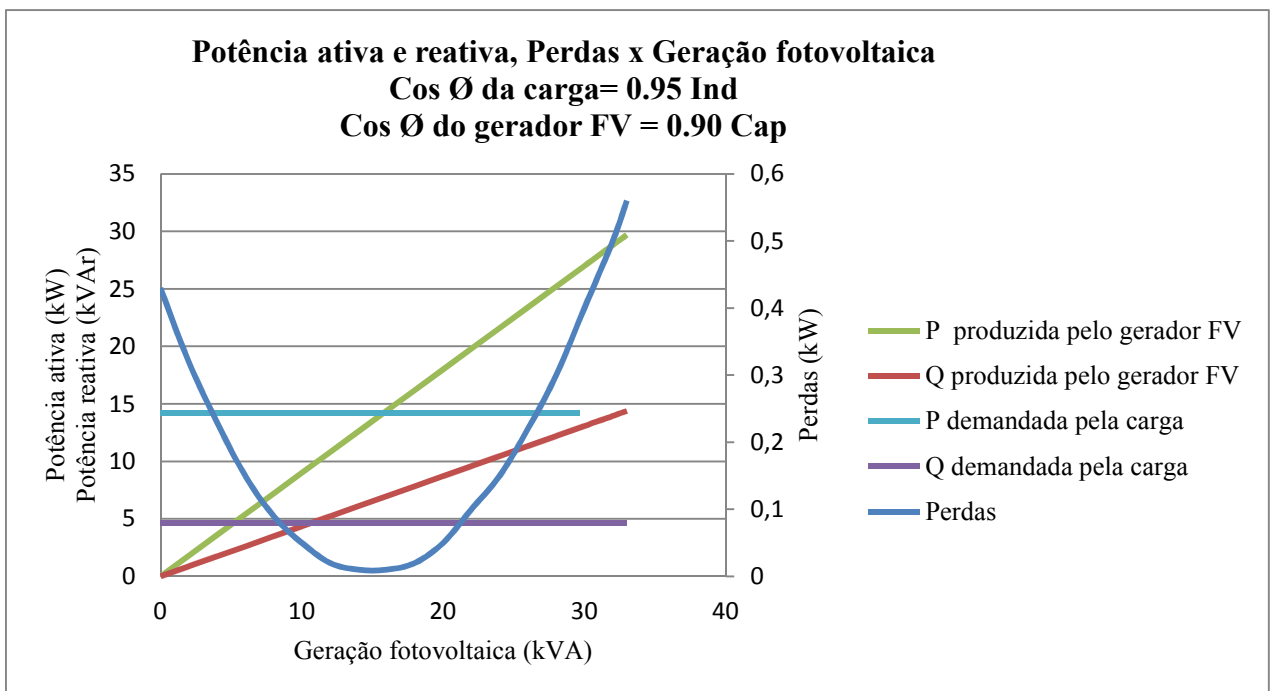


Figura 19 - Ponto mínimo de perdas com o fluxo de potência entre a carga e o gerador FV

É possível observar por meio da Figura 16 a Figura 19 que o ponto em que ocorre o menor valor de perdas corresponde ao ponto de inflexão da parábola e que este ponto não

corresponde necessariamente ao valor zero. Isso ocorre somente quando a potência ativa e reativa gerada pelo gerador FV corresponde ao valor exato demandado pela carga, como ocorre na Figura 18.

Portanto por meio das situações simuladas da Figura 16 a Figura 19, é possível concluir que o valor mais indicado para o fator de potência do gerador FV a fim que as perdas sejam reduzidas ao seu valor mínimo no caso de uma carga indutiva é igual em módulo do fator de potência da carga, mas capacitivo. Isso porque uma carga indutiva consome potência reativa, além de potência ativa, e o gerador FV pode suprir esta demanda ao gerar potência reativa na mesma proporção que a carga exige.

No entanto, durante o dia o fator de potência do sistema elétrico tende a variar, e atualmente na Suíça os geradores FV operam com fator de potência fixo na rede. Consequentemente é necessário estimar um valor favorável para redução das perdas para que o fator de potência do gerador FV opere como constante. Como mostrado da Figura 12 à Figura 15 o fator de potência de 0,90 e 0,95 capacitivo mostraram se os mais favoráveis à redução de perdas, estes seriam indicados para a operação neste caso.

3.4 Impactos sobre a tensão

Durante as simulações feitas neste capítulo, a influência da geração fotovoltaica sobre a tensão na barra onde o gerador FV e a carga são conectados foi observada para evitar que ela extrapole e notou-se uma diferença de comportamento quando o gerador FV opera sob fator de potência capacitivo e indutivo; sob operação indutiva, a tensão na barra é menor quando comparado à operação capacitiva.

Este fenômeno é interessante ao passo que permite teoricamente uma geração fotovoltaica maior, como ilustrado nas de Figura 12 a Figura 15 em que sob operação indutiva a geração fotovoltaica alcançou valores superiores quando comparado com a geração sob operação capacitiva. Além disso, este fenômeno poderia ser utilizado na estratégia de regulação dos níveis de tensão durante períodos em que a carga do sistema é baixa, por exemplo, nos finais de semana em que ela tende a subir.

Naturalmente para que isso seja viabilizado, uma análise mais profunda e sólida é necessária no que tange a capacidade de transformadores, dispositivos de proteção entre outros.

Entretanto a opção de trabalhar com fatores de potência capacitivos poderia ser optada por indústrias, por exemplo, onde a demanda por potência reativa tende a ser alta devido à presença de motores elétricos e retificadores. Desta maneira poderia se evitar, ou diminuir, a necessidade de adquirir potência reativa da distribuidora de energia.

Outro benefício seria que os níveis de tensão estariam sujeitos a menores oscilações de tensão causadas por variações momentâneas na geração fotovoltaica. (Mohamed, *et al.*, 2012)

4 Impacto financeiro das perdas na tomada de decisão sobre a substituição de cabos na rede

No capítulo 3 avaliou-se a influência de diversos fatores sobre as perdas na rede de baixa tensão. Neste capítulo será avaliado o impacto financeiro causado pelas perdas na tomada de decisão em relação à substituição do cabo da rede por um de seção transversal maior a fim de que o fluxo de potência do gerador FV seja distribuído sem causar sobrecarga no cabo ou para mitigar o aumento das perdas.

Para isso a ferramenta Valor Presente Líquido (VPL) será utilizada como critério para tomada de decisão para avaliar sob quais condições a substituição do cabo de distribuição pode ser vantajosa financeiramente a fim de mitigar o aumento das perdas, manter os níveis de tensão e qual seção transversal é a mais financeiramente viável.

