

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**RODRIGO NOBIS DA COSTA LIMA**

**COMPENSAÇÃO DINÂMICA DE POTÊNCIA NÃO ATIVA**  
**EM MÉDIA TENSÃO**

**UBERLÂNDIA**

**2017**

**RODRIGO NOBIS DA COSTA LIMA**

**COMPENSAÇÃO DINÂMICA DE POTÊNCIA NÃO ATIVA EM MÉDIA  
TENSÃO**

Dissertação de mestrado apresentada à  
Faculdade de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Uberlândia como parte  
dos requisitos necessários para a obtenção do  
título de mestre em ciências.

**Orientador: Prof. Dr. Antônio Carlos Delaiba**  
**Co-orientador: Prof. Dr. Sérgio Ferreira de Paula Silva**

**UBERLÂNDIA**

**2017**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA – UFU

Reitor: Valder Steffen Junior

Pró-reitor de Graduação: Armino Quillici Neto

Pró-reitor de Pós-Graduação: Carlos Henrique de Carvalho

Diretor da Faculdade de Engenharia Elétrica: Sérgio Ferreira de Paula Silva

Coordenador do Programa de Pós Graduação Engenharia Elétrica: Edgard Afonso Lamounier  
Júnior

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)  
Sistema de Bibliotecas da UFU, MG, Brasil.

- 
- L732c  
2017      Lima, Rodrigo Nobis da Costa, 1992  
            Compensação dinâmica de potência não ativa em média tensão /  
            Rodrigo Nobis da Costa Lima. - 2017.  
            205 p. : il.
- Orientador: Antônio Carlos Delaiba.  
            Coorientador: Sérgio Ferreira de Paula.  
            Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia,  
            Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.  
            Inclui bibliografia.
1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Potencia elétrica - Teses. 3.  
            Sistemas elétricos de potencia - Teses. 4. Geradores hidrelétricos - Teses.  
            I. Delaiba, Antônio Carlos. II. Paula, Sérgio Ferreira de. III.  
            Universidade Federal de Uberlândia. Programa de Pós-Graduação em  
            Engenharia Elétrica. IV. Título.

---

CDU: 621.3

**RODRIGO NOBIS DA COSTA LIMA**

**COMPENSAÇÃO DINÂMICA DE POTÊNCIA NÃO ATIVA EM MÉDIA TENSÃO**

**Dissertação de mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como parte dos requisitos necessários para a obtenção do título de mestre em ciências.**

**Comissão examinadora:**

---

**Prof. Dr. Olívio Carlos Nascimento Souto**  
**(Examinador – IFG-Itumbiara)**

---

**Prof. Dr. Sérgio Ferreira de Paula Silva**  
**(Co-orientador - UFU)**

---

**Prof. Dr. Antônio Carlos Delaiba**  
**(Orientador - UFU)**

**Uberlândia, 29 de setembro de 2017**

## **AGRADECIMENTOS**

Ao professor Antônio Carlos Delaiba pelo incentivo, compreensão e orientação deste trabalho.

Ao professor Sérgio Ferreira de Paula Silva pela sapiência, paciência, dedicação, serenidade e tempo despendidos neste trabalho.

À ITB Equipamentos Elétricos pela parceria, paciência, confiança e por terem estado de portas abertas para mim durante todo o período de elaboração deste trabalho.

Aos meus pais pela compreensão e fé nas decisões tomadas durante a minha vida.

À minha namorada Amanda e sua/minha família uberlandense por serem meu segundo lar.

“A mente que se abre a uma nova ideia  
jamais volta ao seu tamanho original.”

Albert Einstein

## RESUMO

A discussão sobre como a potência em um circuito elétrico pode ser quantificada é muito antiga, sendo tema de discussões e pesquisas desde o século XIX. Entretanto, mesmo com a maturidade que o assunto tem, ainda hoje vários trabalhos são publicados sobre o mesmo. Se não o principal, mas um dos principais motivos do estudo e desenvolvimento de novas teorias sobre potências elétricas é a compensação da parcela não ativa da mesma. A compensação reativa, quando feita corretamente, traz muitos benefícios à operação de um sistema elétrico. Todavia, anteriormente à instalação de elementos compensadores, é importante estudar, além do compensador em si, mas também as características elétricas do sistema onde a compensação será instalada e as cargas que o mesmo alimenta. Uma das características chave, que não pode deixar de ser analisada, é a curva de carga. Redes com variação de curva de carga muito acentuada podem sofrer efeitos colaterais da compensação reativa fixa, que não acompanha a demanda do sistema. Por esse motivo, o presente trabalho se propõe a estudar os compensadores dinâmicos de reativo patenteados pela ITB Equipamentos Elétricos, como uma solução de compensação reativa para circuitos com esse perfil. Neste trabalho são descritas duas modelagens do compensador dinâmico: uma no domínio do tempo e outra no domínio da frequência. A modelagem no domínio do tempo tem como objetivo principal a análise dos transitórios de chaveamento. A segunda modelagem, no domínio da frequência, visa a determinação de um modelo prático para estudos de fluxo de carga e fluxo harmônico, que possam ser utilizada em *softwares* que realizem tais cálculos. Após a apresentação das modelagens, as mesmas são validadas através de ensaios em equipamentos reais. Finalmente, lançando mão do modelo no domínio da frequência, o compensador dinâmico é avaliado em dois sistemas elétricos: uma rede de distribuição e um sistema industrial. As análises foram feitas em um simulador trifásico de sistemas elétricos, onde foram comparadas a compensação feita de forma dinâmica e fixa. Os resultados mostraram que os compensadores dinâmicos podem ter influência positiva no fator de potência, perdas elétricas, carregamento e regulação de tensão, principalmente em sistemas onde a demanda de potência tem variação acentuada. Outra vantagem da troca dos capacitores fixos pelos compensadores dinâmicos foi a diminuição da distorção harmônica total de tensão e corrente em alguns pontos dos dois circuitos estudados.

**Palavras chave:** Compensador dinâmico de reativo. Fator de potência. Filtro harmônico.

## ABSTRACT

The discussion about how an electric power circuit can be quantified is ancient, and has been subject of debate and researches since the 19th century. However, even with the maturity achieved over the time, many works were and still are being published about this theme. One of the most important reasons to study and develop new electric power theories is the compensation of the non-active power portion. The reactive compensation, when done correctly, brings many benefits to a power system's operation. Nevertheless, before installing compensators, it is important to analyze the electric characteristics of the system where the compensation will be installed and the loads supplied by it. One of the most relevant issue that can't be unconsidered is the load curve. Networks with load curves that present accentuated variation may be hit by some side effects of fixed reactive compensation, that does not follow the system demand. Therefore, this paper analyzes the dynamic reactive compensators, patented by ITB Equipamentos Elétricos, as solution for circuits with this profile. The present paper describes two modelings of the dynamic compensator: the first one made in time domain and the second one, in frequency domain. The time domain modeling aims the study of the switching transients, while the frequency domain aims to determinate a practical model for studies about load and harmonic flows. After the modeling presentations, both models are validated by comparing them to real equipments tests. Finally, using the frequency domain model, the compensator behavior is studied in two electric systems: a distribution network and an industrial plant. Both circuits are implemented in a three-phase power system simulator, where the dynamic compensation is discussed and compared to the ordinary one, using fixed capacitors. The results indicate that the dynamic compensation may have a positive influence on power factor, electric losses, system loading and voltage regulation; especially in systems which the load curve has substantial variation. In addition, the exchange of fixed compensation by the dynamic compensation decreased the voltage and current harmonic distortion at the analysed buses.

**Keywords:** Dynamic reactive compensator. Power factor. Harmonic filter.



## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>10</b>
<b>2 COMPENSAÇÃO REATIVA.....</b>	<b>14</b>
<b>2.1 Breve histórico do estudo das potências .....</b>	<b>14</b>
2.1.1 Potências em sistemas com tensão e corrente senoidais.....	14
2.1.2 Potências em sistemas com tensão e corrente não-senoidais .....	22
<b>2.2 Aspectos gerais sobre compensação reativa .....</b>	<b>27</b>
<b>2.3 Métodos básicos de compensação reativa .....</b>	<b>29</b>
2.3.1 Reatores indutivos .....	30
2.3.2 Capacitores .....	35
2.3.3 Compensadores síncronos rotativos .....	41
2.3.4 Filtros harmônicos passivos.....	42
<b>2.4 Localização da compensação reativa .....</b>	<b>50</b>
<b>2.5 Evolução da compensação reativa .....</b>	<b>56</b>
<b>3 COMPENSAÇÃO ATIVA DE REATIVOS .....</b>	<b>57</b>
<b>3.1 Capacitores chaveados mecanicamente .....</b>	<b>57</b>
<b>3.2 Compensadores reativos estáticos .....</b>	<b>60</b>
3.2.1 Capacitores chaveados a tiristor .....	60
3.2.2 Reatores controlados a tiristor .....	62
3.2.3 Capacitores chaveados a tiristor e reatores controlados a tiristor .....	65
<b>3.3 FACTS .....</b>	<b>67</b>
3.3.1 Compensadores síncronos estáticos em derivação (STATCOMs).....	68
3.3.2 Compensadores síncronos estáticos em série (SSSC).....	69
3.3.3 Controlador de fluxo de potência unificado (Unified power flow controller - UPFC).....	73
<b>3.4 Considerações finais .....</b>	<b>75</b>
<b>4 COMPENSADOR DINÂMICO DE REATIVOS .....</b>	<b>76</b>

4.1 Princípios básicos do compensador dinâmico de reativos .....	76
4.2 Modelagem do compensador dinâmico de reativo no domínio da frequência .....	84
4.2.1 Metodologia para modelagem do CDR no domínio da frequência .....	85
4.2.2 Comparação da modelagem no domínio da frequência com ensaios .....	94
4.3 Modelagem do compensador dinâmico de reativo no domínio do tempo .....	100
4.3.1 Modelagem do núcleo principal.....	100
4.3.2 Modelagem do núcleo do reator de comutação .....	112
4.3.3 Comparação da modelagem no domínio do tempo com ensaios.....	117
<b>5 COMPORTAMENTO DE COMPENSADORES DINÂMICOS DE REATIVO EM SISTEMAS INDUSTRIAIS.....</b>	<b>127</b>
5.1 Compensação reativa dinâmica em ambientes industriais na frequência fundamental .....	129
5.2 Compensação reativa dinâmica em ambientes industriais com distorções harmônicas.....	147
<b>6 COMPORTAMENTO DE COMPENSADORES DINÂMICOS DE REATIVO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>172</b>
6.1 Compensação reativa dinâmica em redes de distribuição na frequência fundamental .....	177
6.2 Compensação reativa dinâmica de reativos em redes de distribuição com distorções harmônicas.....	184
6.2.1 Conclusão da análise harmônica.....	194
<b>7 CONCLUSÃO.....</b>	<b>195</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>199</b>

## 1 INTRODUÇÃO

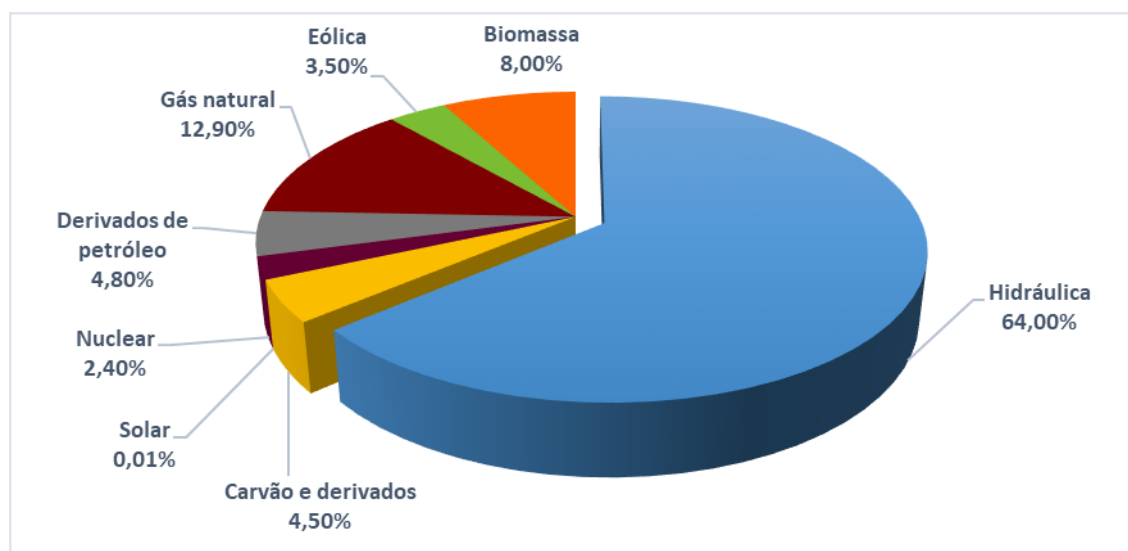
A evolução tecnológica e a crescente dependência do ser humano pela própria tecnologia, naturalmente, alavanca consigo a demanda por eletricidade. Outro fator determinante para tal aumento do consumo de energia por parte do homem é o crescimento da população que, instintivamente, aumenta o número de usuários de energia elétrica, elevando a necessidade de novas centrais geradoras. Esse crescimento do número de centrais geradoras, principalmente das que tem sustentabilidade ecológica baixa, preocupa.

Essa preocupação com o meio ambiente vem fazendo duas vertentes ditas “verdes” ganhar espaço no mercado de geração e também no mercado voltado para o consumo de eletricidade: desenvolvimento de fontes de energia renovável e eficiência energética.

Países que foram pioneiros no desenvolvimento das fontes de energia renováveis, como Alemanha e Dinamarca, hoje são líderes de mercado na produção de equipamentos para esse tipo de geração, tais como turbinas eólicas e células fotovoltaicas[1].

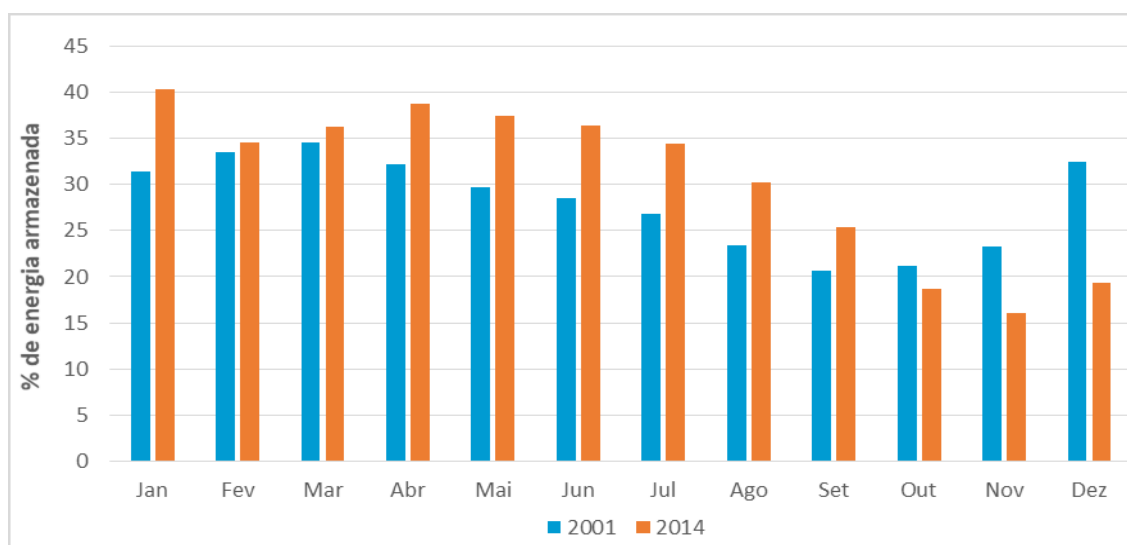
No âmbito nacional, a matriz energética brasileira ainda é majoritariamente composta pela fonte hidráulica, como mostra o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2016 [2], que discute os resultados energéticos do Brasil em 2015. Para se ter uma ideia da dependência brasileira pela matriz hidráulica, em 2015, 64% de toda a energia elétrica ofertada no Brasil teve origem em hidrelétricas. A distribuição da oferta de energia elétrica no país nesse mesmo ano é apresentada na figura 1.

A dependência pela geração hidrelétrica pode ser perigosa, pois a mesma está totalmente sujeita à frequência e intensidade de chuvas, fatores que fogem da gestão direta do ser humano. Intuitivamente, sempre que há um período de tempo relativamente alto de escassez de precipitações, o risco de racionamento de energia aparece. Prova disso é que, já no século XXI, o Brasil passou por duas grandes crises energéticas devido à sua dependência pela matriz hidrelétrica associada à falta de chuvas; a primeira, e mais grave delas, em 2001, e a mais recente delas, no final de 2014.



**Figura 1.** Oferta brasileira de energia elétrica em 2015. Fonte: [2], com modificações.

A figura 2 mostra a porcentagem de energia armazenada nos reservatórios das regiões sudeste e centro-oeste, as duas fontes hidráulicas mais significativas do país, em 2001 e 2014 [3].



**Figura 2.** Níveis de água dos reservatórios das regiões Sudeste e Centro-Oeste. Fonte: [3].

Mesmo os níveis dos reservatórios estando mais baixos no final de 2014 do que em 2001, o impacto no setor elétrico da escassez de água não foi tão severo como em 2001. Isso ocorreu devido ao rateio da energia gerada entre as fontes energéticas, principalmente com o aumento da utilização de termelétricas. No entanto, além das questões ambientais, o custo de geração das usinas térmicas também é mais alto do que o das hidráulicas, o que acarretou no aumento do preço da energia elétrica do país.

Adicionalmente à diversificação da matriz energética, outra solução para diminuir o risco de crises energéticas é a otimização do uso da eletricidade. Medidas com foco em eficiência energética, seja através da redução de perdas técnicas ou até pela utilização mais racional por parte dos consumidores, assumem papel cada vez mais importante no dia a dia dos órgãos gestores dos sistemas elétricos, uma vez que, conforme exposto anteriormente, os recursos energéticos são limitados [4].

Dentre várias formas de se diminuir as perdas técnicas em um sistema, pode-se citar a compensação de potência reativa. O princípio básico da compensação é o fornecimento local do reativo demandado por um conjunto de cargas ou equipamentos. Esse artifício diminui o trânsito de reativo no sistema, visto que grande parte da potência reativa agora é suprida localmente, o que reduz a corrente e, por consequência, as perdas nos elementos do sistema. Conforme será apresentado no decorrer do trabalho, a compensação reativa não traz apenas ganhos em perdas elétricas, mas também no perfil de tensão, no fator de utilização e também na estabilidade da rede.

Atualmente, a gama de tecnologias para compensação reativa é bem extensa. O presente trabalho irá apresentar as formas mais comuns e mais utilizadas e, em seguida, apresentará as características de um equipamento denominado compensador dinâmico de reativos (CDR), que é capaz de compensar o reativo de um sistema de média tensão de forma variável, conforme a necessidade do mesmo.

A estrutura adotada na construção do trabalho é a seguinte: no capítulo II, o tema compensação reativa é apresentado e explorado; são descritos conceitos fundamentais para o entendimento do tema, abordando desde a teoria básica de potências até a incorporação de componentes harmônicas e suas implicações na quantificação e compensação de potência reativa. Em seguida, ainda no mesmo capítulo, são expostas as formas de compensação reativa mais básicas.

O capítulo III traz as formas de compensação reativa mais modernas e tecnológicas, que utilizam elementos eletrônicos para realizar o controle do reativo.

Após a introdução do tema compensação reativa e da exibição das formas mais conhecidas para fazê-la, o capítulo IV é dedicado totalmente ao CDR. Nesta parte do texto, o funcionamento básico, assim como as metodologias empregadas para a modelagem do equipamento no domínio da frequência e do tempo, é apresentado. Esse capítulo irá tratar o CDR isoladamente, desconectado de uma rede elétrica.

Com o intuito de avaliar o desempenho do CDR em sistemas elétricos, os capítulos V e VI apresentam o comportamento dos compensadores dinâmicos em um sistema industrial e em uma rede de distribuição, ambos hipotéticos, respectivamente.

Finalmente, o Capítulo VII traz as conclusões finais do trabalho.

## 2 COMPENSAÇÃO REATIVA

O principal objetivo desse capítulo é apresentar os fundamentos da compensação de reativos em sistemas elétricos de potência, propiciando os conceitos básicos para melhor compreensão do tema central, a compensação reativa dinâmica, que será abordada nos capítulos posteriores.

### 2.1 Breve histórico do estudo das potências

As potências que circulam nos sistemas elétricos em corrente alternada (CA) foram e ainda são tema de diversos trabalhos e debates ao redor do mundo.

Steinmetz, em 1893 [5], publicou as primeiras definições de potência em circuitos com corrente alternada. Além das definições das potências, outro grande avanço no estudo dos fenômenos elétricos, resultado do trabalho de Steinmetz, foi a representação das grandezas elétricas no domínio da frequência. Neste domínio, grandezas em regime permanente de mesma frequência podem ser representadas por meio de sua magnitude e ângulo em diagramas geométricos. Estas definições simplificaram a análise de sistemas elétricos em regime permanente e são, até os dias atuais, amplamente utilizadas em estudos de fluxo de potência, fluxo harmônico, curto-circuito e outros.

#### 2.1.1 Potências em sistemas com tensão e corrente senoidais

A tensão e a corrente em sistemas alternados são oscilantes, conforme as equações abaixo:

$$v(t) = V_{pico} \cdot \text{sen}(\omega t + \alpha) [V] \quad (2.1)$$

Onde:

- $v(t)$  é a tensão em função do tempo;
- $V_{pico}$  é o valor de pico da onda de tensão;
- $\omega$  é a frequência angular da onda de tensão;
- $\alpha$  é o defasamento da onda de tensão.

Como a relação entre valor de pico e eficaz de uma senóide vale:

$$V_{pico} = V_{eficaz} \cdot \sqrt{2} [V] \quad (2.2)$$

Logo, substituindo (2.2) em (2.1), tem-se:

$$v(t) = V_{eficaz} \cdot \sqrt{2} \cdot \text{sen}(\omega t + \alpha) [A] \quad (2.3)$$

Onde:

- $V_{eficaz}$  é o valor eficaz da onda de tensão.

De forma semelhante, a corrente em um sistema de corrente alternada puramente senoidal vale:

$$i(t) = I_{pico} \cdot \text{sen}(\omega t + \beta) [A] \quad (2.4)$$

Onde:

- $i(t)$  é a corrente em função do tempo;
- $I_{pico}$  é o valor de pico da onda de corrente;
- $\omega$  é a frequência angular da onda de corrente;
- $\beta$  é o defasamento da onda de corrente.

Aplicando-se a relação vista em (2.2) em (2.4), têm-se:

$$I_{pico} = I_{eficaz} \cdot \sqrt{2} [A] \quad (2.5)$$

$$i(t) = I_{eficaz} \cdot \sqrt{2} \cdot \text{sen}(\omega t + \beta) [A] \quad (2.6)$$

Sendo:

- $I_{eficaz}$  o valor eficaz da onda de corrente;

Ao se multiplicar a tensão pela corrente em um circuito em corrente alternada, Steinmetz observou que a potência instantânea tinha frequência dobrada em relação à tensão e à corrente:



$$\begin{aligned}
p(t) &= v(t) \cdot i(t) \\
&= 2 \cdot V_{eficaz} \cdot I_{eficaz} \cdot \text{sen}(\omega t + \alpha) \cdot \text{sen}(\omega t + \beta) \\
&= V_{eficaz} \cdot I_{eficaz} \\
&\quad \cdot \{[\cos \theta \cdot (1 - 2 \cos \omega t)] - [\sin \theta \cdot \sin(2\omega t)]\} [VA]
\end{aligned} \tag{2.7}$$

Onde:

$$\theta = \alpha - \beta \tag{2.8}$$

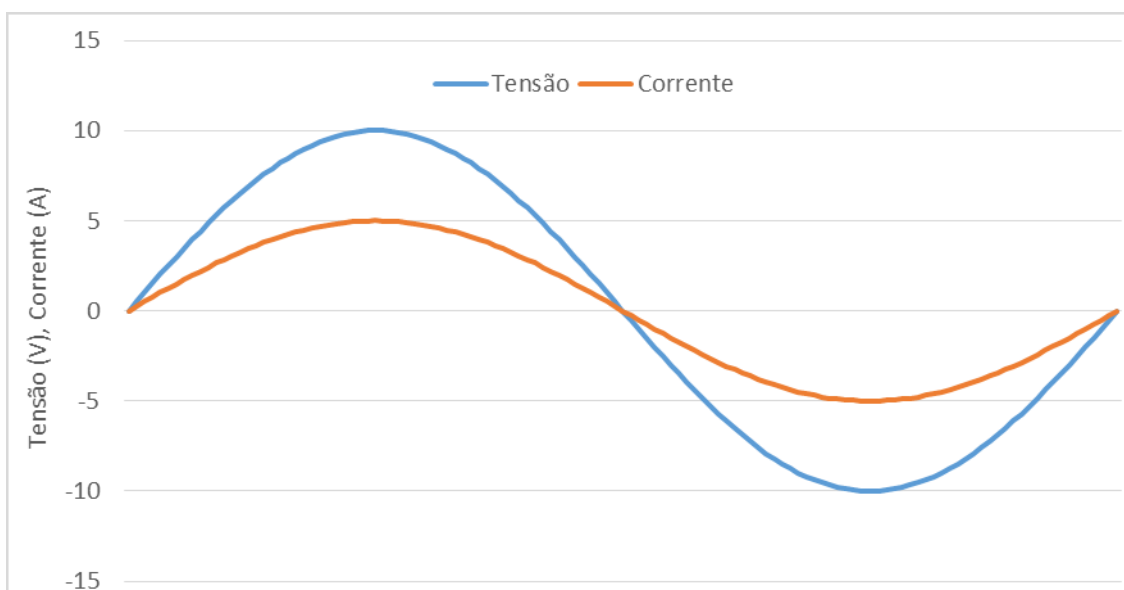
Em circuitos onde tensão e corrente estão em fase,  $\theta$  vale zero e o valor médio da onda de potência é equivalente ao valor da potência em corrente contínua (CC), com tensão e corrente compatíveis (mesmo valor eficaz):

$$p(t) = V \cdot I \cdot (1 - 2 \cos \omega t) = P \cdot (1 - \cos 2\omega t) = P - P \cdot \cos 2\omega t \tag{2.9}$$

A equação acima possui um termo constante e um oscilante. O termo constante é o responsável pela transformação de energia elétrica em trabalho, denominado potência real (P), este termo também é denominado como potência ativa. A segunda parcela de (2.9) é chamada na IEEE 1459 de potência intrínseca e está sempre presente quando há transferência de energia à carga, porém a mesma não causa perdas [6]. Esse termo é ignorado e, muitas das vezes, sem nenhuma razão teórica [7]. A desconsideração desse termo ocorre em função do valor médio da onda de potência ser numericamente igual ao termo constante, P, conforme a equação de transferência de potência a seguir:

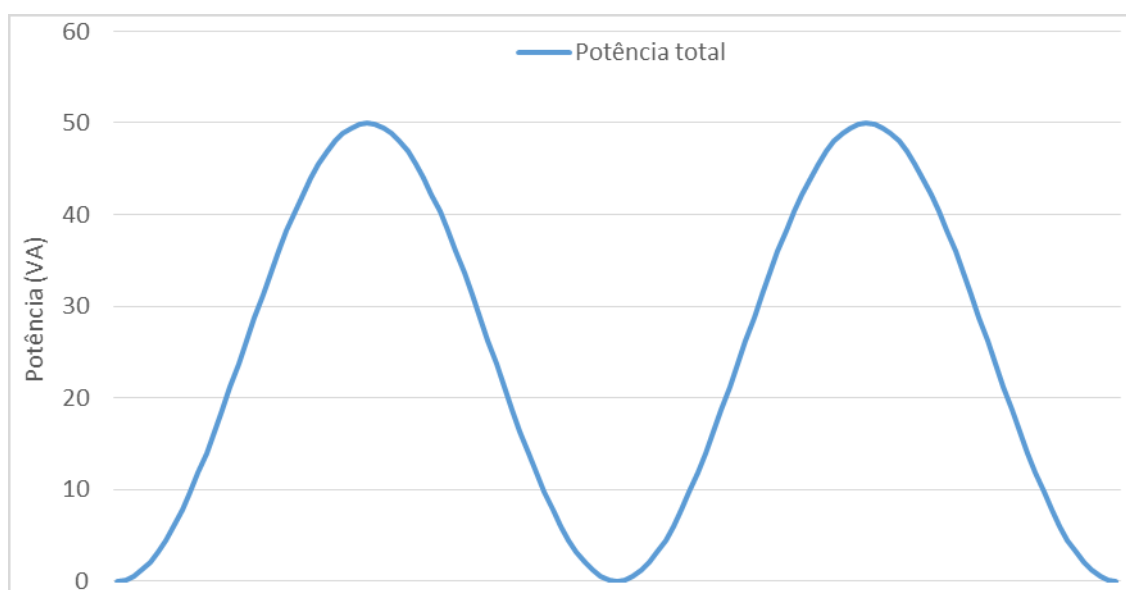
$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt = V \cdot I \cdot \cos \theta [W] \tag{2.10}$$

Exemplificando, o gráfico da figura 3 ilustra um exemplo onde a tensão e corrente estão em fase. A onda de tensão tem valor de pico igual a 10 Volts e a de corrente tem valor máximo igual a 5 Ampères.



**Figura 3.** Forma de onda de tensão e corrente com defasagem igual a zero.

A potência resultante, que é a multiplicação da tensão pela corrente, é apresentada na figura 4.



**Figura 4.** Forma de onda da potência para tensão e corrente sem defasagem angular.

A potência ativa, que é igual ao valor médio da onda de potência, vale 25 Watts [W]. Esse resultado pode ser obtido tanto por (2.9) como por (2.10).

Em sistemas CA, a tensão e a corrente podem estar defasadas entre si, condição característica quando da presença de elementos indutivos ou capacitivos. Vale lembrar que esta primeira análise leva em consideração apenas a presença da componente

fundamental de tensão e corrente no sistema, ou seja, as tensões e correntes instantâneas são puramente senoidais.

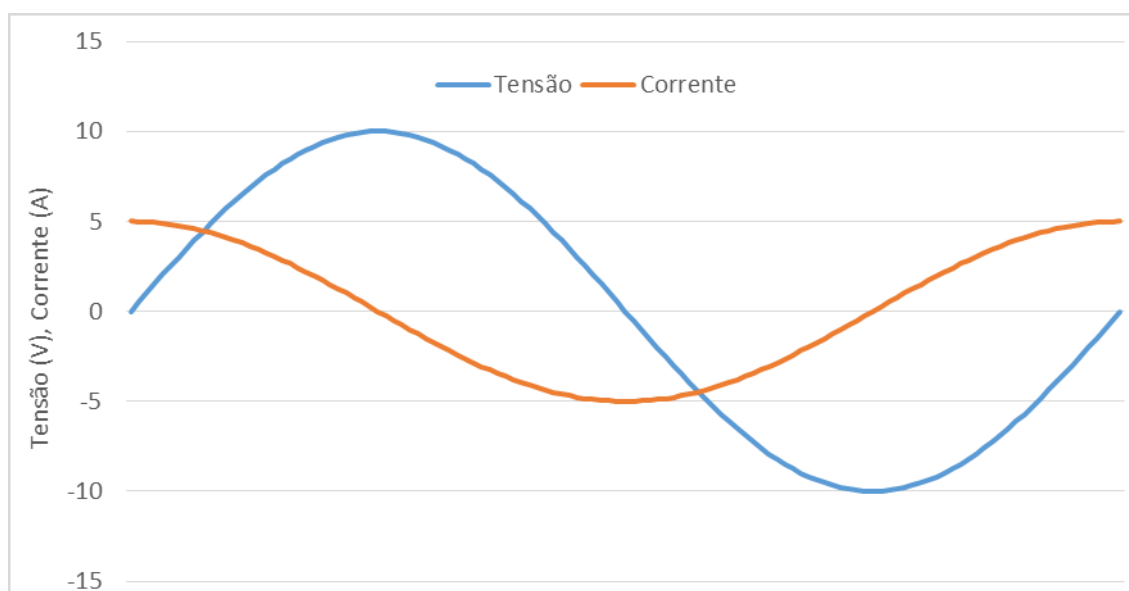
Em circuitos puramente indutivos ou capacitivos, no domínio do tempo, a corrente resultante está defasada de meio ciclo da tensão e em quadratura, podendo estar atrasada (circuito indutivo) ou adiantada (circuito capacitivo) da tensão. Nestas condições, como o ângulo  $\theta$  vale  $90^\circ$ , a equação de potência pode ser reescrita como:

$$p(t) = V \cdot I \cdot -\sin(2\omega t) \text{ [VA]} \quad (2.11)$$

O resultado de (2.11) é apenas um termo oscilante, ao contrário do observado no caso onde a corrente e a tensão estavam em fase, ou seja, não há a transformação de energia elétrica em trabalho por essa parcela da onda de potência.

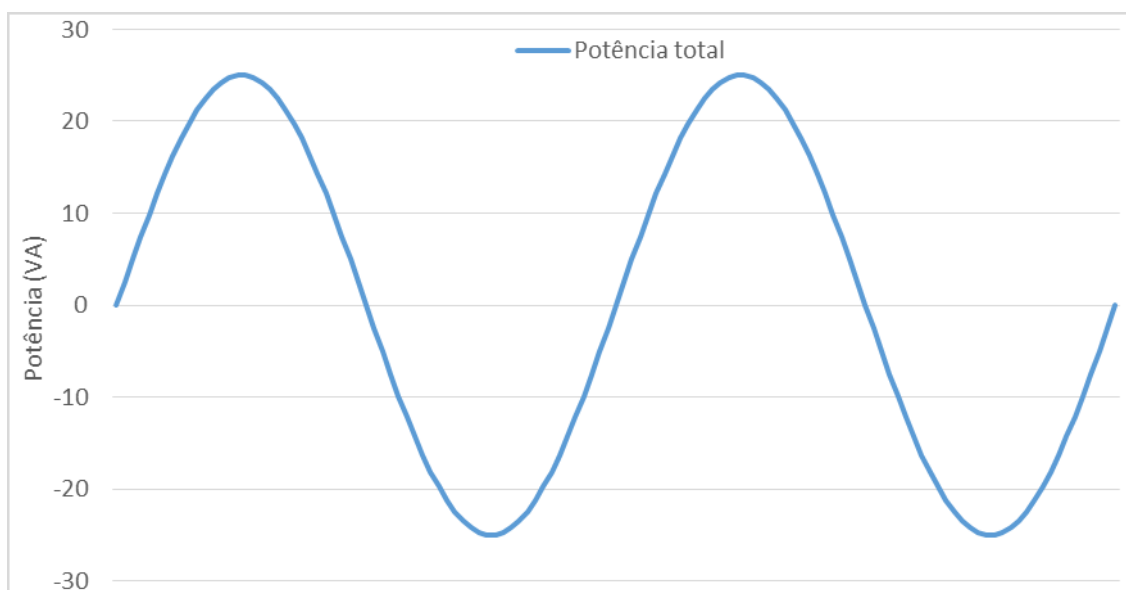
Este termo oscilante é a segunda parte da onda de potência, e a sua amplitude corresponde à energia trocada entre fonte e carga de forma intermitente, denominada de potência reativa (Q).

De forma a exemplificar graficamente esta situação, são apresentadas na figura 5 as formas de onda de tensão e corrente de um circuito puramente indutivo. A amplitude da tensão vale 10 Volts, enquanto que o valor máximo da corrente é igual a 5 Ampères.



**Figura 5.** Forma de onda de tensão e corrente com defasagem igual a  $90^\circ$ .

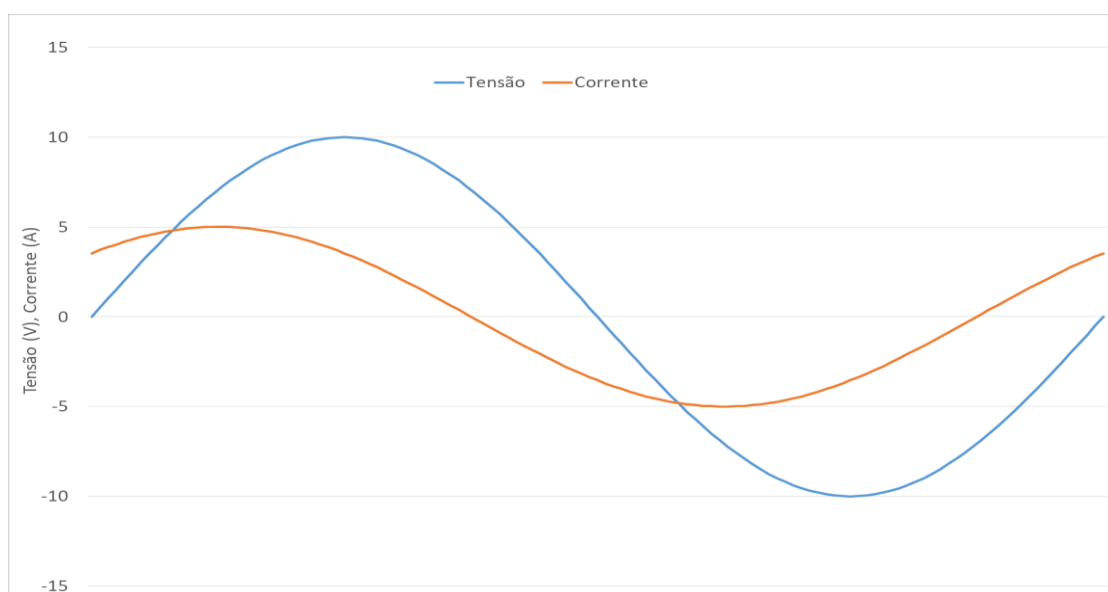
A multiplicação das duas funções resulta na onda de potência, apresentada na figura 6.



**Figura 6.** Forma de onda da potência para tensão e corrente defasadas de  $90^\circ$ .

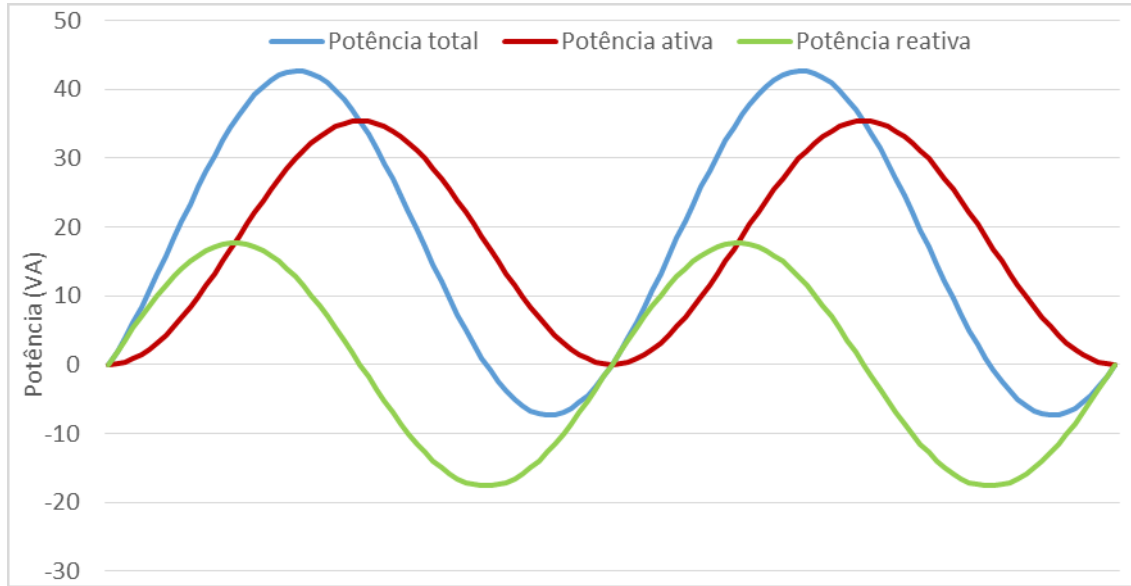
Ao contrário do observado na figura 4, a potência instantânea resultante da multiplicação de tensão e corrente defasados de  $90^\circ$  tem valor médio igual a zero, ou seja, não há fluxo de potência ativa.

Finalmente, para circuitos que demandem tanto potência ativa como reativa, a potência instantânea terá as duas componentes, ativa, caracterizada pelo valor médio diferente de zero, e reativa, identificada pela oscilação entre valores positivos e negativos. A figura 7 apresenta a forma de uma corrente atrasada de  $45^\circ$  da tensão.



**Figura 7.** Forma de onda de tensão e corrente com defasagem igual a  $45^\circ$ .

Para essa situação, a potência instantânea, obtida da multiplicação entre tensão e corrente, a potência ativa e a potência reativa são apresentadas na figura 8.



**Figura 8.** Forma de onda da potência para tensão e corrente defasadas de 45°.

Observa-se que a característica das potências ativa e reativa são as mesmas descritas anteriormente: a potência ativa não tem valores negativos, o que evidencia o fluxo de potência em um sentido; enquanto que a potência reativa tem característica oscilatória, assumindo valores positivos e negativos de mesma amplitude, caracterizando a troca de potência intermitente entre fonte e carga.

Em seu trabalho [5], Steinmetz propôs uma forma mais simples de representar grandezas variantes no tempo: a representação de grandezas no domínio da frequência. Nessa forma de representação, tensão, corrente e potência não consideram em suas formulações a frequência e, portanto, não são representadas por funções no domínio do tempo, mas sim pelas suas componentes real e imaginária ou pelo seu valor eficaz acompanhado do ângulo de defasamento:

$$\dot{V} = V_{real} + jV_{imaginária} = V\angle\alpha [V] \quad (2.12)$$

$$\dot{I} = I_{real} + jI_{imaginária} = I\angle\beta [A] \quad (2.13)$$

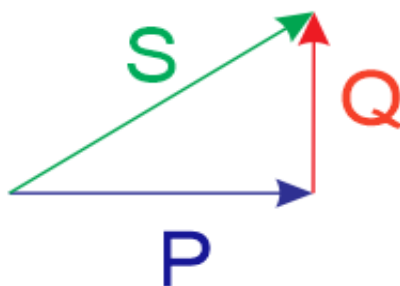
$$\dot{S} = \dot{V} \cdot \dot{I}^* = V\angle\alpha \cdot (I\angle\beta)^* = V \cdot I \cdot \cos \theta + j \cdot V \cdot I \cdot \sin \theta [VA] \quad (2.14)$$

$$\hat{S} = P + j \cdot Q \text{ [VA]} \quad (2.15)$$

Onde:

- $\hat{V}$  é o fasor da tensão;
- $V_{\text{real}}$  é a parcela real da tensão;
- $V_{\text{imaginária}}$  é a parcela imaginária da tensão;
- $\hat{I}$  é o fasor da corrente;
- $I_{\text{real}}$  é a parcela real da corrente;
- $I_{\text{imaginária}}$  é a parcela imaginária da corrente;
- $\hat{S}$  é o fasor da potência;
- $P$  é a parcela real da potência;
- $Q$  é a parcela reativa da potência.

À soma fasorial das duas parcelas de potência,  $P$  e  $Q$ , foi dado o nome de potência aparente ou total ( $S$ ) [5]. Nasceu, assim, o triângulo das potências, exibido na figura 9.



**Figura 9.** Triângulo das potências em circuitos com tensão e corrente senoidais.

É convencionalizado que a potência reativa no domínio da frequência, para circuitos indutivos, tenha sinal positivo e, para capacitivos, negativo. Como as potências ativa e reativa estão em quadratura, pode-se encontrar a magnitude da potência aparente por:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \text{ [VA]} \quad (2.16)$$

Do triângulo da figura 9, o fator de potência (fp) corresponde à relação entre a potência ativa e aparente, ou seja, ao cosseno do ângulo formado pelos vetores dessas duas potências:

$$fp = \frac{P}{S} = \cos \phi \quad (2.17)$$

Sendo:

- $\cos \phi$  o cosseno do ângulo formado pelos vetores P e S.

Ao se observar as potências reativas decorrentes de um indutor e de um capacitor, percebe-se uma oposição simétrica entre as duas.

Aplicando-se a mesma tensão em um indutor e em um capacitor, no domínio do tempo, no momento que a onda de potência assume valores positivos no indutor, a mesma fica negativa no elemento capacitivo, e vice-versa. Analisando-se a mesma situação no domínio da frequência, vê-se que as potências reativas têm sinais opostos.

Nota-se que o indutor e o capacitor são opostos do ponto de vista de potência. Enquanto um está demandando potência da fonte, o outro está despachando. Sendo assim, em um sistema elétrico puramente senoidal, a potência reativa demandada pelo capacitor pode ser compensada com a instalação de elementos indutivos, enquanto que a potência reativa demandada por elementos indutivos pode ser compensada com capacitores. Esta característica é a base da compensação de reativo.

### 2.1.2 Potências em sistemas com tensão e corrente não-senoidais

Além da imensa contribuição de Steinmetz à teoria das potências em sistemas puramente senoidais, o pesquisador também trouxe avanços para a análise de potência em circuitos onde a tensão e/ou corrente não são senóides puras. Em 1893, em seu trabalho *"Is there a phase displacement in AC electrical arcs?"*, Steinmetz percebeu que no forno a arco testado não havia defasamento angular entre tensão e corrente, mas que, mesmo assim, o fator de potência não era unitário, a potência aparente era maior que a potência ativa [8].

No entanto, o primeiro teorema de potências que contemplava tanto sinais puramente senoidais quanto distorcidos foi proposto por Constantin Budeanu somente em 1927. Em seu teorema, Budeanu surge com um novo termo no cálculo da potência aparente, a chamada potência de distorção, que é o representativo da interação das ondas de tensão e corrente de frequências diferentes [9].

Para melhor entender o teorema de Budeanu, retomemos o conceito de transferência de potência em um circuito elétrico. A potência ativa, seja em um circuito

com tensão e corrente puramente senoidais ou distorcidas, é definida como o valor médio da onda de potência em um período, conforme (2.10). Este valor médio também pode ser obtido por meio do somatório de potências decorrentes de frequências harmônicas em adição à potência contínua.

$$P = V_0 \cdot I_0 + \sum_{\substack{h=1 \\ h,n \in N^+}}^n V_h \cdot I_h \cos \theta_h [W] \quad (2.18)$$

Sendo:

- $V_0$  a tensão contínua;
- $I_0$  a corrente contínua;
- $V_h$  a tensão na h-ésima harmônica;
- $I_h$  a corrente na h-ésima harmônica;
- $\theta_h$  o ângulo entre tensão e corrente na h-ésima harmônica.

A definição de P acima é o único consenso em todas as teorias de potência desenvolvidas desde Budeanu até os dias atuais, uma vez que ela representa uma grandeza física real, que é a transferência de potência ativa.

O restante da potência aparente, a denominada potência não ativa, Budeanu divide em duas parcelas: a potência reativa individual (Q) e potência de distorção (D):

$$Q = \sum_{\substack{h=1 \\ h,n \in N^+}}^n V_h \cdot I_h \sin \theta_h [VAr] \quad (2.19)$$

$$D =$$

$$\sqrt{\sum_{p=1}^{n-1} \sum_{q=p+1}^n \left[ (V_p \times I_q)^2 + (V_q \times I_p)^2 - 2 \times V_p \times V_q \times I_p \times I_q \times \cos(\phi_p - \phi_q) \right]} \quad (2.20)$$

[VAr]

Nas equações anteriores, a potência ativa e a reativa individual são calculadas somente com termos de tensão e corrente de mesma frequência; enquanto que a potência

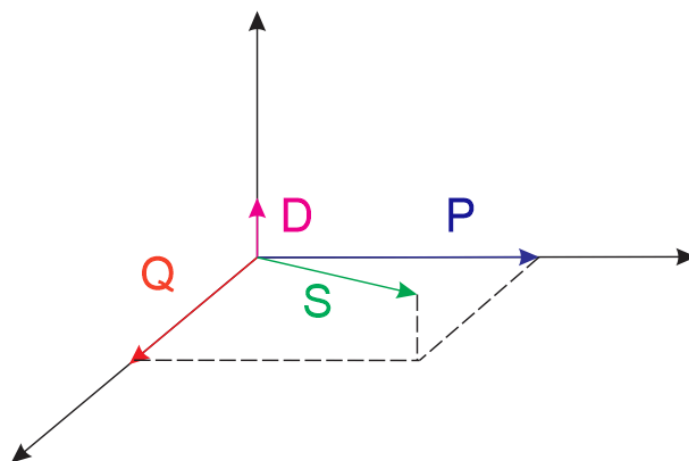


de distorção utiliza em sua formulação apenas tensões e correntes de frequências diferentes.

Por fim, a soma vetorial dos três termos supracitados compõe a potência aparente, S:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} [VA] \quad (2.21)$$

Consequentemente, devido ao aparecimento de um terceiro termo ortogonal a P e Q, as potências estão dispostas não mais em um triângulo, mas em um tetraedro, conforme figura 10.