4.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O conceito de Valor Presente Líquido (VPL) de acordo com (Brigham, *et al.*, 2006) é definido como o valor presente de retorno financeiro de um projeto menos o valor presente de seus custos. Este conceito quantifica o quanto o projeto contribuiria para a empresa de maneira que quanto maior o VPL, mais valioso será o projeto e maior o seu valor de mercado. Portanto o VPL pode ser usado como fator de decisão entre dois ou mais projetos para decidir qual será mais rentável.

No entanto, caso o VPL seja negativo, este sinalizará que o projeto não será lucrativo e que, portanto deve ser desconsiderado. Caso não haja nenhum VPL positivo e uma tomada de decisão deve ser feita, deverá se optar pelo VPL que possuir o menor módulo.

Para calcular se o VPL por meio da equação (1) deve-se considerar que o investimento da substituição do cabo produzirá retorno constante.

$$VPL = I - \left(R \times \frac{1 - (1+i)^{-n}}{i} \right) \quad (1)$$

Onde:

I – Investimento inicial

i – Taxa de juros do mercado por período.

R- O fluxo de caixa esperado por período.

n – Número de períodos no qual o projeto é esperado operar e gerar lucro.

O investimento inicial corresponderá ao valor que deverá ser investido para a substituição do cabo quando for cogitado, período será considerado em anos, a taxa de retorno i igual a 12,68% ao ano, o fluxo de caixa esperado por período como constante e calculado por meio da diferença entre as perdas no sistema de distribuição com o cabo atual e as novas perdas geradas pelo novo cabo, dentro de um ano como demonstrado na equação (2).

$$R = \Delta Perdas (kW) * horas por dia * dias por ano * custo do kWh \quad (2)$$

Em que o $\Delta Perdas$ é determinado por meio da equação (3).

$$\Delta Perdas = P_0 - P_n \quad (3)$$

Em que;

P_n – Novas perdas decorrentes da troca dos cabos.

P_0 – Perdas da situação tomada como base.

É necessário ressaltar que foi considerado que o parâmetro R será considerado como sendo constante durante as análises para um período de 25 e 50 anos. Naturalmente pode haver aumento ou diminuição das perdas durante tal período, no entanto, esta variação não será considerada.

4.2 Cenário de simulação

O sistema apresentado na Figura 3 será usado novamente para ilustrar a rede radial de baixa tensão, no entanto, com uma modificação. Ao contrário do modelo implementado apresentado com 3 barras devido à presença de 2 tipos diferentes de cabos, serão usadas somente duas barras para conectar o lado secundário do transformador ao conjunto formado pela carga e o gerador FV por meio de somente um cabo como ilustrado na Figura 20. Esta alteração é necessária para que possa ser avaliado a influencia de somente um único cabo no sistema.

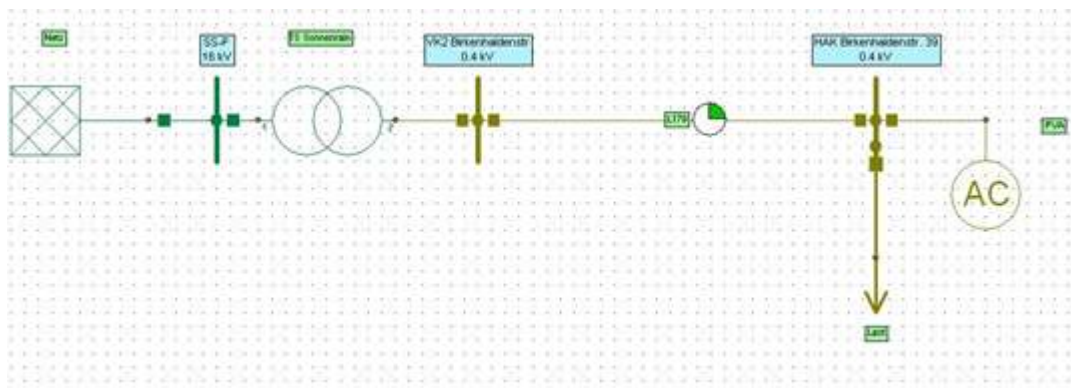


Figura 20 - Sistema 1 modificado

Um consumidor da distribuidora, o qual possui uma carga média⁹ de 5kVA e uma carga leve¹⁰ de 2,5kVA será utilizado para simular a carga do sistema, as quais serão consideradas como constante e com um fator de potência 0,90 indutivo.

Primeiramente foi determinada a geração máxima¹¹ fotovoltaica, demonstrado na Tabela 6, com um fator de potência resistivo suportado pelos cabos mais comuns presentes no sistema de baixa tensão suíço. Para isso cada um dos cabos presentes na Tabela 6 foi implementado com um comprimento de 350m no o sistema apresentado na Figura 20.

Caso a geração fotovoltaica ultrapassasse o limite de 70kVA, estabelecido na seção 2.1., este valor limite foi definido como a geração máxima para realizar a análise proposta neste capítulo.

Tabela 6 - Geração fotovoltaica máxima para os cabos mais usados no sistema de distribuição

Cabo NS-4LK GKN	Geração PF máxima com carga de 2,5 kVA ¹²	Geração PF máxima com carga de carga 5 kVA ⁷
3x25/25 Cu	22 kVA	26 kVA
3x35/35 Cu	28 kVA	32 kVA
3x50/50 Cu	38 kVA	40 kVA
3x95/95 Cu	66 kVA	68 kVA
3x150/150 Cu	70 kVA	70 kVA
3x240/240 Cu	70 kVA	70 kVA

Além da geração máxima permitida para os cabos mais comuns no sistema de distribuição com comprimento de 350m, foram determinados também os respectivos valores de perdas representados na Figura 21.

⁹ Carga média entre o período de 07:00 às 19:00 horas.

¹⁰ Carga leve corresponde à carga média entre o período das 19:00 até às 07:00 horas.

¹¹ Sem que ocorra a extrapolação do limite de aumento de +3% da tensão

¹² Determinadas por meio do *software* Neplan.

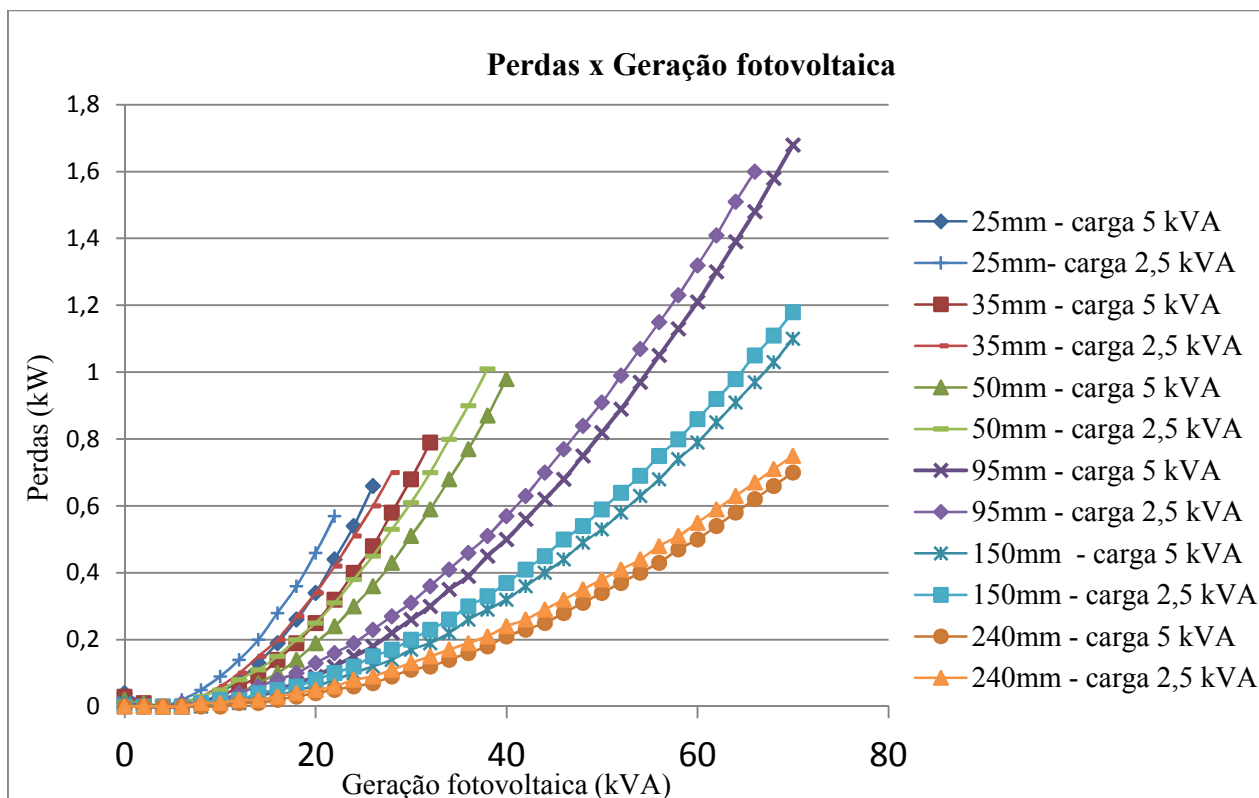


Figura 21 - Perdas para diversas gerações fotovoltaicas nos cabos mais usados no sistema de distribuição

Na Figura 21 representa o comportamento das perdas em função da geração fotovoltaica para os cabos mais comuns no sistema de distribuição de baixa tensão suíço, sob a carga média de 5kVA e 2,5kVA apresentadas nesta seção. Observa se também que quanto maior a seção transversal, menor as perdas no sistema.

4.3 Análise da tomada de decisão sobre a substituição dos cabos

Como mencionado anteriormente, serão avaliadas sob quais condições a substituição do cabo de distribuição pode ser vantajosa financeiramente a fim de mitigar o aumento das perdas e qual seção transversal é a mais financeiramente viável.

Para isso, foram propostas duas situações distintas em que cada uma será avaliada em relação a dois comprimentos diferentes de cabos.

- Situação 1: A conexão do gerador FV não causa extrapolção da tensão no ponto de conexão, portanto não há necessidade da substituição do cabo para suportar o fluxo de potência.

- Situação 2: A conexão do gerador FV causa a extrapolação da tensão no ponto de conexão e portanto há a necessidade de realizar se a substituição do cabo para suportar o fluxo de potência.

4.3.1 Situação 1 com comprimento de cabo de 350m

O gerador FV conectado diretamente à carga neste caso corresponde a um de 60 kVA de potência e fator de potência unitário. Esta magnitude de geração FV é justificada para obter se um alto valor de perdas como apresentado na Figura 21 e também limitar o número de cabos cujas secções transversais suportam o fluxo de potência. O cabo que conecta a carga à barra do lado secundário do transformador é o NS-4LK GKN 3x95/95 Cu cujo comprimento corresponde a 350m. De acordo com a Tabela 6 existem outros dois tipos de cabos que também suportam tal nível de geração fotovoltaica: 3x150/150 Cu e 3x240/240 Cu.

Como já fora proposto, não há necessidade de investimentos na rede para suportar tal geração fotovoltaica do ponto de vista da tensão. Entretanto de acordo com a Figura 21, o cabo 3x95/95 Cu possui o maior valor de perdas quando comparado ao 3x150/150 Cu e 3x240/240 Cu. Assim será avaliada a viabilidade financeira de manter este cabo com altas perdas frente à possibilidade de substituição do cabo a fim de obter perdas menores.

Inicialmente foram calculadas as perdas médias para cada um dos cabos por meio do *software* Neplan e apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7 - Perdas para os três cabos calculados pelo *software* Neplan

Cabo	Comprimento (m)	Perdas (kW) Carga 2,5kVA	Perdas (kW) Carga 5 kVA	Perdas médias ¹³ (kW)
3x95/95 Cu	350	1,32	1,21	1,26
3x150/150 Cu	350	0,86	0,79	0,82
3x240/240 Cu	350	0,55	0,49	0,52

Então com o preço de mercado para aquisição dos cabos¹⁴, calculou se o custo para aquisição de cabos com seção transversal maior presentes na Tabela 8, sem considerar o custo de mão de obra para sua instalação.

¹³ Média aritmética entre as perdas da carga de 2,5kVA e 5kVA.

¹⁴ Preços fornecidos pela empresa Brugg Cables (<http://www.bruggcables.com>) válidos em novembro/2012.

Tabela 8 – Custo para adquirir os cabos de seção transversal maior com 350 metros de comprimento

Seção transversal	Comprimento (m)	Preço (USD) ⁶ /100m	Custo (USD)
3x150/150 Cu	350	5.877,3	20.570,55
3x240/240 Cu	350	10.005,6	35.019,6

Com os valores de perdas e o custo de aquisição dos cabos determinados na Tabela 7 e Tabela 8 respectivamente, calculou se o VPL para avaliar a viabilidade financeira da troca do cabo 3x95/95 Cu pelo 3x150/150 Cu e pelo 3x240/240 Cu. Também foi incluído na análise o caso no qual se o cabo fosse o 3x150/150 Cu qual a viabilidade financeira de trocar se pelo 3x240/240 Cu.

A troca dos cabos visaria obter valores de perdas no sistema de distribuição menores, e a economia gerada pela redução da mesma poderia em um determinado período de tempo tornar este investimento financeiramente viável e o VPL é capaz de determinar esta viabilidade.