**Figura 10.** Tetraedro das potências, segundo a teoria de Budeanu.

Não obstante, a teoria de Budeanu foi muito criticada em razão da potência não ativa não transmitir significado físico. Além disso, a separação de um sinal medido em suas respectivas ordens harmônicas era muito difícil de se fazer na época em que a teoria foi proposta. Finalmente, as potências reativa individual e de distorção não fornecem informações úteis para as suas compensações.

Na teoria de Budeanu, o mesmo generaliza o conceito de Q descrito por Steinmetz a todas as ordens harmônicas. No entanto, em cada frequência há defasagem entre tensão e corrente diferente, logo, a somatória dos termos de Q não caracteriza a parte oscilante da onda de potência total. Como a soma é aritmética, a potência reativa individual pode ser até igual a zero, mesmo quando os valores de Q individuais não o são, ou seja, mesmo quando existir a parcela oscilatória da onda de frequência [10].

Após o trabalho de Budeanu, várias outras definições de potência foram apresentadas nesse último século. As principais foram introduzidas por Fryze [11], Akagi [12], Czarnecki [13], Shepherd [14] e Castro-Núñez e Castro-Puche [15], a mais recente delas. O IEEE (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos, em português), em 2010, estabeleceu suas próprias definições por meio da norma 1459 [6].

A norma IEEE 1459 divide a potência aparente em 4 termos: a potência aparente fundamental ( $S_1$ ), potência de distorção de corrente ( $D_I$ ), potência de distorção de tensão ( $D_V$ ) e potência aparente harmônica ( $S_H$ ). A decomposição dos 4 termos é apresentada a seguir:

$$\begin{aligned} S^2 &= (V \times I)^2 = (V_1^2 + V_H^2) \times (I_1^2 + I_H^2) \\ &= (V_1 \times I_1)^2 + (V_1 \times I_H)^2 + (V_H \times I_1)^2 + (V_H \times I_H)^2 \\ &= S_1^2 + D_I^2 + D_V^2 + S_H^2 = S_1^2 + S_N^2 [VA] \end{aligned} \quad (2.22)$$

Onde:

$$V_H = \sqrt{V_0^2 + \sum_{h \neq 1}^h V_h^2} [A] \quad (2.23)$$

$$I_H = \sqrt{I_0^2 + \sum_{h \neq 1}^h I_h^2} [A] \quad (2.24)$$

Sendo:

- $V_H$  a tensão harmônica eficaz;
- $I_H$  é a corrente harmônica eficaz;
- $S_N$  a potência aparente não-fundamental.

A potência aparente fundamental é dada pela multiplicação da tensão pela corrente na frequência fundamental:

$$S_1 = V_1 \times I_1 [VA] \quad (2.25)$$

A potência de distorção de corrente é dada pela multiplicação da tensão na frequência fundamental pela corrente harmônica eficaz. Esse termo representa o impacto da distorção de corrente caso a tensão fosse puramente senoidal.

$$D_I = V_1 \times I_H = S_1 \times DHT_i [VAr] \quad (2.26)$$

Em que o termo  $DHT_i$  é a distorção harmônica total de corrente, calculada por:

$$DHT_i = \frac{I_H}{I_1} \quad (2.27)$$

A potência de distorção de tensão é dada pela multiplicação da corrente na frequência fundamental pela tensão harmônica eficaz:

$$D_V = V_H \times I_1 = S_1 \times DHT_v [VAr] \quad (2.28)$$

Sendo o termo  $DHT_v$  a distorção harmônica total de tensão, esta calculada por:

$$DHT_v = \frac{V_H}{V_1} \quad (2.29)$$

O termo  $D_v$  representa o impacto da distorção de tensão caso a corrente não apresentasse distorção.

Esses dois termos fornecem a ideia de aumento na potência aparente ocasionado pela distorção harmônica de tensão e corrente separadamente. O último dos quatro termos da potência aparente é a chamada potência aparente harmônica, parcela da potência aparente resultante da interação das harmônicas.

$$S_H = V_H \times I_H = S_1 \times DHT_v \times DHT_i [VAr] \quad (2.30)$$

De outra forma, a norma da IEEE agrupa todos os termos que não fazem parte da potência ativa em um único termo: a potência não ativa (N).

$$N = \sqrt{S^2 - P^2} [VAr] \quad (2.31)$$

Por fim, no mesmo documento, são descritos dois tipos de fator de potência. O primeiro somente leva em consideração apenas a tensão e corrente de ordem fundamental. A essa relação, se deu o nome de fator de potência fundamental, ou fator de deslocamento:

$$fp_1 = \frac{P_1}{S_1} \quad (2.32)$$

O fator de deslocamento dá a ideia de aproveitamento da potência aparente para produção de trabalho na frequência fundamental. Como a potência ativa harmônica não gera trabalho útil, por vezes pode ser interessante estudar o fator de potência na frequência fundamental separadamente.

No entanto, por mais que as componentes harmônicas sejam indesejáveis, a sua presença deve ser contabilizada durante o estudo de utilização do sistema, pois as mesmas elevam os valores de tensão e corrente nos componentes da rede. Dessa forma, o fator de potência total, sem excluir as componentes harmônicas, é dado por:

$$fp = \frac{P}{S} \quad (2.33)$$

Entretanto, mesmo com a publicação relativamente recente da norma por um órgão de tamanho renome como a IEEE, o assunto quantificação de potências e principalmente compensação do fator de potência ainda é tema de discussão ao redor do mundo.

## 2.2 Aspectos gerais sobre compensação reativa

O termo compensação de reativos pode ser definido como o gerenciamento da potência reativa visando de aprimorar a operação de um sistema em corrente alternada [16].

Introduzidos os conceitos básicos sobre potência reativa, é interessante conhecer os métodos e tecnologias para compensá-la, uma vez que essa parcela da potência aparente não produz trabalho útil, logo, a circulação excessiva da mesma sem nenhum gerenciamento não é apeteável.

Assim como explanado anteriormente, a potência aparente pode ser dividida em duas parcelas: a potência ativa e a não ativa ou reativa. A potência elétrica ativa tem o fluxo definido, partindo sempre de algum gerador rumo à carga, uma vez que a mesma é resultado da transformação de outra forma de energia em energia elétrica. A potência não ativa, por sua vez, não é produto de uma transformação de energia; a mesma tem uma parcela na potência aparente total, porém não realiza nenhum trabalho útil. Essa característica, de não ser proveniente de transformação de energia e não realizar trabalho útil, a faz passível de compensação.

Para sistemas com sinais de tensão e corrente puramente senoidais, a potência não ativa se traduz na presença de uma componente oscilatória da onda de potência. Entretanto, em sistemas onde há a presença de harmônicas, o fator de potência pode ser diferente de 1 e mesmo assim não haver oscilação entre valores positivos e negativos da onda de potência, como ocorre em retificadores de meia onda alimentando uma carga resistiva, por exemplo. Por essa razão, não se pode generalizar que a potência não ativa ocasiona a oscilação da onda de potência.

Diante do exposto, de forma geral, para compensar a potência não ativa de um sistema, deve-se instalar algum elemento que trabalhe, do ponto de vista dessa potência, de forma oposta à carga. Essa oposição fará parte, ou o total da potência não ativa vista pela fonte seja anulada no ponto onde a compensação está instalada. Desta forma, como a potência reativa está toda ou parcialmente sendo suprida localmente, a potência aparente a montante da compensação diminui e a razão entre a mesma e a potência ativa, leia-se fator de potência, aumenta.

O fluxo de harmônicos em uma rede elétrica não gera trabalho útil, mas traz consigo alguns efeitos indesejáveis, como: aquecimento de condutores, ressonâncias, mau funcionamento de equipamentos eletrônicos, diminuição de vida útil de equipamentos, erros em equipamentos de medição, entre outros efeitos [17]. Sendo assim, ao se anular essas componentes intrusas, otimiza-se a transferência de energia entre fonte e carga.

Alguns dos equipamentos instalados para correção de harmônicas podem ser utilizados, também, para realizarem a compensação da potência reativa fundamental, dependendo, é claro, da potência demandada e da capacidade nominal do equipamento. Sendo assim, o fator de potência e o fluxo de potência ativa é otimizado ainda mais. Como o tema fluxo harmônico, suas implicações na rede e os métodos de sua compensação são muito abrangentes, alguns conceitos serão apresentados neste trabalho, porém o assunto não será explorado detalhadamente.

A literatura atual é recheada de trabalhos abordando a compensação reativa, essa feita das mais diversas formas possíveis, entretanto, nas conclusões dos mesmos, alguns tópicos quase sempre são elencados, tais como: otimização da operação do sistema elétrico; diminuição de perdas técnicas; alívio do carregamento da rede; postergação de possíveis investimentos para ampliação da capacidade do sistema; melhora do perfil de tensão e/ou atuação no fluxo harmônico. Por esses motivos, cada país tem em sua regulamentação estipulado o valor de fator de potência mínimo para clientes de média e alta tensão, sob pena de pagamento de faturamento extra por excedente de reativo quando do não cumprimento de tal limite.

### **2.3 Métodos básicos de compensação reativa**

Partindo do pressuposto que é necessária a compensação reativa, o próximo passo a ser dado é a escolha da tecnologia e da metodologia de compensação. Diversas formas de compensação estão disponíveis comercialmente e outras mais estão sendo propostas pelo mundo acadêmico a cada ano.

A escolha do método a ser utilizado depende, basicamente, de 3 fatores gerais: perfil de variação da potência reativa ao longo do tempo; tipo da carga que se quer compensar - esse quesito leva em conta a linearidade e o defasamento entre tensão e corrente da mesma -; e do tempo de resposta da compensação.

A forma como a potência reativa varia ao longo do dia, mês e ano é um fator decisivo na escolha da forma de compensação. Sistemas onde a variação de reativo é pequena podem ser compensados por elementos mais simples, tais como capacitores fixos, por exemplo. Entretanto, em redes onde a potência reativa varia muito, pode-se fazer necessária a instalação de equipamentos mais sofisticados, como aparelhos que controlam o reativo de forma ativa; caso de capacitores chaveados, por exemplo.

O tipo da carga que se deseja compensar também é um fator extremamente importante a se pensar no momento da escolha da metodologia de compensação. A linearidade da carga, por exemplo, é uma informação relevante. Dependendo do tipo de compensação empregada, a presença de componentes de tensão e corrente diferentes da frequência fundamental pode causar sobretensões e/ou sobrecorrentes danosas; caso em que há o aparecimento de ressonâncias em frequências harmônicas presentes no sistema. A natureza da carga, seja ela capacitiva ou indutiva, também é outro ponto obrigatório a ser observado na escolha do tipo de compensação a ser utilizado.

O tempo de resposta da compensação é o terceiro quesito relevante na escolha da compensação reativa. Cargas mais agressivas ao sistema elétrico, fornos a arco, por exemplo, necessitam de compensação reativa mais elaborada. Os fornos a arco são cargas extremamente nocivas ao sistema elétrico, uma vez que demandam potência desbalanceada, com fator de potência baixo e com grandes variações em um curto espaço de tempo [18]. Sendo assim, a compensação reativa de uma carga desse tipo deve corrigir diversos fenômenos associados à qualidade da energia elétrica, entre eles o fator de potência, de forma muito rápida. Dito isso, a compensação do reativo de um forno a arco através de capacitores com chaveamento mecânico não é aconselhável, por exemplo. Os compensadores que utilizam eletrônica de potência realizam a compensação de forma mais ágil e mais efetiva, sendo, assim, mais aconselháveis para esse tipo de situação.

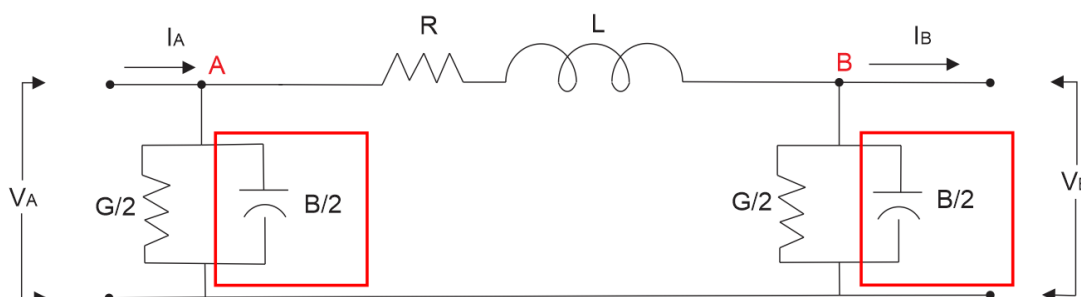
A seguir, estão apresentadas as formas de compensação reativa mais simples e que foram precursoras das tecnologias mais avançadas e modernas.

### 2.3.1 Reatores indutivos

A compensação de reativos através de reatores indutivos é utilizada na transmissão de energia elétrica. Tais equipamentos podem ser conectados tanto em série como em paralelo, dependendo da finalidade da compensação.

#### 2.3.1.1 Reatores indutivos ligados em derivação

Os reatores, quando conectados em paralelo nas linhas de transmissão, têm como objetivo neutralizar o efeito das reatâncias paralelas da linha, leia-se capacitâncias naturais, conforme demarcadas na figura 11.

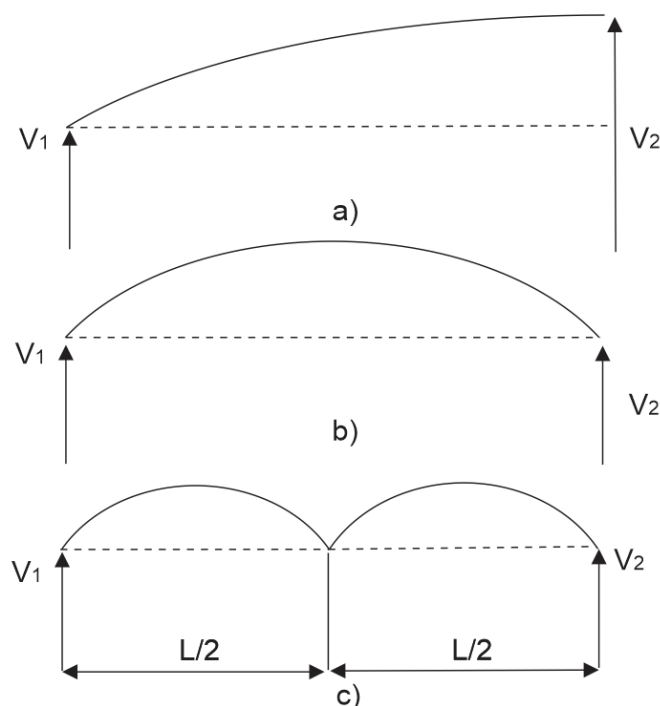


**Figura 11.** Modelo  $\pi$  de uma linha de transmissão. Detalhe: impedância paralela da linha.

A principal razão da instalação de indutores fixos nas linhas de transmissão é o amortecimento do efeito Ferranti, que é a elevação de tensão ao longo da linha em situações de baixo carregamento [19].

A grande desvantagem desse tipo de equipamento é o fato da potência reativa absorvida por ele não ser variante. Os indutores fixos são dimensionados para uma certa condição operativa da linha de transmissão, porém, caso a linha tenha uma variação de carga muito grande, a utilização desses equipamentos pode até prejudicar o funcionamento do sistema. Os indutores fixos estão sendo substituídos pelos reatores controlados a tiristor, equipamentos que serão apresentados no próximo capítulo.

A figura 12 apresenta qualitativamente o efeito da instalação de indutores em derivação em uma linha de transmissão a vazio.



**Figura 12.** Tensão em linha de transmissão a vazio: a) sem reator em derivação; b) reator instalado no final da linha; c) reatores instalados no meio e no final da linha.

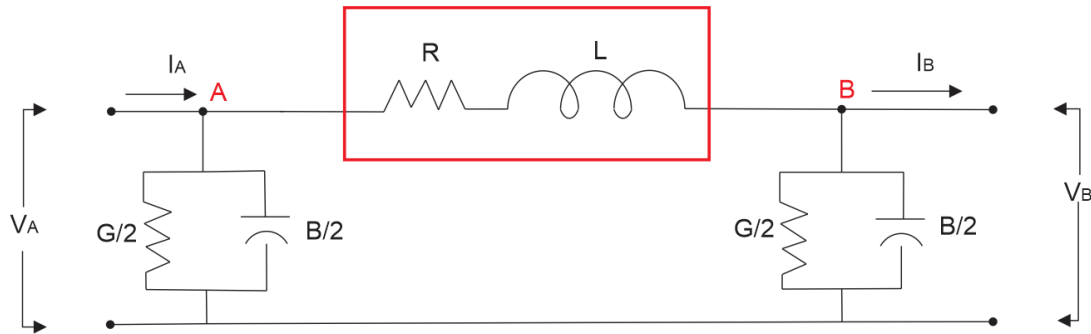
No caso “a”, a linha está operando a vazio e a tensão no receptor é bem maior do que a do transmissor. Essa condição operativa pode ser muito perigosa para os componentes da linha, uma vez que o esforço dielétrico que estarão submetidos será elevado. O indutor do caso “b” foi dimensionado para corrigir tal sobretensão no final da linha, porém, conforme pode ser observado, a tensão no meio da linha ainda é bem mais alta que nos terminais inicial e final da linha. Por fim, no caso “c”, foram dimensionados



dois indutores fixos, um no meio e outro no final da linha, objetivando igualar a tensão nesses pontos à tensão da fonte [19].

### 2.3.1.2 Indutores ligados em série

As perdas técnicas de uma linha de transmissão e sua demanda de potência reativa para estabelecimento do campo magnético podem ser representadas por resistores e indutores série, respectivamente, conforme apontado na figura 13 [19].



**Figura 13.** Modelo  $\pi$  de uma linha de transmissão. Detalhe: impedância série da linha.

As reatâncias indutivas exercem grande influência no ângulo de carga da linha de transmissão, conforme as equações a seguir:

$$\dot{V}_B = \dot{V}_A - [I_{AB} \times (R + jX_L)] [V] \quad (2.34)$$

$$\dot{V}_B = \dot{V}_A - (I_{AB} \times \dot{Z}) [V] \quad (2.35)$$

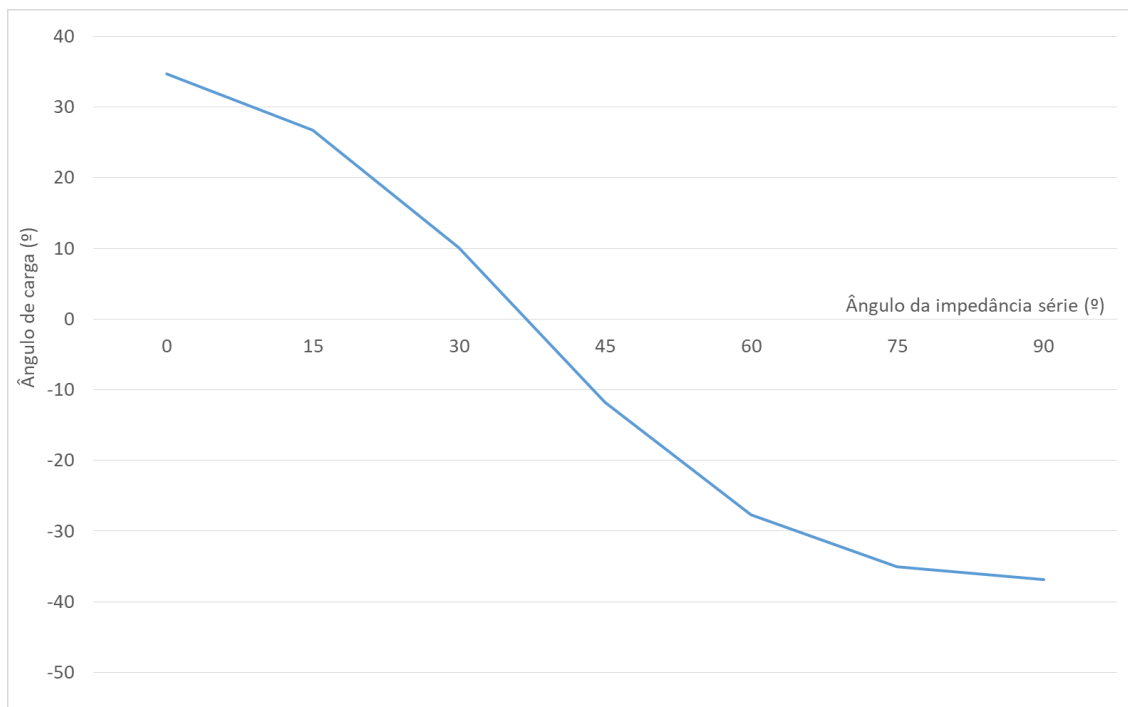
$$\dot{V}_B = \dot{V}_A - [(I_{AB} \times Z) \angle (\alpha_{I_{AB}} + \beta_Z)] [V] \quad (2.36)$$

Onde:

- $V_B$  a tensão no receptor da linha;
- $V_A$  a tensão no transmissor da linha;
- $I_{AB}$  é a corrente que flui do ponto A para o ponto B;
- $R$  é resistência representativa das perdas técnicas da linha;
- $X_L$  é a indutância representativa da demanda de reativo para estabelecimento de campo magnético da linha;
- $Z$  é a impedância série da linha, resultado da soma fasorial entre  $R$  e  $X_L$ ;

- $\alpha_{IAB}$  é o ângulo da corrente em relação à tensão  $V_A$ ;
- $\beta_Z$  é o ângulo da impedância série.

Observando (2.36), nota-se que o ângulo da tensão no ponto B depende do defasamento da corrente que circula do ponto A ao ponto B e do ângulo da impedância entre os mesmos pontos. Adotando uma corrente hipotética circulando entre os pontos A e B, mantendo-se constante o seu módulo e ângulo  $\alpha_{IAB}$ , além da magnitude da impedância entre esses pontos, variando-se apenas a relação entre R e  $X_L$ , ou seja, variando apenas  $\beta_Z$ , têm-se o gráfico da figura 14.



**Figura 14.** Ângulo de carga em função do ângulo da impedância série de uma linha de transmissão hipotética para corrente com magnitude e ângulos constantes.

Pela figura anterior, conclui-se que o valor de  $X_L$  está intimamente atrelado ao ângulo de carga e, por consequência, à estabilidade da transmissão.

Entendida a relação entre ângulo de carga e impedância série da linha, o próximo passo é entender o comportamento da tensão de uma linha a vazio em função de seu comprimento. Para a frequência de 60 Hz, o comprimento de onda vale 5.000 quilômetros [19], conforme:

$$\lambda = \frac{v}{f} [km] \quad (2.37)$$

Sendo:

- $\lambda$  o comprimento de onda;
- $v$  a velocidade dos elétrons no meio;
- $f$  a frequência do sistema.

Ainda segundo [19], a diferença de tensão entre o início e o fim, terminais transmissor e receptor, de uma linha de transmissão varia com o comprimento da mesma. Essa diferença de tensão é crescente até o comprimento da linha se igualar a um quarto do comprimento de onda. A partir desse valor, a diferença de tensão entre os dois terminais decresce, chegando ao seu mínimo quando a linha medir metade do comprimento de onda. Sendo assim, em situações de pouca ou nenhuma carga, as linhas com comprimento igual a meia onda operam melhor do que as com tamanho igual a um quarto de onda.

Aumentar o comprimento físico da linha de transmissão para que ela opere em meia onda não é uma alternativa viável, logo, a opção é aumentar seu comprimento elétrico. A velocidade de propagação de energia varia em função das capacitâncias paralelas e indutâncias série da linha, que, por consequência, alteram o comprimento de onda, conforme (2.38) e (2.39).

$$v = \frac{1}{\sqrt{LC}} \left[ \frac{km}{s} \right] \quad (2.38)$$

$$\lambda = \frac{1}{f\sqrt{LC}} [km] \quad (2.39)$$

Dessa forma, ao instalar-se indutores em série em linhas de transmissão ou capacitores em paralelo, o comprimento de onda diminui, possibilitando a operação da linha em meia onda sem a necessidade de aumentar o comprimento físico da mesma. Como a elevação da impedância série reduz a potência transmissível, é desinteressante compensar a linha somente com indutores série. Para contornar a diminuição na potência transmissível que seria ocasionada pela instalação de indutores série, geralmente são instalados capacitores em derivação na linha juntamente com os reatores [19].

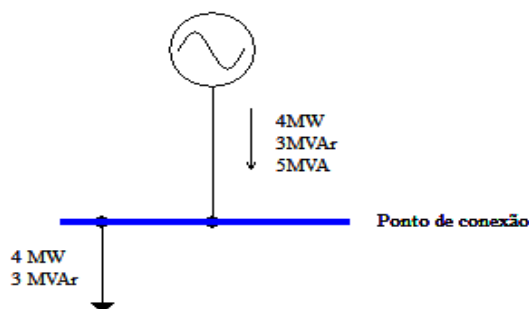
### 2.3.2 Capacitores

O uso de capacitores nos sistemas elétricos se dá por dois motivos: compensação de reativo indutivo demandado por cargas e compensação da indutância série dos condutores. No primeiro caso, os capacitores são instalados em derivação, enquanto que no segundo, tais equipamentos são instalados em série com a rede.

#### 2.3.2.1 Capacitores ligados em derivação

A utilização de capacitores em derivação é muito antiga. O primeiro registro que se tem do uso desses equipamentos para correção de reativo data de 1914 [16].

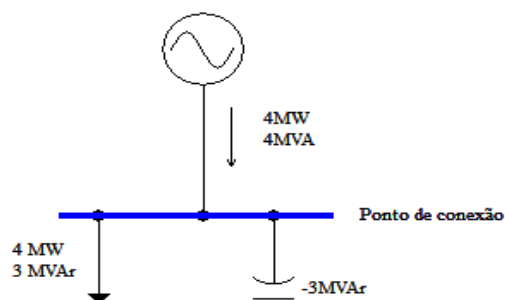
O efeito da instalação de capacitores fixos é melhor explanada pela discussão a seguir. A figura 15 apresenta um sistema onde só há a presença de componentes fundamentais de tensão e corrente. A tensão despachada na fonte vale 13,8 kV.



**Figura 15.** Diagrama unifilar simplificado de uma carga com característica indutiva sem compensação reativa.

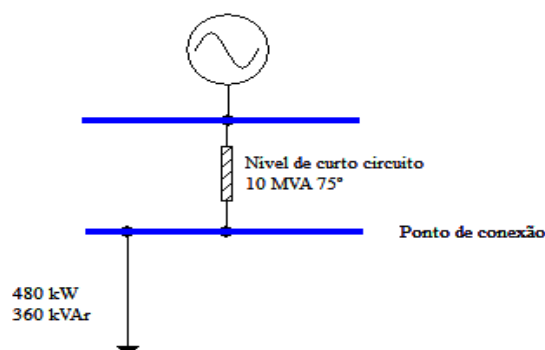
Considerando, agora, a instalação de um banco de capacitores que despache 3 MVar de potência, ou seja, de toda a potência aparente demandada pela carga, apenas a parte ativa irá provir da fonte, conforme figura 16.

O fator de potência no ponto de conexão da figura 15 é igual a 0,8, enquanto que a mesma grandeza na figura 16 é unitária (1,0). Esse exemplo simples mostra que o fator de potência é a relação de utilização de um sistema elétrico. Quanto mais próximo da unidade é o seu valor, menos a rede elétrica é onerada com o tráfego de reativo.



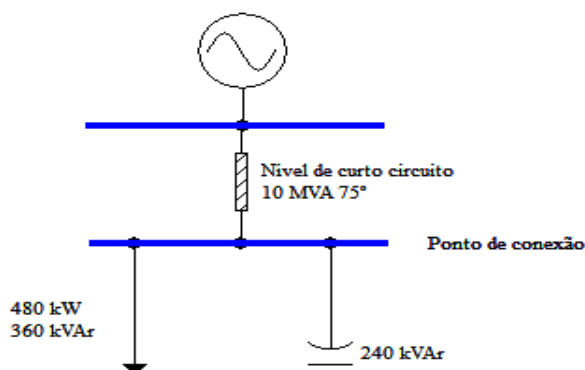
**Figura 16.** Diagrama unifilar de uma carga com característica indutiva com compensação de reativos por capacitor.

Além da otimização do sistema, a compensação de reativos tem relação íntima com os níveis de tensão. A figura 17 apresenta um consumidor com carga trifásica de 600 kVA e fator de potência igual a 0,8. O nível de curto circuito trifásico da rede que o alimenta é 10 MVA com ângulo de  $75^\circ$ .



**Figura 17.** Diagrama unifilar de uma carga com característica indutiva sem compensação de reativo.

Visando compensar o reativo da carga, é instalado um banco de capacitor com potência trifásica nominal igual a 240 kVAr, conforme figura 18.



**Figura 18.** Diagrama unifilar simplificado de uma carga com característica indutiva com compensação de reativo.

Os resultados da compensação foram: aumento do fator de potência; melhoria do nível de tensão no ponto de conexão; diminuição de perdas técnicas e redução da corrente nos condutores. O quadro 1 sintetiza os resultados obtidos.

**Quadro 1.** Resultados do sistema hipotético sem e com compensação reativa.

	<b>Sem compensação</b>	<b>Compensação 240 kVAr</b>
Tensão da fonte (V)	13.800	13.800
Tensão da carga (V)	13.125	13.437
Perdas técnicas (kW)	10,30	6,77
Fator de potência da fonte	0,78	0,95
Fator de potência do consumidor	0,80	0,96
Corrente do sistema (A)	26,39	21,40

Fonte: Do autor.

O fator de potência do consumidor anteriormente à compensação infringia o limite de 0,92 ditado pela regulamentação brasileira [20; 21]. Sendo assim, nesse caso, além dos benefícios técnicos, a compensação reativa livraria o consumidor do faturamento por excedente de reativo.

A tensão na barra do consumidor também teve ganho considerável, passando de 0,95 para 0,97 p.u. na base 13.800 Volts.

Outra vantagem observada foi a diminuição da corrente de linha, reduzindo 19% em relação ao sistema não compensado.

Por fim, houve diminuição de 34% nas perdas técnicas na rede de distribuição, resultado da redução da corrente circulante.

Apesar de todas as vantagens supracitadas, a instalação de bancos de capacitores no sistema elétrico deve ser realizada com cuidado. Conforme foi apresentado, o capacitor aumenta a tensão no ponto onde está conectado e também em sua vizinhança elétrica, logo, previamente à instalação desses equipamentos, o impacto na tensão deve ser estudado em todos os patamares de carregamento do sistema.

O objetivo mais comum da instalação de capacitores em derivação é a compensação da potência reativa demandada por cargas indutivas. Entretanto, caso a potência reativa injetada pelo capacitor ultrapasse o valor da potência demandada pelas cargas, o fluxo de reativo a montante do mesmo se inverte. Essa situação também deve ser estudada, pois, assim como a circulação de reativo indutivo causa perdas técnicas, a circulação de reativo capacitivo pode causar perdas técnicas indesejáveis.

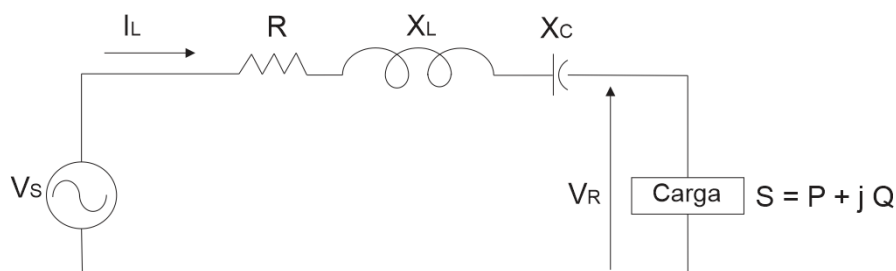
Finalmente, o terceiro ponto de atenção com capacitores em derivação está na sua resposta à frequência. Como a impedância de um elemento puramente capacitivo é inversamente proporcional à frequência, a presença de tais equipamentos na rede pode ocasionar ressonâncias perigosas.

### 2.3.2.2 Capacitores ligados em série

A razão para o emprego dos capacitores série é a sua capacidade de diminuir eletricamente o comprimento de uma linha através da compensação da reatância indutiva série da mesma.

A utilização de capacitores em série é utilizada tanto em níveis de tensão relativos a transmissão quanto em distribuição.

A figura 19 apresenta, simplificada, um capacitor série em um circuito radial alimentando uma carga de característica indutiva.

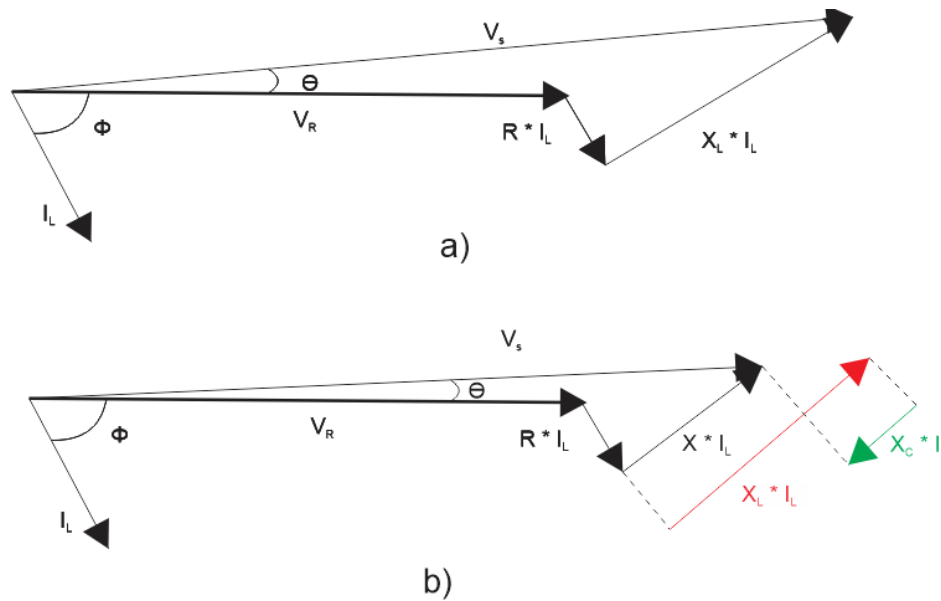


**Figura 19.** Circuito radial compensado com capacitor em série.

Os diagramas fasoriais da figura 20 mostram o efeito da instalação do capacitor série no módulo e no ângulo de carga da tensão.

A diferença dos valores de módulo e ângulo entre tensão na fonte e na carga se reduziu com a compensação série.

O uso de capacitores séries em linhas de transmissão é uma opção relativamente econômica quando o objetivo é aumentar a estabilidade do sistema, elevar a capacidade de transmissão de potência e obter melhoria no perfil de tensão [22; 23].



**Figura 20.** a) Diagrama fasorial do circuito radial sem compensação série; b) Diagrama fasorial do circuito radial com compensação série.

O grau de compensação série de uma linha é quantificado pelo percentual da impedância reativa indutiva compensada. Por exemplo, uma compensação série de 60% significa que a impedância reativa capacitiva, na frequência fundamental, equivale a 60% da impedância reativa indutiva, ou seja, a impedância série equivalente da linha agora vale 40% da inicial [24]. Matematicamente:

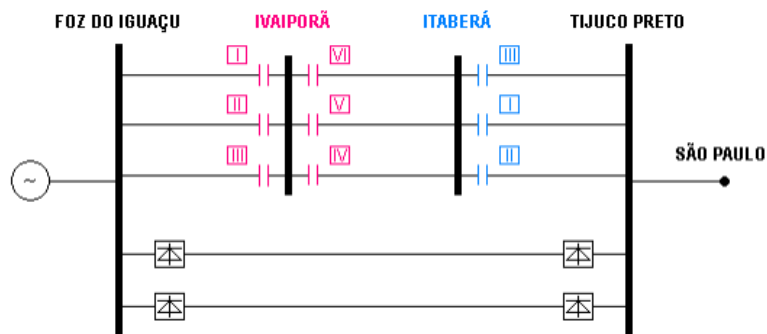
$$K = \frac{X_c}{X_L} \times 100 \quad (2.40)$$

Onde:

- $X_c$  é a reatância capacitiva na frequência fundamental;
- $X_L$  é a reatância reativa indutiva na frequência fundamental;
- $K$  é o fator de compensação série.

O sistema de transmissão da maior central geradora brasileira, a usina hidrelétrica de Itaipu, utiliza esse tipo de compensação nas três linhas de corrente alternada de 765 kV. Cada uma das três linhas conta com 3 bancos compensadores, conforme figura 21 [23].

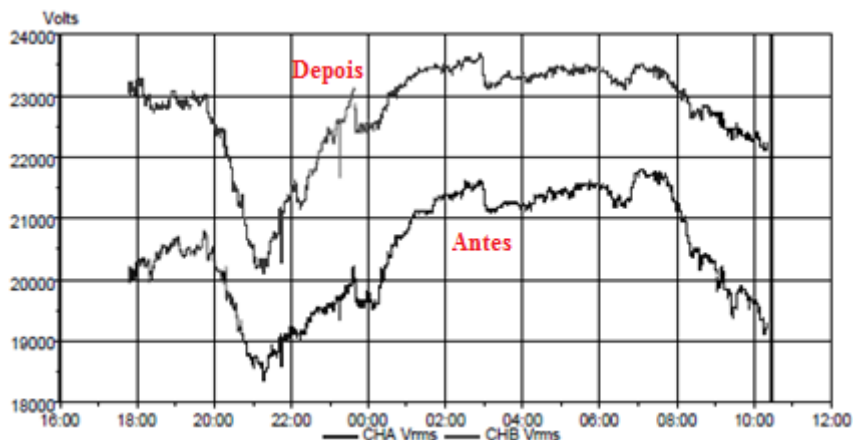




**Figura 21.** Esquemático simplificado do sistema de transmissão da usina hidrelétrica de Itaipu. Fonte: [23].

A nível de distribuição, os capacitores série também são uma boa opção de compensação de reatância indutiva. O principal objetivo da utilização de tais equipamentos é a redução da queda de tensão ao longo do alimentador e, por consequência, melhoria na regulação da tensão. Em [25], um regulador de tensão de 32 degraus é substituído por um capacitor série que compensa a linha em 180%.

Os resultados obtidos foram bastante satisfatórios. A figura 22 apresenta a tensão eficaz antes e após a instalação do banco série.



**Figura 22.** Tensão eficaz medida antes e após a instalação do banco de capacitores série em alimentador real. Fonte: [25].

O ganho de tensão chegou a 15% em certos períodos do dia. Não obstante, o uso de capacitores em série traz alguns cuidados extras. Alguns fenômenos prejudiciais ao funcionamento do sistema podem ocorrer em função da utilização desse tipo de compensação, tais como ferroressonância, auto-excitação de motores de indução e o aumento do nível de curto-circuito a sua jusante; logo, a instalação desses equipamentos deve ser feita com planejamento criterioso.

### 2.3.3 Compensadores síncronos rotativos

Os compensadores síncronos são máquinas síncronas conectadas à rede com o objetivo de controlar e compensar a potência reativa do local onde estão instalados e em sua redondeza elétrica.

Os compensadores síncronos propriamente ditos não acionam carga mecânica, além do seu próprio eixo, é claro. A parcela de potência ativa que essas máquinas absorvem somente compensa as suas perdas[26]. Consequentemente, a potência nominal do compensador é quase que toda destinada à absorção ou ao despacho de potência reativa. A figura 23 apresenta um compensador síncrono real de 125 MVar instalado na Austrália.



**Figura 23.** Compensador síncrono de 125 MVar instalado na Austrália. Fonte: [27].

Essas máquinas têm sido utilizadas tanto na transmissão como na distribuição, visando, principalmente, o suporte na estabilidade do sistema e a manutenção de níveis de tensão adequados para diversas condições de carga e situações, além de absorver ou despachar potência reativa mantendo o fator de potência adequado [16; 28].

Uma das vantagens do compensador síncrono está em sua capacidade de tanto absorver quanto gerar potência reativa. O controle do reativo é realizado atuando-se na corrente de campo da máquina. A excitação da máquina síncrona pode ser tanto fixada em um valor estabelecido de tensão contínua, como pode ser controlada automaticamente através de algum tipo de eletrônica [26]. É intuitivo que o controle automático do reativo do compensador síncrono otimiza o uso da máquina, além de melhor auxiliar o sistema

no caso de uma situação anormal, uma rejeição ou aumento de carga expressivo, por exemplo.

Os compensadores síncronos são muito pouco utilizados, pois dependem de instalações civis substanciais, além de uma gama alta de equipamentos de proteção e partida, necessários para garantir o seu funcionamento adequado. Outros aspectos negativos são a contribuição no nível de curto-circuito da rede e as perdas elevadas, quando comparados com os compensadores estáticos. Além da capacidade de absorver ou injetar reativo na rede, outra vantagem dessas máquinas rotativas é a sua robustez temporária a sobrecargas [16].

Comparativamente, as perdas totais de um compensador síncrono são 10 vezes maiores do que a de um capacitor fixo em derivação. Além disso, a despesa com a manutenção desses equipamentos é bem elevada, enquanto que capacitores fixos têm quase que nenhum custo com manutenção [29].

#### **2.3.4 Filtros harmônicos passivos**

As consequências da distorção harmônica de corrente e tensão no fluxo de potência de rede e no fator de potência já são bem conhecidos. Sabe-se, também, que a diminuição ou eliminação do fluxo dessas componentes de frequência na rede é uma das formas de se melhorar o fator de potência. Sendo assim, elementos que corrijam as emissões de harmônicos compensam, também, o fator de potência, e, é claro, a potência reativa.

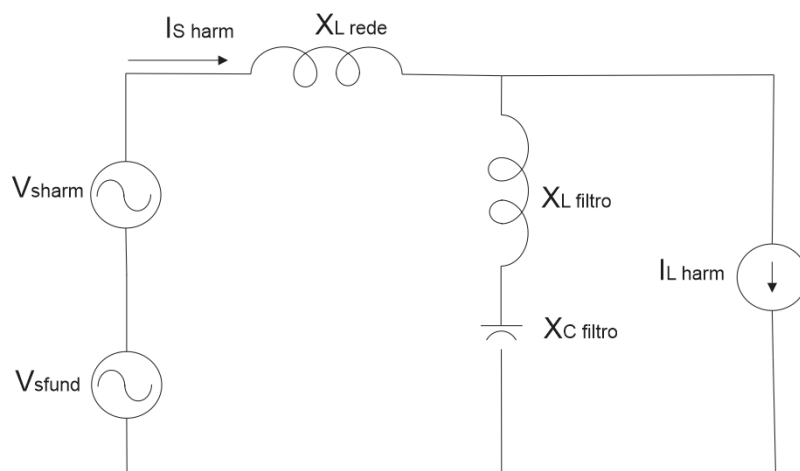
Devido à sua simplicidade conceitual e construtiva, os filtros passivos foram os primeiros aparatos utilizados para a mitigação de componentes harmônicas circulando no sistema elétrico.

Geralmente, tais equipamentos são alocados próximos às grandes cargas geradoras de harmônicas, pois, assim, o fluxo harmônico da ordem que o filtro está sintonizado circulará em uma malha de tamanho reduzido, delimitada pelo filtro e a carga não linear. Em razão disso, a corrente harmônica circulando a jusante do filtro será menor, acarretando a melhoria do fator de potência visto pela fonte e diminuição da corrente eficaz que flui para o sistema [30].

Os filtros passivos consistem de um arranjo de capacitores e indutores que em conjunto sintonizam na frequência, ou grupo de frequências, problemáticas para o sistema em questão. Comparados com um filtro ativo, que utiliza eletrônica de potência e sistemas

de controle para compensação, os filtros passivos têm preço muito reduzido. A figura 24 mostra o arranjo básico de um filtro passivo.

Ao se trabalhar com circuitos que tenham elementos indutivos e capacitivos, é sempre importante verificar a existência de duas situações que podem ser danosas aos elementos do sistema: a ressonância série e a ressonância paralela. O princípio de funcionamento do filtro passivo é a ressonância série, entretanto, a presença de filtros passivos no sistema pode causar ressonâncias paralelas perigosas. Adicionalmente, a impedância da fonte tem impacto direto nas características de filtragem[31].

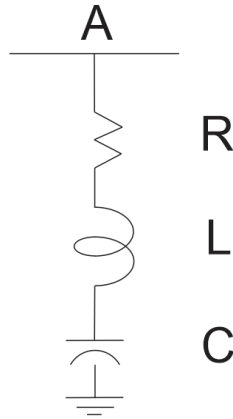


**Figura 24.** Esquema simplificado de filtro passivo.

Antes de dar continuidade ao tema filtro passivo, vejamos as definições de ressonância série e paralela. Tais conceitos trazem mais clareza ao entendimento dessa forma de compensação reativa e ao restante do texto.

#### 2.3.4.1 Ressonância série

A ressonância série é caracterizada pela combinação entre impedâncias indutivas e capacitivas vindo a formar um caminho de baixa impedância em uma dada frequência. Geralmente, quando algum ponto do sistema apresenta ressonância série em uma frequência existente na rede, valores relativamente altos de corrente são notados. A figura 25 apresenta um circuito RLC, típico de filtros passivos com sintonia única.



**Figura 25.** Circuito RLC série.

A impedância equivalente vista pela barra A é calculada por:

$$\dot{Z}_{equivalente} = R + j(X_L - X_C) \quad (2.41)$$

Sendo:

- $Z_{equivalente}$  a impedância equivalente vista pela fonte de tensão;
- $R$  a parcela resistiva de  $Z_{equivalente}$ ;
- $X_L$  a parcela indutiva de  $Z_{equivalente}$ ;
- $X_C$  a parcela capacitiva de  $Z_{equivalente}$ .

Colocando os valores das duas reatâncias em função de seus valores na frequência fundamental, igual a 60 hertz, têm-se:

$$\dot{Z}_{equivalenteh} = R + j(h \cdot X_{L1} - \frac{X_{C1}}{h}) \quad (2.42)$$

Onde:

- $Z_{equivalenteh}$  é o valor da impedância equivalente na ordem harmônica  $h$ ;
- $h$  é a ordem harmônica;
- $X_{L1}$  é a parcela indutiva de  $Z_{equivalente}$  em 60 hertz;
- $X_{C1}$  é a parcela capacitiva de  $Z_{equivalente}$  em 60 hertz.

Percebe-se que a reatância indutiva cresce com o aumento da frequência, enquanto que a reatância capacitiva tem seu módulo reduzido com a elevação da frequência. Como os sinais das reatâncias são opostos, na frequência em que as magnitudes de ambas forem iguais, a impedância equivalente irá ser composta apenas pela resistência  $R$ .

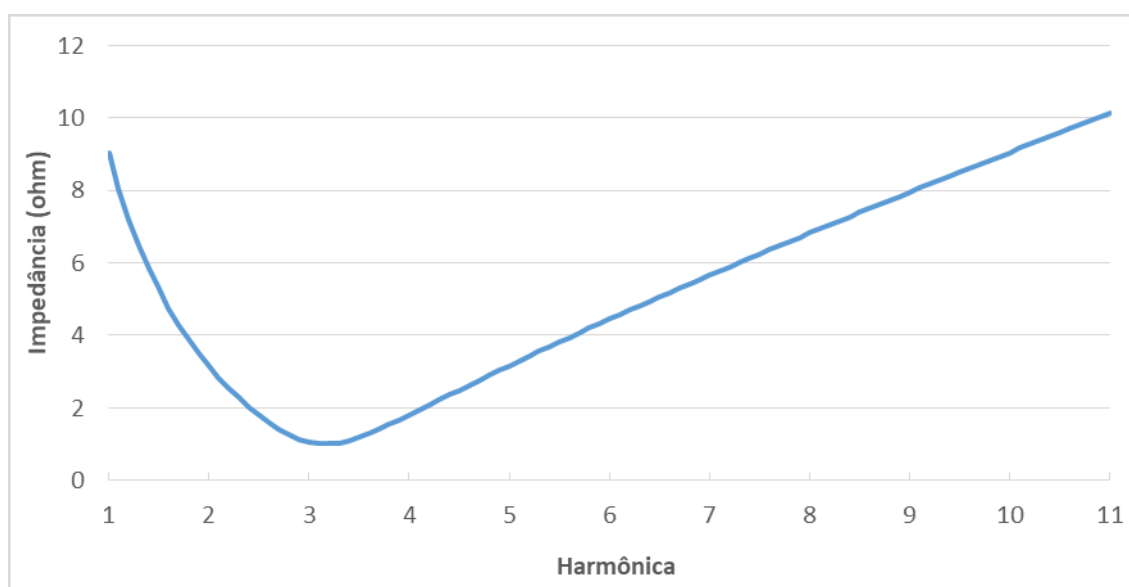
Assumindo o valor das impedâncias apresentadas na figura 25 iguais a:

- $R = 1 \text{ ohm};$
- $X_{L1} = 1 \text{ ohm};$
- $X_{C1} = 10 \text{ ohm}.$

O módulo da impedância equivalente em função da frequência harmônica irá variar conforme mostrado na figura 26.