A fim de facilitar o cálculo do VPL, será demonstrado o cálculo do mesmo no caso de analisar a viabilidade da troca do cabo 3x95/95 Cu pelo 3x150/150 Cu considerando as seguintes hipóteses:

- Será considerado o valor atual do kWh de 0,077USD, e em uma análise secundária o valor hipotético futuro de 0,154 kWh.
- O período durante o qual será analisado se o investimento é viável será de 25 e 50 anos.

O período de 50 anos foi escolhido baseado no tempo de vida útil do cabo, o qual tende a ser próximo deste valor e o de 25 anos por corresponder a quase 50% do mesmo.

Primeiramente para o cálculo do VPL é necessário cálculo do $\Delta Perdas$ por meio da equação (3). Em que considera se P_n como o valor de perdas do novo cabo, neste caso o 3x150/150 Cu e P_0 como sendo as perdas da situação tomada como base. Neste caso será a operação com o cabo 3x95/95 Cu, logo P_0 corresponderá às perdas do mesmo.

De acordo com as perdas calculadas na Tabela 7, determina se o $\Delta Perdas$ da seguinte forma.

$$\Delta Perdas = P_0 - P_n$$

$$\Delta Perdas = 1,26 - 0,82$$

$$\Delta Perdas = 0,44kW$$

O $\Delta Perdas$ significa a redução de perdas causada pela troca dos cabos. Então é calculado a economia que essa redução geraria durante o período de um ano para a distribuidora por meio da equação (2) ao considerar o custo do kWh de 0,077 USD.

$$R = \Delta Perdas (kW) * horas por dia * dias por ano * custo do kWh$$

$$R = 0,44 * 24 * 365 * 0,077$$

$$R = 269,80 \text{ kWh por ano}$$

Então por meio da equação (1) determina-se o VPL para analisar a viabilidade da troca dos cabos considerando o preço do kWh = 0,077 kWh, um período para retorno do investimento de 25 anos e que o investimento inicial corresponde ao custo da aquisição do cabo

$$VPL = I - \left(R \times \frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i} \right)$$

$$VPL = 20.570,5 - 296,8 \times \left(\frac{1 - (1 + 0,1268)^{-25}}{0,1268} \right)$$

$$VPL = 20.570,5 - (296,8 \times 7,487)$$

$$VPL = -18356,8 \text{ USD}$$

De maneira análoga a Tabela 9 e Tabela 10 foram geradas.

Tabela 9 - VPL de projetos no que tange troca dos cabos considerando 1kWh = 0,077USD

Possibilidades	VPL (USD) – 25 anos	VPL (USD) – 50 anos
Substituir 3x95/95 Cu pelo 3x150/150 Cu	-18.356,8	-18.231,4
Substituir 3x95/95 Cu pelo 3x240/240 Cu	-31.275,86	-31.085,67
Substituir 3x150/150 Cu pelo 3x240/240 Cu	-33.501,82	-33.424,71

Tabela 10 - VPL de projetos no que tange troca dos cabos considerando 1kWh = 0,154USD

Possibilidades	VPL (USD) – 25 anos	VPL (USD) – 50 anos
Substituir 3x95/95 Cu pelo 3x150/150 Cu	-16.127,98	-15.893,35
Substituir 3x95/95 Cu pelo 3x240/240 Cu	-27.532,12	-27.151,74
Substituir 3x150/150 Cu pelo 3x240/240 Cu	-31.984,04	-31.829,6

Pela análise da Tabela 9 e da Tabela 10 é possível observar que nenhum dos VPL é positivo. Com isso pode-se concluir que a estratégia de trocar-se o cabo por um de seção transversal maior a fim de obter menores valores de perdas não é viável financeiramente, considerando os horizontes de 25 e de 50 anos, e o valor do kWh de 0,077USD e 0,154USD

Portanto apesar do aumento de perdas causado pela instalação de um gerador PV, não é lucrativo a substituição dos cabos uma vez que estes suportem o fluxo extra de potência gerado pelo gerador FV.

4.3.2 Situação 1 com comprimento de cabo de 50m

Este caso é similar ao simulado na seção 4.3.1 em que um gerador FV de 60kVA com fator de potência resistivo é conectado a uma carga de 5kVA de fator de potência 0,90 indutivo. O cabo que liga o conjunto à barra do transformador é o mesmo NS-4LK GKN 3x95/95 Cu, no entanto o comprimento corresponde a 50 metros.

Com a conexão do gerador FV, a tensão se eleva para 100,36%¹⁵, logo do ponto de vista da tensão não há necessidade de realizar nenhum investimento uma vez que não ocorrem violações.

Ao verificar a Figura 21 é possível constatar que os cabos de seção transversal 3x150/150 Cu e 3x240/240 apresentam valores de perdas menores. Assim será avaliada a viabilidade financeira de manter este cabo com altas perdas frente à possibilidade de substituição do cabo a fim de obter perdas menores.

Primeiramente foram calculados os valores de perdas presentes na tabela 11 por meio do *software* Neplan utilizando o sistema 1 modificado.

Tabela 11 - Perdas para diversos cabos com comprimento de 50 metros

Seção transversal	Perdas (kW)
3x95/95 Cu	0,34
3x150/150 Cu	0,22
3x240/240 Cu	0,154

Então foi determinado o custo para adquirir os cabos apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 - Investimento para aquisição dos cabos

Seção transversal	Comprimento (m)	Preço (USD) /100m	Investimento (USD)
3x150/150 Cu	50	5.877,3	2.938,65
3x240/240 Cu	50	10.005,6	5.002,8

¹⁵ Obtido por meio de simulação no *software* Neplan.

Após as perdas e o custo de aquisição dos cabos serem determinados, foi calculado o VPL de cada possibilidade de maneira análoga e sob as mesmas hipóteses realizadas na seção 4.3.1. Com isso foram geradas a Tabela 13 e Tabela 14.

Tabela 13 - VPL dos investimentos para a troca dos cabos com 1kWh = 0,077 USD

Investimentos	VPL (USD) – 25 anos	VPL (USD) – 50 anos
Substituir 3x95/95 Cu pelo 3x150/150 Cu	-2.300,21	-2.330,966
Substituir 3x95/95 Cu pelo 3x240/240 Cu	-3.938,737	-3.989,997
Substituir 3x150/150 Cu pelo 3x240/240 Cu	-4.577,166	-4.597,681

Tabela 14 – VPL dos investimentos no que tange troca dos cabos com 1kWh = 0,154 USD

Investimentos	VPL (USD) – 25 anos	VPL (USD) – 50 anos
Substituir 3x95/95 Cu pelo 3x150/150 Cu	-1.661,77	-1.723,293
Substituir 3x95/95 Cu pelo 3x240/240 Cu	-2.874,674	-2.977,205
Substituir 3x150/150 Cu pelo 3x240/240 Cu	-4.151,543	-4.192,562

Como os valores de VPL presentes na Tabela 13 e Tabela 14 apresentam somente valores negativos, é possível afirmar que o investimento não é viável, uma vez que não é necessário como já visto e discutido na seção 4.3.1, onde a mesma situação fora analisada.