Nota-se que próximo à terceira harmônica, o valor da impedância equivalente atinge o seu valor mínimo. Caso a tensão da fonte apresente distorção de terceira ordem, como a impedância equivalente para essa frequência é baixa, a corrente que irá fluir no ramo RLC será relativamente alta, podendo vir a danificar os equipamentos.

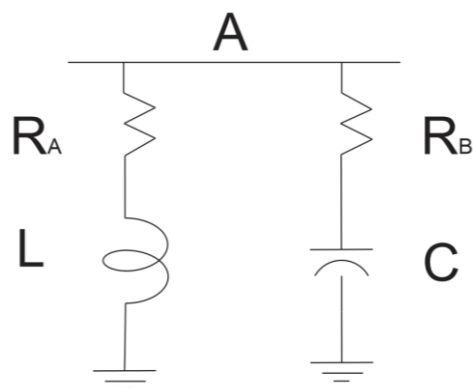
A elevação de corrente no ramo RLC também irá causar o aumento da tensão em cada um dos três elementos do circuito. Esse conceito será utilizado para o entendimento dos resultados dos capítulos 5 e 6.



**Figura 26.** Módulo da impedância do circuito RLC série em função da frequência harmônica.

#### 2.3.4.2 Ressonância paralela

A ressonância paralela, ao contrário da ressonância série, age no sentido de aumentar a impedância nos arredores da frequência de ressonância. Tal como a nomenclatura sugere, a ressonância paralela irá ocorrer quando a impedância de elementos em paralelo se igualar. A figura 27 apresenta um circuito RLC com potencial para a ocorrência desse fenômeno.



**Figura 27.** Circuito representativo de ressonância paralela.

A impedância equivalente é calculada por:

$$Z_{equivalente} = \frac{(R_A + jX_L) \cdot (R_B - jX_C)}{(R_A + R_B) + j(X_L - jX_C)} \quad (2.43)$$

Sendo:

- $R_A$  a parcela resistiva do ramo RL;
- $R_B$  a parcela resistiva do ramo RC.

Colocando os valores de reatância indutiva e capacitiva em função de seus valores em 60 hertz, tem-se:

$$Z_{equivalente} = \frac{(R_A + jh \cdot X_{L1}) \cdot (R_B - jX_{C1}/h)}{(R_A + R_B) + j(h \cdot X_{L1} - jX_{C1}/h)} \quad (2.44)$$

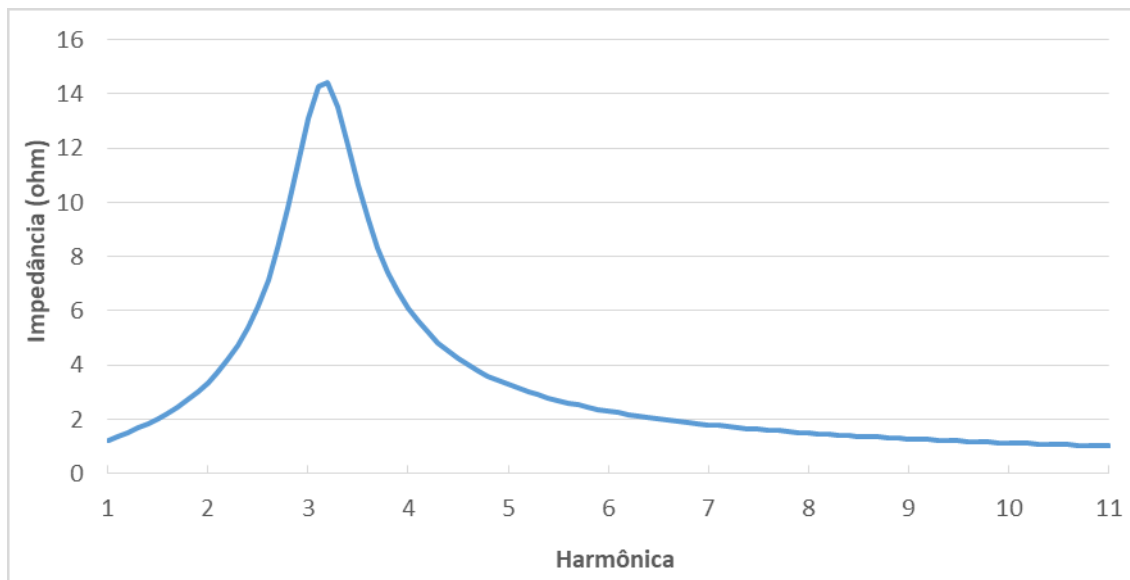
Da mesma forma como acontece na ressonância série, em uma certa frequência os valores das reatâncias capacitiva e indutiva se igualam. Nesta frequência, o denominador de (2.44) atinge o seu menor valor, elevando a impedância equivalente para o seu máximo.

Considerando os valores das impedâncias do circuito da figura 27 iguais a:

- $R_A = 0,5 \text{ ohm}$ ;
- $R_B = 0,2 \text{ ohm}$ ;
- $X_{L1} = 1 \text{ ohm}$ ;
- $X_{C1} = 10 \text{ ohm}$ .

Para tais valores de impedância individual, o módulo da impedância equivalente tem o comportamento exibido na figura 28. Pela figura, nota-se que, também próximo à

terceira harmônica, a impedância atingiu o seu máximo. Caso haja injeção de corrente de terceira ordem na barra A, o valor da tensão nesse mesmo ponto pode se elevar para patamares danosos aos equipamentos da vizinhança elétrica.



**Figura 28.** Módulo da impedância do circuito RLC paralelo em função da frequência harmônica.

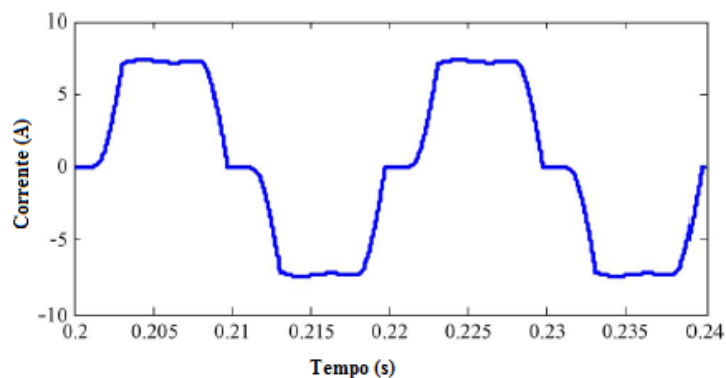
Vale ressaltar que o aumento da tensão harmônica na barra irá fazer aumentar o valor da corrente separadamente nos dois ramos.

Dando prosseguimento ao tema filtros passivos, percebe-se que na frequência fundamental a reatância capacitiva do filtro é maior do que a reatância indutiva, o que equivale dizer que o filtro se comporta como um capacitor. Consequência disso é que o filtro passivo também compensa o reativo indutivo da frequência fundamental.

Em [32], o autor simula uma carga não linear com 18,6% de DHTi e fator de potência igual a 0,947 (fator de potência na frequência fundamental igual a 0,963). As harmônicas mais relevantes são a quinta e a sétima e têm magnitude igual a 16,3% e 8,4% da fundamental, respectivamente. A figura 31 mostra a forma de onda de tal carga.

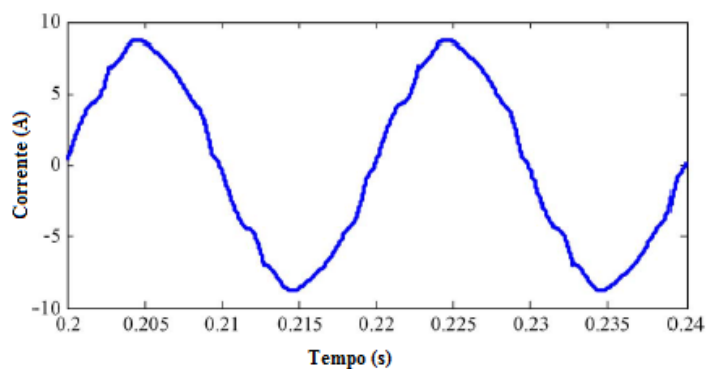
Sabendo do conteúdo harmônico predominante na corrente, foram conectados em derivação dois filtros passivos, um sintonizado na quinta e outro na sétima harmônica. O resultado foi que as correntes de quinta e de sétima ordem que fluíram para a fonte decresceram para 3,6% e 0,9%, respectivamente.





**Figura 29.** Forma de onda de carga não linear simulada. Fonte: [32].

A figura 30 mostra como a corrente da fonte após a instalação dos filtros se assemelha mais com uma senóide do que a vista na figura 31.



**Figura 30.** Forma de corrente da fonte após a instalação dos filtros sintonizados na quinta e sétima harmônica. Fonte: [32].

O valor da DHTi caiu de 18,6% para 4,7% e o fator de potência se elevou de 0,947 para 0,970 (fator de potência na frequência fundamental igual a 0,971).

Por ser um sistema simulado, os filtros foram dimensionados objetivando apenas a compensação das componentes harmônicas, ou seja, a especificação das impedâncias do filtro não teve como foco principal a correção de reativo da frequência fundamental. Todavia, a necessidade de se filtrar harmônicos quase sempre está acompanhada da carência por compensação de reativo da frequência fundamental. Dessa forma, além de visar a diminuição da distorção de tensão e corrente, usualmente, os projetos de filtros procuram melhorar a operação do sistema também na frequência fundamental.

Finalmente, o quadro 2 sintetiza as formas de compensação reativa básicas apresentadas nesse capítulo.

**Quadro 2.** Formas de compensação de reativo básicas.

Tipo de compensação	Vantagens	Desvantagens
Indutor paralelo fixo	-Mitigação do efeito Ferranti em linhas longas através da absorção de reativo gerado pela linha.	-Redução da tensão em todos os patamares de carga, inclusive no período de maior carregamento; -Potência reativa absorvida não controlável.
Indutor série fixo	-Mitigação do efeito Ferranti em linhas longas através da diminuição do comprimento de onda.	-Diminuição da potência transmissível da linha; -Impedância série não variável.
Capacitor paralelo fixo	-Melhoria do fator de potência a montante (circuitos indutivos); -Aumento da tensão na vizinhança elétrica; -Redução de perdas técnicas ocasionadas pela circulação de reativo; -Alívio do sistema a montante através da diminuição da corrente.	-Potência reativa injetada não controlável; -Perigo de ressonâncias harmônicas com o sistema; -Sobretensões perigosas ao sistema, no caso de especificação incorreta.
Capacitor série fixo	-Diminuição da queda de tensão através da redução da impedância série da linha; -Aumento da potência transmissível pela diminuição do ângulo de carga.	-Aumento do nível de curto-circuito a jusante; -Perigo de ressonâncias harmônicas com o sistema; -Auto-excitação de motores de indução.
Compensadores síncronos rotativos	-Compensação de reativo capacitivo e indutivo em um único equipamento; -Robustez relativamente alta a sobrecargas; -Melhoria do fator de potência a montante; -Regulação da tensão na vizinhança elétrica, evitando sub e sobretensões; -Alívio do sistema a montante através da diminuição da corrente.	-Estrutura civil necessária para instalação relativamente grande; -Perdas internas elevadas quando comparadas com compensadores não-rotativos; -Nível de complexidade de manutenção elevado; -Quantidade de proteções necessárias alta em relação às outras formas de compensação.
Filtros harmônicos passivos	-Melhoria do fator de deslocamento e do fator de potência total pela compensação de reativo da frequência fundamental e de correntes harmônicas; -Aumento da tensão na vizinhança elétrica; -Diminuição de perdas técnicas ocasionadas pela circulação de reativo fundamental e harmônico; -Alívio do sistema a montante através da diminuição da corrente;	-Potência reativa injetada não controlável; -Sobretensões danosas ao sistema, no caso de especificação incorreta; -Possibilidade de ressonância paralela com impedância do sistema.

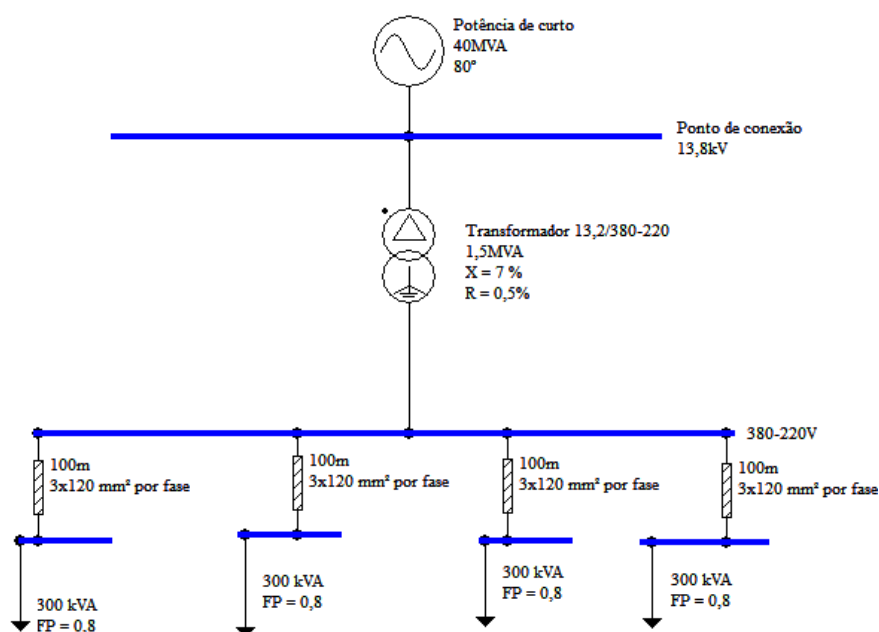
Fonte: Do autor.

## 2.4 Localização da compensação reativa

Adicionalmente à escolha do tipo de compensação, a determinação do local onde a mesma será conectada é fator de projeto de suma importância.

De forma a melhor exemplificar o impacto da localização da compensação reativa em perdas técnicas, tensão, corrente e fator de potência, são apresentadas a seguir três possibilidades para a instalação de bancos de capacitores em um consumidor industrial hipotético: compensação localizada próxima às cargas com fator de potência baixo, agrupada no secundário do transformador e condensada no ponto de conexão da indústria com a concessionária.

Para realizar a analogia, tal instalação industrial hipotética foi implementada em um simulador de sistema elétricos de potência trifásico [33]. A figura 31 apresenta o diagrama unifilar implementado.



**Figura 31.** Sistema industrial hipotético utilizado para demonstrar o efeito da localização da compensação reativa.

O circuito simulado tem potência de curto-circuito igual a 40 MVA com ângulo de  $80^\circ$ . As cargas da instalação são alimentadas por um transformador de 1,5 MVA com tensão nominal igual a 13,8/0,38 kV. A impedância percentual de tal equipamento vale 7,02% e a relação entre reatância indutiva e resistiva (X sobre R) é igual a 14.

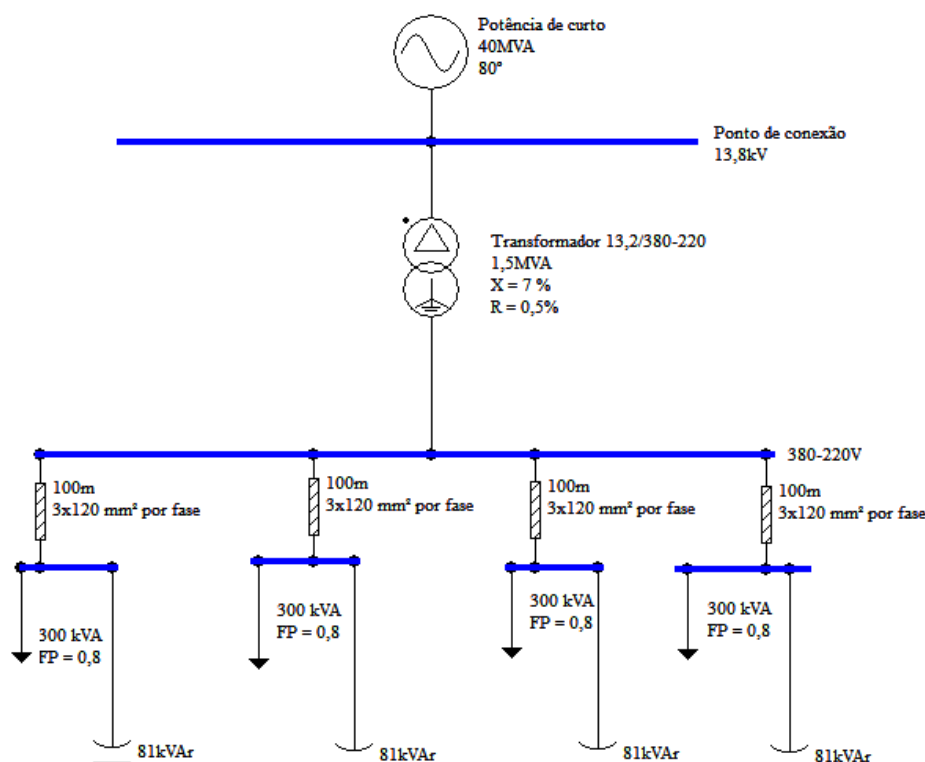
A tensão na entrada do transformador vale 13.524 Volts e o seu tap primário está ligado na posição 13.200 Volts. Do secundário do transformador saem 4 alimentadores,

cada um com 3 cabos de alumínio de alumínio de bitola igual a  $120\text{mm}^2$  e comprimento de 100 metros por fase.

Por fim, ao final de cada alimentador, estão conectadas cargas lineares do tipo potência constante de 300 kVA trifásicos e fator de potência indutivo igual a 0,8.

Conforme foi discutido anteriormente, a regulamentação brasileira vigente exige que o fator de potência no ponto de conexão de instalações ligadas em sistemas de distribuição seja maior ou igual a 0,92[20; 21]. Entretanto, o de fator de potência obtido no ponto de conexão para o sistema sem compensação não foi satisfatório, valendo 0,783, bem abaixo do limite.

Diante do exposto, visto que o fator de potência das cargas é baixo, é proposta a primeira forma de compensação: instalar capacitores localmente, alocados juntamente às cargas que demandam reativo. Para tanto, foram conectados 4 bancos de capacitores de potência nominal igual a 81 kVAr cada e fator de perdas igual a 0,5%, conforme figura 32. O valor de potência nominal dos bancos adotado teve como critério a compensação do fator de potência na barra onde a compensação está conectada para 0,92.



**Figura 32.** Sistema industrial hipotético com capacitores instalados juntamente com a carga

Além da elevação do fator de potência na barra de compensação, obviamente, a correção reativa aumentou, também, o valor dessa grandeza no ponto de conexão,

fazendo-a subir de 0,778 para 0,903. Como o objetivo da instalação dos capacitores foi a compensação do reativo apenas das cargas, o fator de potência no ponto de conexão não ficou adequado, permanecendo abaixo de 0,92. Isso ocorreu porque os outros elementos do circuito, principalmente o transformador de força, também demandam potência reativa.

Como a exigência da regulação é que o fator de potência no ponto de conexão fique acima do limite, para que não haja penalização por excedente de reativo por parte da concessionária, seria necessário ou aumentar a potência reativa dos bancos locais ou fazer uma compensação adicional em outro ponto da indústria.

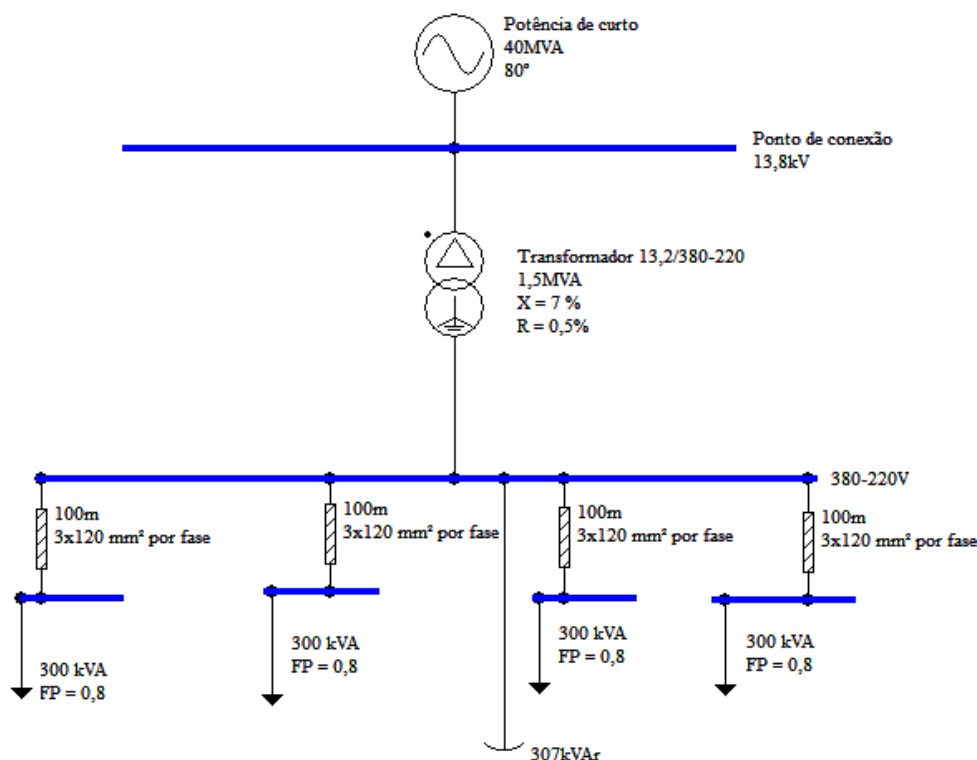
Usualmente, os projetos de compensação reativa visam a correção do fator de potência para valores maiores do que 0,92 no ponto de conexão. O motivo dessa precaução é evitar que alguns fatores como: diferença da capacitância de projeto e real, queima de células dos bancos, diferença entre a tensão real e simulada, dentre outros, não façam o limite regulatório ser transgredido. De forma ilustrativa, para que o fator de potência no ponto de conexão seja igual a 0,95, seria necessário aumentar a potência nominal dos quatro bancos de 81 para 115 kVAr.

Quanto mais próxima eletricamente ficar a compensação dos elementos com baixo fator de potência, menores tendem a ser as perdas técnicas, pois, como parte do reativo demandado é fornecida localmente, essa parcela de potência, leia-se corrente, não transita pelo sistema a montante.

Entretanto, vale ressaltar que a instalação de qualquer equipamento de compensação requer, primeiramente, espaço físico para alocar os componentes, além de aparatos de proteção e de acionamento. Sendo assim, ao se dividir a compensação em quatro pontos diferentes, seria necessária a alocação física dos bancos de capacitores em quatro quadros elétricos distintos, o que pode ter custo financeiro mais elevado do que a compensação centralizada, feita em algum outro local da indústria. Adicionalmente, de forma geral, a compensação do fator de potência com capacitores é feita de maneira regulada, através de controladores automáticos. Os controladores são equipamentos que chaveiam os capacitores, energizando-os ou os retirando de operação, conforme a necessidade de reativo do sistema. A instalação de quatro controladores ao invés de um também aumentaria o custo com a compensação.

Uma outra opção seria a compensação centralizada no secundário do transformador. Assim como no caso anterior, o banco de capacitores é especificado para que o fator de potência na barra onde estão conectados seja igual a 0,92. Para tanto, o

banco utilizado tem potência trifásica igual a 307 kVAr. A figura 33 apresenta essa configuração.



**Figura 33.** Sistema industrial hipotético com compensação feita no secundário do transformador.

Conforme será apresentado no quadro 3, do ponto de vista de perdas, tensão e corrente, esse tipo de compensação teve performance pior do que o caso anterior. Isso ocorreu porque a compensação no secundário do transformador evita a circulação da potência reativa demandada apenas a montante de sua instalação. O reativo das cargas continua fluído totalmente pelos cabos, diferentemente do que acontecia no caso anterior.

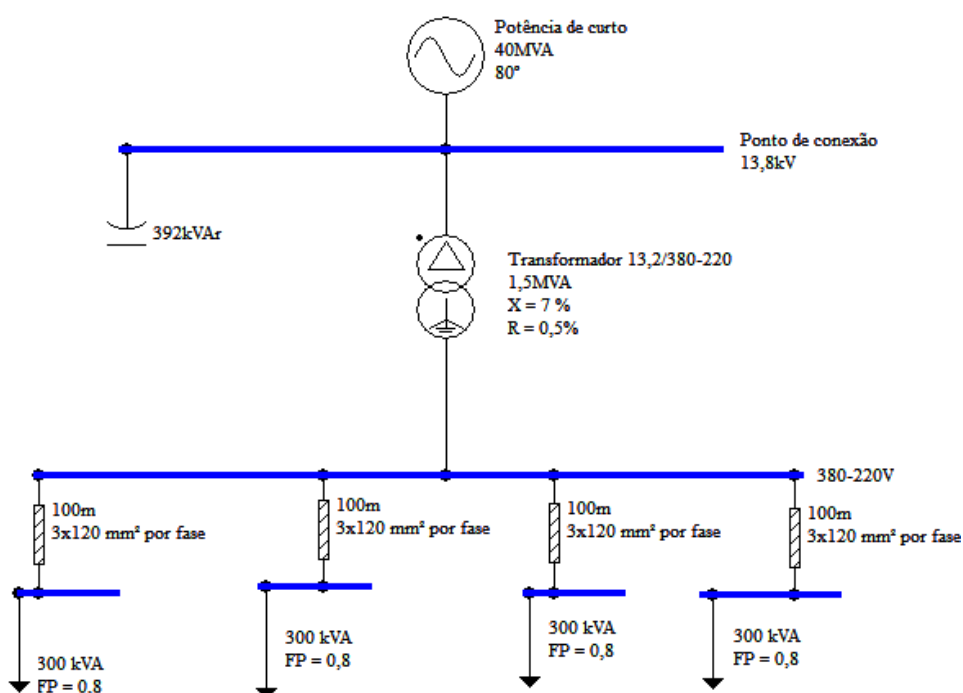
Como a compensação na forma centralizada é feita apenas em um ponto, é necessário apenas um conjunto de aparelhos de proteção, somente um controlador de fator de potência e adequação em não mais que um quadro elétrico para alocar as células capacitivas, o que tende a onerar menos o orçamento destinado à compensação.

A especificação dos bancos foi feita observando-se a barra onde os equipamentos estão instalados, isto é, a compensação corrigiu para 0,92 o fator de potência no secundário do transformador. Porém, como o transformador é um elemento majoritariamente indutivo, o fator de potência no ponto de conexão foi 0,902, abaixo do limite de 0,92, ou seja, ainda sim haveria faturamento por excedente de reativo por parte

da concessionária. Para resolver tal situação, seria necessário aumentar a potência dos bancos para os mesmos compensarem o reativo do transformador.

Analogamente ao que foi discutido anteriormente, pra que o fator de potência no ponto de acoplamento seja igual a 0,95, o banco de capacitores central deve ter potência nominal igual a 440 kVAr.

Finalmente, a última opção de alocação dos compensadores é no ponto de conexão. Assim como nos outros casos, o banco foi especificado para corrigir o fator de potência em seu ponto de instalação para 0,92. Para que essa exigência fosse atendida, foi necessário um banco de 392 kVAr. A figura 34 apresenta essa última configuração.



**Figura 34.** Sistema industrial hipotético com compensação feita no ponto de conexão.

Caso o projeto de compensação visasse fator de potência igual a 0,95, o banco instalado na média tensão seria de 490 kVAr.

Seguindo a metodologia empregada, dentre as três formas de compensação apresentadas, a instalação dos bancos no ponto de conexão foi a única que corrigiu o fator de potência no ponto de conexão para 0,92. Sendo assim, essa configuração seria a única que livraria o consumidor do pagamento de compensação por excedente de reativo.

No entanto, para que a compensação fosse feita dessa maneira, seria necessária a conexão do banco na rede de média tensão, de tensão nominal igual a 13,8 kV. Naturalmente, a instalação de equipamentos em níveis de tensão mais elevados tende a ser mais cara e mais trabalhosa. Além disso, o controle automático do fator de potência,

feito chaveando-se os capacitores, é muito mais caro de ser feito na média tensão devido aos elementos de chaveamento serem mais robustos. Por conta disso, a instalação de capacitores na média tensão por parte de consumidores, geralmente, é feita de forma fixa. Essa característica pode ser prejudicial em momentos de menor carregamento, podendo fazer o fator de potência ficar abaixo de 0,92, porém agora pelo excesso de reativo gerado.

O quadro 3 apresenta de forma sucinta os resultados obtidos as três simulações.

**Quadro 3.** Resultado da comparação entre as 3 localizações da compensação reativa.

	Sem comp.	Comp. na carga	Comp. no 2 <sup>ário</sup> do transformador	Comp. no ponto de conexão
Perdas totais (W)	34.239	26.593	33.548	36.121
Perdas no transformador (W)	5.180	3.788	3.853	5.180
Perdas nos cabos (W)	29.058	249	28.159	29.058
Perdas nos capacitores (W)	0	1.556	1.537	1.882
Tensão na carga (V)	365,79	372,44	371,58	365,79
Fator de potência no ponto de conexão	0,778	0,903	0,902	0,920
Corrente fonte (A)	54,53	46,63	47,02	46,24
Corrente 2 <sup>ário</sup> do transformador (A)	1.894,06	1.619,66	1.633,42	1.894,06
Corrente nos cabos cargas (A)	473,51	404,92	466,13	473,51

Fonte: Do autor.

Diante do exposto, pode-se afirmar que cada caso tem suas vantagens e desvantagens.

Do ponto de vista de perdas e tensão na carga, a compensação local, feita junto às cargas mostrou-se a melhor opção. Caso essa seja a única forma de compensação em uma instalação, deve-se tomar o cuidado para especificar os capacitores com potência suficiente para compensar os elementos a montante também, sob o risco de cobrança por excedente de reativo. Outra opção seria instalar um quinto banco de capacitores para compensar o reativo dos elementos a montante, tais como cabos e transformadores.

Operacional e economicamente falando, a compensação centralizada na baixa tensão é a mais atraente. Como os compensadores estão situados todos em um ponto, a instalação dos mesmos tende a ser mais simples, com equipamentos de proteção e acionamento unificados. Porém, assim como no caso da compensação local, é interessante que os capacitores sejam dimensionados para atender a demanda de reativo dos equipamentos à montante.



Por fim, a compensação no ponto de conexão mostrou-se a mais atraente do ponto de vista de faturamento por excesso de reativo pela concessionária. Esse tipo de compensação não visa diminuição de perdas na indústria nem melhoria no perfil de tensão da instalação interna, apenas impede que o fator de potência no ponto de conexão não fique abaixo de 0,92. No entanto, devido à classe de tensão dos equipamentos instalados no ponto de conexão ser maior, o preço dos bancos e seu sistema de acionamento e proteção seria bem mais elevado do que o da compensação feita na baixa tensão.

## **2.5 Evolução da compensação reativa**

A evolução da compensação reativa se deu de duas formas: estudo do aprimoramento de sua utilização e desenvolvimento de novas tecnologias.

Uma das formas de aperfeiçoar a compensação reativa é através de técnicas de inteligência artificial, como algoritmos evolutivos: programação evolutiva, estratégia evolutiva e algoritmos genéticos [34]. A inteligência artificial é um valioso instrumento que vem sendo utilizado cada vez mais para apontar os pontos ótimos para instalação da compensação e também a especificação da potência dos elementos compensadores.

Finalmente, a importância do tema compensação reativa e a evolução da eletrônica de potência têm estimulado o aparecimento de novas tecnologias de ao longo do último século. Diversas soluções podem ser encontradas na literatura, entretanto, por mais complexo que seja o controle de reativo, os conceitos e as formas básicas de compensação apresentadas nesse capítulo se mantêm.

### 3 COMPENSAÇÃO ATIVA DE REATIVOS

Toda e qualquer forma de compensação reativa em que há algum tipo de controle atuando ativamente no montante de potência reativa injetada ou absorvida da rede pode ser denominada compensação reativa ativa.

O avanço das tecnologias de controle, da eletrônica de potência e também das ciências dos materiais permitiu que a compensação reativa controlada ganhasse cada vez mais espaço nas redes elétricas.

Neste capítulo, serão apresentadas algumas das formas de compensação reativa ativa, tais como: capacitores chaveados mecânica e eletronicamente, reatores controlados a tiristor, compensadores síncronos estáticos e a família de compensadores estáticos do tipo FACTS (*flexible alternate current transmission systems*).

Os compensadores síncronos rotativos também têm controle reativo implementado, porém, esses equipamentos foram apresentados no capítulo 2, pois os mesmos podem ser considerados uma forma básica de compensação, além de serem empregados em sistemas elétricos há muito tempo.

#### 3.1 Capacitores chaveados mecanicamente

Os capacitores chaveados mecanicamente são bancos de capacitores divididos em um ou mais estágios que, havendo a necessidade de correção do fator de potência e/ou tensão no ponto em que estão conectados, são colocados ou retirados de operação por um controlador.

Esses equipamentos, por motivos óbvios, são mais onerosos que os capacitores fixos. Além das células capacitivas, acrescido ao seu custo estão os sensores, o controlador propriamente dito, e todo o conjunto de acionamento mecânico.

O banco chaveado de capacitores permite um ajuste mais flexível da potência reativa despachada, uma vez que fornece um leque de potências, e não somente uma opção, como um capacitor fixo. Entretanto, devido aos transitórios inerentes, um número elevado de chaveamentos em um curto espaço de tempo não é desejável [35]. Por essa razão, os capacitores chaveados mecanicamente são equipamentos para correção de reativo em regime permanente, respondendo a variações de reativo de longa duração.

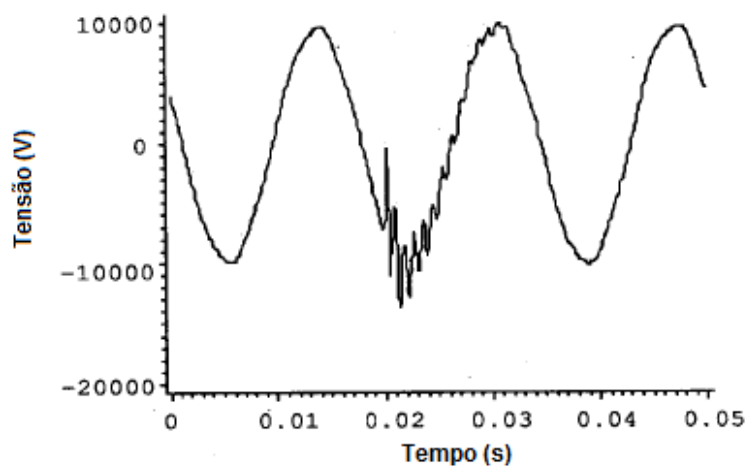
A severidade do transitório de chaveamento de capacitores depende de 5 fatores: a tensão aplicada (ponto da onda de tensão em que o capacitor é energizado), a

capacitância do circuito, a indutância do circuito, a tensão inicial do capacitor e o amortecimento inerente das resistências do circuito (resistores de chaveamentos e naturais do circuito).

Dependendo da carga inicial do capacitor e do momento da onda de tensão que o mesmo é chaveado, a corrente de energização pode chegar ao dobro do valor máximo observado na energização de um banco desenergizado [36]. Dessa forma, é essencial que um capacitor acionado mecanicamente esteja descarregado no momento de sua energização.

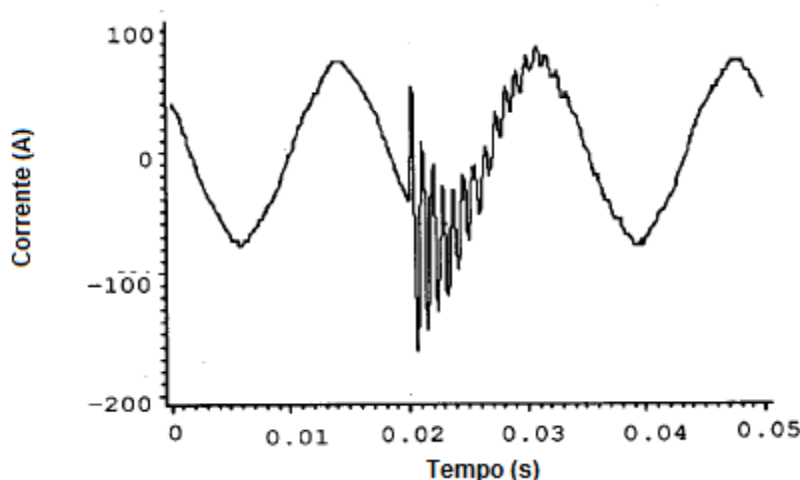
Para que o capacitor esteja descarregado no momento da energização, segundo a norma IEEE 18[37], capacitores com tensão nominal superior a 600 Volts eficazes devem ter resistores de descarga. Tais dispositivos devem fazer a tensão cair para 50 Volts ou menos em um tempo máximo de 5 minutos. Esse tempo para descarga deve ser o tempo de espera mínimo parametrizado nos controladores para colocar um capacitor de volta à operação.

As figuras 35 e 36 ilustram os transitórios do chaveamento mecânico de capacitores em um barramento de 12 kV real.



**Figura 35.** Transitório de tensão de alimentador 12 kV real devido à energização de banco de capacitores. Fonte: [38], com modificações.

A utilização de capacitores chaveados ao longo das redes de distribuição não é muito comum, sendo as subestações os pontos mais prováveis de se encontrar este equipamento.



**Figura 36.** Transitório de corrente de alimentador 12 kV real devido à energização de banco de capacitores. Fonte: [38], com modificações.

A aplicação desta compensação exige que o sistema compensado tenha variação reativa razoável; sendo assim, tais equipamentos também são uma opção para alimentadores rurais, onde há uma grande diferença de demanda entre os períodos de maior e menor carregamento [39]. A razão para tanto é que o emprego de capacitores fixos em alimentadores majoritariamente rurais pode ocasionar sobretensões perigosas nos períodos de menor demanda. Entretanto, o custo da instalação e manutenção desses equipamentos especiais limita sua disseminação ao longo das redes de distribuição.

Em ambientes industriais, os capacitores chaveados são amplamente difundidos. Geralmente, os bancos chaveados são instalados nos barramentos de baixa tensão. Isso decorre do menor nível de curto-circuito, que auxilia a amortecer os transitórios de chaveamento, e das chaves de acionamento, geralmente contadoras, que são especificadas com menor nível de isolamento, e por consequência menor preço. Outras razões dos capacitores serem instalados na baixa tensão é a facilidade de segmentar a compensação em vários pontos da instalação e a diminuição das perdas a montante, resultando em melhor eficiência energética dos circuitos de alimentação.

Os capacitores chaveados mecanicamente na baixa tensão têm objetivo semelhante aos instalados na rede de distribuição de média tensão. Eles têm o propósito de compensar o reativo que varia de acordo com a quantidade de equipamentos em operação, com o fator de potência de cada máquina e com a potência que a carga demanda, além de atender a legislação.

### 3.2 Compensadores reativos estáticos

O desenvolvimento da eletrônica de potência trouxe consigo chaves estáticas mais robustas, capazes de conduzir correntes de magnitude maior, bem como permitiu a implementação de chaveamento de capacitores otimizada e o controle da corrente, leia-se potência reativa, de reatores indutivos [40].

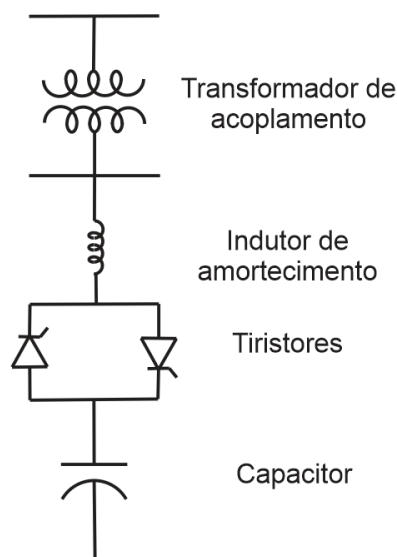
O termo compensador reativo estático foi introduzido pelo grupo de trabalho 31-01 do CIGRÉ (Conselho Internacional de Grandes Redes Elétricas, em português) para designar equipamentos que agregavam elementos passivos de compensação reativa conectados em paralelo e que eram acionados por algum tipo de controle atuante na potência reativa dos mesmos [41].

A expressão “compensador reativo estático” se refere a uma gama de equipamentos. Essa família de componentes é formada pelos capacitores chaveados a tiristor, reatores controlados a tiristor e pela composição dos dois.

#### 3.2.1 Capacitores chaveados a tiristor

Os primeiros compensadores estáticos foram introduzidos pela ASEA em 1971 [42] e eram compostos, de forma simples, por bancos de capacitores que eram colocados ou retirados de operação por tiristores em antiparalelo. A figura 37 apresenta um esquemático monofásico simplificado de um equipamento desse tipo; o indutor em série é denominado indutor de amortecimento e tem a finalidade de amortecer os transitórios de chaveamento e evitar ressonâncias perigosas com a rede.

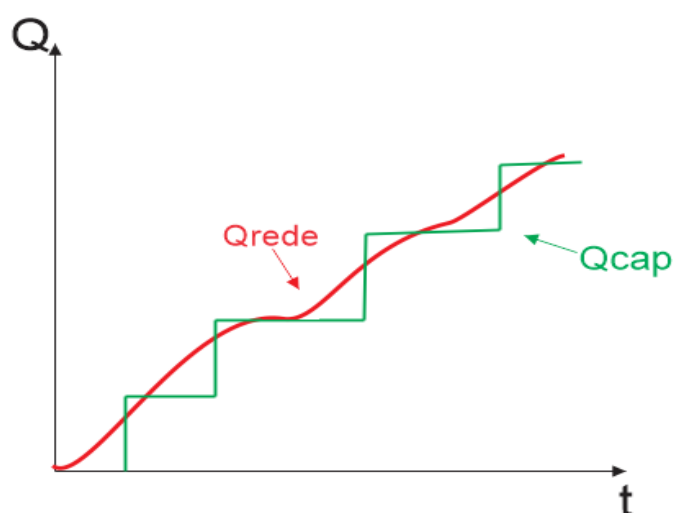
Esse arranjo foi denominado capacitor chaveado a tiristor. O grande avanço desses compensadores em relação às tecnologias mais antigas é seu tempo de resposta baixo, possibilitando a compensação reativa de forma bastante dinâmica. Outra vantagem do chaveamento estático em relação ao mecânico é o reduzido transitório que, também, resulta em maior vida útil dos bancos acionados dessa forma. Esta característica depende do momento do chaveamento, função esta passível de controle quando da utilização de chaves estáticas. Por fim, os capacitores chaveados a tiristor podem voltar à operação após a sua desconexão de forma muito mais rápida do que os capacitores chaveados mecanicamente, mesmo estando carregados [40].



**Figura 37.** Esquemático de um capacitor chaveado a tiristor.

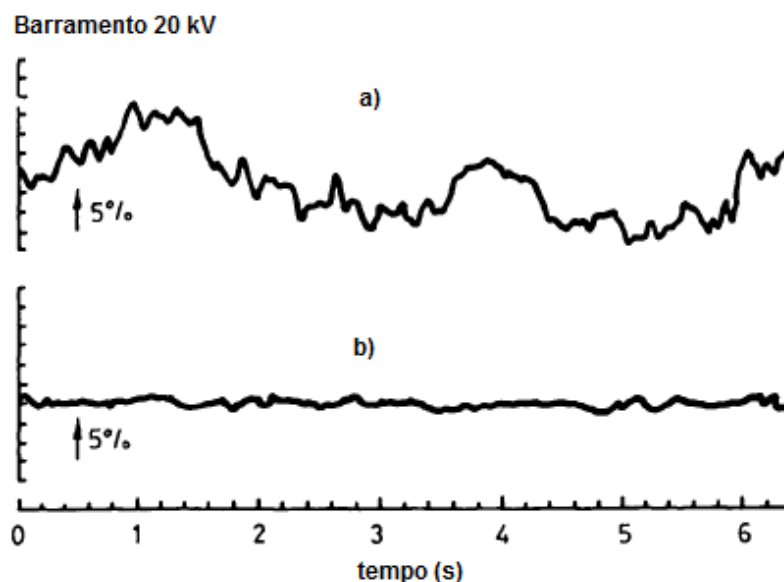
De forma semelhante aos capacitores chaveados mecanicamente, os chaveados a tiristor são colocados em operação em bancos, ou seja, a potência reativa não é gerada de maneira contínua, mas de forma discreta, em degraus, conforme a figura 38.

Uma particularidade dos capacitores chaveados estaticamente é que os tiristores, quando não estão conduzindo, podem ser submetidos a tensão de pico igual a duas vezes a tensão da rede [16]. Essa situação ocorre sempre que o capacitor for desconectado da rede no momento que a onda de tensão passa pelo seu pico positivo ou negativo e o banco ainda não teve tempo de se descarregar.



**Figura 38.** Potência reativa injetada por banco de capacitor chaveado a tiristor (verde) e potência reativa demandada pela rede e suas cargas (vermelho).

De forma ilustrativa, a figura 39 apresenta duas medições de tensão realizadas em um barramento de 20 kV de uma instalação que tem um forno a arco em seu conjunto de cargas: a primeira medição foi realizada sem os capacitores chaveados a tiristor, enquanto que a segunda foi feita após a instalação dos capacitores chaveados estaticamente [40].



**Figura 39.** Variação da tensão em um barramento de 20 kV de instalação industrial com forno a arco: a) sem capacitor chaveado a tiristor; b) com capacitor chaveado a tiristor. Fonte: [40], com modificações.

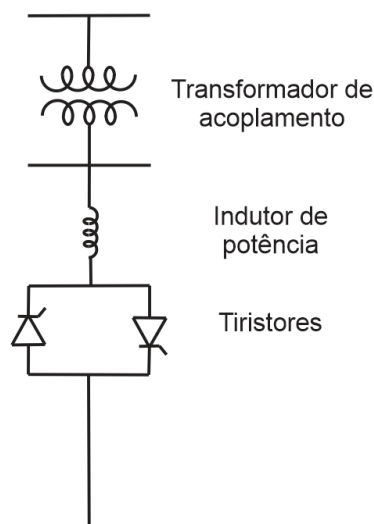
Fica clara a ação estabilizadora dessa compensação estática. É importante notar que o controle do reativo, e por consequência da tensão, fica mais estável na ordem de segundos, situação impossível de ocorrer com capacitores chaveados mecanicamente.

### 3.2.2 Reatores controlados a tiristor

Em contrapartida aos capacitores chaveados a tiristor, para aplicações onde é necessária a absorção de potência reativa, os reatores controlados a tiristor podem ser uma opção interessante.

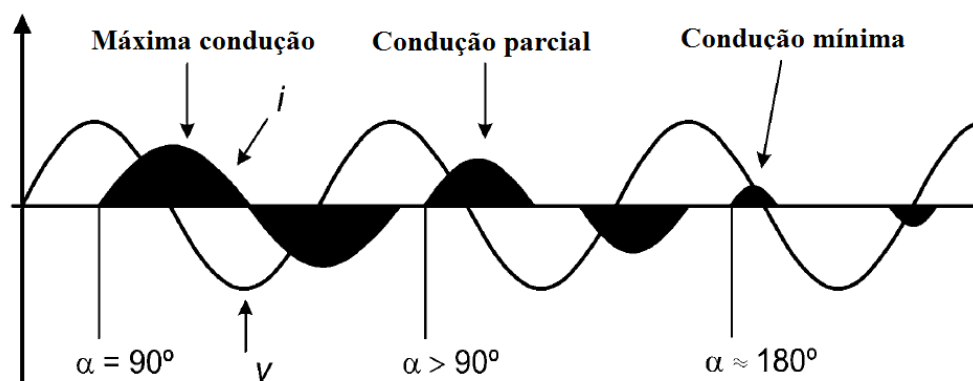
Diferentemente dos capacitores chaveados a tiristor, que têm momento exato de chaveamento, os reatores chaveados estaticamente têm uma faixa de operação, essa ditada pelo ângulo de disparo dos semicondutores (entre 90° e 180° da onda de tensão aplicada), o que permite que esse equipamento compense continuamente a potência reativa, e não em degraus, como ocorre com os capacitores chaveados. Essa característica é possível porque o indutor não ocasiona transitórios da mesma forma que o capacitor, permitindo

que a onda de tensão aplicada, e por consequência o valor eficaz da mesma, seja cortada, sendo, portanto, diferente da forma de onda da rede. Esse recorte da onda de tensão tem duas consequências: variação contínua da potência reativa absorvida pelo compensador e a geração de corrente com distorções harmônicas, principalmente de baixa frequência. A figura 40 ilustra o esquemático monofásico simplificado de um reator controlado a tiristor.