4.3.3 Situação 2 com comprimento de cabo de 350m

O gerador FV conectado diretamente à carga neste caso corresponde a um de 70 kVA de potência e fator de potência unitário. Esta magnitude de geração FV é justificada para obter-se um alto valor de perdas como apresentado na Figura 21 e também limitar o número de cabos cujas seções transversais suportam o fluxo de potência. O cabo que conecta a carga à barra do lado secundário do transformador é o NS-4LK GKN 3x95/95 Cu cujo comprimento corresponde a 350m. De acordo com a Tabela 6 este cabo é incapaz de suportar esta geração FV e necessita ser substituído. Para isso existem seções transversais de cabos que suportam tal geração fotovoltaica: 3x150/150 Cu e 3x240/240 Cu.

Logo um investimento é necessário por parte da distribuidora de energia na rede e nesta seção são propostas e avaliadas cinco soluções.

1. Realizar o controle de potência reativa por meio da mudança do $\cos \phi$ do gerador FV.
2. Troca do cabo pelo 3x150/150 Cu e manutenção do $\cos \phi$ do gerador FV em 1.

3. Troca do cabo pelo 3x150/150 Cu e realizar o controle de potência reativa por meio da mudança do $\cos \emptyset$ do gerador FV.
4. Troca do cabo pelo 3x240/240 Cu e manutenção do $\cos \emptyset$ do gerador FV em 1.
5. Troca do cabo pelo 3x240/240 Cu e realizar o controle de potência reativa por meio da mudança do $\cos \emptyset$ do gerador FV.

A troca dos cabos e a realização do controle de potência reativa visam de permitir o fluxo de potência do gerador FV. Além de obter valores de perdas no sistema de distribuição menores, e a economia gerada pela redução da mesma poderia em um determinado período de tempo tornar este investimento financeiramente viável e o VPL é capaz de determinar esta viabilidade.

O cálculo do VPL será calculado sob as mesmas hipóteses estabelecidas na seção 4.3.1, no entanto, será considerado somente um período de tempo de 50 anos.

Ainda como o investimento é necessário, uma das soluções propostas deve ser escolhida como base para avaliar as demais soluções. Esta solução base será usada para determinar o fluxo de caixa causado pela diferença das perdas. Por conta disso, o fluxo de caixa da solução base será considerado como nulo.

Neste caso, a solução escolhida como base corresponderá à opção que não extrapole a tensão e que possua o maior valor de perdas.

- **Solução 1 - Realizar o controle de potência reativa por meio da mudança do $\cos \emptyset$ do gerador FV**

Nesta solução pretende-se variar o fator de potência do gerador FV de modo a identificar se algum valor faria com que o cabo no sistema 3x95/95 Cu suportasse o fluxo de potência do gerador FV. Para que isso ocorra, a tensão no barramento onde o mesmo está conectado não deverá ultrapassar o valor de 103%.

Na Tabela 15 são apresentados os resultados do VPL de cada opção dentro da solução 1.

Tabela 15 - Tensões, perdas e VPL da solução 1

Cos Ø do gerador FV	Tensão (%)	Perdas (kW)	VPL (USD) – 50 anos 1kWh = 0,077USD	VPL (USD) – 50 anos 1kWh = 0,154USD
0,90 Ind	102,06	2,4	0	0
0,95 Ind	102,44	2,35	253,198	506,396
0,95 Cap	103,49 (Sobretensão)	-	-	-
0,90 Cap	103,46 (Sobretensão)	-	-	-

Ao operar o gerador FV com um fator de potência de 0,90 indutivo, o sistema obterá o maior nível de perdas sem extrapolar a tensão, conseqüentemente esta opção será escolhida como a solução para como base para as demais.

Observa-se que dentro das opções de fator de potência do gerador FV, os valores capacitivos produziram uma sobretensão no barramento, ao passo que opção de operar com um fator de 0,95 indutivo seria vantajoso para a empresa quando comparada com a solução base.

- **Solução 2 - Troca do cabo pelo 3x150/150 Cu e manutenção do cos Ø do gerador FV em 1.**

Esta solução pretende avaliar se a substituição o cabo original 3x95/95 Cu pelo 3x150/150 Cu e a manutenção do gerador FV sob geração de um fator de potência unitário seria viável. Para que isso ocorra, a tensão no barramento onde o mesmo está conectado não deverá ultrapassar o valor de 103% e deve se calcular o VPL desta solução como consta na Tabela 16.

Tabela 16 - Tensões, perdas e VPL da solução 2

Custo do cabo (USD)	Tensão (%)	Perdas (kW)	VPL (USD) – 50 anos 1kWh = 0,077USD	VPL (USD) – 50 anos 1kWh = 0,154USD
20570,5	102,04	1,49	-15.962,331	-11.332,123

Observa-se que apesar desta solução permitir que a tensão permaneça abaixo do limite estabelecido de 103%, ela possui um VPL negativo, o que a torna não lucrativa.

- **Solução 3 - Troca do cabo pelo 3x150/150 Cu e realizar o controle de potência reativa por meio da mudança do cos Ø do gerador FV**

Nesta solução pretende-se além de substituir o cabo original 3x95/95 Cu pelo 3x150/150 Cu, variar o fator de potência do gerador FV de modo a identificar se algum valor

faria com que o novo cabo suportasse o fluxo de potência do gerador FV e que seja financeiramente viável. Para que isso ocorra, a tensão no barramento onde o mesmo está conectado não deverá ultrapassar o valor de 103% e deve-se calcular o VPL desta solução como consta na Tabela 17.

Tabela 17 - Tensões, perdas e VPL da solução 3

Cos Ø do gerador FV	Tensão (%)	Perdas (kW)	VPL (USD) – 50 anos 1kWh = 0,077USD	VPL (USD) – 50 anos 1kWh = 0,154USD
0,90 Ind	101,10	1,57	-16.367,45	-12.164,361
0,95 Ind	101,41	1,54	-16.215,529	-11.861,08
0,95 Cap	102,43	1,46	-15.810,41	-11.050,05
0,90 Cap	102,52	1,45	-15.759,777	-10.948,894

Observa-se que apesar desta solução permitir que a tensão permaneça abaixo do limite estabelecido de 103% independentemente do fator de potência do gerador FV, todas as opções possuem um VPL negativo o que a torna não lucrativa.