**Figura 40.** Esquemático de um reator controlado a tiristor.

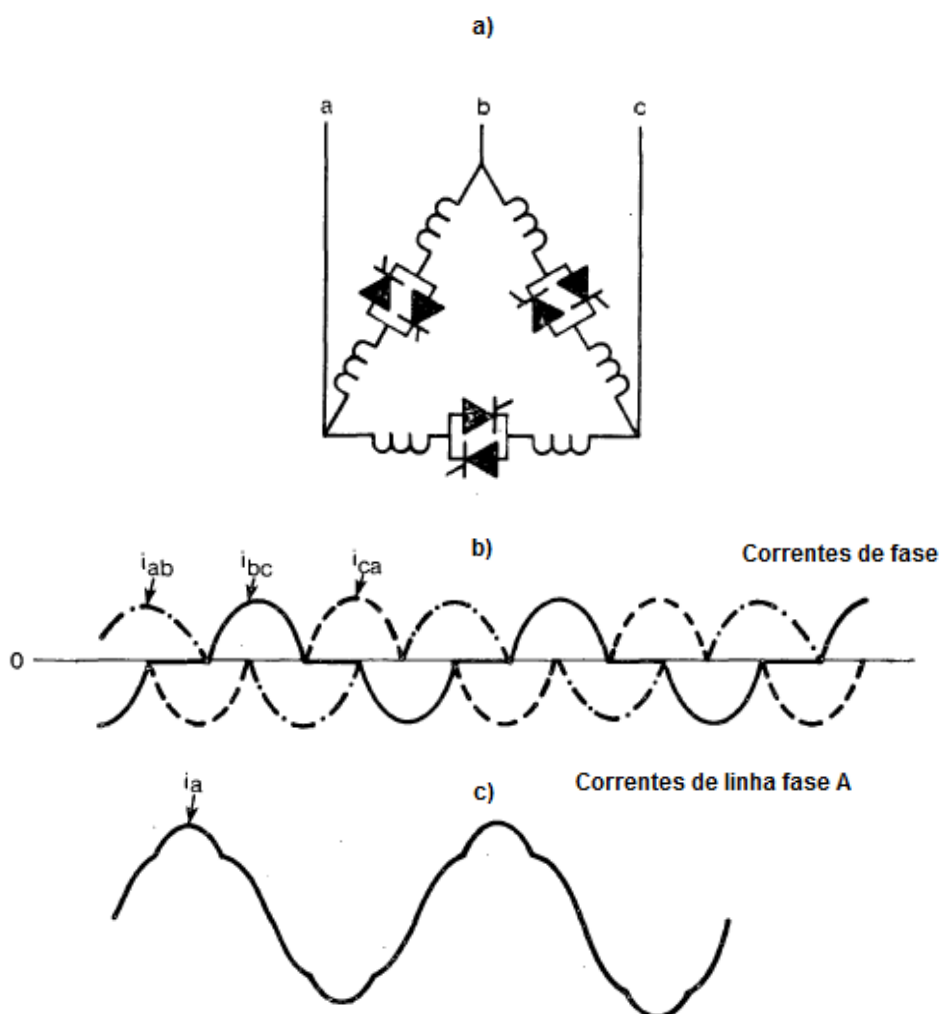
A figura 41 apresenta três condições operativas desse equipamento: máxima potência reativa injetada (ângulo de disparo igual a  $90^\circ$ ), potência reativa injetada intermediária (ângulo de disparo entre  $90^\circ$  e  $180^\circ$ ) e mínima potência reativa injetada (ângulo de disparo próximo de  $180^\circ$ ).



**Figura 41.** Variação de corrente de reator controlado a tiristor em função de seu ângulo de disparo. Fonte: [16].



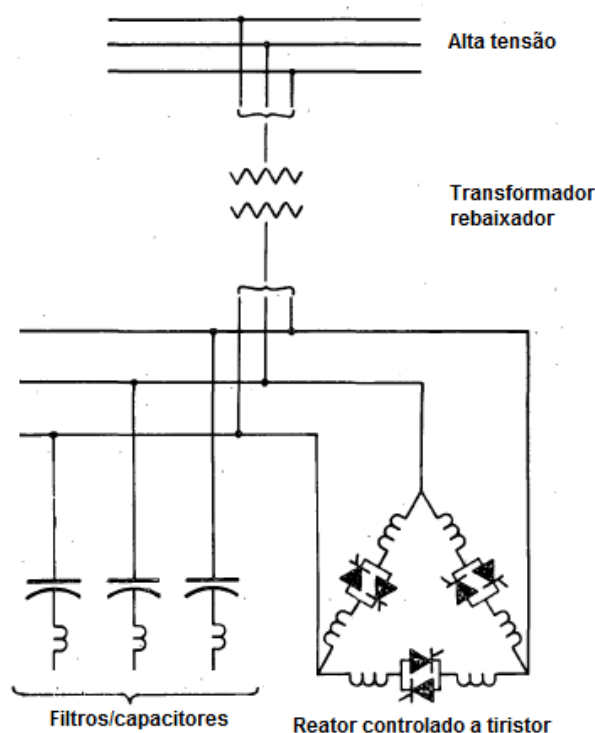
A fim de mitigar a circulação de harmônicas no sistema, em aplicações práticas, os reatores controlados a tiristor são conectados em delta para que não sejam injetadas correntes de sequência zero na rede, sejam de frequência fundamental ou não. Além da conexão em delta, juntamente com os reatores controlados, é comum a instalação de filtros harmônicos. A figura 42 apresenta o esquemático de três reatores controlados a tiristor monofásicos ligados em delta e as correntes de fase e de linha quando o ângulo de disparo vale  $120^\circ$  [41; 43].



**Figura 42.** a) reatores controlados a tiristor monofásicos conectados em delta; b) correntes de fase quando o ângulo de disparo dos tiristores vale  $120^\circ$ ; c) corrente de linha da fase A quando o ângulo de disparo dos tiristores vale  $120^\circ$ . Fonte: [41].

Além dos filtros, a utilização de capacitores fixos em paralelo permite que o conjunto também injete potência reativa na rede quando necessário. A figura 43 ilustra o modelo de ligação de um reator controlado a tiristor ligado em delta com filtros harmônicos em paralelo [41]. O transformador rebaixador dá compatibilidade entre

tensão nominal dos reatores e o sistema a ser compensado, geralmente de tensão mais alta.



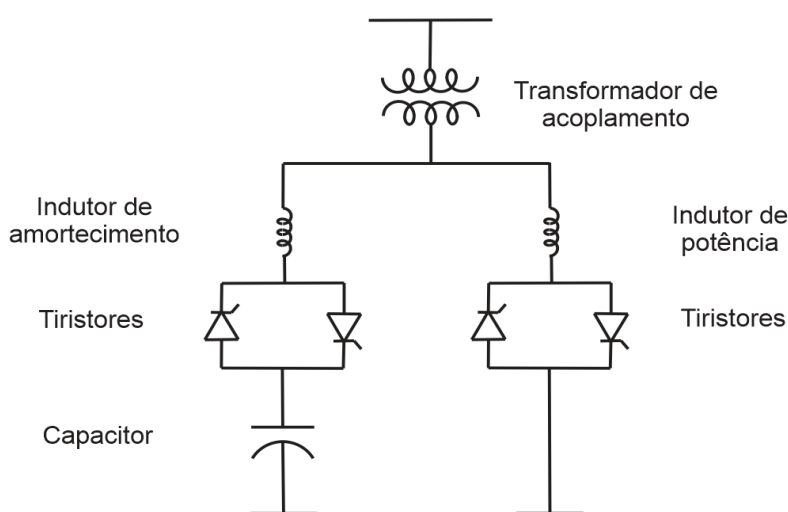
**Figura 43.** Filtros harmônicos/capacitores utilizados em conjunto com reatores chaveados a tiristor. Fonte: [41].

Caso a potência nominal do reator seja menor que a do banco de capacitores e/ou filtros, o conjunto irá apenas gerar potência reativa. Nessa configuração, os reatores fazem o controle fino da potência gerada pelos capacitores. No entanto, caso se queira tanto despachar quanto absorver reativo, a potência dos reatores deve ser maior do que a dos capacitores e/ou filtros. Em razão disso, quando essa tipologia é utilizada, os reatores acabam sendo especificados com potência nominal muito grande.

### 3.2.3 Capacitores chaveados a tiristor e reatores controlados a tiristor

Algumas aplicações requerem que os compensadores reativos sejam capazes de tanto gerar como absorver potência reativa da rede de forma rápida e controlada. Ao se utilizar os capacitores chaveados a tiristor com reatores fixos ou reatores controlados a tiristor em paralelo com capacitores fixos, para que o conjunto seja capaz de despachar tanto correntes atrasadas como adiantadas da tensão, o elemento controlado tem que ter potência nominal maior do que o elemento fixo.

Esse sobredimensionamento pode ser evitado ao se controlar a potência reativa dos dois elementos, capacitor e reator. Durante o período que se deseja fornecer reativo à rede, os reatores têm sua corrente reduzida (ângulo de disparo mais próximo de  $180^\circ$ ) ou são retirados de operação, enquanto que mais bancos de capacitores são colocados em operação pelos tiristores. No momento em que se deseja absorver potência reativa da rede, os capacitores são retirados de operação, e, em contrapartida, o ângulo de disparo dos tiristores dos reatores se aproxima de  $90^\circ$ , aumentando, assim, a corrente circulando pelos indutores. A figura 44 traz o arranjo simplificado desse compensador.

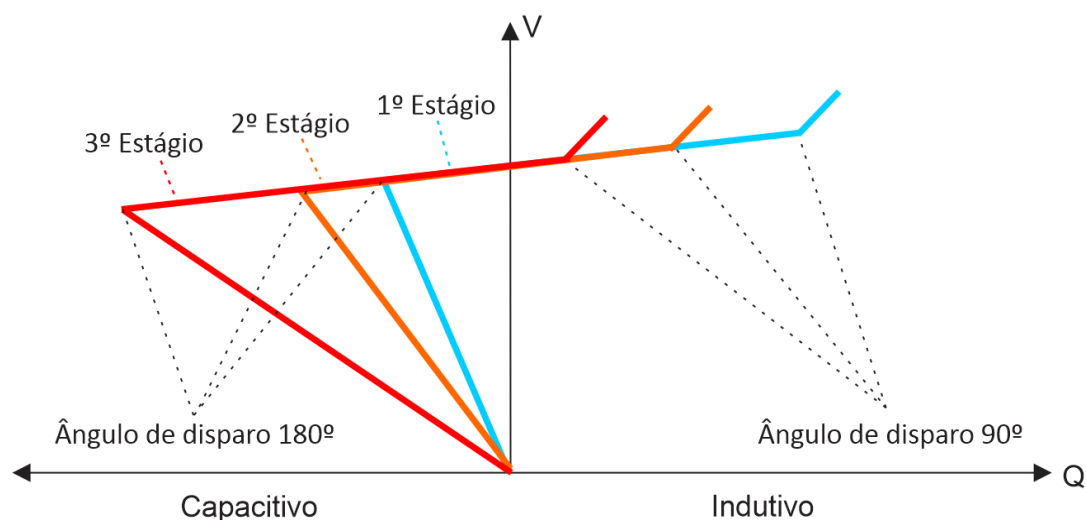


**Figura 44.** Arranjo simplificado de um reator controlado a tiristores com capacitores chaveados a tiristor em paralelo.

Há uma redução no custo dos elementos passivos nesse tipo de arranjo, capacitor e indutor; entretanto, essa economia é diluída no maior preço pago pelo conjunto de chaves controladas e em sua lógica de chaveamento mais complexa [42].

A figura 45 apresenta qualitativamente a potência reativa em função da tensão de 3 capacitores chaveados a tiristor operando em conjunto com um reator controlado a tiristor.

À medida que a tensão na barra onde estão os compensadores estáticos reduz, o controle dos equipamentos atua injetando maior quantidade de reativo, seja energizando um estágio de banco de capacitores ou aumentando o ângulo de disparo dos reatores controlados. Percebe-se, pela imagem, que o ajuste fino da potência reativa despachada é feito pelos elementos indutivos, uma vez que os capacitores entram em operação em estágios.



**Figura 45.** Potência reativa em função da tensão de três capacitores chaveados a tiristor em conjunto com um reator controlado a tiristor.

### 3.3 FACTS

Semelhantemente aos compensadores reativos estáticos, o termo “FACTS” (Sistemas de Transmissão de Corrente Alternada Flexível, em português) se refere a um conjunto de equipamentos. Tais dispositivos também utilizam a eletrônica de potência como forma de acionamento, porém, os referidos equipamentos podem fornecer ou absorver reativo, modificar a impedância série e o ângulo da mesma, além de controlar o fluxo de potência ativa, dependendo de seu aspecto construtivo; isso utilizando apenas um elemento passivo, um capacitor ou indutor.

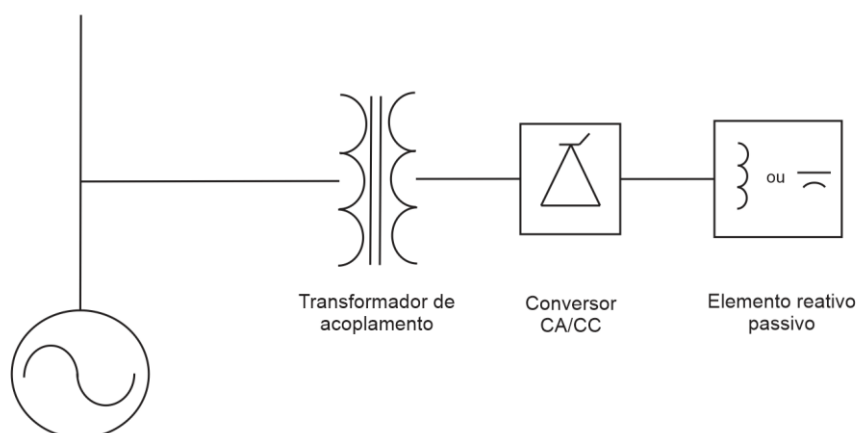
De acordo com o tipo de compensação, os dispositivos FACTS podem ser classificados em três grupos [44]:

- Controladores em derivação;
- Controladores série;
- Controladores em derivação e série.

Os controladores em derivação recebem o nome de compensadores síncronos estáticos em derivação (*Static synchronous compensator* - STATCOM), enquanto que os controladores série são chamados de compensadores síncronos estáticos série (*Static synchronous series compensator* - SSSCs) e o conjunto dos dois, os compensadores em derivação e série são denominados controladores unificados de fluxo de potência (*Unified Power Flow Controller* - UPFC).

### 3.3.1 Compensadores síncronos estáticos em derivação (STATCOMs)

Os STATCOMs são dispositivos instalados em derivação com a rede. Porém, ao contrário dos compensadores reativos estáticos apresentados no item anterior, onde, para despachar potência reativa eram utilizados capacitores chaveados a tiristor e para absorver eram utilizados reatores controlados a tiristor, os STATCOMs atuam das duas formas utilizando apenas um elemento passivo em sua composição. A figura 46 apresenta um esquemático simplificado de um STATCOM genérico.



**Figura 46.** Esquemático simplificado de um STATCOM genérico

A forma de implementação do controle dos STATCOMs pode ser feita baseada no conceito de fonte de tensão ou de fonte de corrente. Entretanto, o uso de STATCOMs do tipo fonte de corrente é bastante restrito. Os motivos disso são: maior complexidade do circuito de controle e de potência, maiores perdas e menor eficiência. O elemento passivo utilizado em STATCOMs do tipo fonte de corrente é um indutor, enquanto que os capacitores são utilizados nos equipamentos do tipo fonte de tensão [45].

O despacho de potência reativa de um STATCOM do tipo fonte de tensão é baseado na diferença de tensão entre seus terminais e a barra onde o mesmo está conectado. Quando a tensão do equipamento está acima da tensão da rede, o compensador despacha reativo; quando a tensão nos terminais do equipamento é menor do que a da rede, o equipamento absorve potência reativa [46].

Dependendo da aplicação e da especificação dos compensadores estáticos, os mesmos podem suprir parte da potência ativa por certos períodos de tempo, sendo essa uma característica interessante quando se trata de compensação de fornos a arco [30].

Nesta condição o compensador deve contar com algum tipo de gerador ou armazenador de potência em seu barramento de corrente contínua.

O princípio de funcionamento de um STATCOM, seja ele do tipo fonte de tensão ou corrente, está embasado na transformação de tensão ou corrente alternada em corrente contínua. Essa conversão intrinsecamente emite componentes de corrente harmônicas. Essa característica negativa dos STATCOMs pode ser contornada aumentando a quantidade de pulsos do conversor utilizado. Em [46], os autores apresentam um STATCOM de 80MVar que foi instalado na cidade de Inuyama, no Japão. Nesse caso, foi utilizado um conversor de 48 pulsos a fim de reduzir a emissão de correntes harmônicas que fluem para o sistema elétrico.

### 3.3.2 Compensadores síncronos estáticos em série (SSSC)

Como o próprio nome aponta, os compensadores síncronos estáticos em série atuam nos parâmetros série do sistema.

O princípio geral da compensação série e suas motivações foram apresentadas no capítulo 2. Porém, conforme será visto a seguir, o SSSC tem algumas características de compensação bem diferentes da feita com elementos passivos.

Considerando a impedância de uma linha composta apenas pela parte imaginária, conforme figura 47, a potência transmissível é dada por:

$$P = \frac{V_A V_B}{X_L} \times \sin \theta \quad (3.1)$$



**Figura 47.** Linha puramente indutiva interligando dois sistemas.

Ao se adicionar um capacitor em série, conforme figura 50, a equação de potência transmissível se torna:

$$P = \frac{V_A V_B}{X_L - X_C} \times \sin \theta \quad (3.2)$$



**Figura 48.** Linha puramente indutiva com compensação série com capacitor.

Na compensação série realizada por um capacitor, a tensão no capacitor e na reatância indutiva da rede têm sinais opostos e variam conforme a corrente que passa por tais elementos. Essa oposição dos sinais de tensão nos dois elementos é a responsável pela mudança na tensão no receptor, como foi apresentado no capítulo anterior.

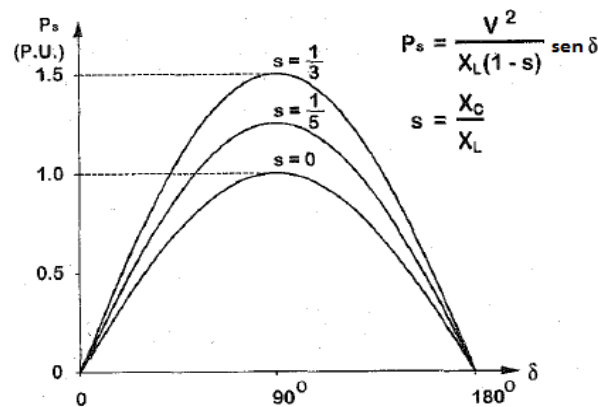
Matematicamente:

$$s = \frac{X_C}{X_L} \quad (3.3)$$

Então:

$$P = \frac{V_A V_B}{X_L(1-s)} \times \sin \theta \quad (3.4)$$

Assumindo a tensão no início e no final da linha iguais, a potência transmissível em função do ângulo de carga e da relação entre reatância capacitiva e indutiva é apresentada na figura 49.

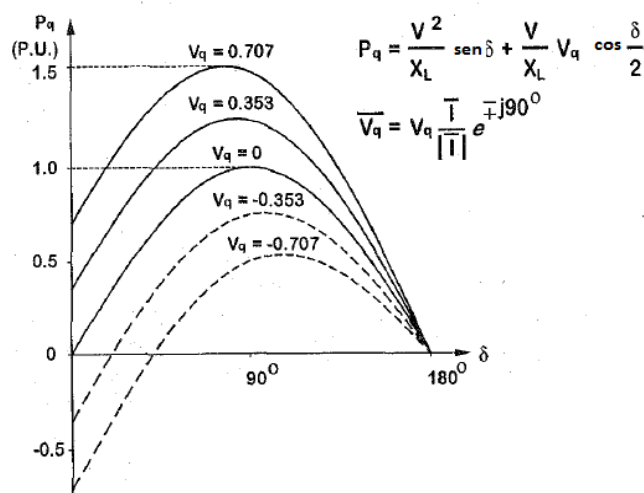


**Figura 49.** Potência transmissível em função de ângulo de carga e compensação série capacitiva. Fonte: [47], com modificações.

O princípio de funcionamento do SSSC é o mesmo: ao se aplicar uma tensão em série com o sistema, a característica de transmissão da linha se altera. Porém,

diferentemente da compensação passiva, que depende da corrente passante, a tensão que o SSSC aplica é parametrizável, não dependente da corrente [47].

O SSSC permite que a tensão aplicada em série esteja adianta ou atrasada em 90° da corrente. Essa característica atua diretamente na potência transmissível da linha, conforme ilustra a figura 50.

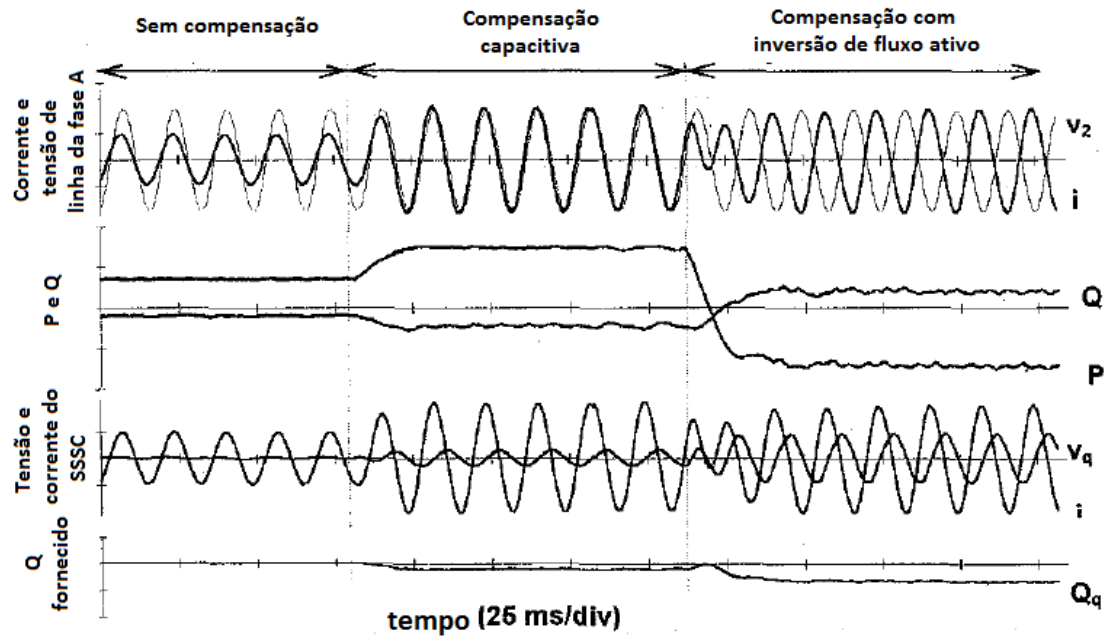


**Figura 50.** Potência transmissível em função de ângulo de carga e compensação através de SSSC. Fonte: [47], com modificações.

Conforme pode ser observado na figura anterior, quando o SSSC gera em seus terminais tensão atrasada em 90° da corrente de linha, ou seja, com o mesmo sentido e direção da queda de tensão da impedância reativa, a potência transmissível é deslocada para baixo e o fluxo de ativo se inverteu para certos montantes de potência transmitida. Dessa forma, com o controle da tensão, o SSSC tem o controle da potência transmissível, da tensão no receptor e também do fluxo de potência. A figura 51 apresenta a simulação de um sistema hipotético sem compensação, com compensação capacitiva e com inversão de fluxo de potência empregando o SSSC.

Outra característica interessante dos SSSCs é a sua capacidade de compensar a parcela ativa da linha de transmissão. Entretanto, para aplicar tensão em fase com a corrente de linha, o SSSC consome potência ativa; sendo assim, é necessário que haja alguma fonte de suprimento de potência no local, como o terciário de um transformador, por exemplo. O efeito dessa compensação extra é o aumento da potência transmissível [47].





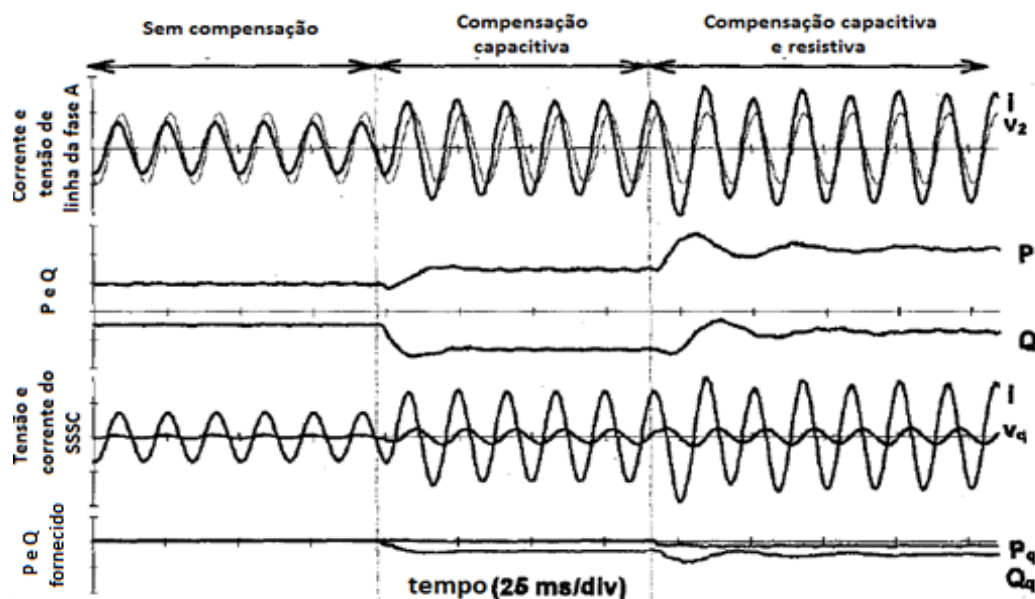
**Figura 51.** Simulação de linha de transmissão puramente indutiva sem compensação, com compensação capacitiva do SSSC e com compensação com inversão de fluxo do SSSC. Fonte: [47], com modificações.

Para uma linha com impedância série composta por parte real e imaginária, a potência transmissível vale:

$$P = \frac{V_A V_B}{X_L^2 + R^2} \times [X_L \times \sin\delta - R \times (1 - \cos\delta)] \quad (3.5)$$

Pela equação acima, ratifica-se o que foi dito anteriormente, ao se compensar a parcela real da impedância série da linha, a potência transmissível aumenta. A figura 52 apresenta a simulação de uma linha hipotética sem compensação e compensada pelo SSSC.

Por fim, ficam claras as vantagens da compensação controlada perante a compensação passiva. Com os SSSCs, a tensão terminal pode ser controlada ativamente e não inerentemente à corrente passante. Outra característica curiosa dos SSSCs é a sua capacidade de controlar o fluxo de potência ativa e de compensar a componente real da impedância da linha, essa última só é possível quando houver um suporte de potência ativa em seu terminal de corrente contínua.



**Figura 52.** Simulação de linha de transmissão sem compensação, com compensação capacitiva do SSSC e com compensação resistiva e capacitiva do SSSC. Fonte: [47], com modificações.

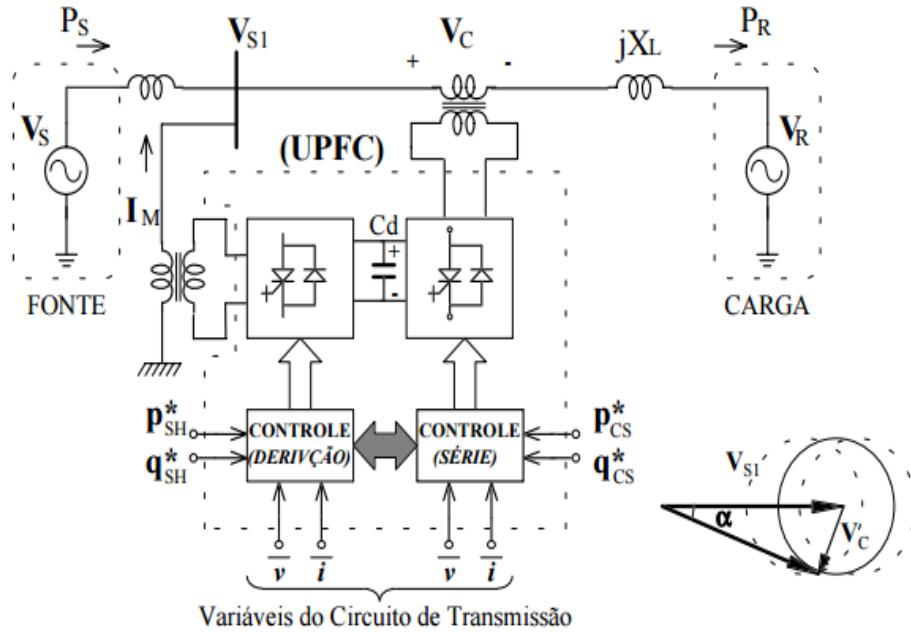
### 3.3.3 Controlador de fluxo de potência unificado (Unified power flow controller - UPFC)

De forma simples, o controlador de fluxo de potência unificado é a união dos dois compensadores FACTS apresentados anteriormente. O UPFC é capaz de realizar tanto a função do STATCOM, que faz a compensação reativa em derivação, como a função de um SSSC, que realiza a compensação série.

A figura 53 apresenta o arranjo simplificado de um UPFC, composto por dois conversores com o barramento de corrente contínua em comum [48].

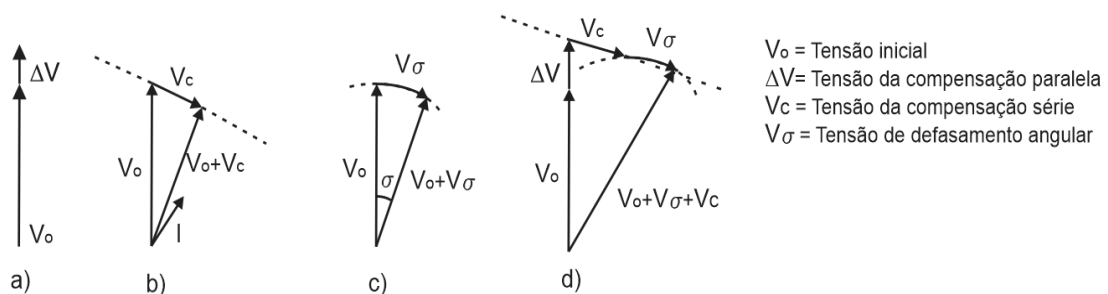
O conceito de compensação série e em derivação do UPFC é o mesmo do STATCOM e do SSSC, porém, ao unificar-se as duas compensações em um único equipamento, há um ganho expressivo na flexibilidade do controle da potência reativa e do fluxo de potência ativa [48].

Conforme visto na apresentação do SSSC, para que o ângulo da tensão série injetada tenha valores intermediários a  $90^\circ$ , é necessário que haja uma fonte de potência ativa no barramento de corrente contínua, onde está alocado o capacitor. Se tratando do UPFC, a fonte de potência ativa é o próprio sistema, e essa é captada pelo conversor conectado em derivação [49].



**Figura 53.** Arranjo simplificado de um UPFC. Fonte: [48].

De forma simples, as funções do UPFC são: regular a tensão absorvendo ou injetando potência reativa no sistema; compensar a impedância série independentemente da corrente passante; e também defasar o ângulo de carga [49]. A figura 54 apresenta os três tipos de compensação do UPFC supracitados separadamente e em conjunto.



**Figura 54.** a) UPFC atuando como regulador de tensão; b) UPFC atuando como compensador série; c) UPFC atuando como defasador de ângulo; d) UPFC atuando como regulador de tensão, compensador de série e defasador de ângulo. Fonte: [49], com modificações

A capacidade de realizar todos esses tipos de compensação faz com que o UPFC seja um equipamento completo, que permite além do controle de reativos, gerenciar o fluxo de potência ativa segundo a filosofia de operação desejada.

### **3.4 Considerações finais**

Neste capítulo, foram apresentadas de forma genérica algumas das formas de compensação reativa ativa mais conhecidas. O compensador dinâmico de reativo, tema central desse trabalho, também compensa a potência reativa de forma controlada, ativa. Entretanto, devido ao grau de detalhamento que será dado a tal equipamento, o mesmo será estudado mais a fundo nos próximos capítulos.

## 4 COMPENSADOR DINÂMICO DE REATIVO

O objetivo deste capítulo é introduzir noções e conceitos sobre o compensador dinâmico de reativo, contemplando a modelagem no domínio da frequência e do tempo.

### 4.1 Princípios básicos do compensador dinâmico de reativo

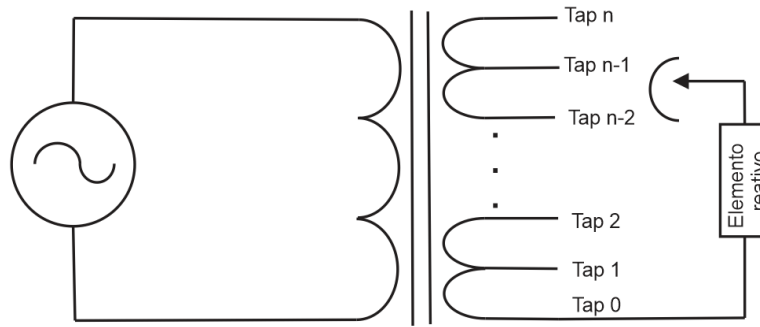
O compensador dinâmico de reativo é um equipamento que adequa a quantidade de potência reativa gerada ou absorvida da rede de acordo com a demanda do sistema. O controle do montante de reativo é feito através da alteração da tensão em um elemento reativo: indutor ou capacitor. O compensador dinâmico é apresentado na figura 55 [50].



**Figura 55.** Compensador dinâmico de reativo [50].

Os compensadores dinâmicos avaliados por este trabalho permitem que sua grandeza de controle seja tanto o fator de potência como a tensão da rede, de acordo com a necessidade e o objetivo da compensação reativa [51].

De forma simples, o CDR é composto por um transformador no qual a bobina secundária é dividida em várias derivações (taps), permitindo que a tensão nos terminais de saída varie desde um valor mínimo até a tensão nominal do enrolamento [52]. Alimentado pela bobina secundária, encontra-se o elemento reativo passivo. A figura 56 mostra o esquemático simplificado do equipamento.



**Figura 56.** Esquema simplificado do compensador dinâmico de reativos.

A potência que o elemento reativo gera ou absorve varia proporcionalmente com o quadrado da tensão aplicada e inversamente à sua reatância:

$$\dot{Q} = \frac{|V|^2}{X^*} [VAr] \quad (4.1)$$

Onde:

- $\dot{Q}$  é a potência reativa absorvida ou gerada em determinado tap;
- $V$  é a tensão no elemento reativo em determinado tap;
- $X^*$  é o conjugado da reatância do elemento reativo passivo.

A escolha do elemento reativo é feita levando em consideração as características da rede onde o CDR será instalado e das cargas atendidas. Os CDRs indutivos são apropriados para redes com reativo excedente; já os modelos capacitivos são recomendados para redes com fluxo de potência reativa indutiva.

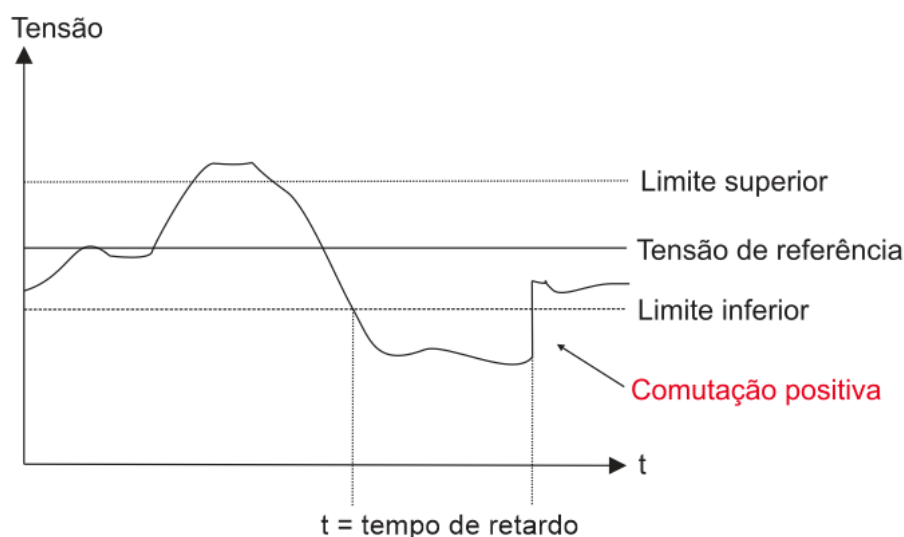
Todos os estudos realizados neste trabalho foram feitos para CDRs capacitivos em virtude da maior aplicabilidade desse tipo de equipamento, visto que a grande maioria das redes de distribuição necessitam de elementos que gerem reativo e não que o consumam.

A variação da tensão no secundário do transformador é feita por um comutador de taps sob carga [53]. A utilização desse tipo de comutador permite que a tensão seja variada sem grandes transitórios, pois, o elemento reativo não é totalmente desconectado em momento algum. Outro aspecto que contribui para a diminuição dos transitórios de chaveamento é a divisão do enrolamento secundário em um número relativamente alto de derivações; desta forma, a variação de tensão a cada degrau é reduzida.

É importante salientar que o tempo de resposta do CDR é da ordem de segundos. Em concordância com [51], os compensadores somente acionam a comutação de tap se a

grandeza de controle (tensão ou fator de potência) permanecer fora da faixa parametrizada por período maior que o tempo de retardo implementado. As figuras 57 e 58 apresentam de forma genérica como o controle dos CDRs capacitivos atuam para cada uma das duas grandezas de controle.

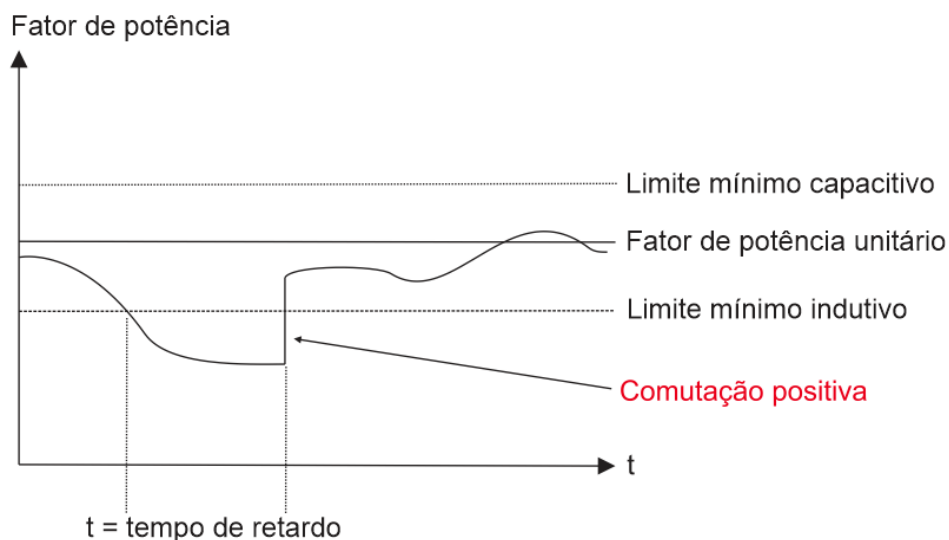
Como pode ser visto pela figura a seguir, para um CDR capacitivo, a tensão da rede se eleva com o aumento do tap do compensador. O contrário também é válido, ou seja, a tensão da rede é reduzida quando ocorre uma comutação negativa do equipamento. O aumento que a tensão da rede irá sofrer depende da quantidade de reativo injetado com a mudança do tap e também do nível de curto-circuito da rede onde o equipamento está conectado. Redes com menor nível de curto-circuito sofrerão maior influência da comutação dos CDRs.



**Figura 57.** Atuação de CDR capacitivo para tensão como grandeza de controle.

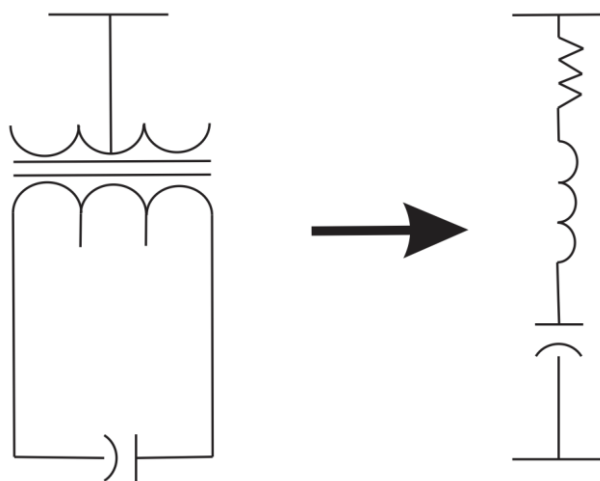
A figura 58 apresenta a atuação do CDR capacitivo quando a grandeza de controle é o fator de potência.

No controle do equipamento são parametrizados dois limites: tensão máxima e mínima ou fator de potência mínimo indutivo e capacitivo, dependendo da grandeza de controle adotada. Caso essa grandeza esteja extrapolando um dos dois limites, o comutador eleva ou abaixa o tap, dependendo de qual limite foi violado.



**Figura 58.** Atuação de CDR capacitivo para fator de potência como grandeza de controle.

Finalmente, vale salientar que a característica construtiva de um CDR capacitivo, constituído por um capacitor em série com um transformador, é semelhante a um filtro RLC passivo, como apresenta a figura 59.



**Figura 59.** Correlação de CDR capacitivo com filtro passivo.

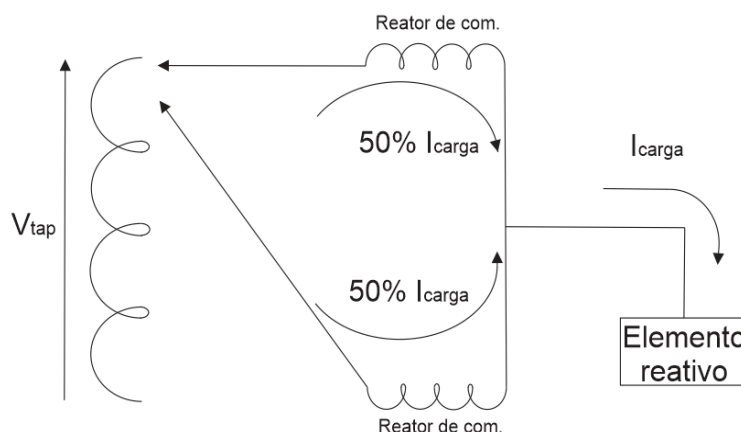
Construtivamente, o compensador dinâmico de reativos é composto por dois núcleos magnéticos: o núcleo principal e o núcleo do reator de comutação.

Em torno da coluna do núcleo principal, estão enroladas as bobinas secundária (dividida em vários taps), de equalização e a bobina primária. Já as duas bobinas do reator de comutação estão enroladas em torno do segundo núcleo magnético, esse de menor porte. O reator de comutação é dividido em duas bobinas com o objetivo de não desconectar a carga no momento da comutação de tap, uma vez que cada uma dessas bobinas troca de posição por vez, deixando a carga sempre conectada.



No núcleo principal, o enrolamento primário fica submetido à tensão da rede, induzindo tensão nas bobinas secundária e de equalização.

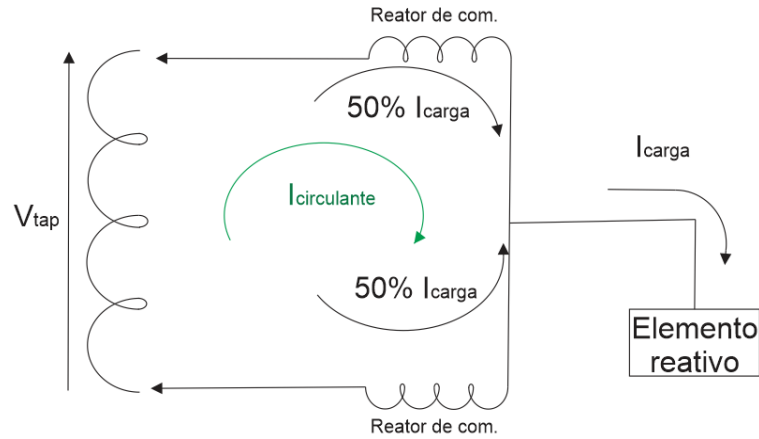
A bobina de equalização tem como objetivo equalizar o desgaste dos dois enrolamentos do reator de comutação. Hipoteticamente, a figura 60 apresenta o circuito de comutação caso a bobina de equalização estivesse ausente. É importante salientar que os dois terminais do reator de comutação estão em um mesmo ponto da bobina de taps. Nessa configuração, a corrente que flui pelas duas partes do reator é igual a 50% da corrente de carga.



**Figura 60.** Esquemático hipotético de comutador de tap sobre carga sem bobina de equalização com reatores de comutação na mesma posição da bobina de taps.

Entretanto, estando os terminais do reator de comutação em posições diferentes da bobina de taps, o reator teria sobre si uma tensão aplicada, como mostra a figura 61. Essa diferença de potencial acarretaria na circulação de uma corrente adicional, independente da corrente de carga, denominada corrente circulante. O valor dessa corrente é limitado pela impedância do reator de comutação.

Sendo assim, para a situação hipotética apresentada, a corrente circulante teria dois valores possíveis: zero, quando os terminais do reator de comutação estão na mesma posição, e um valor diferente de zero, quando as extremidades do reator estão em pontos diferentes da bobina de taps.



**Figura 61.** Esquemático hipotético de comutador de tap sobre carga sem bobina de equalização com reatores de comutação em posições diferentes da bobina de taps.

Ainda na configuração sem a bobina de equalização, a corrente que passaria pelos terminais da parte superior e inferior da bobina de comutação é dada por (4.2) e (4.3), respectivamente.

$$i_{reatorsuperior} = \frac{i_{carga}}{2} + i_{circulante} [A] \quad (4.2)$$

$$i_{reatorinferior} = \frac{i_{carga}}{2} - i_{circulante} [A] \quad (4.3)$$

Onde:

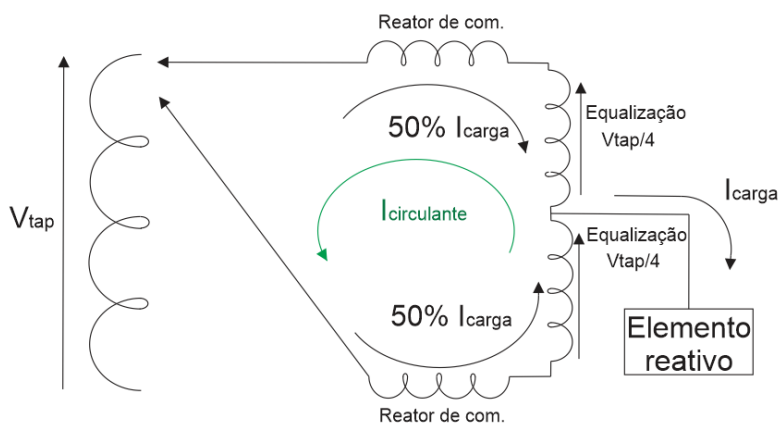
- $I_{carga}$  é a corrente que flui para o elemento reativo;
- $I_{reatorsuperior}$  é a corrente que circula pela parte superior do reator de comutação;
- $I_{reatorinferior}$  é a corrente que circula pela parte inferior do reator de comutação;
- $I_{circulante}$  é a corrente circulante.

Essa variação da corrente circulante entre dois valores possíveis acarretaria no maior desgaste de uma bobina do reator de comutação.

Com o intuito de prevenir esse desgaste prematuro, um terceiro enrolamento é adicionado ao circuito de comutação, a bobina de equalização. A bobina de equalização faz parte do núcleo principal do CDR, o que a torna um enrolamento ativo, comportando-se quase como uma fonte de tensão.

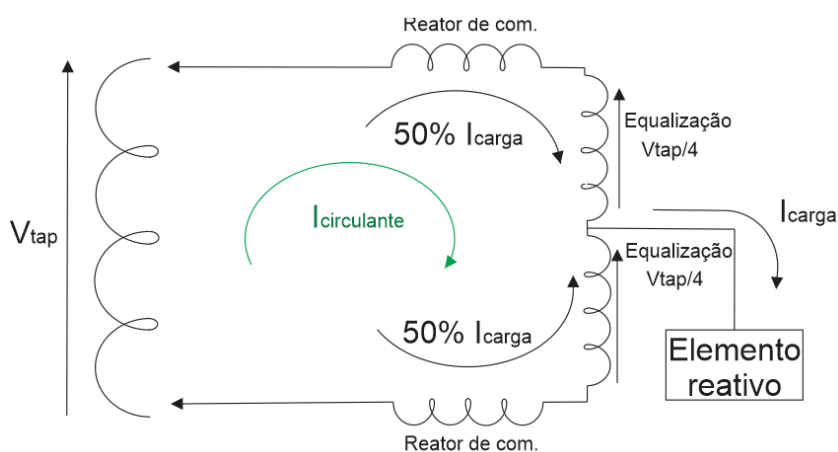
Para atingir seu objetivo de controlar a corrente circulante, a bobina de equalização é dividida em duas partes e o seu centro é o terminal de saída para a carga,

como mostrado nas figuras 62 e 63. Conforme pode ser observado, cada parte da bobina de equalização tem tensão igual a 25% da tensão de um tap.



**Figura 62.** Esquemático hipotético de comutador com bobina de equalização e com reatores de comutação na mesma posição da bobina de taps.

Pela figura anterior, percebe-se que a tensão que será aplicada à bobina completa do reator de comutação vale metade da tensão de um dos 8 taps. Isso faz com que haja fluxo da corrente circulante ainda que os reatores estejam na mesma posição da bobina de taps. Nessa condição, a corrente circulante tem orientação no sentido anti-horário. Situação diferente é apresentada na figura 63, onde as duas parcelas do reator de comutação operam em posições diferentes.



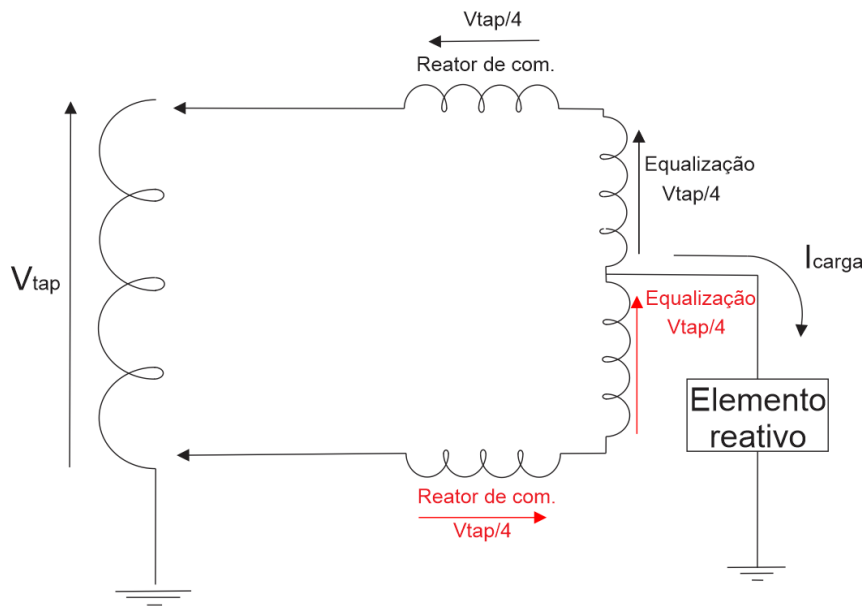
**Figura 63.** Esquemático hipotético de comutador com bobina de equalização e com reatores de comutação em posições diferentes da bobina de taps.

Nesse caso, a corrente circulante tem sentido horário. O que se observa, então, é que a presença da bobina de equalização faz a corrente circulante estar presente nas duas configurações possíveis do reator de comutação. Sendo assim, o desgaste das duas

bobinas do reator é equalizado, isso se o CDR operar em posições pares e ímpares por períodos de tempo iguais.

Além da ação sobre a corrente circulante, a presença da bobina de equalização permite que a quantidade de degraus de tensão dobre, ou seja, para uma bobina dividida em 8 derivações, é possível aplicar 16 níveis de tensão sobre a carga, além da posição nula, totalizando 17 valores de tensão.

Essa particularidade pode ser melhor explicada pela figura 65, que mostra as duas extremidades do reator de comutação em pontos distintos da bobina de taps.



**Figura 64.** Esquemático simplificado de circuito de comutação do CDR com reator em pontos diferentes da bobina de taps.

No caso da figura anterior, pela malha formada pelos termos em vermelho, a tensão aplicada sobre a carga irá depender apenas da tensão na bobina inferior do reator e da bobina de equalização:

$$\dot{V}_{carga} = \dot{V}_{reator} + \dot{V}_{equalização} [V] \quad (4.4)$$

Sendo:

- $\dot{V}_{carga}$  a tensão aplicada sobre o elemento reativo;
- $\dot{V}_{reator}$  a tensão do reator de comutação;
- $\dot{V}_{equalização}$  a tensão da bobina de equalização.

As tensões nas duas bobinas do reator de comutação, por estarem enroladas em um mesmo núcleo magnético e possuírem o mesmo número de espiras, são iguais, por mais que a corrente circulando em cada segmento de bobina seja diferente. Dito isso, pode-se assumir que a tensão em cada reator também irá valer um quarto da tensão de um tap. Sendo assim, para a situação ilustrada na figura 64, a tensão sobre o elemento reativo, calculada pela malha de tensões em vermelho, é dada por:

$$\dot{V}_{carga} = \frac{\dot{V}_{tap}}{4} + \frac{\dot{V}_{tap}}{4} = \frac{\dot{V}_{tap}}{2} [V] \quad (4.5)$$

Logo, quando os CDRs trabalharem com as extremidades do reator de comutação em posições diferentes da bobina secundária, a tensão aplicada à carga tem magnitude intermediária da tensão do terminal de derivação anterior e posterior.

Exemplificando, caso o CDR esteja operando com os dois reatores no segundo terminal de derivação da bobina de taps, tensão na carga vale:

$$\dot{V}_{carga} = \dot{V}_{secundário} \cdot \frac{2}{8} = 2 \cdot \dot{V}_{tap} [V] \quad (4.6)$$

Considerando que seja necessário que a tensão no elemento reativo seja elevada, apenas uma das parcelas do reator se desloca para o terceiro terminal da bobina secundária. Nessa situação, a tensão na carga vale:

$$\dot{V}_{carga} = 2 \cdot \dot{V}_{tap} + \frac{\dot{V}_{tap}}{2} = 2,5 \cdot \dot{V}_{tap} [V] \quad (4.7)$$

Diante do exposto, conclui-se que, para um enrolamento dividido em 8 derivações, é possível aplicar 16 tensões diferentes de zero sobre o elemento reativo.

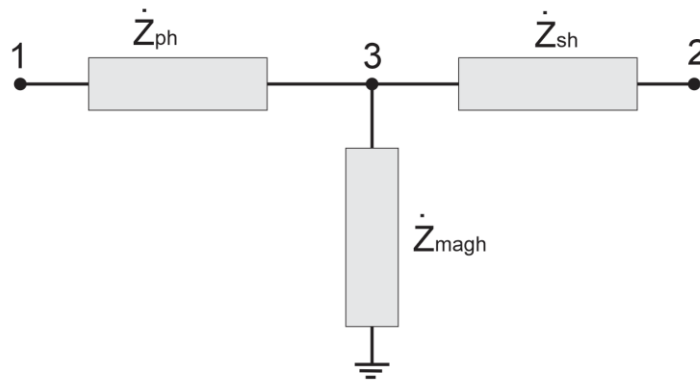
## 4.2 Modelagem do compensador dinâmico de reativo no domínio da frequência

Um dos principais objetivos deste trabalho é estudar e validar uma modelagem computacional do CDR que possa ser aplicada em programas de fluxo de potência. O presente tópico irá apresentar a metodologia utilizada para a modelagem do equipamento

no domínio da frequência e a validação da mesma através de ensaios feitos na ITB Equipamentos Elétricos.

#### 4.2.1 Metodologia para modelagem do CDR no domínio da frequência

Um transformador de dois enrolamentos com as impedâncias referidas ao primário pode ser representado de acordo com a figura 65. As impedâncias estão retratadas em função da ordem harmônica, indicada pelo índice “h”. A metodologia a seguir é repetida para cada frequência presente no circuito.



**Figura 65.** Esquemático simplificado de transformador de dois enrolamentos com impedâncias referidas ao primário.

O ponto de partida da modelagem é a montagem da matriz de admitâncias do circuito da figura anterior:

$$[I_h] = [\dot{Y}_h] \times [\dot{V}_h] \quad (4.8)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{1h} \\ \dot{I}_{2h} \\ \dot{I}_{3h} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{11h} & \dot{Y}_{12h} & \dot{Y}_{13h} \\ \dot{Y}_{21h} & \dot{Y}_{22h} & \dot{Y}_{23h} \\ \dot{Y}_{31h} & \dot{Y}_{32h} & \dot{Y}_{33h} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{V}_{1h} \\ \dot{V}_{2h} \\ \dot{V}_{3h} \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

$$[\dot{Y}_h] = \begin{bmatrix} \dot{y}_{ph} & 0 & -\dot{y}_{ph} \\ 0 & \dot{y}_{sh} & -\dot{y}_{sh} \\ -\dot{y}_{ph} & -\dot{y}_{sh} & \dot{y}_{ph} + \dot{y}_{sh} + \dot{y}_{magh} \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

Os valores das admitâncias de (4.10), na frequência fundamental, são calculadas da seguinte forma:

$$\dot{y}_{p1} = \dot{y}_{s2} = \frac{2}{\dot{Z}_{\%1}} \quad (4.11)$$

Onde:

- $Z_{\%1}$  é a impedância percentual do transformador na frequência fundamental obtida pelo ensaio em curto-circuito;
- $y_{p1}$  é a admitância do primário do transformador em 60 Hertz;
- $y_{s1}$  é a admitância do secundário do transformador em 60 Hertz referida ao primário.

Os valores das admitâncias do primário e do secundário variam com a frequência da seguinte maneira:

$$|X_{\%1}| = \sqrt{|Z_{\%1}|^2 - |R_{\%1}|^2} \quad (4.12)$$

$$\dot{y}_{1h} = \dot{y}_{2h} = \frac{2}{(R_{\%1} + j \cdot h \cdot X_{\%1})} \quad (4.13)$$

Sendo:

- $R_{\%1}$  o valor da resistência percentual do transformador na frequência fundamental;
- $X_{\%1}$  o valor da reatância indutiva do transformador na frequência fundamental.

Na modelagem adotada, o ramo de magnetização é representado apenas na frequência fundamental, ou seja, em frequências diferentes de 60 Hertz, a admitância  $y_{mag}$  é zero. Para a fundamental, o valor dessa impedância é calculado através dos dados obtidos no ensaio a vazio combinados com os valores de impedância calculados pelo ensaio em curto:

$$\Delta \dot{V}_{zp} = \dot{I}_{vazio} \cdot \frac{\dot{Z}_{\%1}}{2} [V] \quad (4.14)$$

$$\dot{V}_{mag} = \dot{V}_p - \Delta \dot{V}_{zp} [V] \quad (4.15)$$

$$\dot{Z}_{mag} = \frac{\dot{V}_{mag}}{\dot{I}_{vazio}} [\Omega] \quad (4.16)$$

Onde:

- $\Delta V_{Zp}$  é a queda de tensão na impedância do primário ocasionada pela circulação da corrente a vazio;
- $I_{vazio}$  é a corrente a vazio;
- $V_{mag}$  é tensão no ramo de magnetização;
- $Z_{mag}$  é a impedância do ramo de magnetização.

De posse dos valores das três impedâncias da figura 65, é montada a matriz (4.10) para cada frequência. Em seguida, aplica-se a redução de Kron [54] a fim de reduzir o tamanho da matriz 3x3 para 2x2. Os termos da nova matriz são calculados da seguinte forma:

$$\dot{Y}_{k11h} = \dot{Y}_{11h} - \frac{-\dot{Y}_{13h} \times -\dot{Y}_{31h}}{\dot{Y}_{33h}} \quad (4.17)$$

$$\dot{Y}_{k11h} = \frac{\dot{y}_{ph} \times (\dot{y}_{sh} + \dot{y}_{magh})}{\dot{y}_{ph} + \dot{y}_{sh} + \dot{y}_{magh}} \quad (4.18)$$

$$\dot{Y}_{k12h} = \dot{Y}_{k21h} = \dot{Y}_{12h} - \frac{-\dot{Y}_{13h} \times -\dot{Y}_{21h}}{\dot{Y}_{33h}} \quad (4.19)$$

$$\dot{Y}_{k12h} = \dot{Y}_{k21h} = -\frac{\dot{y}_{ph} \times \dot{y}_{sh}}{\dot{y}_{ph} + \dot{y}_{sh} + \dot{y}_{magh}} \quad (4.20)$$

$$\dot{Y}_{k22h} = \dot{Y}_{22h} - \frac{-\dot{Y}_{23h} \times -\dot{Y}_{32h}}{\dot{Y}_{33h}} \quad (4.21)$$

$$\dot{Y}_{k22h} = \frac{\dot{y}_{sh} \times (\dot{y}_{ph} + \dot{y}_{magh})}{\dot{y}_{ph} + \dot{y}_{sh} + \dot{y}_{magh}} \quad (4.22)$$



Com a redução aplicada, a nova matriz de impedâncias do transformador do CDR é dada por:

$$[\dot{Y}_{kh}] = \begin{bmatrix} \frac{\dot{Y}_{ph} \times (\dot{Y}_{sh} + \dot{Y}_{magh})}{\dot{Y}_{ph} + \dot{Y}_{sh} + \dot{Y}_{magh}} & -\frac{\dot{Y}_{ph} \times \dot{Y}_{sh}}{\dot{Y}_{ph} + \dot{Y}_{sh} + \dot{Y}_{magh}} \\ -\frac{\dot{Y}_{ph} \times \dot{Y}_{sh}}{\dot{Y}_{ph} + \dot{Y}_{sh} + \dot{Y}_{magh}} & \frac{\dot{Y}_{sh} \times (\dot{Y}_{ph} + \dot{Y}_{magh})}{\dot{Y}_{ph} + \dot{Y}_{sh} + \dot{Y}_{magh}} \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

A matriz de admitâncias de (4.23) é válida para o transformador no tap nominal. Logo, o próximo passo é determinar como a impedância do transformador se modifica com a troca dos taps. Para tanto, serão utilizadas as metodologias apresentadas em [55; 56].

O desenvolvimento e as expressões que mostram como impedância e admitância do transformador variam com o tap são apresentadas apenas para a frequência fundamental, porém, a relação final, que dita como a impedância varia com a troca dos taps, é aplicada a todas as ordens harmônicas.

As tensões e correntes fundamentais de um transformador de dois enrolamentos, como o mostrado esquematicamente na figura 66, se relacionam conforme (4.24), (4.25) e (4.26), onde a matriz de impedâncias é denominada matriz de impedâncias primitiva.

$$\dot{V}_p = \dot{Z}_p \times \dot{I}_p + \dot{Z}_m \times \dot{I}_s \quad (4.24)$$

$$\dot{V}_s = \dot{Z}_m \times \dot{I}_p + \dot{Z}_s \times \dot{I}_s \quad (4.25)$$

Matricialmente:

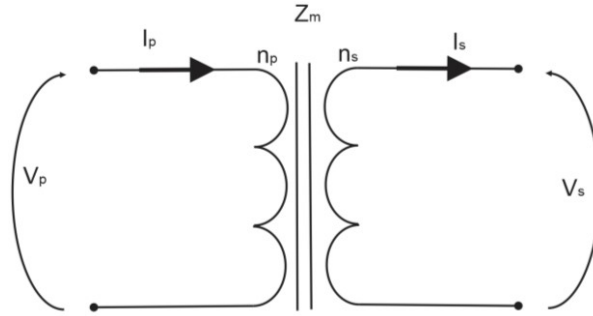
$$\begin{bmatrix} \dot{V}_p \\ \dot{V}_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Z}_p & \dot{Z}_m \\ \dot{Z}_m & \dot{Z}_s \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{I}_p \\ \dot{I}_s \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

Sendo:

- $V_p$  a tensão primária;
- $V_s$  a tensão secundária;
- $Z_p$  a impedância própria do primário;
- $Z_s$  a impedância própria do secundário;

- $Z_m$  a impedância mútua entre primário e secundário;
- $I_p$  a corrente do primário;
- $I_s$  a corrente do secundário.

Para determinar os termos da matriz de impedâncias primitiva, primeiramente, é necessário realizar o levantamento de algumas relações entre tensões, correntes e impedâncias do primário e secundário.



**Figura 66.** Esquemático simplificado de um transformador de dois enrolamentos.

Inicialmente, o transformador é ensaiado a vazio, energizando-se o primário e deixando o enrolamento secundário em aberto:

$$I_s = 0 \quad (4.27)$$

$$\dot{V}_p = \dot{Z}_p \times I_p + \dot{Z}_m \times 0 = \dot{Z}_p \times I_p \quad (4.28)$$

$$I_p = \frac{\dot{V}_p}{\dot{Z}_p} \quad (4.29)$$

$$\dot{V}_s = \dot{Z}_m \times I_p + \dot{Z}_s \times 0 = \dot{Z}_m \times I_p \quad (4.30)$$

$$I_p = \frac{\dot{V}_s}{\dot{Z}_m} \quad (4.31)$$

Igualando (4.29) e (4.31):

$$\frac{\dot{V}_p}{\dot{Z}_p} = \frac{\dot{V}_s}{\dot{Z}_m} \quad (4.32)$$

$$\left| \frac{\dot{V}_p}{\dot{V}_s} \right| = \left| \frac{\dot{Z}_p}{\dot{Z}_m} \right| = \frac{n_p}{n_s} = a \quad (4.33)$$

Posteriormente, aplica-se tensão no enrolamento secundário, deixando o primário em aberto:

$$\dot{I}_p = 0 \quad (4.34)$$

$$\dot{V}_p = \dot{Z}_p \times 0 + \dot{Z}_m \times \dot{I}_s = \dot{Z}_m \times \dot{I}_s \quad (4.35)$$

$$\dot{I}_s = \frac{\dot{V}_p}{\dot{Z}_m} \quad (4.36)$$

$$\dot{V}_s = \dot{Z}_m \times 0 + \dot{Z}_s \times \dot{I}_s = \dot{Z}_s \times \dot{I}_s \quad (4.37)$$

$$\dot{I}_s = \frac{\dot{V}_s}{\dot{Z}_s} \quad (4.38)$$

Igualando (4.36) e (4.38):

$$\frac{\dot{V}_p}{\dot{Z}_m} = \frac{\dot{V}_s}{\dot{Z}_s} \quad (4.39)$$

$$\left| \frac{\dot{V}_p}{\dot{V}_s} \right| = \left| \frac{\dot{Z}_m}{\dot{Z}_s} \right| = \frac{n_p}{n_s} = a \quad (4.40)$$

Multiplicando os dois lados de (4.40) por “a”, têm-se:

$$\frac{n_p}{n_s} \times \left| \frac{\dot{Z}_m}{\dot{Z}_s} \right| = \frac{n_p}{n_s} \times \frac{n_p}{n_s} \quad (4.41)$$

Substituindo (4.33) em (4.41):

$$\left| \frac{\dot{Z}_p}{\dot{Z}_m} \right| \times \left| \frac{\dot{Z}_m}{\dot{Z}_s} \right| = \frac{n_p}{n_s} \times \frac{n_p}{n_s} = \left| \frac{\dot{Z}_p}{\dot{Z}_s} \right| \quad (4.42)$$

$$\left( \frac{n_p}{n_s} \right)^2 = \left| \frac{\dot{Z}_p}{\dot{Z}_s} \right| \quad (4.43)$$

Finalmente, o enrolamento secundário do transformador é posto em curto-circuito, o que resulta em:

$$\dot{V}_s = 0 \quad (4.44)$$

$$0 = \dot{Z}_m \times \dot{I}_p + \dot{Z}_s \times \dot{I}_s \quad (4.45)$$

$$\dot{I}_s = - \left( \frac{\dot{Z}_m}{\dot{Z}_s} \right) \times \dot{I}_p \quad (4.46)$$

Substituindo (4.46) em (4.24):

$$\dot{V}_p = \dot{Z}_p \times \dot{I}_p + \dot{Z}_m \times - \left( \frac{\dot{Z}_m}{\dot{Z}_s} \right) \times \dot{I}_p \quad (4.47)$$

$$\dot{V}_p = \dot{I}_p \times \frac{(\dot{Z}_p \times \dot{Z}_s) - \dot{Z}_m^2}{\dot{Z}_s} \quad (4.48)$$

O termo que multiplica a corrente  $\dot{I}_p$  é a impedância de curto-circuito referida ao primário. Invertendo-se tal termo, obtém-se a admitância de curto-circuito referida ao primário:

$$\dot{Y}_{cc} = \frac{\dot{Z}_s}{(\dot{Z}_p \times \dot{Z}_s) - \dot{Z}_m^2} \quad (4.49)$$

Retomando à equação (4.26), tem-se que a matriz de impedâncias primitiva do transformador vale:

$$[\dot{Z}_{primitiva}] = \begin{bmatrix} \dot{Z}_p & \dot{Z}_m \\ \dot{Z}_m & \dot{Z}_s \end{bmatrix} \quad (4.50)$$

A inversa de (4.50) é a matriz de admitâncias primitiva:

$$[\dot{Y}_{primitiva}] = [\dot{Z}_{primitiva}]^{-1} = \frac{1}{(\dot{Z}_p \times \dot{Z}_s) - \dot{Z}_m^2} \times \begin{bmatrix} \dot{Z}_s & -\dot{Z}_m \\ -\dot{Z}_m & \dot{Z}_p \end{bmatrix} \quad (4.51)$$

Relacionando cada termo de (4.51) com (4.49), têm-se:

$$\dot{y}_{11} = \frac{\dot{Z}_s}{(\dot{Z}_p \times \dot{Z}_s) - \dot{Z}_m^2} = \dot{Y}_{cc} \quad (4.52)$$

$$\dot{y}_{12} = \dot{y}_{21} = \frac{-\dot{Z}_m}{(\dot{Z}_p \times \dot{Z}_s) - \dot{Z}_m^2} = \frac{-\dot{Z}_m}{(\dot{Z}_p \times \dot{Z}_s) - \dot{Z}_m^2} \times \frac{\dot{Z}_s}{\dot{Z}_s} = \dot{Y}_{cc} \times \left(\frac{n_p}{n_s}\right) \quad (4.53)$$

$$\dot{y}_{22} = \frac{\dot{Z}_p}{(\dot{Z}_p \times \dot{Z}_s) - \dot{Z}_m^2} = \frac{\dot{Z}_p}{(\dot{Z}_p \times \dot{Z}_s) - \dot{Z}_m^2} \times \frac{\dot{Z}_s}{\dot{Z}_s} = \dot{Y}_{cc} \times \left(\frac{n_p}{n_s}\right)^2 \quad (4.54)$$

Dessa forma, a matriz de admitância primitiva assume a seguinte forma:

$$[\dot{Y}_{primitiva}] = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{cc} & -\dot{Y}_{cc} \times \left(\frac{n_p}{n_s}\right) \\ -\dot{Y}_{cc} \times \left(\frac{n_p}{n_s}\right) & \dot{Y}_{cc} \times \left(\frac{n_p}{n_s}\right)^2 \end{bmatrix} \quad (4.55)$$

A equação matricial anterior ratifica o que foi dito anteriormente: a mudança de tap modifica as admitâncias do transformador.

Assumindo que a alteração de taps seja possível apenas no secundário do transformador, que é a realidade do CDR, a relação entre as espiras de um tap qualquer e do enrolamento secundário completo vale:

$$\beta = \frac{n_s'}{n_s} \quad (4.56)$$

$$n_s' = \beta \times n_s \quad (4.57)$$

Onde:

- $n_s'$  é o número de espiras de um tap genérico;
- $n_s$  é o número de espiras do enrolamento secundário completo.

Como a relação de transformação nominal vale “a”, a relação de transformação em um tap genérico é igual a:

$$a = \frac{n_p}{n_s'} = \frac{n_p}{\beta \times n_s} \quad (4.58)$$

Dito isso, (4.55) pode ser escrita como:

$$[\dot{Y}_{primitiva}] = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{cc} & -\dot{Y}_{cc} \times \frac{1}{\beta} \times \left(\frac{n_p}{n_s}\right) \\ -\dot{Y}_{cc} \times \frac{1}{\beta} \times \left(\frac{n_p}{n_s}\right) & \dot{Y}_{cc} \times \frac{1}{\beta^2} \times \left(\frac{n_p}{n_s}\right)^2 \end{bmatrix} \quad (4.59)$$

Vale salientar que o tap nominal do transformador de CDR é a posição +16, ou seja, quando os reatores de comutação estiverem em outros taps que não o +16 (mais baixos), o valor de “ $n_s'$ ” será menor que “ $n_s$ ”, resultando em maior valor de admitância, diminuindo o valor da impedância.

Em p.u., a matriz (4.59) é dada por:

$$[\dot{Y}_{primitiva}] = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{cc} & -\dot{Y}_{cc} \cdot \frac{1}{\beta} \\ -\dot{Y}_{cc} \cdot \frac{1}{\beta} & \dot{Y}_{cc} \cdot \frac{1}{\beta^2} \end{bmatrix} \quad (4.60)$$

Observa-se que a matriz de admitâncias primitiva (4.60) se relaciona com tensão e corrente da mesma forma que a matriz de admitâncias apresentada em (4.8) e desenvolvida em (4.23), logo, conclui-se que a matriz de admitâncias do transformador do CDR pode ser escrita, também, como:

$$[\dot{Y}_{kh}] = \begin{bmatrix} \frac{\dot{y}_{ph} \times (\dot{y}_{sh} + \dot{y}_{magh})}{\dot{y}_{ph} + \dot{y}_{sh} + \dot{y}_{magh}} & -\frac{\dot{y}_{ph} \times \dot{y}_{sh}}{\dot{y}_{ph} + \dot{y}_{sh} + \dot{y}_{magh}} \cdot \frac{1}{\beta} \\ -\frac{\dot{y}_{ph} \times \dot{y}_{sh}}{\dot{y}_{ph} + \dot{y}_{sh} + \dot{y}_{magh}} \cdot \frac{1}{\beta} & \frac{\dot{y}_{sh} \times (\dot{y}_{ph} + \dot{y}_{magh})}{\dot{y}_{ph} + \dot{y}_{sh} + \dot{y}_{magh}} \cdot \frac{1}{\beta^2} \end{bmatrix} \quad (4.61)$$

Conectado ao secundário do transformador, está o capacitor, cuja admitância do varia diretamente com a frequência:

$$\dot{Y}_{caph} = \dot{Y}_{cap1} \cdot h \quad (4.62)$$

Sendo:

- $\dot{Y}_{caph}$  a admitância do capacitor na harmônica h;
- $\dot{Y}_{cap1}$  a admitância do capacitor na frequência fundamental.

Posto isto, a matriz de admitâncias do CDR, composta pelo transformador e capacitor, é igual a:

$$[\dot{Y}_{kh}] = \begin{bmatrix} \frac{\dot{y}_{ph} \times (\dot{y}_{sh} + \dot{y}_{magh})}{\dot{y}_{ph} + \dot{y}_{sh} + \dot{y}_{magh}} & -\frac{\dot{y}_{ph} \times \dot{y}_{sh}}{\dot{y}_{ph} + \dot{y}_{sh} + \dot{y}_{magh}} \cdot \frac{1}{\beta} \\ -\frac{\dot{y}_{ph} \times \dot{y}_{sh}}{\dot{y}_{ph} + \dot{y}_{sh} + \dot{y}_{magh}} \cdot \frac{1}{\beta} & \left( \frac{\dot{y}_{sh} \times (\dot{y}_{ph} + \dot{y}_{magh})}{\dot{y}_{ph} + \dot{y}_{sh} + \dot{y}_{magh}} \cdot \frac{1}{\beta^2} \right) + \dot{Y}_{caph} \end{bmatrix} \quad (4.63)$$

O *software* utilizado opera pelo princípio da superposição, ou seja, o mesmo resolve o fluxo de potência em todas as frequências, fundamental e harmônicas, separadamente, e compõe o resultado final através da soma dos resultados de cada frequência [33].

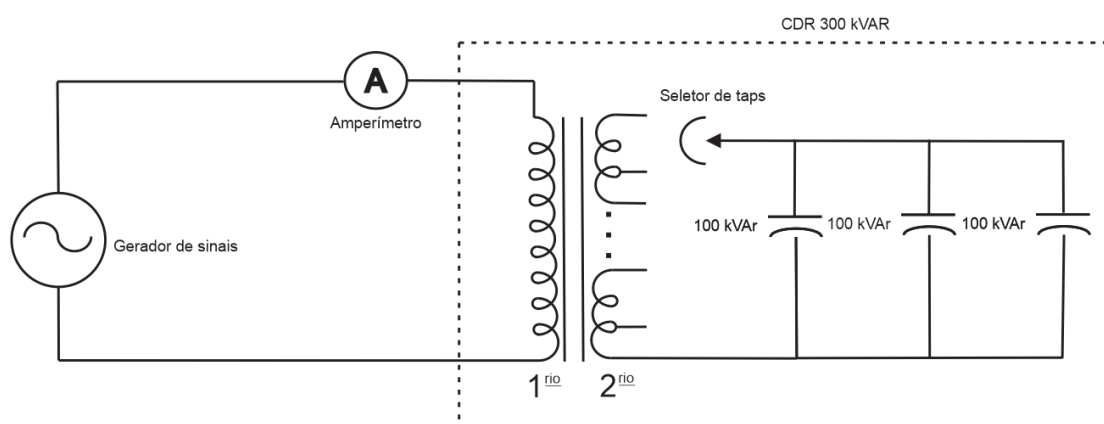
#### 4.2.2 Comparação da modelagem no domínio da frequência com ensaios

Apresentada a metodologia analítica utilizada para a modelagem no domínio da frequência, o próximo passo é comparar as impedâncias modeladas com as obtidas através de ensaios. Para tanto, foram realizados ensaios em um CDR real de 300 kVAr nas instalações da ITB Equipamentos Elétricos.

O ensaio consistiu da aplicação de tensões harmônicas no enrolamento primário do equipamento e da medição das respectivas correntes, calculando, por fim, a impedância através da divisão da tensão pela corrente.

Vale lembrar que, como a modelagem no domínio da frequência não considera a não linearidade do transformador, a aplicação de uma tensão harmônica no *software* irá fazer circular pelo CDR apenas corrente desta mesma ordem.

Para a realização experimental, diversas tensões harmônicas foram aplicadas pelo gerador de sinais CE-6003 [57] separadamente, uma a uma. A forma de ligação simplificada é apresentada na figura 67.



**Figura 67.** Circuito simplificado do ensaio de impedância harmônica.

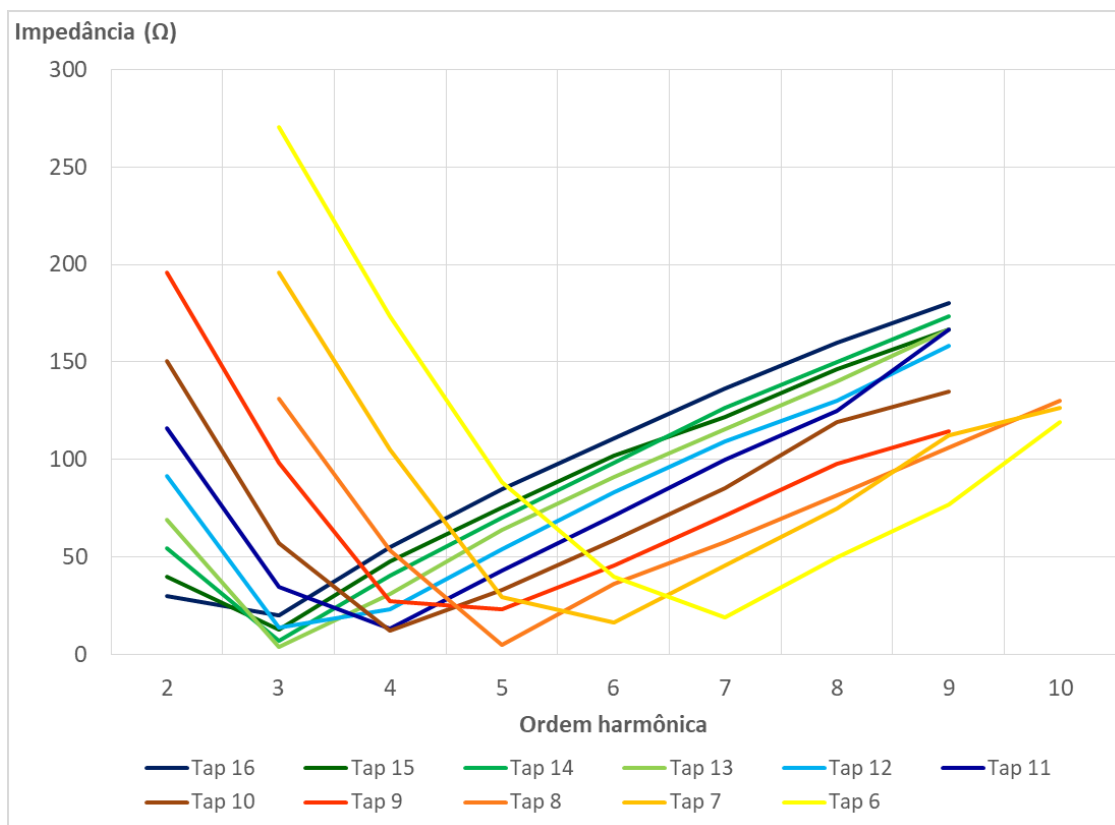
Devido aos baixíssimos valores de tensão e corrente, foi utilizado um sensor de corrente com faixa de medição na ordem de miliampère. No entanto, o medidor fornece apenas o valor eficaz da grandeza, não sendo capaz de separar a onda de corrente em suas componentes harmônicas. Sendo assim, para o cálculo da impedância de ensaio, foi considerado que toda a corrente circulante pelo CDR tinha frequência igual à da tensão aplicada. Todavia, a tensão aplicada foi tão baixa que não seria capaz de saturar o transformador e criar alguma não linearidade expressiva.

Como será observado a seguir, a frequência de sintonia aumenta com a redução do tap. Matematicamente, essa indagação pode ser constatada através do desenvolvimento de (4.63) alterando-se o valor de  $\beta$ . Logo, para ensaiar taps mais baixos, seria necessária a aplicação de tensões de frequência maior. No entanto, a fonte geradora de sinais apresentou limitações na amplitude da tensão para frequências mais altas, acarretando em valores muito baixos de corrente, da ordem de unidades de miliampères,



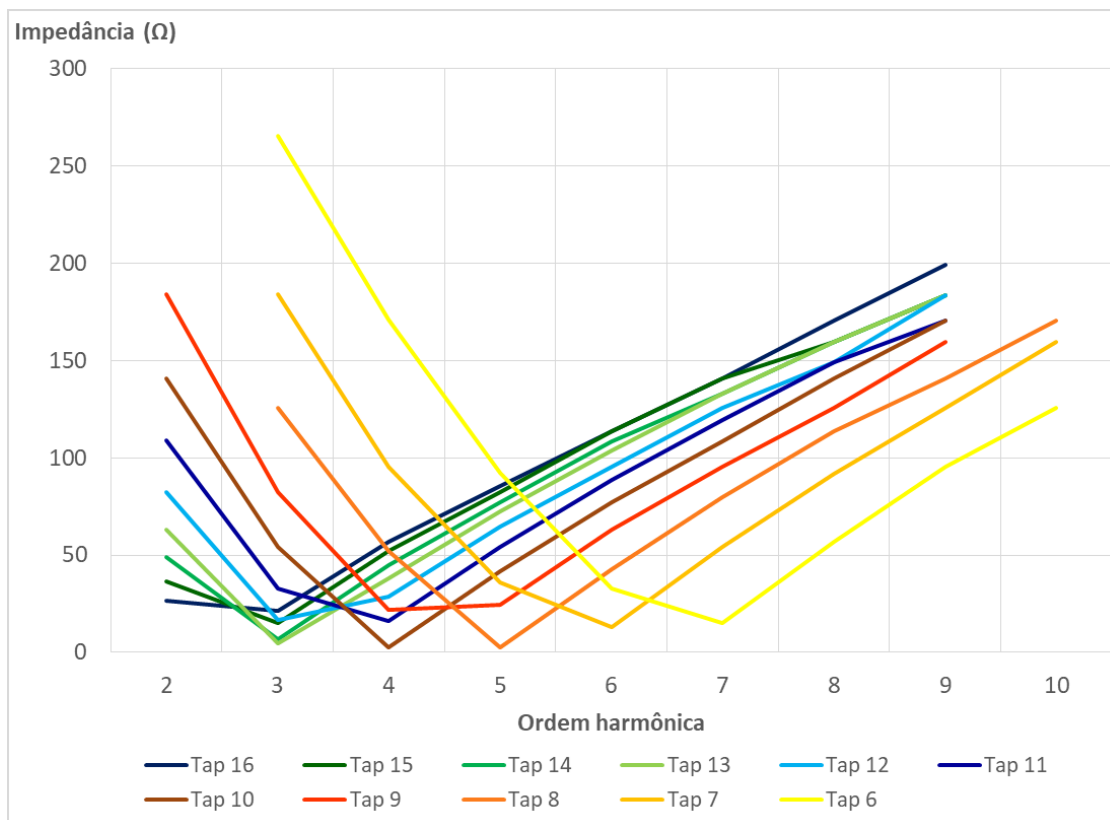
majorando muito os erros de medição. Por esse motivo, os ensaios e resultados apresentados a seguir serão do CDR nos taps 16 a 6.

As figuras 68 e 69 mostram o módulo da impedância do CDR obtido através do ensaio e calculados pela metodologia apresentada, respectivamente.



**Figura 68.** Módulo da impedâncias do CDR obtidas através de ensaio.

Comparando-se os gráficos anteriores, percebe-se que as impedâncias simuladas e modeladas tiveram perfis de variação bem semelhantes. A comparação analítica das mesmas pode ser feita através do quadro 4.



**Figura 69.** Módulo das impedâncias do CDR calculadas pela metodologia apresentada.

Observa-se que a diferença percentual entre impedâncias simuladas e ensaiadas, na grande maioria dos casos, ficou abaixo de 20%. De forma geral, as maiores discrepâncias percentuais ocorreram em harmônicas próximas à frequência de sintonia. No entanto, essas discrepâncias relativas mais elevadas foram causadas por pequenas diferenças em valor absoluto. Por exemplo, no tap 8, a diferença de 2,3 ohms entre as impedâncias simuladas e medidas resultou em erro relativo de 81%.

Uma parcela da diferença entre as duas impedâncias está relacionada ao baixo valor de corrente, que, sem sombra de dúvidas majorou os erros de medição. Outra fonte de erros é a tolerância percentual da capacitância do capacitor. Os capacitores utilizados têm tolerância de variação dessa grandeza de até 10% da nominal.

Conclui-se, então, que a modelagem adotada para a representação do CDR no domínio da frequência é adequada e pode ser utilizada sem grandes erros.

Nos próximos capítulos, a modelagem descrita nesse tópico é utilizada para avaliar o desempenho do compensador dinâmico em sistemas elétricos.

**Quadro 4.** Comparativo de impedâncias obtidas pela modelagem e pelo ensaio.

Harmônica	Tap 16			Tap 15			Tap 14			Tap 13		
	Modelagem (Ω)	Ensaio (Ω)	Erro (%)	Modelagem (Ω)	Ensaio (Ω)	Erro (%)	Modelagem (Ω)	Ensaio (Ω)	Erro (%)	Modelagem (Ω)	Ensaio (Ω)	Erro (%)
2	26,3	30,3	15%	36,2	40,2	11%	48,8	54,3	11%	62,9	69,0	10%
3	21,3	20,0	6%	14,8	13,1	12%	7,0	7,2	3%	4,6	3,9	16%
4	56,9	55,1	3%	51,9	47,6	8%	45,1	40,5	10%	37,9	31,0	18%
5	85,3	84,7	1%	82,4	75,5	8%	77,1	70,2	9%	72,4	64,1	11%
6	113,8	111,1	2%	113,8	102,0	10%	108,6	98,4	9%	103,9	90,9	12%
7	140,5	136,4	3%	140,5	122,0	13%	132,7	126,6	5%	132,7	115,4	13%
8	170,6	159,8	6%	159,3	146,3	8%	159,3	150,0	6%	159,3	140,0	12%
9	199,1	180,3	9%	183,8	166,7	9%	183,8	173,3	6%	183,8	166,7	9%
Harmônica	Tap 12			Tap 11			Tap 10			Tap 9		
	Modelagem (Ω)	Ensaio (Ω)	Erro (%)	Modelagem (Ω)	Ensaio (Ω)	Erro (%)	Modelagem (Ω)	Ensaio (Ω)	Erro (%)	Modelagem (Ω)	Ensaio (Ω)	Erro (%)
2	82,4	91,7	11%	108,7	116,3	7%	140,6	150,4	7%	183,8	196,1	7%
3	16,6	13,9	16%	32,8	34,5	5%	54,3	57,3	6%	82,4	98,4	19%
4	28,4	23,3	18%	16,2	13,1	19%	2,8	12,5	345%	22,0	27,3	24%
5	64,5	54,1	16%	54,3	42,9	21%	41,9	33,3	20%	24,3	23,3	4%
6	95,6	83,3	13%	88,5	71,4	19%	77,0	58,8	24%	62,8	45,5	28%
7	125,7	109,4	13%	119,5	100,0	16%	108,6	85,1	22%	95,5	71,4	25%
8	149,3	130,4	13%	149,3	125,0	16%	140,5	119,0	15%	125,7	98,0	22%
9	183,8	158,2	14%	170,6	166,7	2%	170,6	134,6	21%	159,3	114,3	28%

Continua

## Conclusão

Harmônica	Tap 8			Tap 7			Tap 6		
	Modelagem ( $\Omega$ )	Ensaio ( $\Omega$ )	Erro (%)	Modelagem ( $\Omega$ )	Ensaio ( $\Omega$ )	Erro (%)	Modelagem ( $\Omega$ )	Ensaio ( $\Omega$ )	Erro (%)
3	125,8	131,3	4%	183,9	196,1	7%	265,6	270,3	2%
4	52,0	53,3	3%	95,6	105,3	10%	170,8	173,3	1%
5	2,8	5,1	81%	35,7	29,4	18%	92,0	88,2	4%
6	42,6	36,4	15%	13,1	16,4	26%	32,8	40,0	22%
7	79,6	57,7	28%	54,3	45,5	16%	15,2	19,2	27%
8	113,7	81,6	28%	91,8	75,0	18%	56,8	50,0	12%
9	140,5	106,4	24%	125,7	112,5	10%	95,5	76,9	19%
10	170,6	130,4	24%	159,3	126,3	21%	125,7	119,0	5%

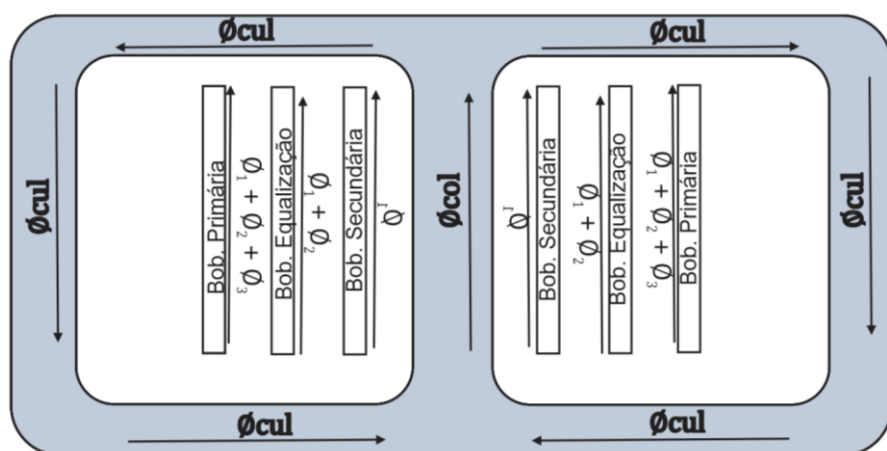
Fonte: Do autor

### 4.3 Modelagem do compensador dinâmico de reativo no domínio do tempo

A modelagem do compensador dinâmico de reativos no domínio do tempo foi fundamentada no princípio da dualidade [58-60], que permite a construção de circuitos elétricos equivalentes a circuitos magnéticos. Pelo princípio de dualidade, as relutâncias magnéticas se transformam em indutâncias, as fontes de força magnetomotriz equivalem a transformadores ideais e as perdas magnéticas se tornam resistências representativas [60]. Após a determinação de todos os elementos do circuito dual, o mesmo foi implementado na ferramenta ATP [61].

#### 4.3.1 Modelagem do núcleo principal

O núcleo principal do CDR é do tipo envolvente, como apresentado na figura 70. As bobinas secundária, de equalização e primária estão enroladas concentricamente na coluna central.

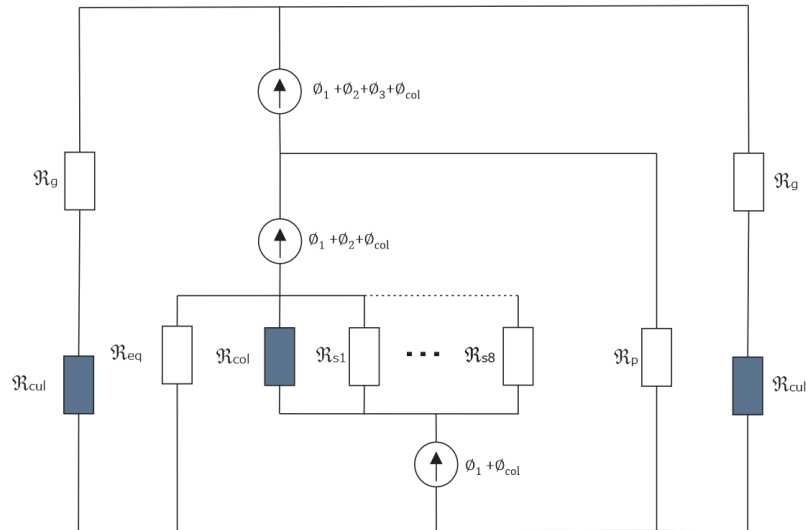


**Figura 70.** Núcleo principal do compensador dinâmico de reativo.

Os fluxos magnéticos que circulam pelo ar estão representados pelos termos  $\Phi_1$ ,  $\Phi_2$  e  $\Phi_3$ , enquanto que os fluxos que transitam pelo meio magnético estão representados pelos termos  $\Phi_{col}$ ,  $\Phi_{cul}$ .

O primeiro passo para a modelagem do compensador no domínio do tempo é a montagem do circuito magnético que representa o núcleo principal para, assim, lançar mão do princípio da dualidade e modelar o circuito elétrico equivalente.

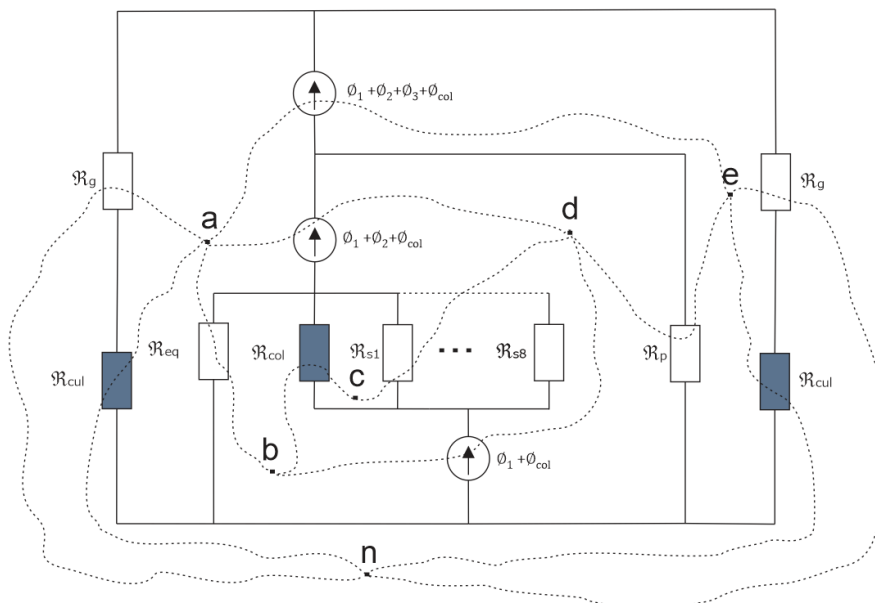
Através da figura 70, pôde-se modelar o circuito magnético do núcleo principal apresentado na figura 71.



**Figura 71.** Circuito magnético do núcleo principal do compensador dinâmico de reativo.

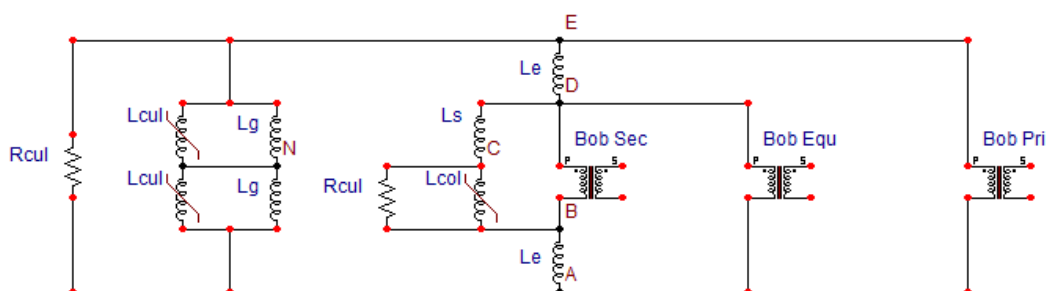
Na figura 71, as relutâncias de cor escura são não lineares e representam a “dificuldade” do fluxo magnético trafegar pelo material magnético, enquanto que as de cor clara são relutâncias lineares, representando o caminho do fluxo magnético pelo ar. Os fluxos enlaçados por cada enrolamento são representados pelas fontes de corrente.