- **Solução 4 Troca do cabo pelo 3x240/240 Cu e manutenção do cos Ø do gerador FV em 1**

Esta solução pretende avaliar se a substituição o cabo original 3x95/95 Cu pelo 3x240/240 Cu e a manutenção do gerador FV sob geração de um fator de potência unitário faria com que o novo cabo suportasse o fluxo de potência do gerador FV e que seja financeiramente viável. Para que isso ocorra, a tensão no barramento onde o mesmo está conectado não deverá ultrapassar o valor de 103% e deve se calcular o VPL desta solução como consta na Tabela 18.

Tabela 18 - Tensões, perdas e VPL da solução 4

Custo do cabo (USD)	Tensão (%)	Perdas (kW)	VPL (USD) – 50 anos 1kWh = 0,077USD	VPL (USD) – 50 anos 1kWh = 0,154USD
35.019,6	101,30	0,95	-27.676,22	-20.333,94

Observa-se que apesar desta solução permitir que a tensão permaneça abaixo do limite estabelecido de 103%, ela possui um VPL negativo o que a torna não lucrativa.

- **Solução 5 - Troca do cabo pelo 3x240/240 Cu e realizar o controle de potência reativa por meio da mudança do cos Ø do gerador FV.**

Nesta solução pretende-se além de substituir o cabo original 3x95/95 Cu pelo 3x240/240 Cu, variar o fator de potência do gerador FV de modo a identificar se algum valor faria com que o novo cabo suportasse o fluxo de potência do gerador FV e que seja financeiramente viável. Para que isso ocorra, a tensão no barramento onde o mesmo está conectado não deverá ultrapassar o valor de 103% e deve se calcular o VPL desta solução como consta na Tabela 19.

Tabela 19 - Tensões, perdas e VPL da solução 5

Cos Ø do gerador FV	Tensão (%)	Perdas (kW)	VPL (USD) – 50 anos 1kWh = 0,077USD	VPL (USD) – 50 anos 1kWh = 0,154USD
0,90 Ind	100,44	1,00	-27.929,88	-20.840,27
0,95 Ind	100,71	0,98	-27.828,02	-20.637,54
0,95 Cap	101,74	0,93	-27.575,35	-20.131,54
0,90 Cap	101,87	0,92	-27.524,926	-20.030,252

Observa-se que apesar desta solução permitir que a tensão permaneça abaixo do limite estabelecido de 103% independentemente do fator de potência do gerador FV, todas as opções possuem um VPL negativo o que a torna não lucrativa.

Por meio das tabelas 12 a 16 é possível inferir que entre as 5 soluções propostas ao analisar um período de tempo para retorno de investimento de até 50 anos, considerando dois preços diferentes para o kWh, somente uma opção seria financeiramente viável, uma vez que seu VPL é positivo, que seria operar o gerador FV com um fator de potência de 0,95 indutivo. Desta maneira seria evitada a necessidade da substituição do cabo e o fluxo de potência gerado pelo gerador FV não causaria sobretensão no barramento em que está conectado. Apesar de que sob tal operação as perdas seriam maiores, sob as condições analisadas nesta seção.

Caso a solução 1 fosse descartada, o que implicaria inevitavelmente na substituição do cabo, obteríamos somente opções com VPL negativo e pelo critério já citado, a opção mais viável seria optar por um cabo com a menor seção transversal entre as opções de cabos que poderiam suportar o fluxo de potência do gerador FV sem extrapolar a tensão no barramento, neste caso o cabo 3x150/150 Cu, e utilizar um fator de potência de 0,90 capacitivo a fim de reduzir as perdas.

4.3.4 Situação 2 com comprimento de cabo de 650m

Este caso é análogo ao simulado na seção 4.3.3, no entanto a potência do gerador FV será de 70kVA ainda com um fator de potência resistivo e o cabo entre a carga e o secundário

do transformador permanecerá o NS-4LK GKN 3x95/95 Cu, no entanto o comprimento corresponde a 650m.

Sob tais condições este cabo é incapaz de suportar tal geração uma vez que a tensão no ponto de conexão subirá para 105,59%¹⁶ e, portanto necessita ser substituído. Para isso existem seções transversais de cabos que suportam geração fotovoltaica de acordo com simulações realizadas pelo *software* Neplan: 3x150/150 Cu e 3x240/240 Cu.

Como o investimento é necessário por parte da distribuidora de energia na rede, serão avaliadas cinco propostas de solução assim como realizado na seção 4.3.3.

1. Realizar o controle de potência reativa por meio da mudança do $\cos \emptyset$ do gerador FV.
2. Troca do cabo pelo 3x150/150 CU e manutenção do $\cos \emptyset$ do gerador FV em 1.
3. Troca do cabo pelo 3x150/150 Cu e realizar o controle de potência reativa por meio da mudança do $\cos \emptyset$ do gerador FV.
4. Troca do cabo pelo 3x240/240 Cu e manutenção do $\cos \emptyset$ do gerador FV em 1.
5. Troca do cabo pelo 3x240/240 Cu e realizar o controle de potência reativa por meio da mudança do $\cos \emptyset$ do gerador FV.

De maneira análoga à realizada na seção 4.3.3, será utilizado o conceito de VPL para avaliar as opções apresentadas e este será calculado sob as mesmas condições apresentadas.

- **Solução 1 - Realizar o controle de potência reativa por meio da mudança do $\cos \emptyset$ do gerador FV.**

Nesta solução pretende-se variar o fator de potência do gerador FV de modo a identificar se algum valor faria com que o cabo no sistema 3x95/95 Cu suportasse o fluxo de potência do gerador FV. Para que isso ocorra, a tensão no barramento onde o mesmo está conectado não deverá ultrapassar o valor de 103%.

No entanto, em todas as opções resultaram em sobretensão como demonstrado pela Tabela 20.

¹⁶ Obtido por meio da simulação no *software* Neplan.

Tabela 20 - Tensões, perdas e VPL da solução 1

Cos Ø do gerador FV	Tensão (%)	Perdas (kW)	VPL (USD) – 50 anos 1kWh = 0,077USD	VPL (USD) – 50 anos 1kWh = 0,154USD
0,90 Ind	103,87 (Sobretensão)	-	-	-
0,95 Ind	104,47 (Sobretensão)	-	-	-
0,95 Cap	106,09 (Sobretensão)	-	-	-
0,90 Cap	106,07 (Sobretensão)	-	-	-

- **Solução 2 - Troca do cabo pelo 3x150/150 Cu e manutenção do cos Ø do gerador FV em 1.**

Esta solução pretende avaliar se a substituição o cabo original 3x95/95 Cu pelo 3x150/150 Cu e a manutenção do gerador FV sob geração de um fator de potência unitário seria viável. Entretanto, como demonstrado na Tabela 21 esta solução causaria ainda níveis de sobretensão.