Para aplicar o princípio da dualidade, primeiramente, são demarcados pontos dentro de cada malha do circuito magnético. Realizada tal marcação, os pontos de malhas adjacentes são ligados com o trajeto de ligação passando sobre os elementos que fazem a fronteira das malhas, como mostrado na figura 72.



**Figura 72.** Circuito magnético do núcleo principal do compensador dinâmico de reativo com interligação entre malhas adjacentes.

Por fim, os pontos demarcados na figura 72 se transformam em nós elétricos e, assim, é montado o circuito elétrico equivalente. O resultado da aplicação do princípio da dualidade no núcleo principal é mostrado na figura 73. Nota-se que foram adicionadas duas resistências, uma entre os pontos “E” e “A” e outra entre os pontos “C” e “B”, representando as perdas no ferro da culatra e da coluna, respectivamente.



**Figura 73.** Circuito magnético do núcleo principal do compensador dinâmico de reativos.

Cabe ressaltar que a bobina secundária é dividida em oito segmentos e a de equalização em dois enrolamentos iguais.

De posse do circuito elétrico genérico, é necessário determinar o valores de seus parâmetros. A especificação dos parâmetros do circuito elétrico seguiu a metodologia apresentada em [62].

#### a) Determinação das indutâncias não-lineares

As indutâncias não lineares do circuito da figura anterior foram representadas no ATP por um indutor do tipo pseudo não linear saturável. Os dados de entrada desse elemento são o fluxo concatenado ( $\lambda$ ) e a corrente ( $I$ ) necessária para que circule o respectivo fluxo.

No entanto, na maioria das vezes, quando se trata de curva de magnetização de materiais magnéticos, os valores disponibilizados estão em unidades de potência aparente (Volt-Ampère) e indução magnética (Gauss). A seguir, é apresentado o passo a passo para a transformação dos valores de potência aparente e indução magnética em fluxo concatenado e corrente.

Inicialmente, como cada uma das três bobinas do núcleo principal tem tensão nominal e número de espiras distinto, é essencial que todos os elementos magnéticos (representados por elementos elétricos) sejam referenciados a uma mesma base de tensão,

chamada aqui de  $V_B$ . Além da tensão que servirá de base, será calculado um valor de número de espiras base,  $N_B$ , para cada enrolamento, que, associado à corrente, representará a força magnetomotriz necessária para a produção de fluxo no núcleo. De outra forma: a forma magnetomotriz real, calculada pelo número de espiras e corrente real é referenciada para o circuito com tensão base igual a  $V_B$ . A determinação do valor de  $N_B$  para cada enrolamento é calculada como segue:

$$N_B = \frac{N \times V_B}{V} [\text{espiras}] \quad (4.64)$$

Onde:

- $N$  é o número de espiras real do enrolamento;
- $V$  é a tensão nominal real do enrolamento;
- $V_B$  é a tensão base comum;
- $N_B$  é o número de espiras base do enrolamento.

Antes de prosseguir, é preciso calcular o valor de pico do fluxo para cada ponto da curva de magnetização. O primeiro dos pontos a ser levantado é o nominal. O mesmo pode ser calculado por:

$$\lambda_N = \frac{V_B}{4,44 \times f} [Wb - \text{espira}] \quad (4.65)$$

Vale notar que esse valor de fluxo nominal será utilizado tanto na especificação da indutância não linear da coluna quanto da culatra, pois ambas estão em série no circuito magnético e o fluxo concatenado que circula nos dois pontos do circuito magnético é praticamente o mesmo. Só é possível assumir essa igualdade pelo seguinte motivo: como a culatra tem metade de seção da coluna, a densidade de fluxo seria o dobro da densidade da coluna, entretanto, como o fluxo se divide entre as duas culatras, a densidade de fluxo magnético acaba sendo a mesma da coluna.

Em seguida, é necessário estimar a massa de material ferromagnético da coluna e das culatras. Para tanto, utiliza-se a relação entre volume de material magnético das duas parcelas do núcleo com o peso total do mesmo, conforme (4.66) e (4.67).

$$M_{col} = \frac{M_{núcleo} \times Vol_{col}}{Vol_{núcleo}} = \frac{M_{núcleo} \times l_{col} \times S_m}{l_{núcleo} \times S_m} = \frac{M_{núcleo} \times l_{col}}{l_{núcleo}} [kg] \quad (4.66)$$



$$M_{cul} = \frac{M_{n\u00FAcleo} \times l_{cul}}{l_{n\u00FAcleo}} [kg] \quad (4.67)$$

Sendo:

- $M_{col}$  a massa da coluna;
- $M_{cul}$  a massa das culatras;
- $M_{n\u00FAcleo}$  a massa total do n\u00FAcleo;
- $Vol_{n\u00FAcleo}$  o volume total do n\u00FAcleo;
- $Vol_{col}$  o volume da coluna;
- $l_{col}$  comprimento da coluna;
- $l_{cul}$  o comprimento das culatras;
- $l_{n\u00FAcleo}$  o comprimento total do n\u00FAcleo;
- $S_m$  a se\u00e7\u00e3o transversal da coluna.

Feito isso, \u00e9 poss\u00edvel calcular a corrente nominal para o fluxo concatenado encontrado em (4.65):

$$I_{col} = \sqrt{2} \times H_N \times \frac{M_{col}}{V_B} [A] \quad (4.68)$$

$$I_{cul} = \sqrt{2} \times H_N \times \frac{M_{cul}}{V_B} [A] \quad (4.69)$$

Onde:

- $H_N$  \u00e9 o valor de pot\u00eancia aparente por massa para o valor de indu\u00e7\u00e3o magn\u00e9tica nominal [VA/kg];
- $I_{col}$  \u00e9 o valor de pico da corrente para o fluxo concatenado nominal da coluna;
- $I_{cul}$  \u00e9 o valor de pico da corrente para o fluxo concatenado nominal da culatra;
- $M_{col}$  \u00e9 a massa da coluna;
- $M_{cul}$  \u00e9 a massa da culatra.

Finalmente, de posse da curva de magnetiza\u00e7\u00e3o (fornecida em pot\u00eancia aparente por massa em fun\u00e7\u00e3o de indu\u00e7\u00e3o magn\u00e9tica por massa) e dos valores de fluxo concatenado e correntes nominais, \u00e9 poss\u00edvel, enfim, calcular os pares  $\lambda \times I$ . Para tanto s\u00e3o utilizadas as equa\u00e7\u00f5es (4.70) a (4.73).

$$\lambda_{col-j} = \frac{B_j}{B_N} \times \lambda_N [Wb] \quad (4.70)$$

$$I_{col-j} = \frac{H_j}{H_N} \times I_{col} [A] \quad (4.71)$$

$$\lambda_{cul-j} = \frac{B_j}{B_N} \times \lambda_N [Wb] \quad (4.72)$$

$$I_{cul-j} = \frac{H_j}{H_N} \times I_{cul} [A] \quad (4.73)$$

### b) Determinação das indutâncias lineares

As impedâncias lineares representam a relutância encontrada pelo fluxo que circula pelo ar, ou seja, por fora do meio magnético. A seguir, será explanado como foi feita a determinação dos valores das impedâncias lineares apresentadas na figura 73.

#### 4.3.1.2.1 Determinação de $L_P$

A impedância representativa do caminho de ar entre a bobina primária e a bobina de equalização é denominada  $L_P$ .

Para circuitos magnéticos em que a permeabilidade magnética é constante, ou que contenha entreferro dominante, a indutância é dada por [63]:

$$L = \frac{N^2}{\mathfrak{R}} [H] \quad (4.74)$$

Onde:

- $L$  é indutância do caminho com permeabilidade constante;
- $N$  é o número de espiras do caminho com permeabilidade magnética constante;
- $\mathfrak{R}$  é a relutância do caminho com permeabilidade magnética constante.

Para tais circuitos, a relutância é dada pela relação entre a extensão do caminho com permeabilidade constante, a área do mesmo e a permeabilidade do material.

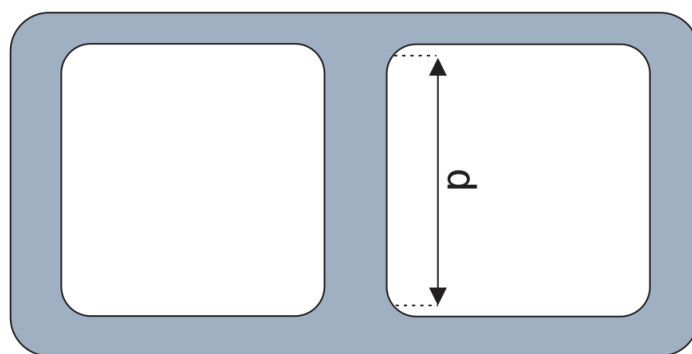
Matematicamente:

$$\mathfrak{R} = \frac{d}{\mu \times A} [H^{-1}] \quad (4.75)$$

Onde:

- $d$  é o comprimento do caminho com permeabilidade magnética constante;
- $\mu$  é a permeabilidade magnética do meio;
- $A$  é a área da seção do caminho com permeabilidade magnética constante.

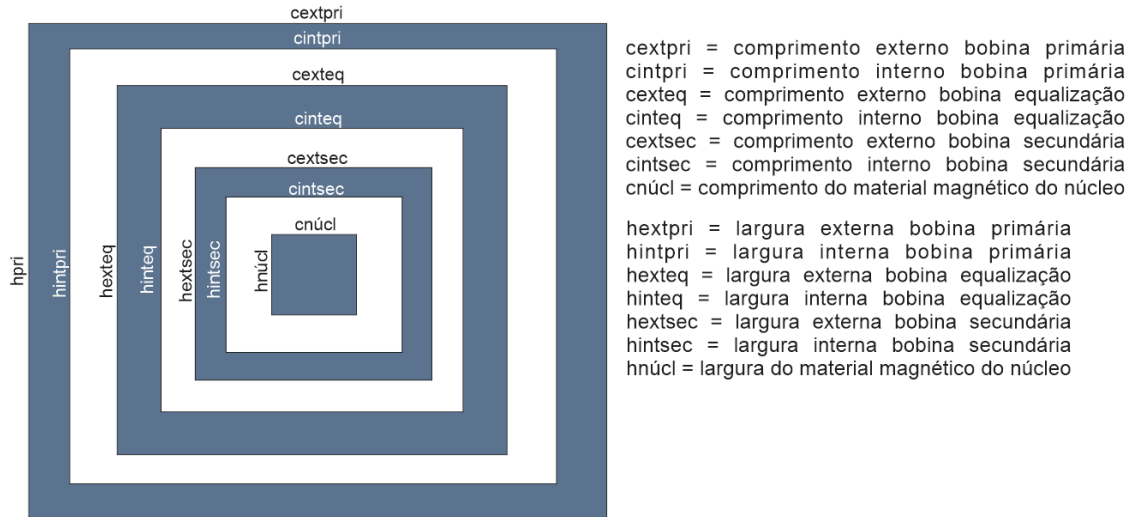
Para a presente situação, o comprimento do caminho magnético e a permeabilidade do material, no caso o ar, são iguais para todas as impedâncias lineares do núcleo principal, pois o ar é o meio magnético para todos os fluxos de dispersão, e o comprimento do caminho ( $d$ ) de ar também é o mesmo, uma vez que a janela do núcleo (espaço entre as partes superior e inferior das culatras) também é igual para todos os três enrolamentos, como mostra a figura 74.



**Figura 74.** Tamanho da janela de ar no núcleo principal.

Assim sendo, a única variável que irá diferenciar a relutância das impedâncias  $L_P$ ,  $L_E$  e  $L_S$  é a área entre de ar entre as bobinas. No caso da indutância  $L_P$ , esse espaço se refere à área de ar entre bobina primária e bobina de equalização. Para a indutância  $L_E$ , a área a ser considerada é entre a bobina de equalização e a bobina secundária e, por fim, para a indutância  $L_S$ , a área de ar considerada é aquela entre a bobina secundária e a coluna do núcleo magnético.

A figura 75 apresenta o esquemático simplificado da geometria das bobinas.



**Figura 75.** Representação simplificada de vista superior do núcleo principal do compensador dinâmico.

A área de ar efetiva envolvida pela bobina primária pode ser calculada por:

$$S_{primefetiva} = (c_{extpri} + c_{intpri}) \cdot k \cdot (h_{extpri} + h_{intpri}) \cdot k [m^2] \quad (4.76)$$

$$S_{primefetiva} = (c_{extpri} + c_{intpri}) \cdot (h_{extpri} + h_{intpri}) \cdot k^2 [m^2] \quad (4.77)$$

Sendo:

- $S_{primefetiva}$  a área de ar efetiva que a bobina primária envolve;
- $k$  uma constante empírica para correção da impedância. Para o compensador de 200 kVA, essa constante vale 0,52, o que equivale dizer que, efetivamente, a área de ar envolvida pela bobina primária é um pouco maior do que a média entre as dimensões interna e externa de sua bobina.

A constante “ $k$ ” foi obtida através da simulação do compensador dinâmico com o secundário em curto-circuito. A sua magnitude foi definida de forma que a corrente desse nesse ensaio fosse igual à nominal, o que equivale dizer que a impedância percentual do modelo foi igualada à do equipamento real.

A área envolvida pela parte externa da bobina de equalização é igual a:

$$S_{eqexterna} = c_{exteq} \cdot h_{exteq} [m^2] \quad (4.78)$$

Onde:

- $S_{eqexterna}$  é a área envolvida pela parte externa da bobina de equalização.

A diferença das duas áreas anteriores é a área de ar efetiva entre bobina primária e a bobina de equalização:

$$S_{LP} = S_{primefetiva} - S_{eqexterna}[m^2] \quad (4.79)$$

Substituindo os valores de área e de permeabilidade magnética para o ar em (4.75):

$$\mathfrak{R}_{LP} = \frac{d}{4\pi \cdot 10^{-7} \cdot S_{LP}} [H^{-1}] \quad (4.80)$$

Sendo:

- $\mathfrak{R}_{LP}$  a relutância do espaço de ar entre bobinas primária e de equalização;
- $d$  o comprimento da janela onde os enrolamentos estão localizados, conforme figura 74.

Finalmente, de posse do valor de relutância e do número de espiras do enrolamento primário, é possível calcular o valor da indutância  $L_P$  por meio de (4.74). Entretanto, é necessário referenciar o valor da indutância, encontrada na base de tensão da bobina primária, para a tensão base comum,  $V_B$ :

$$L_P' = L_P \cdot \left( \frac{V_B}{V_{prim}} \right)^2 [H] \quad (4.81)$$

Sendo:

- $L_P$  a indutância representativa do espaço de ar entre bobina primária e de equalização na base da bobina primária.
- $L_P'$  a indutância  $L_P$  referida à tensão base comum;
- $V_{prim}$  a tensão nominal do primário.

#### 4.3.1.2.2 Determinação de $L_E$

A metodologia utilizada para determinação de  $L_E$  é a mesma da apresentada para  $L_P$ . Primeiramente, se calcula a área de ar efetiva entre a bobina de equalização e a bobina secundária:

$$S_{eqefetiva} = (c_{exteq} + c_{inteq}) \cdot k \cdot (h_{exteq} + h_{inteq}) \cdot k [m^2] \quad (4.82)$$

$$S_{eqefetiva} = (c_{extpri} + c_{intpri}) \cdot (h_{extpri} + h_{intpri}) \cdot k^2 [m^2] \quad (4.83)$$

Onde:

- $S_{eqefetiva}$  é a área efetiva que a bobina de equalização envolve;

A área envolvida pela parte externa da bobina de secundária é igual a:

$$S_{secexterna} = c_{extsec} \cdot h_{extsec} [m^2] \quad (4.84)$$

Onde:

- $S_{secexterna}$  é a área envolvida pela parte externa da bobina secundária.

Dessa forma, a área de ar efetiva entre bobina de equalização e bobina secundária vale:

$$S_{LE} = S_{eqefetiva} - S_{secexterna} [m^2] \quad (4.85)$$

Aplicando-se (4.75):

$$\mathfrak{R}_{LE} = \frac{d}{4\pi \cdot 10^{-7} \cdot S_{LE}} [H^{-1}] \quad (4.86)$$

Onde:

- $\mathfrak{R}_{LE}$  é a relutância do espaço de ar entre bobinas de equalização e secundária.

Assim como no caso anterior, o valor da indutância é calculado através da aplicação de (4.74). Entretanto, como a bobina de equalização é dividida em duas partes, o valor da impedância também o será. Finalmente, o valor da indutância encontrado é referenciado à tensão base  $V_B$ :

$$L_E' = L_E \cdot \left( \frac{V_B}{V_{eq}} \right)^2 \cdot \frac{1}{2} [H] \quad (4.87)$$

Sendo:

- $L_E$  a indutância representativa do espaço de ar entre a bobina de equalização e secundária na base da bobina de equalização;
- $L_E'$  a indutância  $L_E$  referida à tensão base comum;
- $V_{eq}$  a tensão nominal da bobina de equalização.

#### 4.3.1.2.3 Determinação de $L_s$

Finalmente, para o cálculo da última indutância linear do núcleo principal, segue-se a mesma metodologia empregada para as demais.

O primeiro passo é o cálculo da área de ar efetiva entre a bobina secundária e o núcleo:

$$S_{secefetiva} = (c_{extsec} + c_{intsec}) \cdot k \cdot (h_{extsec} + h_{intsec}) \cdot k [m^2] \quad (4.88)$$

$$S_{eqefetiva} = (c_{extsec} + c_{intsec}) \cdot (h_{extsec} + h_{intsec}) \cdot k^2 [m^2] \quad (4.89)$$

Onde:

- $S_{secefetiva}$  é a área de ar efetiva que a bobina secundária envolve;

A diferença no cálculo da indutância  $L_s$  em relação às duas anteriores se dá no cálculo da área da coluna do núcleo magnético, que é dada por:

$$S_{núcleo} = c_{núcl} \cdot h_{núcl} \cdot \eta [m^2] \quad (4.90)$$

Sendo:

- $S_{núcleo}$  a área magnética efetiva da coluna do núcleo;
- $\eta$  o fator de empilhamento das chapas do núcleo.

O fator de empilhamento é aplicado devido ao núcleo não ser maciço, mas formado por chapas de material magnético empilhadas.

Por fim, a área de ar efetiva entre bobina secundária e núcleo tem valor igual a:

$$S_{SEC} = S_{secefetiva} - S_{núcleo} [m^2] \quad (4.91)$$

Aplicando-se a (4.75):

$$\mathfrak{R}_S = \frac{d}{4\pi \cdot 10^{-7} \cdot S_{SEC}} [H^{-1}] \quad (4.92)$$

Onde:

- $\mathfrak{R}_S$  é a relutância do espaço de ar entre bobina secundária e núcleo magnético.

Da mesma forma que no caso anterior, a indutância  $L_S$  é calculada por (4.74), porém, como o enrolamento foi dividido em 8 partes iguais, a indutância também é. De posse do valor de  $L_S$ , é necessário referenciá-lo para a tensão base  $V_B$ :

$$L_S' = L_S \cdot \left(\frac{V_B}{V_S}\right)^2 \cdot \frac{1}{8} [H] \quad (4.93)$$

Sendo:

- $L_S$  a indutância representativa do espaço de ar entre bobina secundária e núcleo na base da bobina secundária.
- $L_S'$  a indutância  $L_S$  referida à tensão base comum;
- $V_S$  a tensão nominal da bobina secundária.

### c) Determinação das resistências representativas das perdas no ferro do núcleo principal

As perdas elétricas no núcleo principal são representadas por resistências em paralelo com as impedâncias não-lineares, conforme a figura 73.

No ensaio para determinação da curva de manetização, foram levantadas, também, as perdas no ferro por unidade de massa. Dessa maneira, conhecendo-se esses valores de perdas por quilograma e o valor da massa de ferro utilizado nas culatras e na coluna, é possível calcular o valor das resistências representativas das perdas no núcleo:

$$P_{ferro\_col} = P_{ferro\_total} \times M_{col} [W] \quad (4.94)$$

$$P_{ferro\_cul} = P_{ferro\_total} \times M_{cul} [W] \quad (4.95)$$



Onde:

- $P_{ferro\_col}$  são as perdas no ferro da coluna;
- $P_{ferro\_cul}$  são as perdas no ferro das culatras;
- $P_{ferro\_total}$  são as perdas no ferro totais.

Assim como as indutâncias, as resistências das perdas no núcleo principal estão localizadas na parte do circuito com tensão nominal igual a  $V_B$ . Sendo assim, os valores das resistências representativas das perdas no ferro valem:

$$R_{ferro\_col} = \frac{V_0^2}{P_{ferro\_col}} [\Omega] \quad (4.96)$$

$$R_{ferro\_cul} = \frac{V_0^2}{P_{ferro\_cul}} [\Omega] \quad (4.97)$$

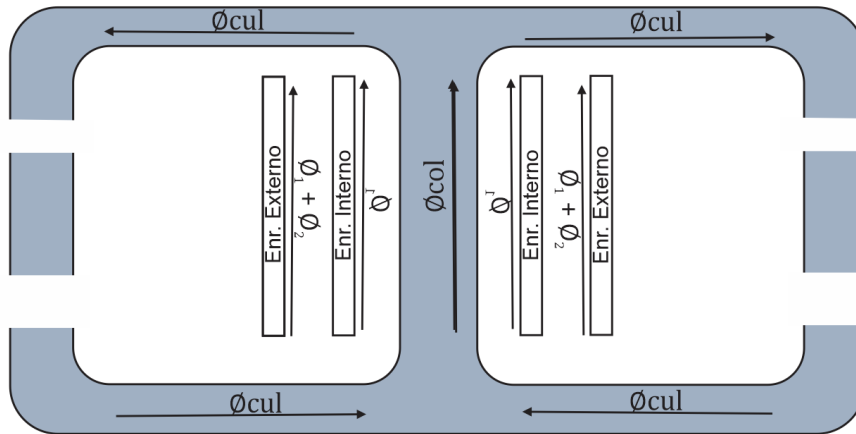
#### d) Determinação das resistências representativas das perdas nos enrolamentos

Os valores das resistências de cada bobina são fornecidos pelo fabricante do equipamento. Tais resistências foram inseridas nos parâmetros dos transformadores das três bobinas visando diminuir o número de elementos no circuito.

#### 4.3.2 Modelagem do núcleo do reator de comutação

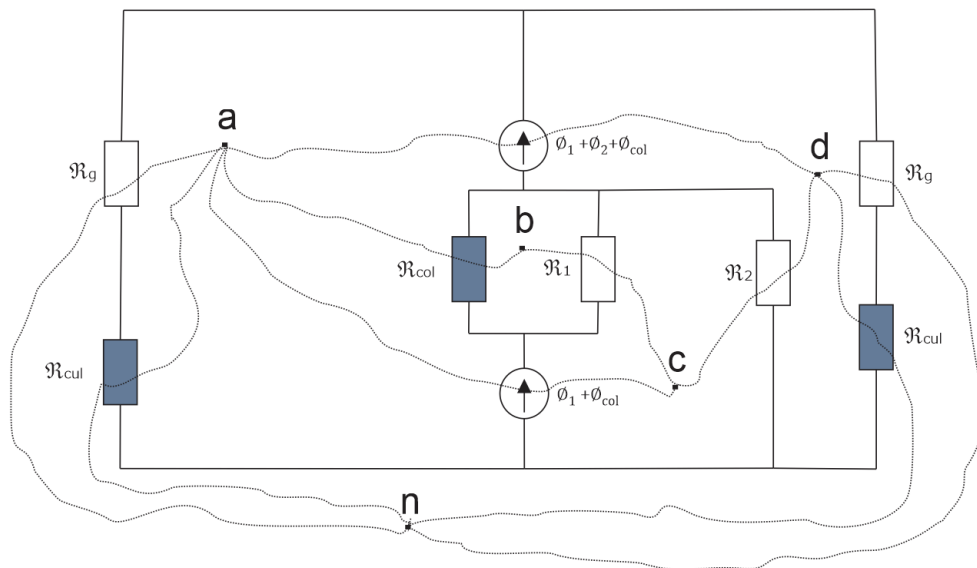
De forma simples, o reator de comutação se trata de uma bobina dividida em duas parcelas idênticas, estas enroladas concentricamente em um núcleo magnético do tipo envolvente, semelhante à configuração do núcleo principal, conforme figura 76.

Nota-se que, diferentemente do núcleo principal, as culatras do núcleo do reator de comutação têm entreferros. Esses espaços de ar são dimensionados para que a corrente circulante seja limitada a um certo valor de projeto.



**Figura 76.** Núcleo do reator de comutação.

A metodologia para determinação do circuito elétrico equivalente é semelhante à utilizada para o núcleo principal. O circuito magnético do núcleo do reator é apresentado na figura 77.



**Figura 77.** Circuito magnético do núcleo do reator de comutação.

Pelo princípio da dualidade, monta-se o circuito elétrico equivalente da figura 78.

As indutâncias não lineares, o valor dos resistores de perdas no ferro e perdas *joule*, além das indutâncias lineares  $L_1$  (indutância que representa o caminho de ar entre a bobina interna e a coluna) e  $L_2$ , (indutância que representa o caminho de ar entre a bobina externa e a bobina interna) são calculadas da mesma forma como visto na seção anterior.

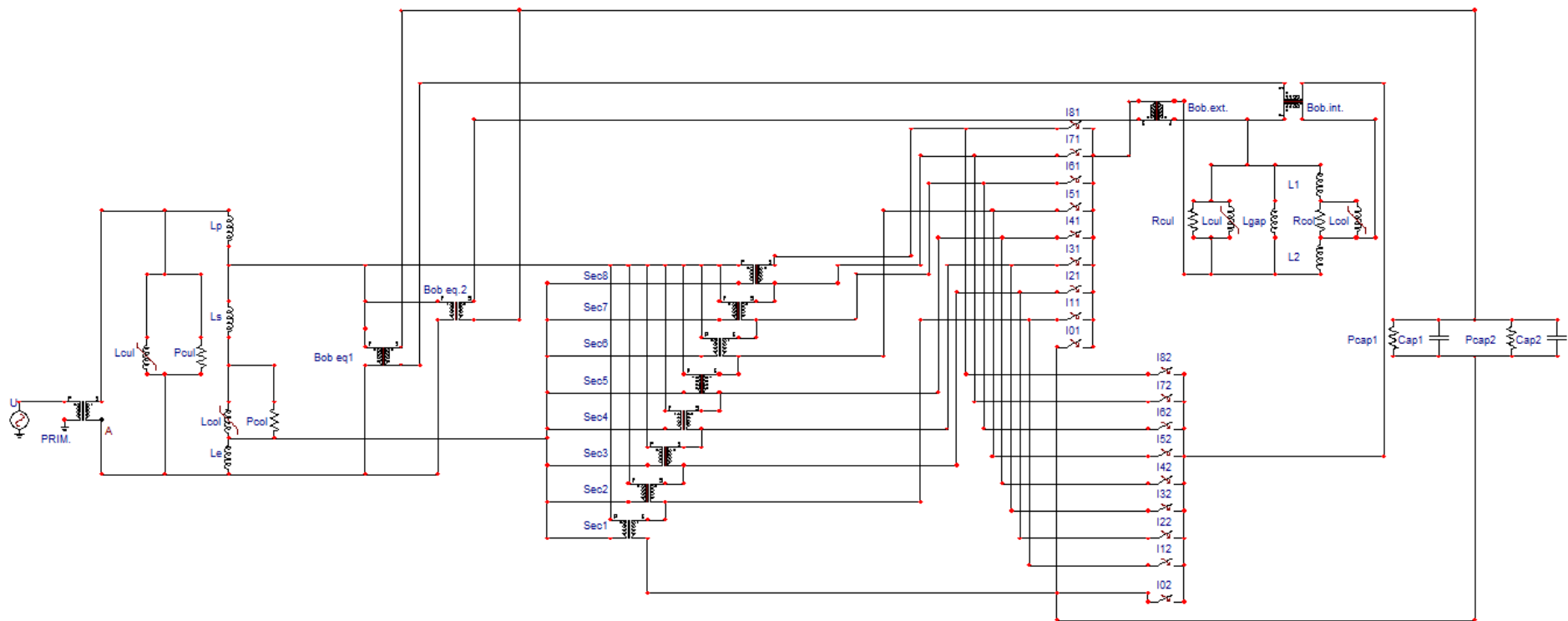


O valor da indutância dos entreferros é fator determinante no comportamento dos transitórios de chaveamento. Valores muito altos dessa indutância fazem os transitórios simulados serem elevados.

Por fim, a última consideração da modelagem é referente ao chaveamento. No ATP, caso uma chave esteja alimentando um elemento indutivo, a abertura da mesma só será possível quando a corrente zerar naturalmente. No entanto, no equipamento real, o chaveamento ocorre em qualquer ponto da onda de corrente, e não somente quando a mesma passa por zero. A energia armazenada no reator é dissipada em um pequeno arco durante a comutação.

Para permitir que o chaveamento na simulação seja passível de ocorrer em qualquer momento da onda de corrente, foram adicionados resistores não lineares de pequeno porte em conjunto com as chaves. Tais resistores são acoplados no circuito no momento do chaveamento forçando a corrente da bobina do reator que irá mudar de tap ir a zero, tal como ocorre naturalmente no CDR.

Finalmente, calculados todos os parâmetros da modelagem, constrói-se o circuito elétrico em sua totalidade, conforme apresentado na figura 79.



**Figura 79.** Circuito do CDR implementado no ATPDraw.

### 4.3.3 Comparação da modelagem no domínio do tempo com ensaios

Apresentada a metodologia utilizada para a modelagem do CDR no domínio do tempo, é necessário avaliar a aplicabilidade do modelo proposto.

Antes de mais nada, vale salientar que os resultados a seguir são referentes a um compensador de 200 kVAr.

#### a) Ensaio a vazio

Para a realização do ensaio a vazio, foi aplicada tensão nominal na bobina primária do compensador igual a 7967 Volts eficazes. A comparação entre perdas projetadas e simuladas é apresentada no quadro 5.

**Quadro 5.** Comparativo das perdas a vazio.

Perdas projetadas (W)	Perdas simuladas (W)	Diferença (%)
618	660	6,8%

Fonte: Do autor.

A diferença percentual de perdas a vazio está relacionada à modelagem do reator de comutação. Pela metodologia apresentada, a corrente circulante, presente também no compensador em vazio, ficou maior do que o valor de projeto.

Além das perdas, a tensão secundária do CDR a vazio foi analisada. O quadro 6 apresenta as tensões esperadas para cada tap e seus valores simulados na ferramenta computacional.

**Quadro 6.** Comparativo entre tensão secundária a vazio teórica e modelada.

Tap	Tensão teórica (V)	Tensão simulada (V)	Diferença (%)
0	0,0	0,0	0,0%
1	52,2	52,0	-0,4%
2	104,4	104,1	-0,3%
3	156,6	156,0	-0,4%
4	208,8	208,2	-0,3%
5	260,9	260,1	-0,3%
6	313,1	312,3	-0,3%
7	365,3	364,1	-0,3%
8	417,5	416,4	-0,3%
9	469,7	468,2	-0,3%

Continua

Conclusão			
Tap	Tensão teórica (V)	Tensão simulada (V)	Diferença (%)
10	521,9	520,5	-0,3%
11	574,1	572,2	-0,3%
12	626,3	624,5	-0,3%
13	678,4	676,2	-0,3%
14	730,6	728,6	-0,3%
15	782,8	780,3	-0,3%
16	835,0	832,9	-0,3%

Fonte: Do autor.

Os valores de tensão secundária são praticamente iguais aos calculados; as diferenças percentuais são essencialmente nulas.

#### b) Ensaio em curto-circuito

Em seguida, para a bobina secundária do CDR em curto-circuito, é aplicada corrente nominal em seu primário.

O fator “k” utilizado durante a modelagem das indutâncias lineares do CDR foi estipulado para que a impedância percentual dos compensadores fosse a idêntica à medida, como mostra o quadro 7.

**Quadro 7.** Comparativo dos dados do ensaio em curto.

	Valor medido	Valor simulado	Diferença (%)
Tensão aplicada (V)	867,61	867,61	0,0%
Corrente medida (A)	25,10	25,13	0,1%
Impedância calculada (%)	10,89	10,89	0,0%

Fonte: Do autor.

As perdas simuladas ficaram bem próximas às perdas de projeto, resultando em uma diferença percentual baixa, como mostra o quadro 8.

**Quadro 8.** Comparativo das perdas em curto-circuito.

Perdas projetadas (W)	Perdas simuladas (W)	Diferença (%)
2055,5	2160,1	5,1%

Fonte: Do autor.

Novamente, a diferença de perdas está relacionada ao maior valor da corrente circulante. As perdas em curto-circuito de projeto do reator são para corrente circulante igual

a, aproximadamente, 35% da corrente nominal. A modelagem do reator de comutação fez a corrente circulante permanecer próxima aos 40% da nominal. Como foi dito anteriormente, o valor da corrente circulante é determinado pela magnitude da indutância do entreferro do reator de comutação. Além da corrente circulante, a severidade dos transitórios de chaveamento também são plenamente dependentes de tal indutância. Logo, mesmo o valor da corrente circulante simulada ter sido maior do que a de projeto, ao se observar os transitórios de chaveamento, percebe-se que a modelagem do reator de comutação é apropriada, uma vez que os transitórios da modelagem se assemelharam aos medidos.

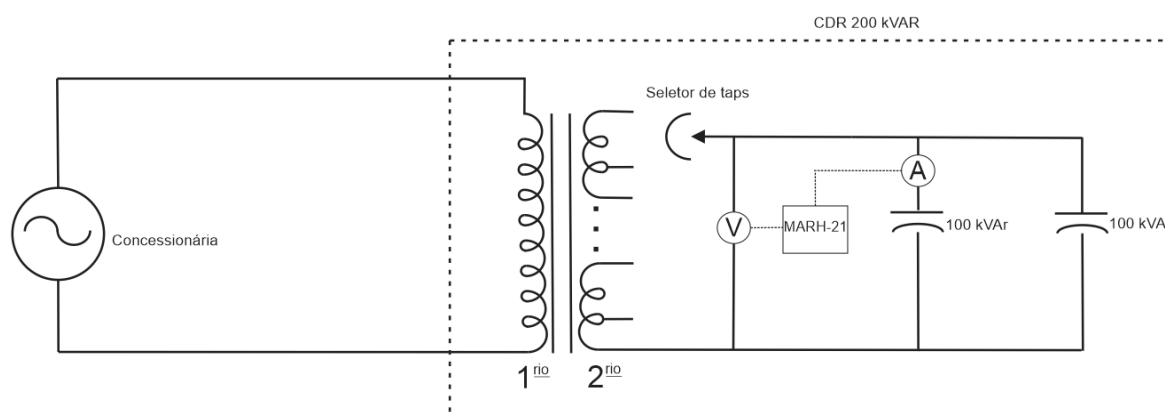
### **c) Tensão em regime permanente no capacitor**

A última das grandezas analisada antes dos transitórios de chaveamento é a tensão em regime permanente sobre o capacitor. Durante o ensaio e na também simulação, foi utilizado um banco de capacitor de 200 kVAr segregado em duas unidades de 100 kVAr de potência, e tensão nominal igual a 690 Volts, o que resulta em uma capacitância efetiva nominal de 557,148  $\mu\text{F}$ . No entanto, durante a medição, foi constatado que a capacitância das células estava valendo apenas 522  $\mu\text{F}$ , logo, esse menor valor foi o utilizado na simulação computacional.

Para a medição dos transitórios de chaveamento, foi utilizado o analisador MARH-21 993 [64]. Devido à limitação de 100 Ampères eficazes do sensor de corrente utilizado, apenas a corrente de um dos bancos de 100kVAr foi medida. Além da restrição do sensor de corrente, o sensor de tensão tem especificação máxima igual a 600 Volts eficazes (848 Volts de pico para uma senóide pura). Essas duas características não permitiram que o ensaio fosse realizado para o tap 16, pois tanto a corrente como a tensão extrapolariam seus devidos limites. O esquemático simplificado da medição realizada é apresentado na figura 80. A mesma montagem foi utilizada no ensaio dos transitórios de chaveamento.

Outra observação é que os dados dos dois tópicos anteriores, referentes aos ensaios a vazio e em curto, são de projeto, enquanto que os dois próximos tópicos irão se referir a um protótipo de um banco de compensadores dinâmicos instalados na cabine primária da ITB Equipamentos Elétricos. Como tais equipamentos realizam a compensação do reativo demandado pela unidade fabril, não foi possível abaixar os seus taps a valores menores que 8, pois essa situação iria reduzir o fator de potência visto pela concessionária podendo acarretar em cobrança por excedente de reativo.





**Figura 80.** Esquema de montagem para ensaio do CDR com capacitor conectado.

A tensão primária no momento do ensaio estava em torno de 11.800 Volts eficazes entre fases, o que resulta em 6.812,7 Volts entre fase e neutro, considerando o sistema equilibrado. Esta foi a tensão aplicada ao enrolamento primário do CDR no ATP. O quadro 9 apresenta os valores de tensão fundamental medida no capacitor e simulada no ATP. Nota-se que a diferença entre as tensões medidas *in loco* e simuladas no ATP tiveram discrepância elevada, chegando a quase 25% no tap 15.

**Quadro 9.** Comparativo entre tensão no capacitor medida e simulada.

Tap	Tensão medida (V)	Tensão simulada (V)	Diferença (%)
8	315,1	370,8	17,67%
9	355,7	421,5	18,51%
10	401,0	474,4	18,30%
11	443,3	528,7	19,27%
12	491,9	586,3	19,19%
13	535,3	645,6	20,60%
14	585,0	708,9	21,18%
15	620,9	774,68	24,76%

Fonte: Do autor.

O que chama a atenção é que os valores de tensão no capacitor são menores do que a tensão secundária teórica caso o CDR estivesse a vazio. O quadro 10 faz a comparação entre essa tensão teórica calculada e a simulada.

Em p.u., a tensão no capacitor somente seria menor do que a tensão a vazio caso a resistência série do transformador fosse muito grande. A discussão na sequência esclarece tal indagação.

**Quadro 10.** Comparativo entre tensão a vazio teórica e aplicada sobre o capacitor no ATP.

Tap	Tensão a vazio teórica (V)	Tensão simulada (V)	Diferença (%)
8	357,0	370,8	3,87%
9	401,6	421,5	4,95%
10	446,2	474,4	6,31%
11	490,9	528,7	7,71%
12	535,5	586,3	9,49%
13	580,1	645,6	11,29%
14	624,7	708,9	13,47%
15	669,4	774,68	15,73%

Fonte: Do autor.

De forma simples, o CDR pode ser representado por um circuito RLC, como na figura 81.

**Figura 81.** Circuito RLC hipotético.

O valor da resistência R pode ser calculado pelas perdas série do CDR como segue:

$$R = \frac{P_{CC}}{I_{CC}^2} \quad (4.100)$$

$$R = \frac{2055,5}{239,52^2} = 0,035828936 \text{ } [\Omega] \quad (4.101)$$

Onde:

- $P_{CC}$  são as perdas em curto-circuito;
- $I_{CC}$  é a corrente do ensaio em curto-circuito.

Para encontrar o valor da reatância indutiva do transformador na frequência fundamental, primeiramente, calcula-se o valor de impedância base e o valor da resistência encontrada em (4.101) na mesma base. A potência e tensão base são as nominais do transformador e valem 200 kVAr e 835 Volts, respectivamente.

$$Z_{base} = \frac{U_{base}^2}{S_{base}} = \frac{835^2}{200.000} = 3,486125 [\Omega] \quad (4.102)$$

$$R_{\%} = \frac{R}{Z_{base}} \times 100 = 1,02776\% \quad (4.103)$$

Como a impedância percentual do transformador vale 10,89%, têm-se que a reatância indutiva vale:

$$X_{L\%} = \sqrt{Z_{\%}^2 - R_{\%}^2} = 10,8414 \% \quad (4.104)$$

$$X_L = \frac{X_{\%} \times Z_{base}}{100} = 0,37794 [\Omega] \quad (4.105)$$

Finalmente, o valor da reatância capacitiva pode ser calculado por:

$$X_C = \frac{U_{nominal}^2}{S_{nominal}} = \frac{690^2}{200.000} = 2,3805 [\Omega] \quad (4.106)$$

A corrente que flui pelo ramo RLC é a divisão da tensão no CDR pela impedância equivalente. Hipoteticamente, considerando a tensão igual a 835 Volts, a corrente vale:

$$\dot{I} = \frac{\dot{V}}{\dot{Z}_{equivalente}} = 416,90 \angle 88,97^\circ [A] \quad (4.107)$$

A circulação de tal corrente no capacitor ocasionaria a elevação da tensão em seus terminais em relação à tensão da barra, como segue:

$$\dot{V}_C = \dot{I} \times \dot{X}_C = 992,43 \angle -1,03 [V] \quad (4.108)$$

Pela análise simplificada apresentada, ao se aplicar 835 Volts no circuito RLC, são esperados 992,43 Volts no capacitor.

Para este tipo de circuito, a única forma da tensão no capacitor ser menor do que a da barra é se a magnitude da resistência assumir valor bastante elevado.

Para se ter noção de quanto maior o valor de R teria que ser para que a tensão no capacitor fosse igual aos mesmos 835 Volts da barra, mantendo-se os mesmos valores de  $X_L$  e de  $X_C$ , seria necessário que a resistência fosse 35 vezes o valor encontrado em (4.101).

Para esse valor hipotético de resistência, 35 vezes maior, as perdas esperadas seriam quase 77 vezes maiores. Dessa forma, conclui-se que o motivo das tensões medidas estarem menores do que as teóricas não está relacionado ao alto valor de perdas, leia-se resistência, do CDR.

A razão para tal diferença de tensão é relação de transformação do protótipo diferente da do projeto consolidado.

Diante do exposto, não foi possível validar a tensão eficaz no capacitor, entretanto, em um equipamento que tem a relação de transformação do projeto, as tensões devem estar mais próximas às simuladas do que às medidas na peça alvo de ensaio.

#### **d) Transitórios de chaveamento**

Por fim, a última análise do comportamento dos CDRs no domínio do tempo são os seus transitórios de chaveamento.

Primeiramente, é importante atentar que os CDRs estavam conectados em um barramento de região industrial, com várias cargas não lineares na redondeza, o que acarretou no aparecimento de corrente e tensão harmônica medidas no capacitor.

Em detrimento da discrepância dos valores medidos e simulados na análise de tensão em regime permanente, a validação dos transitórios de chaveamento foi feita da seguinte forma: foram criados dois degraus de tensão fictícios na modelagem para que a variação de tensão entre um tap e outro simulada fosse igual à medida. Por exemplo, na mudança do tap 10 para o tap 11, a tensão eficaz ensaiada subiu de 402 para 443 Volts. Esse mesmo degrau de tensão foi criado na bobina secundária no ATP. Além do translado do tap 10 para o 11, foi simulada, também, a mudança do tap 12 para o 13.

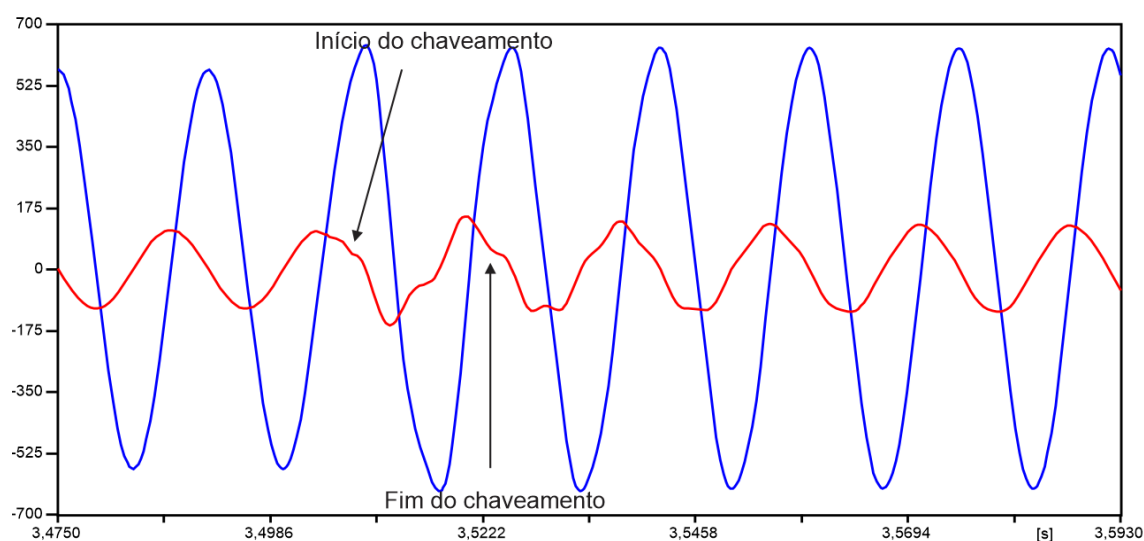
A metodologia para comparação entre medição e simulação foi a seguinte: o maior valor de pico, tanto de corrente como de tensão, observado durante o chaveamento foi dividido pelo valor de pico da grandeza já estabilizada. Além da comparação da elevação de tensão e corrente, foram defrontados os tempos em ciclos que o transitório perdurou.

A primeira troca de tap estudada foi a mudança do tap 10 para o 11. As figuras 82 e 83 apresentam tensão e corrente medidas e simuladas, respectivamente.



**Figura 82.** Forma de onda de tensão (azul) e corrente (laranja) medida em um dos capacitores do CDR na mudança do tap 10 para tap 11.

Antes de comparar os resultados simulados e medidos, cabe ressaltar a suavidade do transitório, principalmente de tensão, ponto positivo da comutação feita em degraus de tensão e não com a aplicação da tensão total, como ocorre em capacitores chaveados mecanicamente.



**Figura 83.** Forma de onda de tensão (azul) e corrente (vermelha) simulada em um dos capacitores na mudança do tap 10 para tap 11.

Os resultados analíticos do transitório supracitado são apresentados no quadro 11.

**Quadro 11.** Resultados analíticos do transitório na mudança do tap 10 para o 11.

	Medição	Simulação
Elevação de corrente (%)	30,08	26,83
Elevação de tensão (%)	3,86	3,04
Duração (ciclos)	1,5	2
DHTv tap 11 (%)	4,45	-
DHTi tap 11 (%)	18,76	-

Fonte: Do autor.

Os resultados da medição e da simulação ficaram relativamente próximos. Um dos principais motivos para a discrepância observada foi a distorção harmônica, principalmente a de corrente. Como a metodologia é fundamentada no pico da grandeza estudada, a distorção harmônica prejudica a análise.

Além da distorção harmônica, a forma como a comutação foi representada e até mesmo as diferenças entre projeto e equipamento montado são fontes de erros.

A segunda comutação estudada é a troca do tap 12 para o tap 13. As formas de onda de tensão e corrente medidas e simuladas são vistas nas figuras 84 e 85, respectivamente.



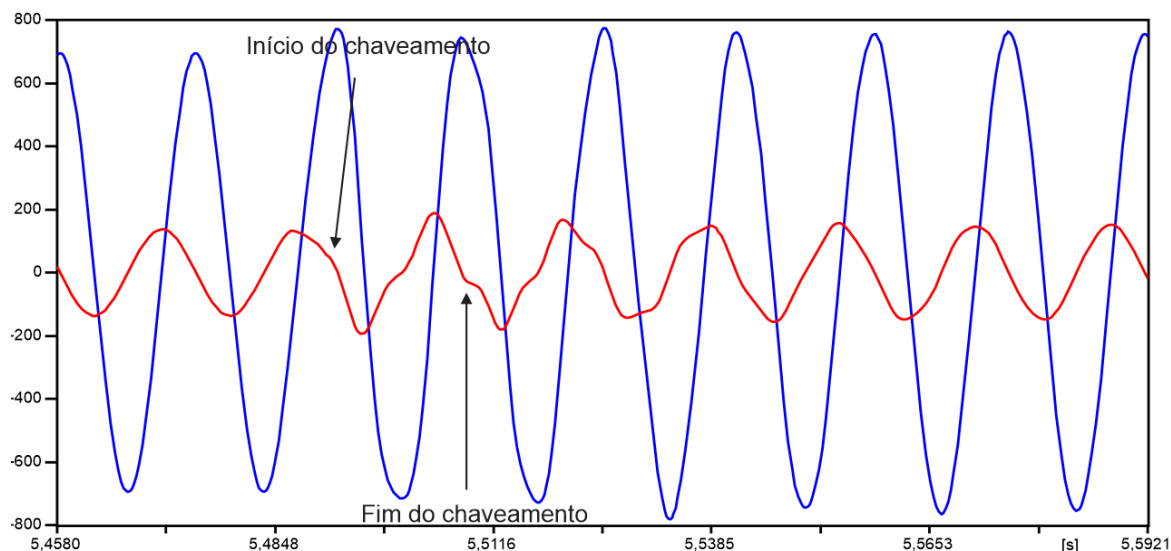
**Figura 84.** Forma de onda de tensão (azul) e corrente (laranja) medida em um dos capacitores do CDR na mudança do tap 12 para tap 13.