Tabela 21 - Tensões, perdas e VPL da solução 2

Custo do cabo (USD)	Tensão (%)	Perdas (kW)	VPL (USD) – 50 anos 1kWh = 0,077USD	VPL (USD) – 50 anos 1kWh = 0,154USD
37.494,6	103,65 (Sobretensão)	-	-	-

- **Solução 3 - Troca do cabo pelo 3x150/150 Cu e realizar o controle de potência reativa por meio da mudança do cos Ø do gerador FV**

Nesta solução pretende-se além de substituir o cabo original 3x95/95 Cu pelo 3x150/150 Cu, variar o fator de potência do gerador FV de modo a identificar se algum valor faria com que o novo cabo suportasse o fluxo de potência do gerador FV e que seja financeiramente viável. Para isso calculou-se os níveis de tensão e os respectivos VPL de cada opção desta solução como apresentado na Tabela 22.

Tabela 22 - Tensões, perdas e VPL da solução 3

Cos Ø do Gerador FV	Tensão (%)	Perdas (kW)	VPL (USD) – 50 anos 1kWh = 0,077USD	VPL (USD) – 50 anos 1kWh = 0,154USD
0,90 Ind	102,11	2,86	-37.494,6	-37.494,6
0,95 Ind	102,64	2,79	-37.139,3	-36.785,639
0,95 Cap	104,25 (Sobretensão)	-	-	-
0,90 Cap	104,37 (Sobretensão)	-	-	-

Ao operar o gerador FV com um fator de potência de 0,90 indutivo, o sistema obterá o maior nível de perdas sem extrapolar a tensão, conseqüentemente esta opção será escolhida como a solução para como base para as demais.

Observa-se que dentro das opções de fator de potência do gerador FV, os valores capacitivos produziram uma sobretensão no barramento, ao passo que opção de operar sob um fator de potência indutivo seria viável do ponto de vista da tensão, no entanto, não seriam financeiramente viáveis.

- **Solução 4 - Troca do cabo pelo 3x240/240 Cu e manutenção do cos Ø do gerador FV em 1.**

Esta solução pretende avaliar se a substituição o cabo original 3x95/95 Cu pelo 3x240/240 Cu e a manutenção do gerador FV com um fator de potência unitário seria viável e faria com que o novo cabo suportasse o fluxo de potência do gerador FV e que seja financeiramente viável. Então calculou se a tensão no barramento do gerador FV, assim como o VPL deste investimento como apresentado na Tabela 23.

Tabela 23 - Tensões, perdas e VPL da solução 4

Custo do cabo (USD)	Tensão (%)	Perdas (kW)	VPL (USD) – 50 anos 1kWh = 0,077USD	VPL (USD) – 50 anos 1kWh = 0,154USD
64.686	102,32	1,73	-58.963,762	-53.241,474

Observa-se que apesar desta solução permitir que a tensão permaneça abaixo do limite estabelecido de 103%, ela possui um VPL negativo o que a torna não lucrativa.

- **Solução 5 - Troca do cabo pelo 3x240/240 Cu e realizar o controle de potência reativa por meio da mudança do cos Ø do gerador FV.**

Nesta solução pretende-se além de substituir o cabo original 3x95/95 Cu pelo 3x240/240 Cu, variar o fator de potência do gerador FV de modo a identificar se algum valor faria com que o novo cabo suportasse o fluxo de potência do gerador FV e que seja financeiramente viável. Então calculou-se a tensão no barramento do gerador FV, assim como o VPL de cada opção dentro da solução 5 como apresentado na Tabela 24.

Tabela 24 - Tensões, perdas e VPL da solução 5

Cos Ø do gerador FV	Tensão (%)	Perdas (kW)	VPL (USD) – 50 anos 1kWh = 0,077USD	VPL (USD) – 50 anos 1kWh = 0,154USD
0,90 Ind	100,91	1,84	-59.520,802	-54.355,554
0,95 Ind	101,37	1,8	-59.318,237	-53.950,435
0,95 Cap	103,1 (Sobretensão)	-	-	-
0,90 Cap	103,2 (Sobretensão)	-	-	-

Observa-se que dentro das opções de fator de potência do gerador FV, os valores capacitivos produziram uma sobretensão no barramento, ao passo que a opção de operar sob um fator de potência indutivo seria viável do ponto de vista da tensão, no entanto, não seriam financeiramente viáveis.

Por meio da análise da Tabela 20 a Tabela 24 observa-se que entre as soluções propostas todas as soluções apresentarem VPL negativos, isto é, elas não são um investimento financeiramente viável para a distribuidora de energia. Entretanto como o investimento é necessário, pois a tensão é extrapolada com a situação atual, utiliza-se o critério de escolher a opção cujo módulo do VPL é o menor entre todas as opções.

Com isso obtém-se a mesma conclusão obtida na seção 4.3.3 em que a opção mais viável seria optar por um cabo com a menor seção transversal que suporte o fluxo de potência do gerador FV. Neste caso o cabo 3x150/150 Cu seria o mais viável com fator de potência do gerador FV como indutivo de 0,95.

5 Conclusão

Neste trabalho avaliou-se a influência do fator de potência sobre as perdas em um sistema de distribuição radial de baixa tensão na presença de um gerador FV. Observou-se que sob fator de potência capacitivo as perdas no sistema tendem a diminuir, ao passo que sob fator de potência indutivo, a aumentar. Constatou-se também que a tensão na barra onde estão conectados a carga e o gerador FV possui o comportamento inverso, ou seja, tende a aumentar sob operação capacitiva e tende a diminuir sob operação indutiva.

É importante salientar que para as condições estabelecidas neste trabalho, com a conexão do gerador FV a tensão na barra aumenta independentemente do fator de potência, mas que este aumento tende a ser menor sob operação indutiva do que capacitiva. Tal comportamento é baseado nos resultados da seção 3.1 onde uma breve introdução sobre a definição de operação

capacitiva e indutiva foi feita do ponto de vista do fluxo de potência do gerador FV que causa o aumento da tensão independentemente do seu modo de operação. Neste mesmo capítulo foi também investigada a influência do fator de potência com a geração fotovoltaica e carga variável, em que se observou que as perdas nos sistemas possuem um comportamento parabólico e, portanto apresentam um intervalo onde as mesmas diminuem, alcançam seu valor mínimo e então aumentam. Este comportamento é esperado de acordo com (Quezada, et al., 2006) e (Méndez, et al., 2003).