Os resultados analíticos do transitório da mudança do tap 12 para ao 13 são apresentados no quadro 12.

**Quadro 12.** Resultados analíticos do transitório na mudança do tap 12 para o 13.

	Medição	Simulação
Elevação de corrente (%)	32,43	30,00
Elevação de tensão (%)	2,24	3,44
Duração (ciclos)	2	2,5
DHTv tap 13 (%)	3,14	-
DHTi tap 13 (%)	8,55	-

Fonte: Do autor.

**Figura 85.** Forma de onda de tensão (azul) e corrente (vermelha) simulada em um dos capacitores na mudança do tap 12 para 13.

Os motivos para a discrepância entre os valores simulados e medidos são os mesmos discutidos anteriormente: distorção harmônica, representação do chaveamento e também a diferença construtiva entre o compensador ensaiado e projeto.

Todavia, a modelagem no domínio do tempo trouxe erros aceitáveis, o que valida a sua aplicação para caráter orientativo no estudo de transitórios de chaveamento dos compensadores dinâmicos de reativo.

Apresentadas as modelagens do CDR e o seu comportamento isoladamente, o próximo passo é estudar a atuação desses equipamentos em sistemas elétricos. A modelagem no domínio do tempo, por ter sido feita no ATP, programa de maior complexidade para representação de grandes sistemas e com característica não tão *user friendly* como a do simulador do domínio da frequência [33], não estará presente no próximo capítulo, que trata dos impactos da compensação dinâmica em sistemas elétricos; ou seja, todas as análises dos capítulos 5 e 6 foram baseadas na modelagem do CDR no domínio da frequência, somente.

## 5 COMPORTAMENTO DE COMPENSADORES DINÂMICOS DE REATIVO EM SISTEMAS INDUSTRIAIS

A atividade à qual a energia elétrica é destinada é, com certeza, o fator determinante do perfil de demanda por eletricidade de um consumidor. Como atividade pode-se citar tanto o produto de saída de um processo industrial como a imagem na tela de uma televisão, por exemplo. Em função dessa variedade de fins destinados à energia elétrica, os consumidores possuem uma infinidade de perfis de carga. Apesar desta grande diversidade, os mesmos podem ser divididos em três grandes classes: residencial, comercial e industrial.

Segundo o Balanço Energético Nacional de 2016, que avalia os resultados energéticos do país em 2015 [2], o setor industrial foi o que mais consumiu energia elétrica no Brasil, totalizando 196.613 de 522.833 GWh, representando 37,6% de toda a energia elétrica consumida no país.

Por se tratar de um setor bastante expressivo no que diz respeito ao consumo de energia elétrica, estudar e aplicar novas soluções que visam otimizar o uso da energia dentro dos ambientes industriais é um objetivo nobre. Por esse motivo, a aplicação dos CDRs em ambientes industriais vai dividir espaço no trabalho com a aplicação de tais equipamentos nas redes de distribuição. Em ambos os sistemas, três situações distintas de correção de fator de potência são investigadas: nenhuma compensação reativa instalada; compensação feita apenas com capacitores fixos e compensação combinada entre um banco de CDRs e capacitores fixos. Os sistemas foram implementados em um simulador trifásico de sistema elétricos de potência [33].

Concordando com o apresentado no capítulo 4, os compensadores dinâmicos apresentam frequências de ressonância diferentes para cada posição de tap, podendo atuar como um filtro harmônico passivo. A fim de verificar essa característica dos equipamentos, em complemento à simulação realizada na frequência fundamental, o comportamento do sistema e das formas de compensação reativa na presença de harmônicas também é avaliado.

Em detrimento da imensa gama de atividades industriais praticadas, não há uma curva que represente bem o perfil de consumo de energia elétrica de todos os consumidores industriais [65]. Como empecilhos para a construção de uma curva padrão, pode-se listar fatores como: porte da indústria, tecnologia empregada na instalação, simultaneidade dos processos dentro da cadeia produtiva, além do contrato de consumo e demanda firmado com a concessionária de energia.



Diante desta dificuldade, optou-se por elaborar 3 curvas de carga hipotéticas representando diferentes consumidores industriais. Esses três perfis de variação de carga foram: curva de carga com variação acentuada, moderada e leve, todas baseadas em [65]. Tais curvas são apresentadas nas figuras 86, 87 e 88, respectivamente.

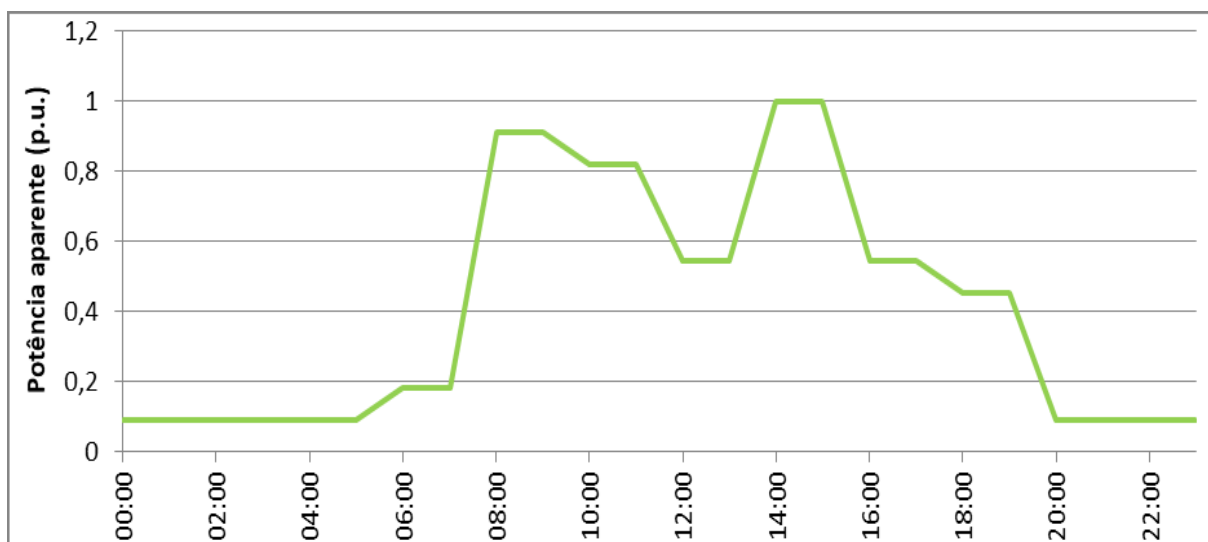


Figura 86. Curva de carga com variação acentuada. Fonte:[65].

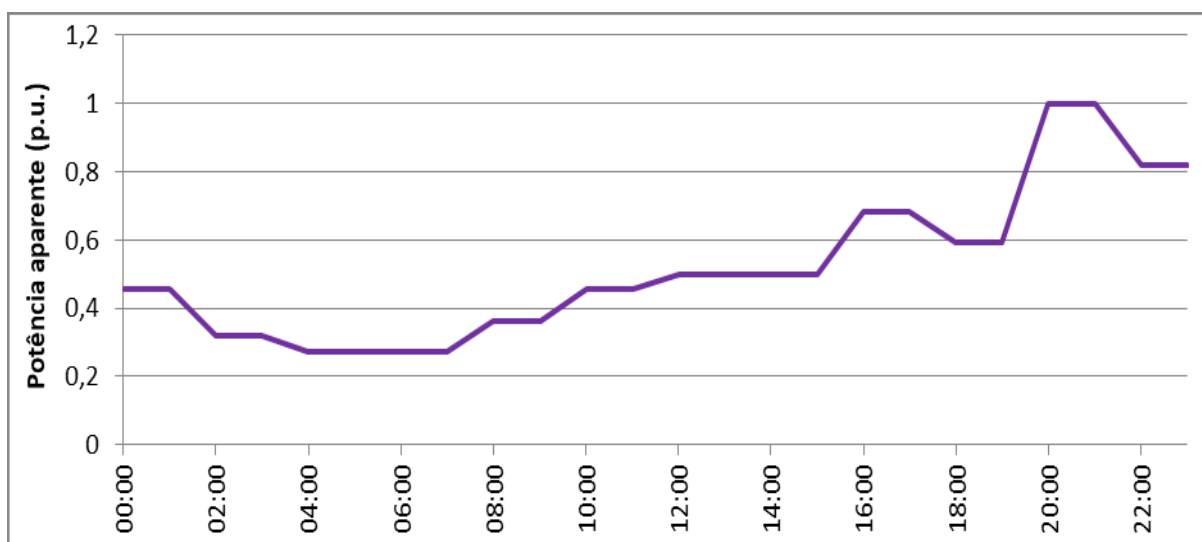


Figura 87. Curva de carga com variação moderada. Fonte: [65].

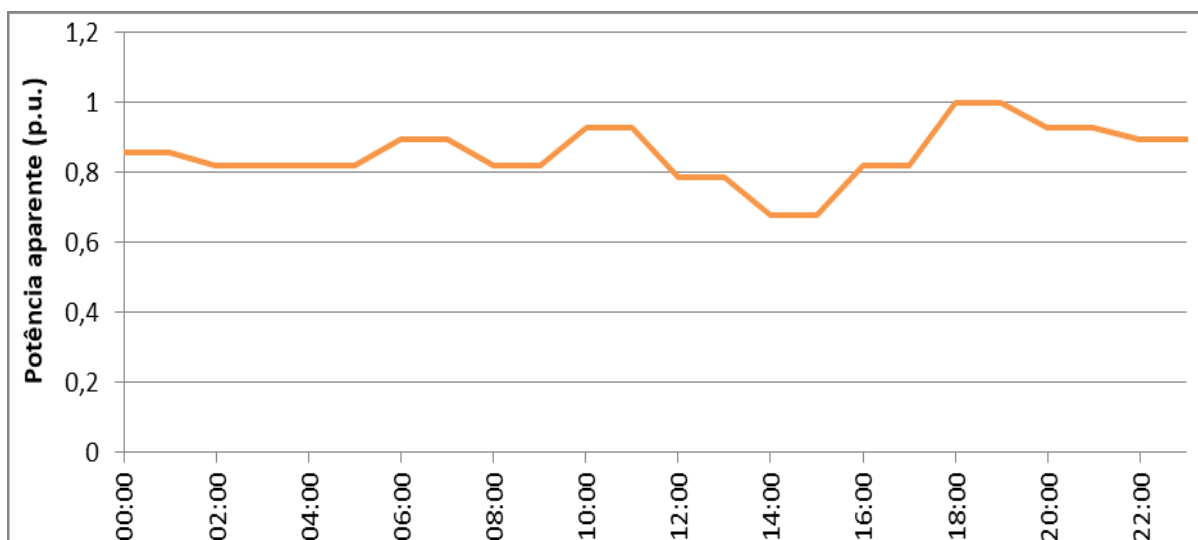


Figura 88. Curva de carga com variação leve. Fonte: [65].

### 5.1 Compensação reativa dinâmica em ambientes industriais na frequência fundamental

A primeira simulação considera apenas componentes fundamentais de tensão e corrente. As grandezas avaliadas são o fator de potência, a regulação de tensão e as perdas técnicas.

O sistema implementado no simulador é exibido na figura 89. O ponto de conexão da indústria é a barra I, onde a tensão nominal é 69 kV, no entanto, a tensão de operação desta barra é de 70,38 kV (102% de 69 kV) ao longo de toda a simulação.

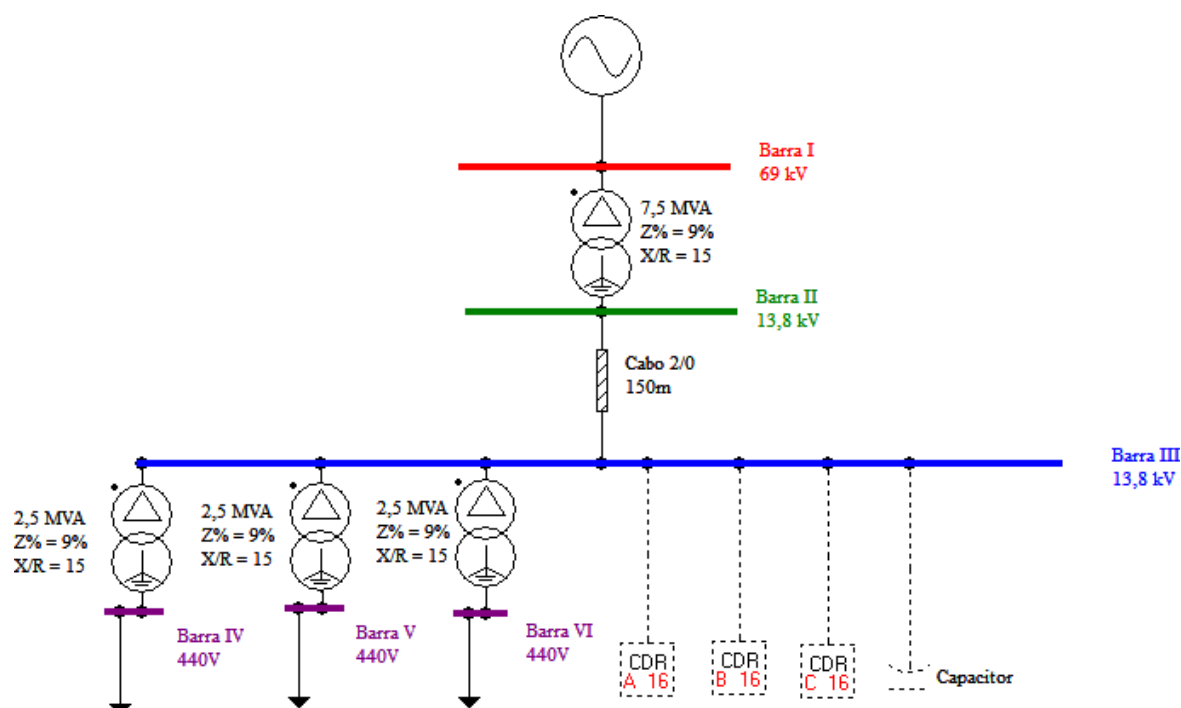


Figura 89. Diagrama unifilar do sistema industrial simulado.

Na Barra I, está conectado um transformador de 7,5 MVA com tensões nominais de 69/13,8 kV. Interligando as barras II e III, há 150 metros de condutor 2/0 AWG [66]. Por fim, conectados à barra III, estão os três transformadores de carga, cada um com potência nominal de 2,5 MVA, e tensão de 13,2/0,44 kV. Os capacitores fixos e os CDRs estão conectados à barra III em suas devidas simulações.

A demanda máxima das cargas apresentadas nas figuras 85, 86 e 87, equivalente a 1 p.u., foi estipulada em 6,3 MVA. Essa carga foi dividida pelos três transformadores, que atendem, cada um, 2,1 MVA com fator de potência fixo em 0,94, representativo de correção de reativo automática na baixa tensão. A carga ao longo do dia é proporcional ao valor máximo, conforme as curvas de carga expostas.

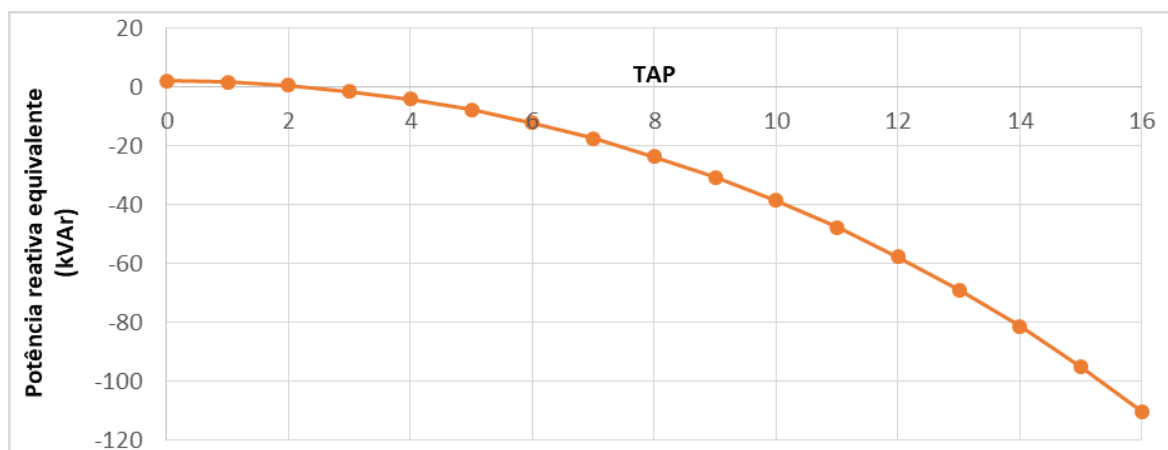
Conforme mencionado, as análises estão fundamentadas em três situações distintas de compensação reativa para cada curva de carga: sistema sem nenhuma compensação no barramento de média tensão; compensação feita apenas com banco de capacitores fixos e compensação feita com CDRs juntamente com banco de capacitores fixos. Para o sistema apenas com capacitores fixos, a potência reativa nominal trifásica do banco instalado na barra de 13,8 kV é de 600 kVAr. Esse valor foi determinado de forma a se obter fator de potência igual a 0,92 no ponto de acoplamento com a concessionária, barra I, no pico de demanda.

Para a compensação que utiliza capacitores fixos e CDRs, coube aos compensadores dinâmicos realizar o ajuste fino do reativo gerado. A potência nominal trifásica do banco de capacitores fixos é de 300 kVAr, restando aos CDRs os outros 300 kVAr (3 CDRs monofásicos de 100 kVAr).

Os parâmetros dos compensadores dinâmicos monofásicos utilizados na simulação são:

- potência nominal do transformador: 100 kVA;
- tensão nominal do primário do transformador: 7967 V;
- tensão nominal do secundário do transformador: 690 V;
- impedância percentual do transformador no tap +16: 11,26%;
- perdas obtidas no ensaio a vazio: 256,5 W;
- perdas obtidas no ensaio em curto-circuito: 1.266 W;
- corrente de magnetização: 0,26 A;
- potência nominal do banco de capacitores no secundário do CDR: 100 kVAr;
- tensão nominal do banco de capacitores do CDR: 690 V.

Para o equipamento supracitado, submetido à tensão nominal, a potência reativa equivalente em função do tap de operação varia conforme mostrado na figura 90.



**Figura 90.** Potência reativa em função do tap do CDR de 100 kVAR.

Em razão do sinal contrário das reatâncias do transformador e do capacitor, o módulo da impedância resultante do CDR fica menor do que a impedância isolada do capacitor, o que resulta em potência reativa gerada maior do que a nominal do capacitor, isso quando este está em seu tap mais elevado; motivo pelo qual o equipamento fornece, aproximadamente, 110 kVAR de potência reativa quando o mesmo opera no tap mais alto.

Na situação oposta, quando o CDR está trabalhando em taps baixos, especificamente nas posições 0, 1 e 2, a potência reativa produzida pelo capacitor não é maior do que a requerida pelo transformador do equipamento. Com isso, quando os CDRs estão trabalhando nos três taps supracitados, o equipamento demanda, ainda que pouco, reativo da rede.

Além da especificação dos valores nominais dos CDR a serem utilizados, os equipamentos precisam ser parametrizados para corrigirem o fator de potência de acordo com a necessidade e o projeto da planta industrial. Como o conjunto de CDRs não está conectado à barra I, onde é feita a medição do fator de potência pela concessionária, cabe aos equipamentos fornecer reativo suficiente para compensar a demanda reativa dos transformadores de 2,5 e 7,5 MVA. Para tanto, os valores de referência implementados no controle dos CDRs - a faixa à qual o fator de potência deve permanecer - foram parametrizados em 0,96 capacitivo (limite superior) e 0,97 indutivo (limite inferior) para todos os casos simulados.

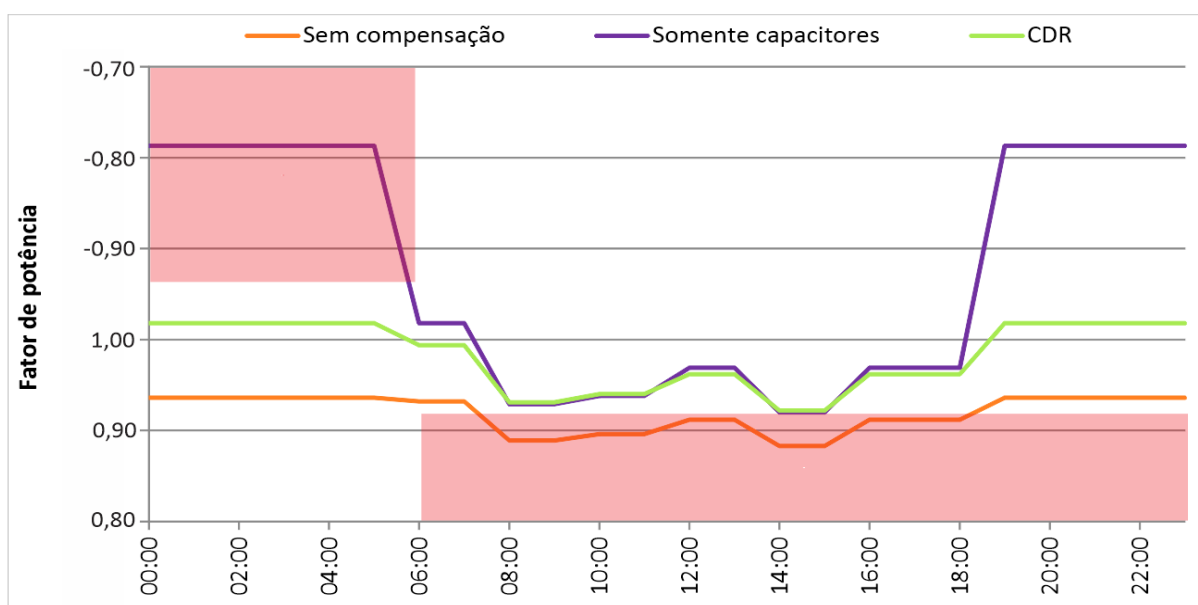
### 5.1.1 Curva de carga com variação acentuada

#### a) Fator de potência

A regulação brasileira [18] limita o fator de potência de consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 kV conectados a sistemas de distribuição, sob pena de cobrança por excedente de reativo.

Os limites mínimos praticados nas redes de distribuição do Brasil são iguais a 0,92 capacitivo e indutivo. Segundo o parágrafo 1 do artigo 96 de [20], o limite 0,92 capacitivo é válido durante 6 horas consecutivas do período entre 23 horas e 30 minutos e 6 horas e 30 minutos; enquanto que o limite 0,92 indutivo aplica-se às outras 18 horas. As análises a seguir consideram o limite de 0,92 capacitivo valendo no período entre 0 horas e 6 horas.

A figura 91 apresenta o fator de potência registrado na barra I, que representa o ponto de conexão da indústria com a concessionária, para as três situações de compensação. Também estão demarcados os limites capacitivos e indutivos em seus respectivos horários de vigência (hachura).



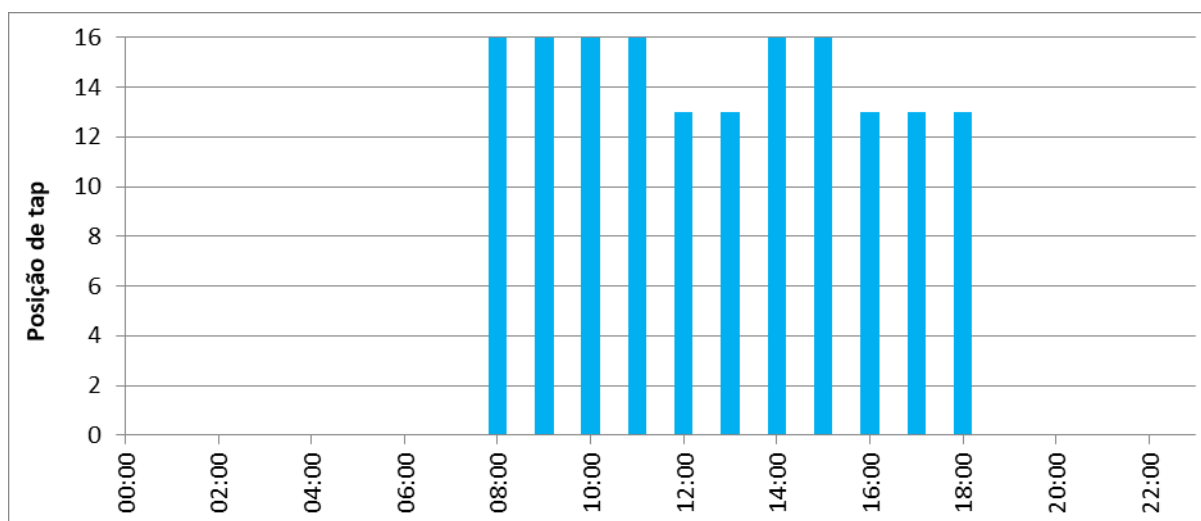
**Figura 91.** Fator de potência da barra I para curva de carga com variação acentuada.

Percebe-se que o fator de potência no sistema sem compensação fica abaixo do limite 0,92 indutivo no período de maior carregamento. Essa transgressão ocorre em função da demanda de reativo dos transformadores, que acompanha o crescimento da demanda das cargas

supridas. Enquanto o carregamento é baixo, o limite de 0,92 no ponto de conexão não é violado devido ao fator de potência das cargas já ser corrigido para 0,94 localmente.

Visto que o banco de capacitores foi especificado para que o fator de potência na barra I ficasse igual a 0,92 no pico de demanda, houve excesso de potência reativa nos períodos em que a indústria trabalhou com carga baixa. Esse reativo extra fez o fator de potência no ponto de conexão violar o limite 0,92 capacitivo nas 6 primeiras horas do dia, o que resultaria no faturamento por excedente de reativo por parte da concessionária. Ao final da análise, será apresentada uma estimativa de gasto com esse faturamento extra.

Por fim, fica claro que o melhor desempenho global do fator de potência é visto no sistema compensado com os CDRs em conjunto com os capacitores fixos. Nos períodos de menor demanda, os compensadores dinâmicos trabalharam em taps baixos, produzindo pouco, ou nenhum reativo, deixando a cargo dos capacitores fixos toda a compensação. Para melhor ilustrar tal situação, a figura 92 apresenta a posição dos taps dos compensadores ao longo da simulação.



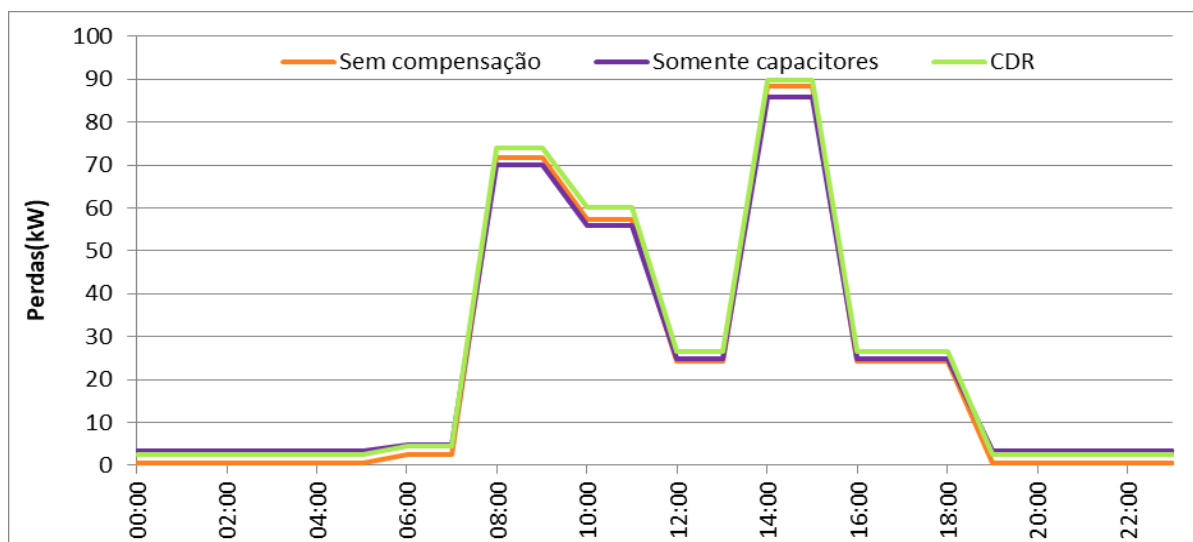
**Figura 92.** Posição de tap dos CDRs para curva de carga com variação acentuada.

Quando o sistema demandou potência reativa, o controle dos compensadores fez os equipamentos operarem em taps mais elevados, gerando reativo; já nos períodos onde a demanda foi menor, os taps dos equipamentos ficaram em posições mais baixas.

## b) Perdas técnicas

Além do fator de potência medido no ponto de conexão, outra grandeza à qual se espera otimização de resultados ao se compensar reativo são as perdas técnicas.

A figura 93 apresenta as perdas computadas nas três situações de compensação ao longo da simulação.

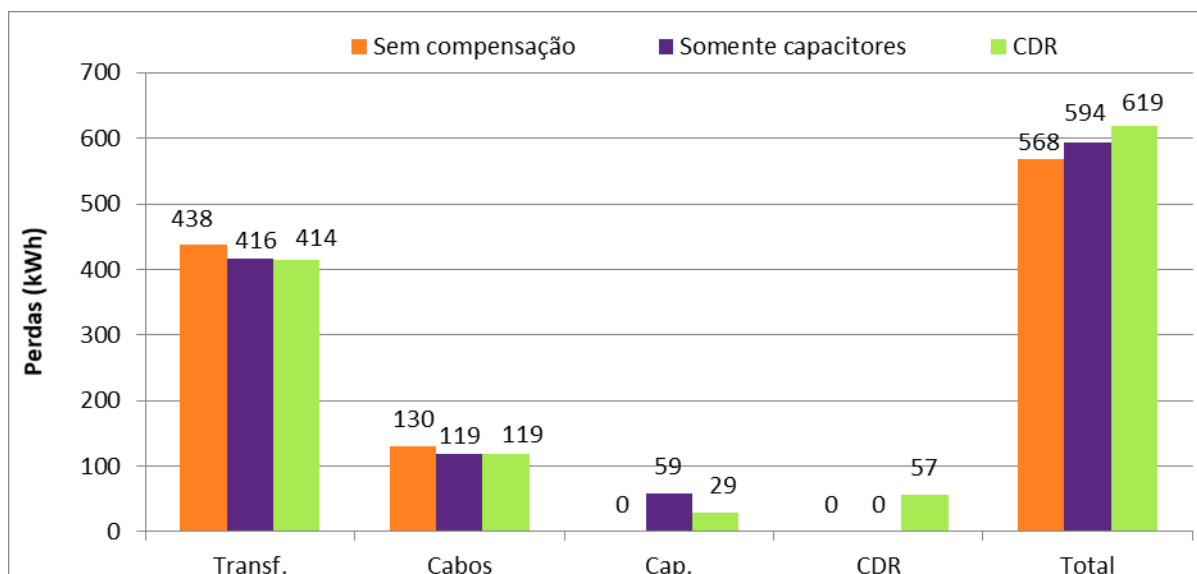


**Figura 93.** Perdas técnicas para curva de carga com variação acentuada.

Durante os períodos de menor demanda, o sistema sem nenhuma compensação obteve o melhor desempenho, seguido do sistema dos CDRs e, finalmente, do sistema compensado apenas com capacitores. Observa-se que mesmo os CDRs mantendo o fator de potência mais próximo à unidade, as perdas para esse circuito foram maiores do que as do sistema sem compensação. Isso ocorreu em detrimento das perdas internas do compensador, e, nesse caso, em função das perdas a vazio, uma vez que os equipamentos estavam operando no tap 0.

Nos períodos de maior carregamento, o sistema compensado apenas com capacitores apresentou o melhor desempenho do ponto de vista de perdas, seguido do sistema sem compensação e, em último lugar, do sistema com os CDRs. Essa melhor performance do sistema dos capacitores está relacionada à diminuição do fluxo de reativo no cabo e no transformador de 7,5 MVA. O sistema com os CDRs também proporcionou a redução de perdas nesses elementos, porém, as suas perdas internas foram altas, o que resultou no maior montante de energia consumida por perdas dentre os três sistemas, conforme apresenta a figura 94.

O circuito com o melhor desempenho foi o sistema sem compensação, com 568 kWh de perdas totais. No entanto, a falta de compensação ocasionou perdas maiores nos transformadores e no condutor que interliga as barras II e III.



**Figura 94.** Energia total consumida por perdas técnicas para curva de carga com variação acentuada.

A correção reativa feita apenas com capacitores diminuiu as perdas nos transformadores e nos cabos, porém, devido às perdas internas dos capacitores (0,4% da potência reativa gerada), as perdas globais tiveram o segundo maior valor.

Em último lugar, ficou o sistema dos CDRs com 619 kWh de energia perdida, sendo 57 kWh referente a perdas internas dos compensadores dinâmicos.

### c) Regulação de tensão

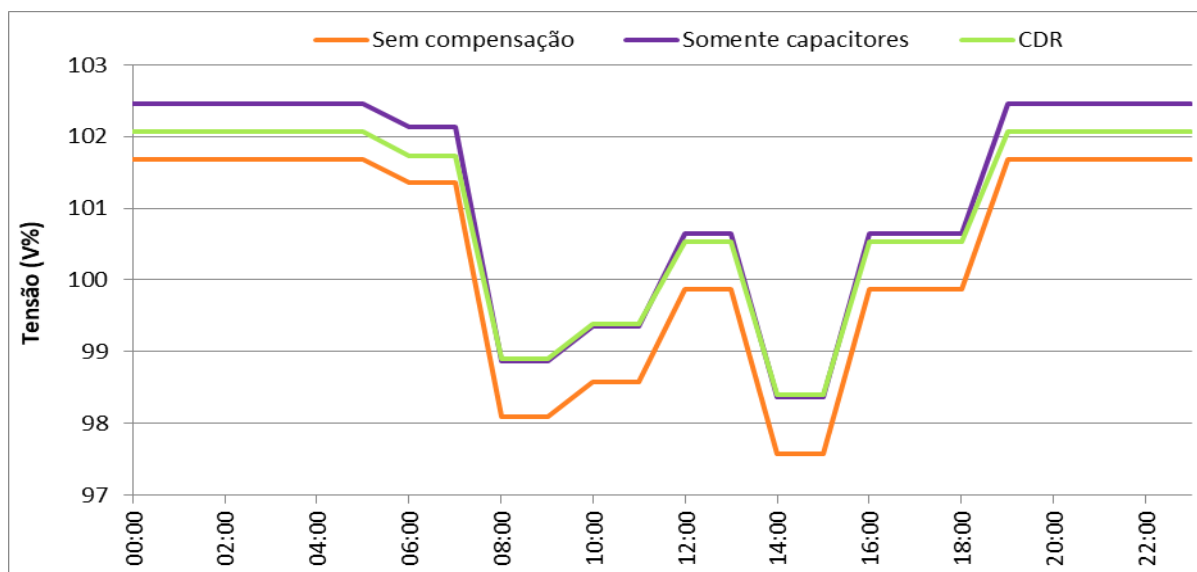
A regulação de tensão de um sistema está intimamente ligada ao fluxo de potência reativa no mesmo. A relação é tão estrita que muitos projetos de compensação reativa têm como objetivo principal a melhoria do perfil de tensão e não somente a correção do fator de potência.

Os resultados da simulação do sistema industrial confirmam essa indagação. A figura 95 exibe a variação de tensão na barra III, local de instalação da compensação. A tensão base do gráfico é igual a 13,8 kV.

Ratificando a relação íntima entre reativo e tensão, é possível traçar uma analogia entre as figuras 91 e 95. O sistema sem compensação manteve o fator de potência mais baixo e indutivo ao longo de toda a simulação, o que resultou em menores valores de tensão durante as 24 horas simuladas.

Em contrapartida, o fator de potência do sistema compensado apenas com capacitores apresentou valores baixos e capacitivos em alguns momentos, o que acarretou em níveis de tensão mais altos.





**Figura 95.** Tensão na barra III para demanda com variação acentuada.

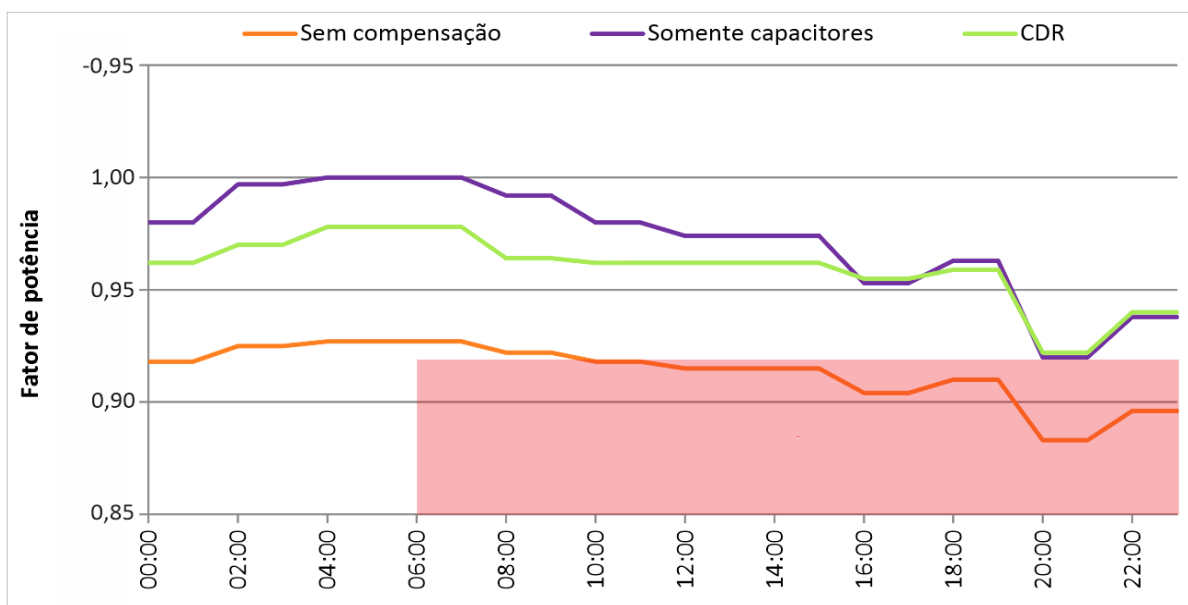
Dentre as três formas de compensação analisadas, a feita com os CDRs apresentou a menor variação de tensão ao longo da simulação. Nos períodos de carga leve, o CDR limitou a quantidade de reativo e, por consequência, apresentou tensão um pouco mais baixa do que o sistema compensado apenas com capacitores. Nos momentos de maior carregamento, os compensadores dinâmicos trabalharam no tap mais alto, evitando uma maior queda da tensão.

### 5.1.2 Curva de carga com variação moderada

#### a) Fator de potência

O valor do fator de potência nas três situações de compensação é mostrado na figura 96.

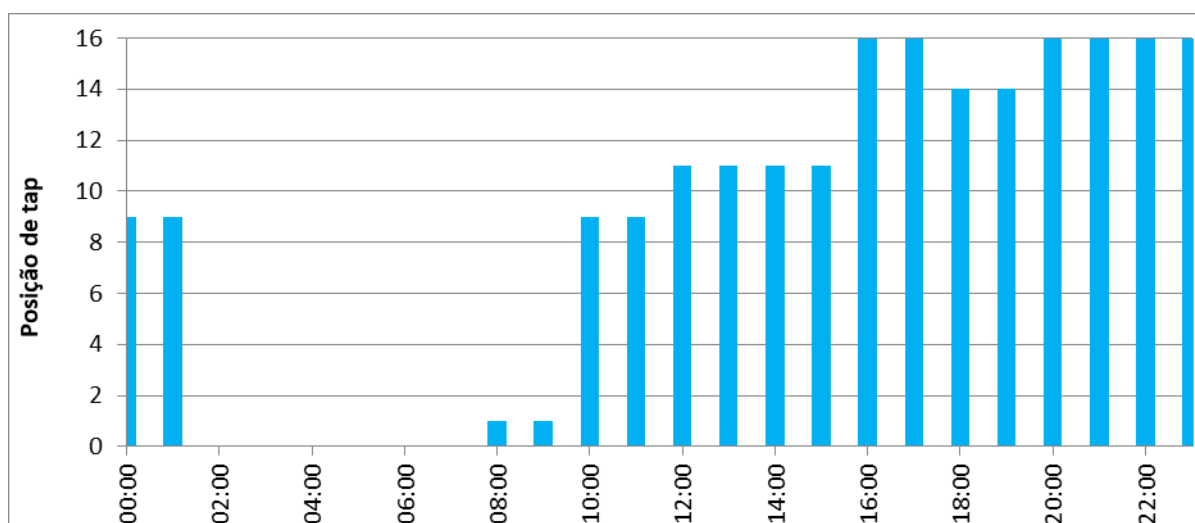
Os dois sistemas com compensação reativa não extrapolaram os limites regulamentados em nenhum momento da simulação. Dentre os dois, a compensação feita apenas com capacitores teve resultado superior nos períodos de carregamento leve e moderado, quando o fator de potência ficou mais próximo à unidade. Essa diferença ocorreu porque o CDR compensou o fator de potência em sua barra, buscando manter a grandeza dentro dos limites parametrizados neste ponto, e não no ponto de conexão.



**Figura 96.** Fator de potência da barra I para curva de carga com variação moderada.

Para não extrapolar o limite de fator de potência capacitivo na barra monitorada, igual a 0,96, o CDR trabalhou em taps intermediários, conforme apresenta a figura 97.

Visando manter o padrão nas três curvas de carga implementadas, os limites dos CDRs foram os mesmos nas três características de demanda empregadas. Todavia, para aproximar mais o fator de potência da unidade no ponto de conexão, o limite capacitivo do CDR poderia ser reduzido.

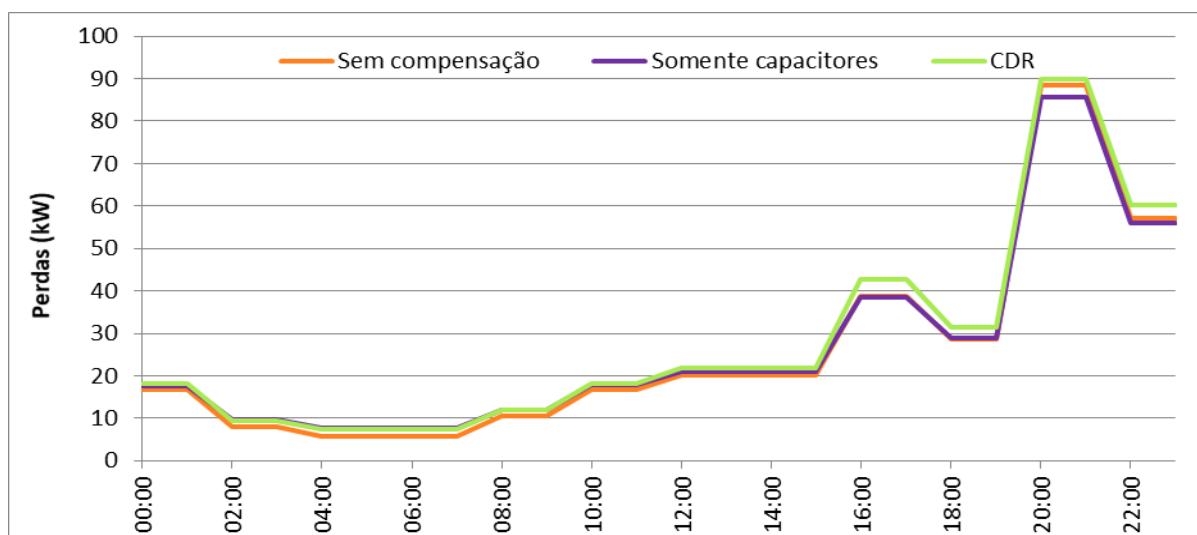


**Figura 97.** Posição de tap dos CDRs para curva de carga com variação moderada.

De qualquer forma, analisando-se apenas o fator de potência no ponto de conexão, fica evidente a necessidade de compensação de reativo, seja ela feita apenas com capacitores ou com os CDRs.

## b) Perdas técnicas

A figura 98 mostra o comportamento das mesmas para os três tipos de compensação.

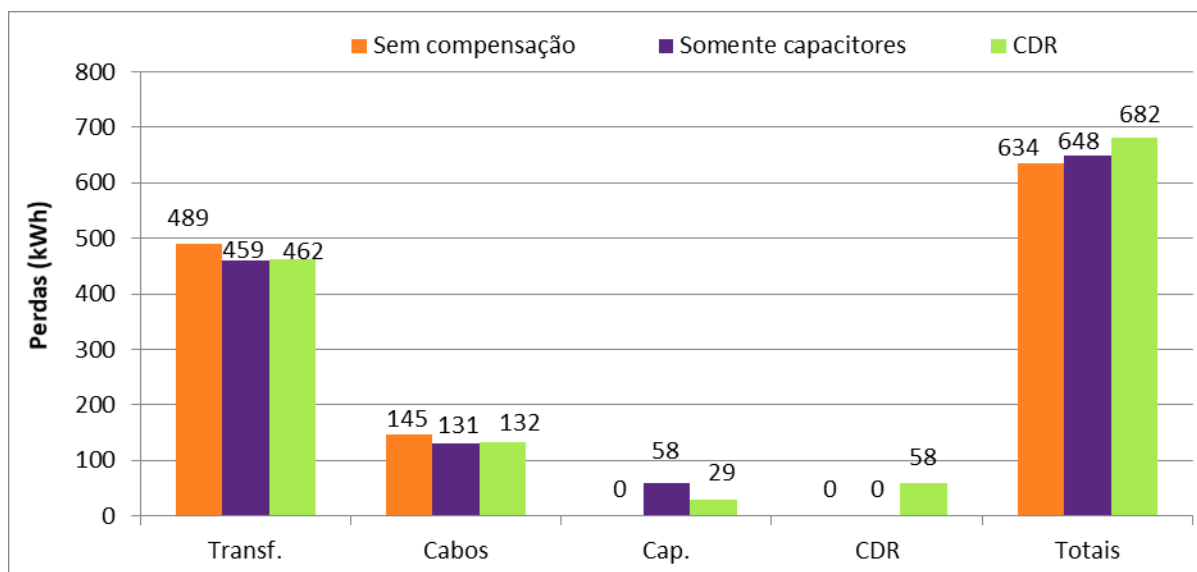


**Figura 98.** Perdas técnicas para curva de carga com variação moderada.

O sistema com os CDRs obteve o maior valor de perdas técnicas durante toda a simulação, o que, obviamente, resultou em energia total perdida mais alta, conforme ilustrado pela figura 99.

Mesmo reduzindo as perdas nos transformadores e nos cabos, o sistema compensado apenas com capacitores apresentou o segundo melhor desempenho em função de suas perdas internas, que valem 0,4% da potência reativa gerada.

Em último lugar, ficou o sistema dos CDRs, somando 682 kWh de perdas, sendo 58 kWh internas dos compensadores dinâmicos.



**Figura 99.** Energia total consumida por perdas técnicas para curva de carga com variação moderada.

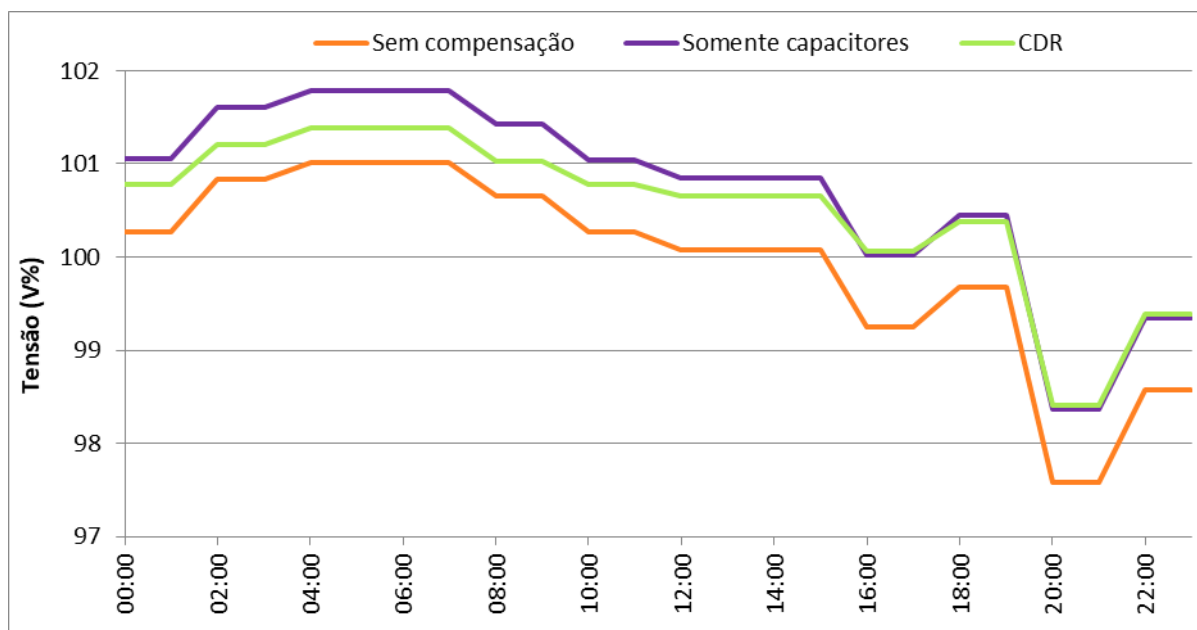
### c) Regulação de tensão

A regulação de tensão na barra III para o sistema com variação de demanda moderada é apresentada na figura 100.