A razão pela qual as perdas apresentam o comportamento parabólico fora discutido na seção 3.3.3 a partir do ponto de vista do fluxo de potência ativa e reativa demandada pela carga e fornecida pelo gerador FV. Sob este ponto de vista foi possível inferir que o fator de potência favorável para a redução das perdas no sistema é o que se iguala ao da carga em módulo, no entanto, capacitivo. Mas este tipo de operação é inviável uma vez que o fator de potência da rede varia ao decorrer do dia e o fator de potência dos geradores FV da Suíça opera com um valor fixo. Portanto um valor fixo entre 0,90 e 0,95 capacitivo seria favorável a fim de diminuir se as perdas de maneira eficiente.

Na seção 3.4 avaliou-se que os benefícios e desvantagens de operar-se o gerador FV com um fator de potência capacitivo ou indutivo não se restringem somente à influência sob as perdas. Tais estratégias são úteis uma vez que do ponto de vista da tensão a operação com fator de potência indutivo pode permitir uma potência instalada até 25% maior do quando comparado com a capacidade sob operação de um fator de potência capacitivo. Enquanto isso a operação com um fator de potência capacitivo pode ser uma estratégia interessante para indústrias a fim de diminuir a demanda de potência reativa da rede uma vez que o gerador FV poderia gerá-la durante o dia, o qual coincide com maior período de produção industrial.

No capítulo 4 foi avaliado o impacto financeiro causado pelas perdas na tomada de decisão em relação à substituição do cabo da rede por um de seção transversal maior a fim de que o fluxo de potência do gerador FV seja distribuído sem causar sobrecarga no cabo ou para mitigar o aumento das perdas. Para isso a ferramenta Valor Presente Líquido (VPL) fora utilizada como critério para tomada de decisão para avaliar sob quais condições a substituição do cabo de distribuição pode ser vantajosa financeiramente. Então dois cenários hipotéticos foram criados em que investimentos para diminuir/mitigar as perdas causadas pelo fluxo de potência gerado pelo gerador FV seriam avaliados.

O primeiro cenário foi estabelecido na seção 4.3.1 e 4.3.2 em que o investimento visava somente diminuir/mitigar o aumento de perdas gerado pelo fluxo de potência gerado pelo gerador FV. Para tal seria substituído o do cabo por um de seção transversal maior para diminuir as perdas, e que com a economia gerada com perdas menores poderia viabilizar o investimento ao

considerar-se um período de tempo de 25 e 50 anos e dois valores para o kWh. Concluiu-se por meio da ferramenta VPL que para as condições estabelecidas, não seria lucrativo a realização deste investimento.

O segundo cenário foi estabelecido na seção 4.3.3 e 4.3.4, onde a necessidade de investimento existia para que o sistema suportasse o fluxo de potência gerado pelo gerador FV. Por meio da análise do valor presente líquido foi possível concluir que o investimento mais viável é a utilização do controle de potência reativa controlado para fator de potência indutivo. Esta estratégia pode vir a mitigar a necessidade de substituição de um cabo para que suporte o fluxo de potência de um gerador FV. E que quando a necessidade de substituição do cabo por um de seção transversal maior existir, a troca pelo de menor seção transversal que suporte o fluxo de potência sem extrapolar os níveis de tensão é o mais viável financeiramente para a distribuidora de energia.

Para os dois cenários mencionados, também se investigou a influência do comprimento dos cabos num intervalo de 50 a 650m na tomada de decisão. Entretanto as conclusões obtidas são que os cenários não interferem na tomada de decisão quando utilizado o critério estabelecido pela ferramenta VPL.

É necessário observar que durante as simulações feitas no que tange a tomada de decisão por meio da ferramenta VPL, a demanda de energia permaneceu constante. Esta opção foi escolhida uma vez que previsões de órgãos governamentais preveem que a demanda de energia pode permanecer constante ou até mesmo diminuir devido à investimentos massivos em eficiência energética e também devido ao incentivo do governo para a instalação de painéis fotovoltaicos com sistemas de armazenamento de energia acoplados.¹⁷

Outro fator sobre as análises realizadas por meio do VPL é o tempo de retorno do investimento. Como por norma interna da empresa SAK o tempo limite em que cada cabo deverá ser utilizado não pode superar 50 anos, não é de interesse deste trabalho trabalhar com tempo de retorno de investimento superior a 50 anos.

Por fim este trabalho de conclusão de curso mostrou que a técnica de controle de potência reativa pode ser viável para reduzir as perdas no sistema de distribuição na presença de painéis fotovoltaicos quando operado com um fator de potência capacitivo, e que no caso de necessidade de substituição dos cabos, o de menor seção transversal que suporte o fluxo de potência na rede deverá ser escolhido como opção financeiramente mais viável. Ressalta-se, no entanto, que esta conclusão não deve ser generalizada para outros sistemas elétricos e as análises devem ser conduzidas caso a caso. Logo, uma importante contribuição deste trabalho são os procedi-

¹⁷ www.vse.ch

mentos empregados que agregam a aplicação do cálculo de fluxo de potência e o uso do VPL para analisar a viabilidade econômica de possíveis investimentos.

6 Referências

Quezada Víctor H. Méndez, Abbad Juan Rivier e San Román Tomás Gómez Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation [Artigo] // IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS. - 2006. - Vol. 21.

Brigham Eugene F. e Ehrhart Michael C. Corporate Finance: a focused approach [Livro]. - [s.l.] : Thomson South-Western, 2006.

Carvalho P. M.S., Correia Pedro F. e Ferreira L. A.F. Distributed Reactive Power Generation Control for Voltage Rise Mitigation in Distribution Networks // Power Systems, IEEE Transactions . - Maio de 2008. - Vol. 23.

Demirok Erhan [et al.] Local Reactive Power Control Methods for Overvoltage Prevention of Distributed Solar Inverters in Low-Voltage Grid [Artigo] // IEEE Jornal of Photovoltaics . - Oct. de 2011. - 2 : Vol. 1. - pp. 174-182.

Méndez V.H. [et al.] A monte Carlo Approach for Assessment of Investments Deferral in Radial Distribution Networks with Distributed Generation [Periódico]. - Bologna, Italy : [s.n.], 2003. - Vol. IEEE Bologna PowerTech Conference.

Mohamed M. Aly [et al.] Voltage Stability Assessment of Photovoltaic Energy Systems with Voltage Control Capabilities [Conferência] // Renewable Energy Research and Applications (ICREPA). - Nagasaki : IEEE, 2012. - pp. 1 - 6.

Trombetti D., Tedeschi E e Mattavelli P Compensation of the load unbalance, reactive power and harmonic distortion by cooperative operation of distributed compensators [Conferência] // Power Eletronics and Applications, 2009. EPE'09.13th European Conference.. - Barcelona : [s.n.], 2009.