Novamente, a menor variação de tensão ao longo do dia foi registrada no sistema com o CDR.

O sistema sem nenhuma compensação apresentou a maior queda de tensão ao longo da simulação toda. A circulação de corrente de maior magnitude nos elementos a montante da barra III é o motivo para o patamar mais baixo de tensão.

Finalmente, dentre as três condições de compensação reativa, a feita apenas com capacitores fixos apresentou os níveis de tensão mais elevados durante as primeiras horas do dia, devido à quantidade mais alta de reativo produzido. Com o aumento da carga, as duas formas de compensação apresentaram desempenho semelhante, visto que a quantidade de reativo gerada pelos dois também se assemelhou.

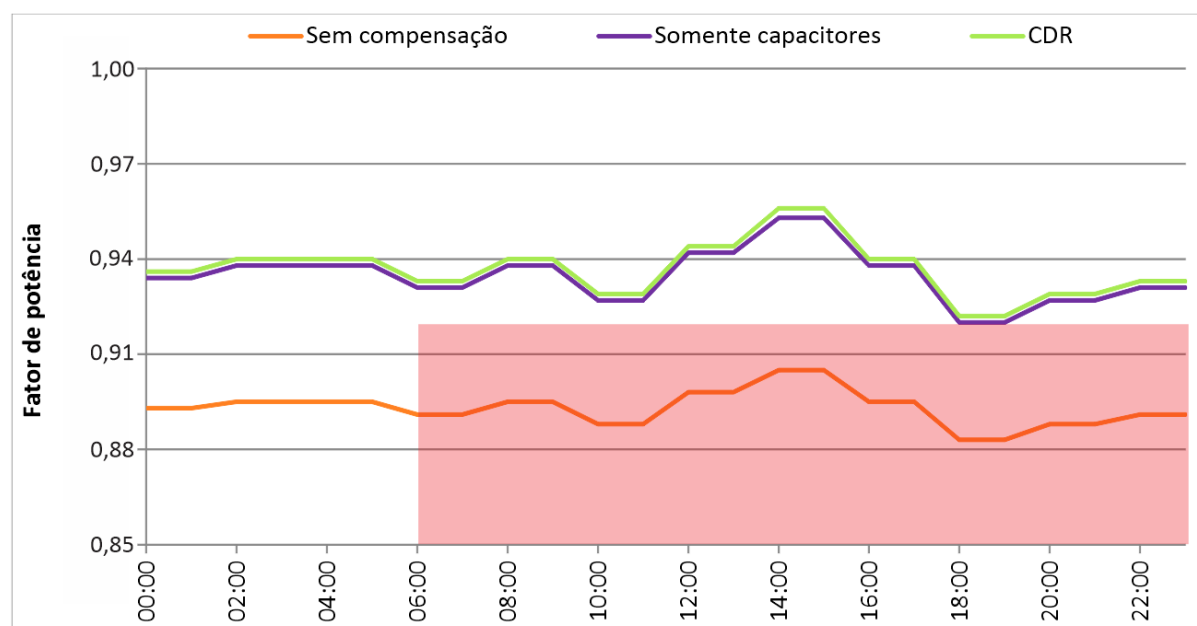


**Figura 100.** Tensão na barra III para demanda com variação moderada.

### 5.1.3 Curva de carga com variação leve

#### a) Fator de potência

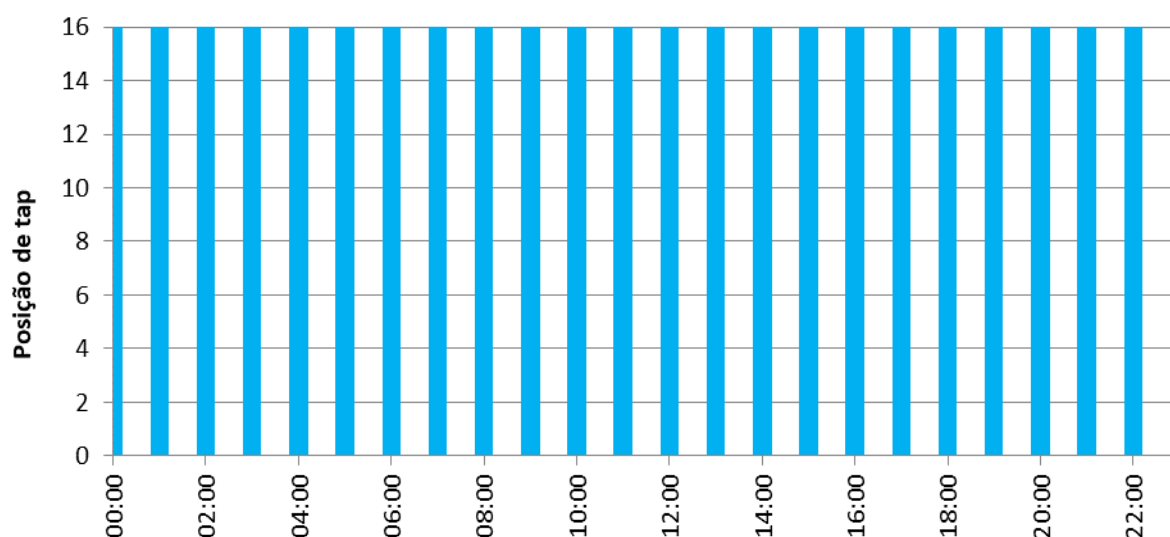
O comportamento do fator de potência no ponto de conexão para as três condições de compensação é mostrado na figura 101.



**Figura 101.** Fator de potência da barra I para curva de carga com variação leve.

Diferentemente do que ocorreu nos outros dois casos, o fator de potência do sistema sem compensação ficou abaixo de 0,92 indutivo durante a simulação inteira. Devido à carga elevada durante todo o período de simulação, a compensação do fator de potência nos barramentos de baixa tensão em 0,94 não foi suficiente para manter a grandeza acima de 0,92 indutivo no ponto de conexão. Essa situação acarretaria no faturamento por excedente de reativos das 6 horas da manhã até a meia noite, quando o limite passa a ser 0,92 capacitivo.

Enquanto isso, os perfis do fator de potência nos dois sistemas com compensação foram praticamente os mesmos. Essa semelhança é justificada pela posição dos taps dos CDRs. Durante toda a simulação, os equipamentos permaneceram no tap máximo, comportando-se como capacitores fixos, conforme mostrado na figura 102.



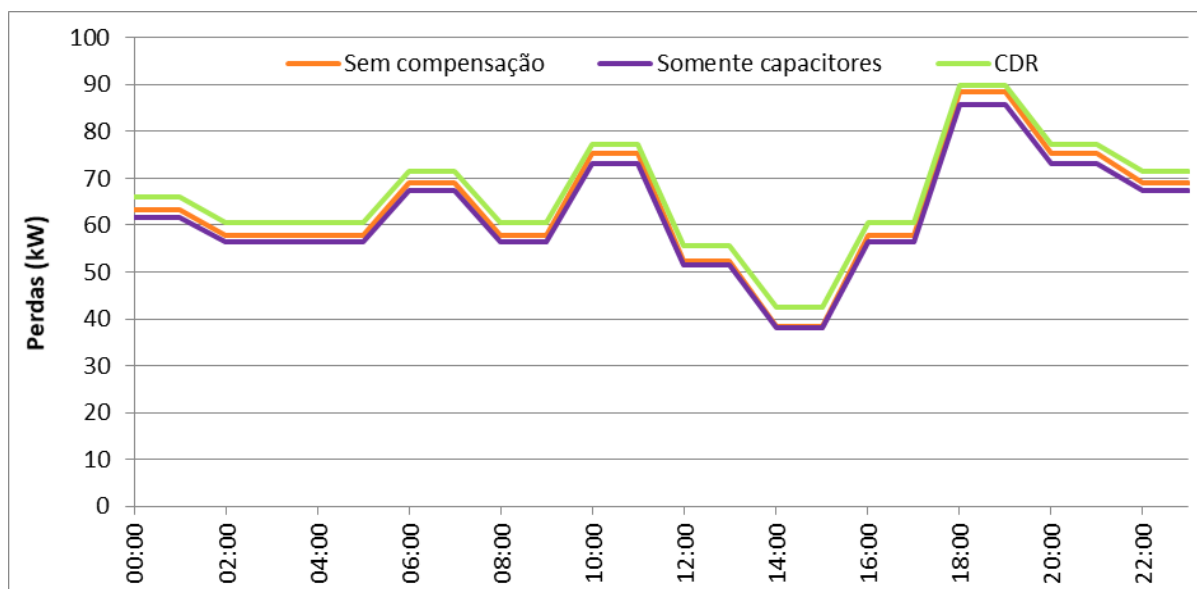
**Figura 102.** Posição de tap dos CDRs para curva de carga com variação leve.

Percebe-se que o fator de potência no sistema dos CDRs é levemente maior do que o registrado no sistema dos capacitores. Essa pequena diferença ocorreu porque os CDRs, quando operam em seu tap nominal, geram mais potência reativa do que o seu capacitor geraria separadamente.

## **b) Perdas técnicas**

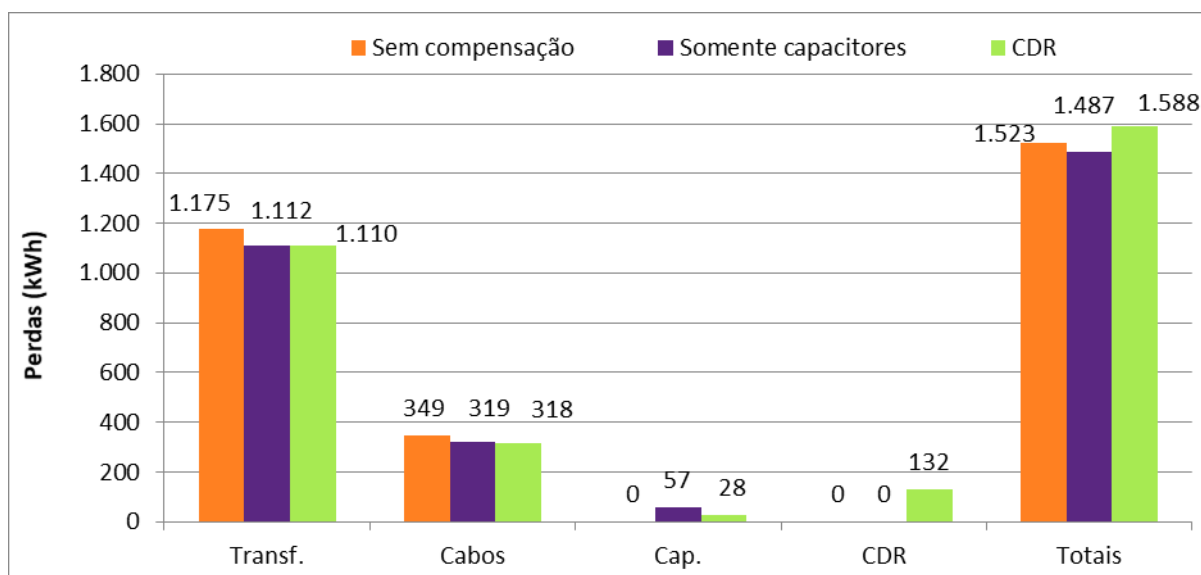
Dando continuação à análise, a figura 103 apresenta as perdas caso a caso nos sistemas com demanda com variação leve.

As perdas do circuito compensado com os CDRs permaneceram em um patamar mais elevado durante toda a simulação, seguida das perdas no sistema sem compensação e, finalmente, do compensado apenas com capacitores.



**Figura 103.** Perdas técnicas para curva de carga com variação leve.

A síntese da energia consumida pelas perdas para as três situações de compensação é apresentada na figura 104.



**Figura 104.** Energia total consumida por perdas técnicas para curva de carga com variação leve.

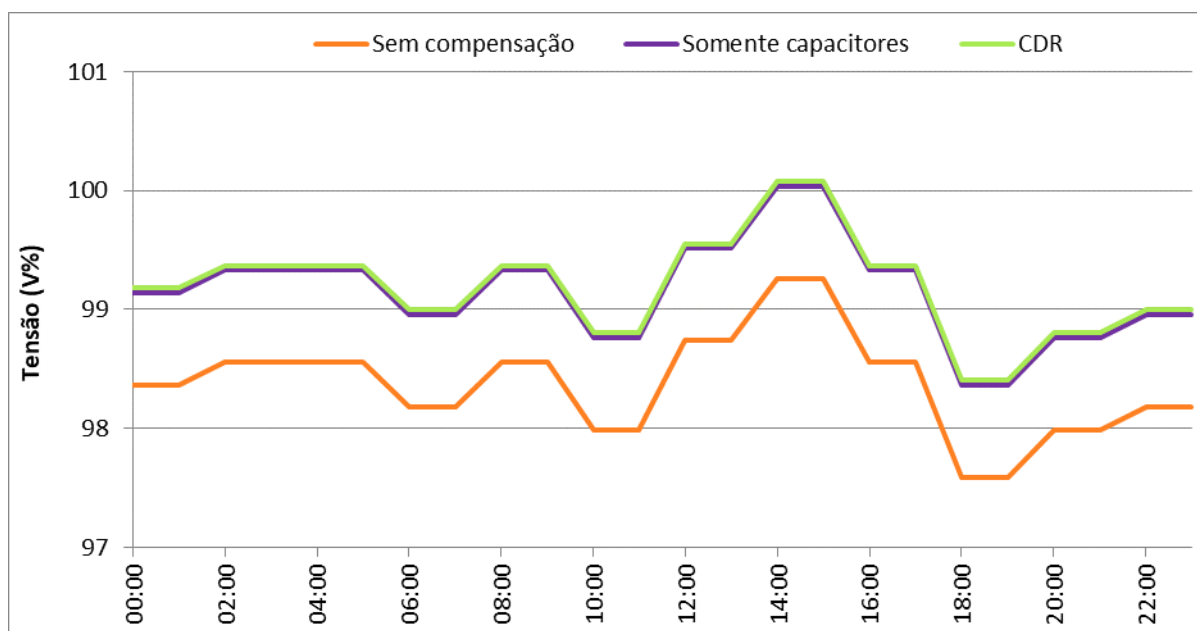
As menores perdas globais foram registradas no sistema compensado apenas com capacitores. Como as cargas demandam quantidade elevada de potência reativa durante toda o dia, não houve excedente de reativo como nos outros dois casos, muito pelo contrário, a geração local de reativo diminuiu a corrente a montante da compensação durante todo o dia, reduzindo,

e muito, as perdas no transformador de 7,5 MVA e no cabo de interligação entre as barras II e III.

Como os CDRs se comportaram como capacitores fixos, as perdas nos transformadores e nos cabos para os dois sistemas compensados foram praticamente as mesmas. Todavia, os 132 kWh consumidos pelos CDRs fizeram esse tipo de compensação ser a pior dentre os três sistemas, do ponto de vista de perdas.

### c) Regulação de tensão

Os resultados da tensão na barra III neste terceiro conjunto de simulações são apresentados na figura 105.



**Figura 105.** Tensão na barra III para demanda com variação leve.

A forma como a tensão variou nos três sistemas é semelhante, o que muda é que os dois sistemas compensados variaram a tensão em um nível superior ao do sistema sem compensação nenhuma. Novamente, fica clara a importância e o impacto que a potência reativa tem na regulação de tensão.

### 5.1.4 Conclusão da análise na frequência fundamental

Os resultados apresentados para cada curva de carga, quando analisados separadamente, podem confundir e não fornecer uma visão clara de qual a melhor forma de



compensação a ser utilizada. Por exemplo, no sistema com variação de demanda acentuada, ao se analisar o comportamento do fator de potência e da regulação de tensão, opta-se pela compensação com os CDRs; todavia, as perdas técnicas do sistema sem compensação foram as menores dentre os três sistemas; enquanto que o sistema compensado apenas com capacitores teve desempenho intermediário. Então, qual dos tipos de compensação escolher? Vale a pena intercambiar menores perdas por faturamento por reativo excedente?

Para ajudar a responder tais questões, é necessária, além de um diagnóstico técnico, uma análise de gastos para cada sistema.

Pelo nível de tensão de fornecimento da unidade fabril simulada, a mesma se encaixaria no subgrupo de consumo A3 [20]. Este subgrupo permite apenas um tipo de faturamento de energia, o horo-sazonal azul. Para a concessionária local, o preço do kWh para esse tipo de consumidor vale R\$ 0,44687 e R\$ 0,30875 nos períodos de ponta e fora ponta, aqui considerados os intervalos entre as 18 e 21 e 21 e 18, respectivamente.

O faturamento por energia reativa excedente é calculada conforme segue [20]:

$$E_{RE} = \sum_{T=1}^n \left[ EEAM_T \times \left( \frac{f_R}{f_T} - 1 \right) \right] \times VR_{ERE} \quad (5.1)$$

Onde:

- $E_{RE}$  é o valor correspondente ao faturamento por energia elétrica reativa excedente, em reais;
- $EEAM_T$  é a quantidade de energia elétrica ativa medida no intervalo de 1 hora, dado em megawatt-hora;
- $f_R$  fator de potência de referência igual a 0,92;
- $f_T$  é o fator de potência da unidade consumidora calculado no intervalo de 1 hora;
- $VR_{ERE}$  é o valor de referência equivalente à tarifa “TE” da bandeira verde aplicável ao subgrupo B1, dado em reais por megawatt-hora (igual a R\$ 509,74).

Ao se calcular o consumo de energia das perdas e o faturamento por reativo excedente para cada uma das três formas de compensação em um ano, obtém-se os valores apresentados no Quadro 13.

**Quadro 13.** Custos anuais com perdas técnicas e reativo excedente para curva de carga com variação acentuada.

	<b>Perdas</b>	<b>Faturamento reativo excedente</b>	<b>Total</b>
Sem compensação	R\$ 65.342,92	R\$ 239.927,00	R\$ 305.269,93
Capacitores Fixos	R\$ 68.511,14	R\$ 102.192,11	R\$ 170.703,24
CDR	R\$ 71.377,91	R\$ -	R\$ 71.377,91

Fonte: Do autor.

Contabilizando o tamanho da despesa na fatura que as perdas e o excesso de reativo iriam custar, uma situação é bem clara: a diferença em reais que as maiores perdas do sistema com os CDRs infligiu é muito mais baixa do que a cobrança por excedente de reativo dos outros dois tipos de compensação.

Adicionando-se a vantagem econômica apresentada à superioridade na regulação de tensão, é possível afirmar que a compensação feita com os CDRs é altamente viável no sistema com variação de demanda acentuada.

Para o sistema com demanda com variação moderada, a situação é um pouco diferente. Cada uma das três formas de compensação teve melhor desempenho em uma grandeza: o sistema sem compensação ocasionou menores perdas, o sistema compensado apenas com capacitores manteve o fator de potência mais próximo à unidade, enquanto que o CDRs regularam melhor a tensão, fazendo-a variar em uma faixa menor ao longo da simulação.

Sendo assim, para escolher a forma de compensação com o maior custo benefício, é necessária uma análise dos custos que cada tipo de compensação irá acarretar. O quadro 14 apresenta os valores que seriam pagos em perdas e também com o faturamento por consumo de reativo em excesso em um ano.

**Quadro 14.** Custos anuais com perdas técnicas e reativo excedente para curva de carga com variação moderada.

	<b>Perdas</b>	<b>Faturamento reativo excedente</b>	<b>Total</b>
Sem compensação	R\$ 78.836,13	R\$ 198.180,21	R\$ 277.016,34
Capacitores Fixos	R\$ 80.316,92	R\$ -	R\$ 80.316,92
CDR	R\$ 84.498,62	R\$ -	R\$ 84.498,62

Fonte: Do autor.

Novamente, a despesa com o excedente de reativo caso o sistema estivesse sem compensação é significativa. Dessa forma, é possível afirmar que a compensação reativa é indispensável, mesmo que as perdas sejam maiores.

Como nenhum dos dois sistemas compensados extrapolou os limites de fator de potência da regulação, do ponto de vista econômico do consumidor, as duas compensações são equivalentes. No entanto, para a concessionária, a compensação feita apenas com os capacitores fixos é mais interessante, pois mantém a relação entre potência ativa e aparente mais próxima da unidade.

Ainda fazendo a comparação entre os dois sistemas compensados, a correção reativa feita apenas com capacitores fixos acarretou menor valor de perdas e, por consequência, menor despesa na fatura, resultando em uma economia de, aproximadamente, quatro mil reais quando comparado com o sistema dos CDRs.

Finalmente, dentre as três grandezas estudadas, os compensadores dinâmicos somente obtiveram performance melhor na regulação de tensão. No entanto, cabe ao projetista da compensação avaliar se o nível de tensão levemente maior na madrugada é perigoso aos equipamentos. Caso não o seja, a melhor opção de compensação é a feita apenas com capacitores fixos. Por conseguinte, a viabilidade dos CDRs no sistema com variação de demanda moderada é baixa.

O último sistema a ser discutido é o com variação de demanda leve. O quadro 15 apresenta as despesas anuais que cada tipo de compensação teria com perdas e com o pagamento de faturamento por reativo excedente.

**Quadro 15.** Custos anuais com perdas técnicas e reativo excedente para curva de carga com variação leve.

	<b>Perdas</b>	<b>Faturamento reativo excedente</b>	<b>Total</b>
Sem compensação	R\$ 184.393,59	R\$ 543.201,25	R\$ 727.594,84
Capacitores Fixos	R\$ 179.954,76	R\$ -	R\$ 179.954,76
CDR	R\$ 191.910,18	R\$ -	R\$ 191.910,18

Fonte: Do autor.

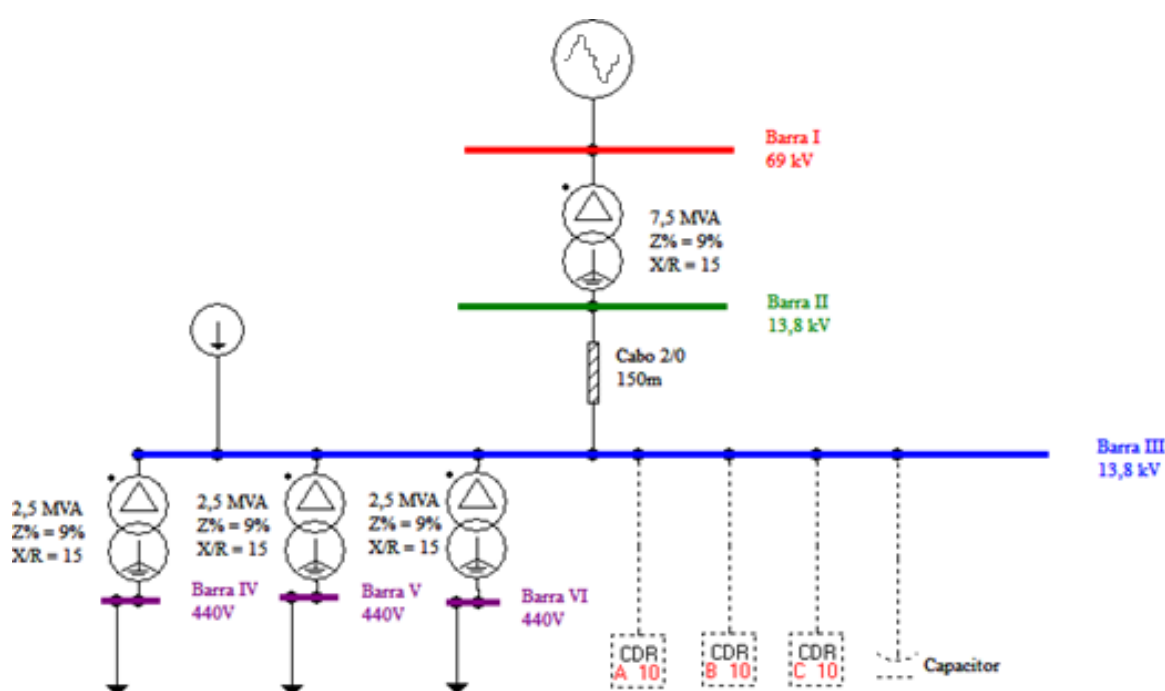
Ao contrário das outras duas curvas de carga, neste terceiro conjunto de simulações, o sistema sem compensação não foi o de menor valor de perdas. Outro ponto negativo da falta de compensação é o valor elevado faturado pelo excesso de reativo, o que inviabiliza totalmente a aplicação dessa opção, isso sem considerar o pior desempenho na regulação de tensão, também.

Os dois sistemas com compensação reativa tiveram comportamento praticamente igual no fator de potência e na regulação de tensão. No entanto, as perdas técnicas do sistema compensado com CDRs foram bem maiores; o que resultaria em, aproximadamente, R\$ 12

mil/ano de despesa em relação ao sistema compensado somente com capacitores fixos; logo, a viabilidade dos compensadores dinâmicos no sistema com variação de demanda leve é nula.

## 5.2 Compensação reativa dinâmica em ambientes industriais com distorções harmônicas

Este tópico está direcionado ao exame do comportamento do mesmo sistema industrial quando da presença de distorções harmônicas. A figura 106 apresenta o diagrama unifilar do circuito considerado.



**Figura 106.** Sistema industrial hipotético para estudo de comportamento harmônico dos CDRs.

As cargas lineares conectadas às barras de baixa tensão têm as mesmas características das implementadas no sistema com variação de demanda moderada. Adicionalmente, são acrescentadas duas fontes harmônicas: uma fonte de tensão na barra I, representando distorção prévia no ponto de conexão com a concessionária e uma fonte de corrente conectada à barra III, simbolizando a presença de cargas não lineares dentro da própria indústria.

Com o propósito de melhor explicar os efeitos do compensador dinâmico, dois conjuntos de simulações são considerados. Em primeiro lugar, apenas a fonte de corrente será conectada ao sistema; além das componentes harmônicas, esta fonte apresenta uma demanda linear equivalente a 40% da carga de um dos transformadores, ou seja, demanda trifásica

máxima igual a 840 kVA e fator de potência fundamental fixo em 0,94. Em um segundo momento, a fonte de corrente é desconectada e são acrescentadas algumas ordens harmônicas à tensão da barra I.

Cada conjunto de simulações terá os três tipos de compensação aplicados no tópico anterior: sistema sem compensação, compensação apenas com capacitores fixos e compensação com CDRs e capacitores fixos.

Dado que a fonte de corrente tem uma parcela de demanda linear, foi necessário aumentar o valor da compensação reativa de 600 para 800 kVAr visando manter o fator de potência igual a 0,92 no momento de carregamento máximo.

No sistema compensado apenas com capacitores, a potência trifásica nominal do banco é 800 kVAr. Já para o sistema dos compensadores dinâmicos, a potência dos capacitores é igual a 200 kVAr e cada CDR tem as seguintes especificações:

- potência nominal do transformador: 200 kVA;
- tensão nominal do primário do transformador: 7967 V;
- tensão nominal do secundário do transformador: 690 V;
- impedância percentual do transformador no tap +16: 11,26%;
- perdas obtidas no ensaio a vazio: 513 W;
- perdas obtidas no ensaio em curto-circuito: 2.532 W;
- corrente de magnetização: 0,52 A;
- potência nominal do banco de capacitores no secundário do CDR: 200 kVAr;
- tensão nominal do banco de capacitores do CDR: 690 V;

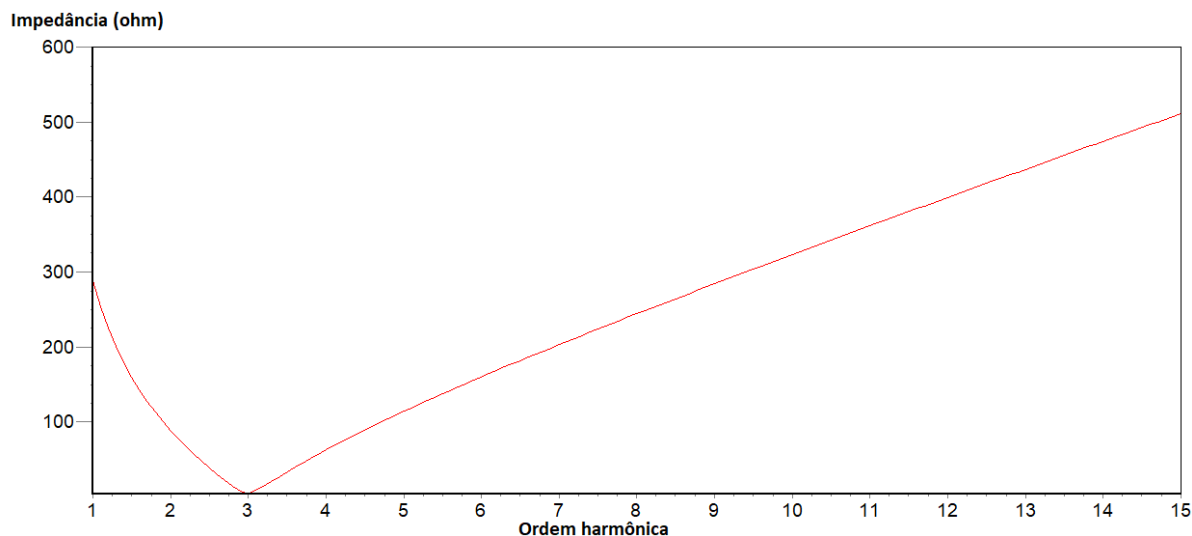
Consoante com a modelagem apresentada no capítulo 4, a frequência (ordem) de sintonia para cada tap do CDR supracitado é indicada no quadro 16.

**Quadro 16.** Ordem de sintonia para cada tap do CDR de 200 kVAr.

Tap	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Harmônica de sintonia	47,9	23,8	15,8	11,9	9,6	8,0	6,8	6,0	5,3	4,8	4,3	4,0	3,7	3,4	3,2	3,0

Fonte: Do autor.

A título de demonstração, a figura 107 exhibe o comportamento do módulo da impedância do CDR de 200 kVAr quando o mesmo está no tap 16.



**Figura 107.** Módulo da impedância em função das frequências harmônicas para CDR de 200 kVAr no tap 16.

### 5.2.1 Fonte de corrente harmônica

Neste primeiro momento, as distorções harmônicas do sistema industrial sob análise são resultantes do suprimento de cargas não lineares, representadas por meio de uma fonte de corrente conectada à barra III. Como o objetivo deste tópico é a avaliação do efeito isolado dessa fonte harmônica, a tensão no ponto de conexão, inicialmente, é senoidal.

Por se tratar de um sistema hipotético, optou-se por utilizar uma fonte de corrente com forma de onda representativa de retificadores ideais de 6 pulsos, ou seja, uma forma de onda quadrada. Este tipo de conversor, quando alimentado por tensão senoidal e equilibrada, apresenta as seguintes componentes harmônicas [67]:

$$h = 6k \pm 1, \quad k = 1, 2, 3, \dots \quad (5.2)$$

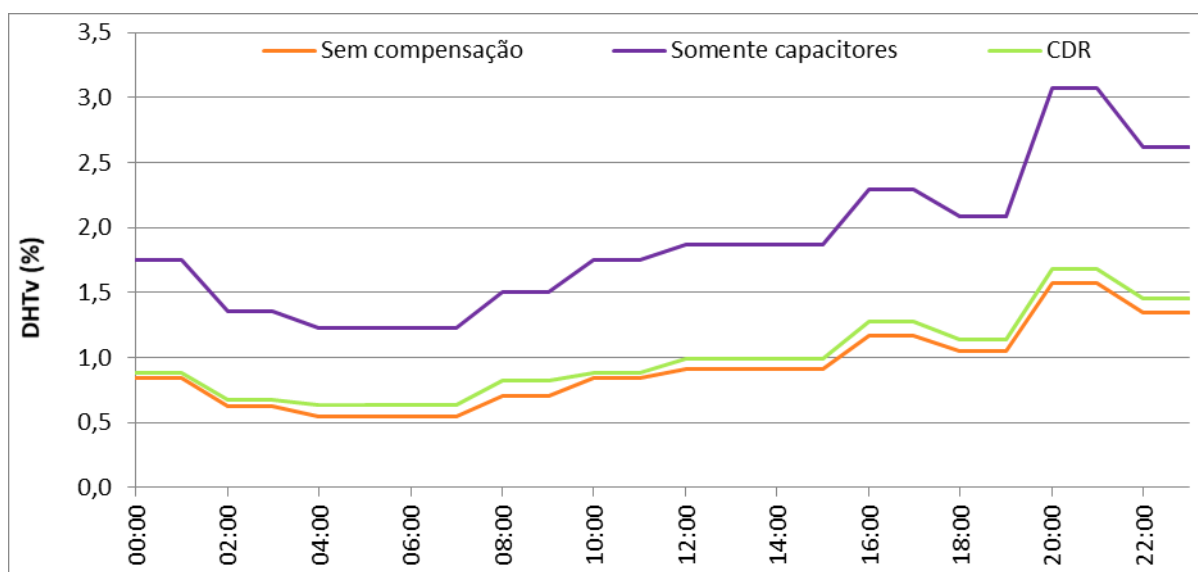
$$\frac{I_h}{I_1} = \frac{1}{h} \quad (5.3)$$

Neste trabalho, somente serão consideradas as quatro componentes de maior amplitude: 20% de 300 Hz (5ª ordem harmônica), 14,28% de 420 Hz (7ª), 9,09% de 660 Hz (11ª) e 7,69% de 780Hz (13ª). Naturalmente, como as demandas consideradas variam durante o dia, as componentes harmônicas também se alteram. Para tanto, os percentuais da componente fundamental de cada caso foram mantidos constantes e, após calculadas as harmônicas para

cada hora do dia no sistema sem compensação, os mesmos valores de corrente em Ampères são utilizados nos respectivos casos para os outros dois tipos de compensação.

#### a) Distorção harmônica de tensão

A distorção harmônica total de tensão na barra III, onde estão conectados os elementos compensadores e também a fonte harmônica, é mostrada na figura 108.

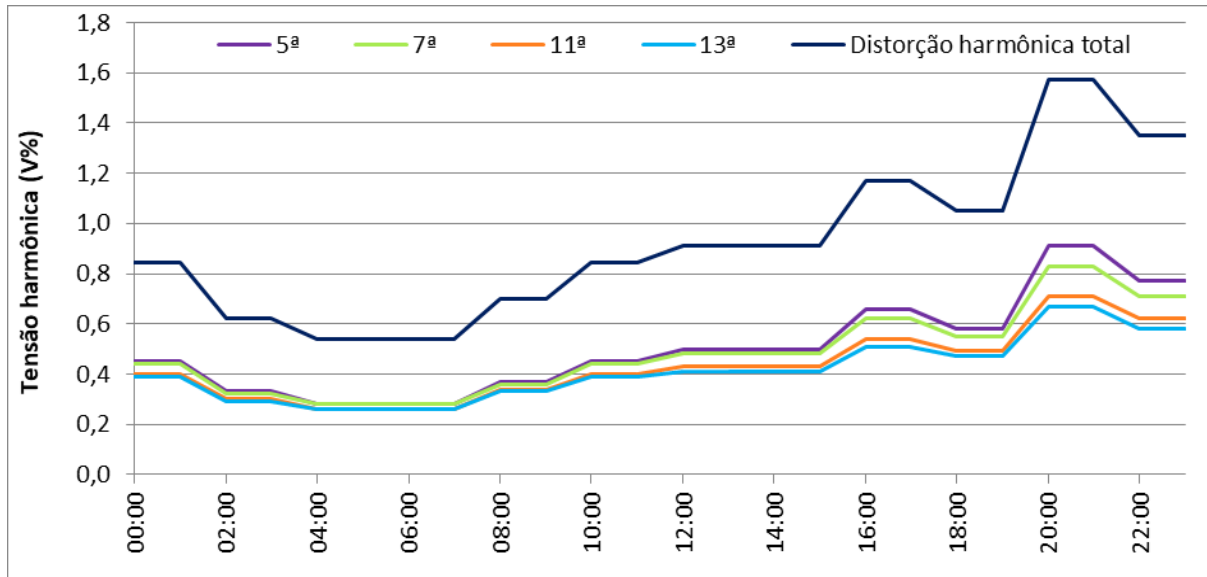


**Figura 108.** Distorção harmônica total de tensão na barra III para sistema com fonte de corrente harmônica.

Observa-se que a distorção harmônica apresentou valores maiores no sistema compensado apenas com capacitores, enquanto que os outros dois sistemas tiveram distorção bem semelhante.

Visando compreender melhor o porquê dessa distorção de tensão na barra III, cada um dos circuitos foi analisado separadamente. O primeiro deles é o sistema sem compensação. Na figura 108, estão representadas as distorções de tensão individuais e total da barra III.

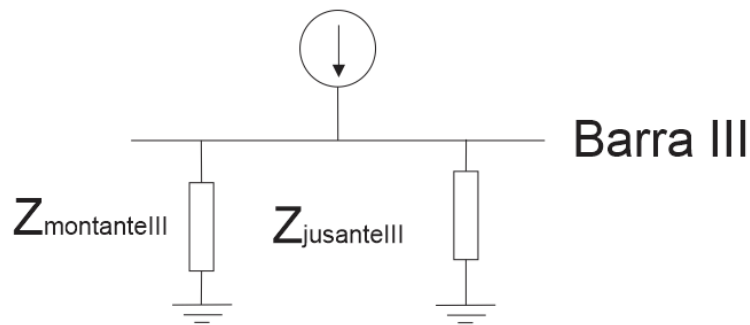
Pela figura, nota-se que a forma como a distorção variou foi idêntica à da curva de carga mostrada na figura 87, ou seja, nos períodos de maior carregamento, a distorção foi menor, enquanto que nos intervalos de carga baixa, a  $DHT_v$  se elevou.



**Figura 109.** Distorção harmônica de tensão na barra III para sistema sem compensação e com fonte de corrente harmônica.

Antes de dar continuidade à discussão, é interessante trazer à tona alguns conceitos que trarão mais clareza às análises dos resultados.

Em primeiro lugar, o circuito equivalente simplificado visto pela fonte de corrente harmônica pode ser representado como na figura 110.



**Figura 110.** Circuito equivalente harmônico do sistema industrial simplificado.

Para cada harmônica, a tensão na barra III pode ser calculada por:

$$\dot{V}_{BarraIIIh} = \frac{\dot{Z}_{montanteIIIh} \cdot \dot{Z}_{jusanteIIIh}}{\dot{Z}_{montanteIIIh} + \dot{Z}_{jusanteIIIh}} \cdot \dot{I}_h \quad (5.4)$$

Onde:

- $\dot{V}_{BarraIIIh}$  é a tensão da barra III na harmônica h;
- $\dot{I}_h$  é corrente da fonte na harmônica h;



- $Z_{jusanteh}$  é impedância a jusante da barra III, representativa das cargas, transformadores de 2,5 MVA e elementos compensadores na harmônica h;
- $Z_{montanteh}$  é a impedância a montante da barra III, formada pelo condutor 2/0 AWG, transformador de 7,5 MVA e impedância equivalente do sistema de distribuição na harmônica h.

Em uma dada frequência, a impedância a montante da barra III não se altera durante o dia, logo, apenas dois fatores são capazes de modificar a distorção de tensão nesse ponto do circuito: a impedância equivalente das cargas em conjunto com os compensadores reativos e a corrente harmônica.

A impedância das cargas, em qualquer frequência, é calculada por:

$$\dot{R}_{cargah} = \frac{V_{nominal}^2}{\dot{P}_{nominal}} \quad (5.5)$$

$$\dot{X}_{cargah} = \frac{V_{nominal}^2}{\dot{Q}_{nominal}^*} \cdot h \quad (5.6)$$

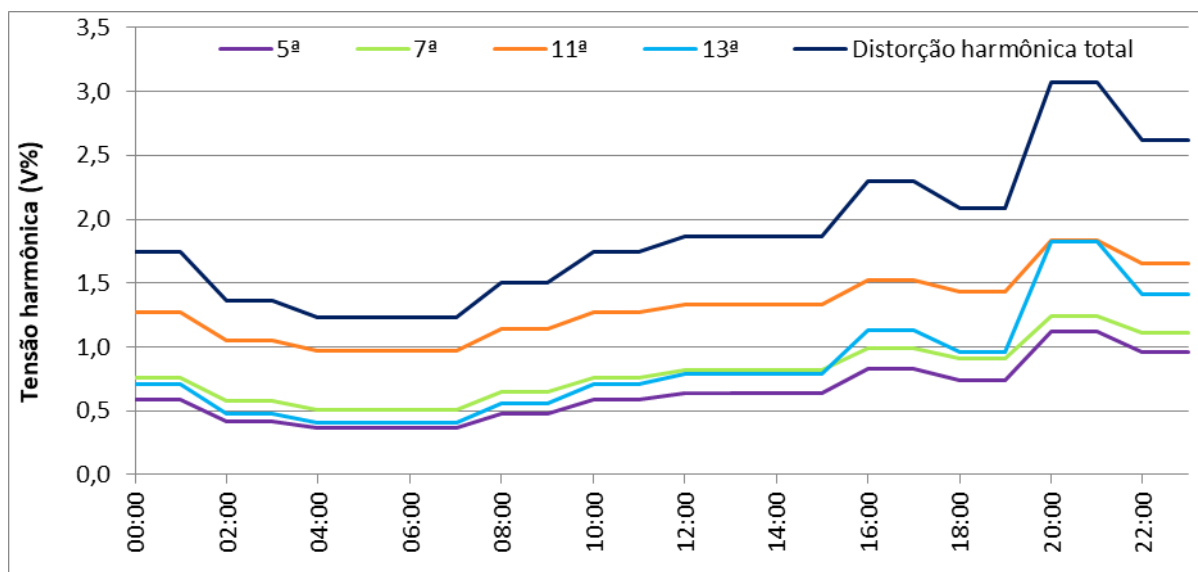
Onde:

- $R_{carga}$  é resistência representativa da carga na harmônica h;
- $X_{cargah}$  é reatância representativa da carga na harmônica h;
- $V_{nominal}$  é a tensão nominal da carga;
- $P_{nominal}$  é o potência ativa nominal da carga na frequência fundamental;
- $Q_{nominal}^*$  é o conjugado da potência reativa da carga na frequência fundamental.

Posto isso, retornando à análise específica do sistema sem compensação; com o aumento do carregamento e consequente redução da impedância equivalente vista pela fonte de corrente, a distorção harmônica de tensão, à primeira vista, deveria se reduzir. No entanto, isso não ocorreu porque a injeção de corrente harmônica cresceu com o aumento da demanda.

A diferença das distorções individuais é justificada pela magnitude da corrente, uma vez que a corrente injetada em frequências mais altas é menor.

O próximo sistema a ser analisado é o compensado apenas com capacitores. A figura 111 apresenta a distorção de tensão na barra III para tal circuito.

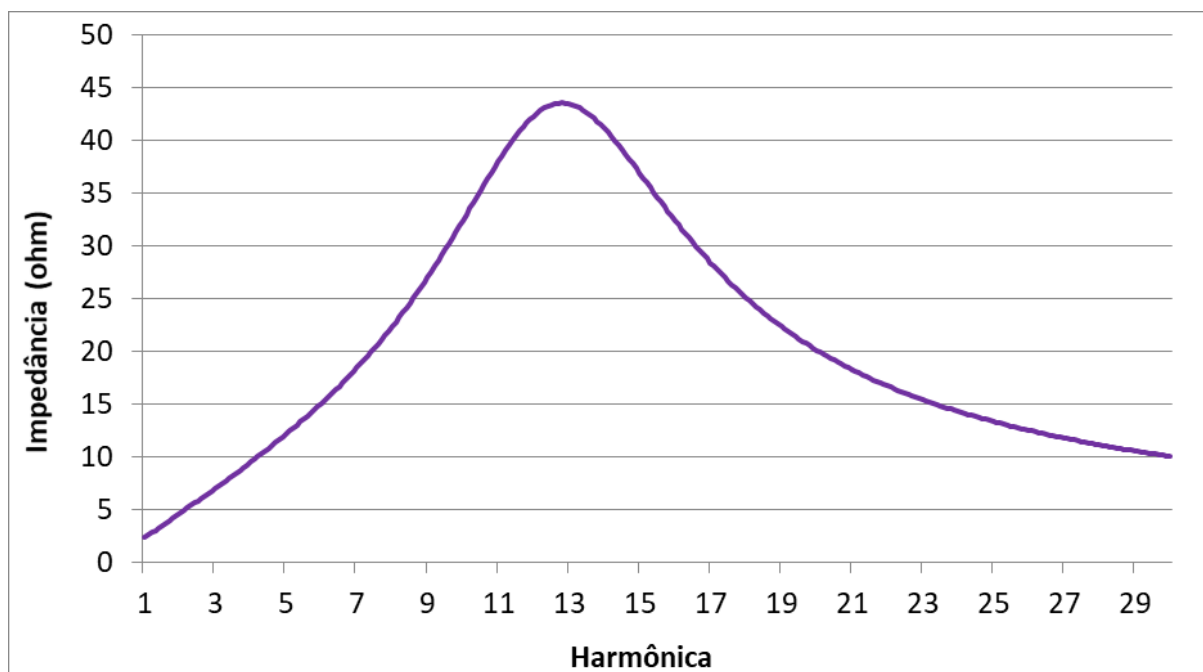


**Figura 111.** Distorção harmônica de tensão na barra III para sistema compensado apenas com capacitores e com fonte de corrente harmônica.

Primeiramente, nota-se que a 11ª harmônica foi a mais expressiva durante toda a simulação. A razão para isso acontecer foi a ocorrência de pontos de ressonância paralela, leia-se alta impedância, em torno da 10ª ordem durante quase todo o período de análise. O único momento em que essa ressonância se afastou da 10ª harmônica foi no pico de carregamento, às 20 e 21h, quando o maior valor de impedância ficou próximo à 12ª ordem. Consequência disso, foi a elevação da tensão de 13ª harmônica.

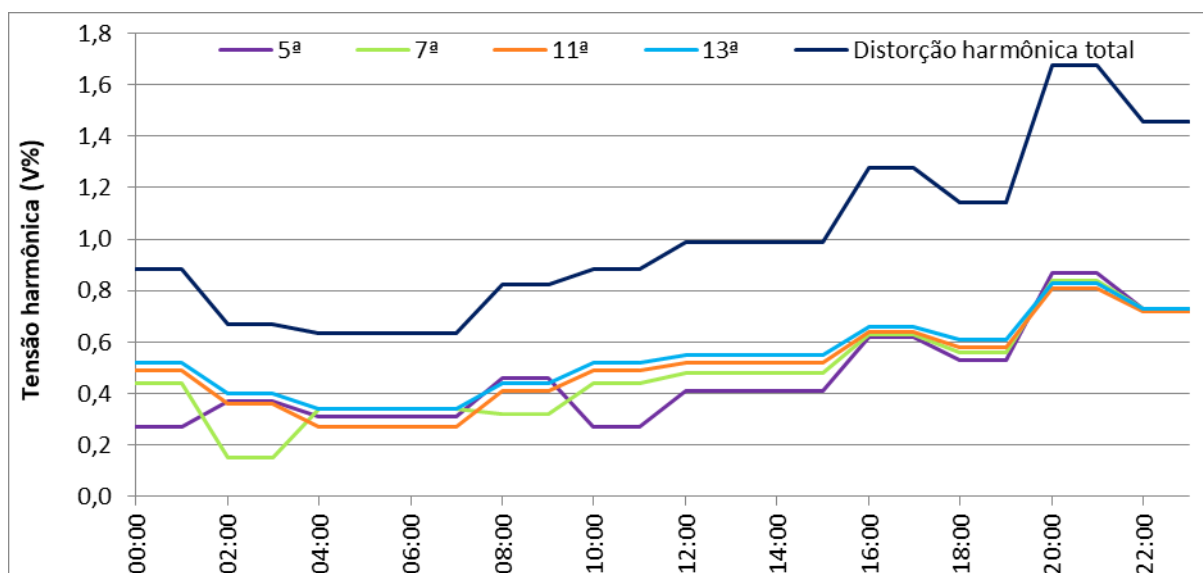
De forma ilustrativa, a figura 112 apresenta o módulo da impedância vista pela fonte de corrente nas duas horas supracitadas.

Percebe-se, também, que em harmônicas menores, a impedância cresce com aumento da frequência. Essa característica fez com que a distorção de 5ª ordem fosse a mais baixa, mesmo a corrente injetada nessa frequência sendo maior. Comportamento semelhante apresentou a distorção de 7ª harmônica.



**Figura 112.** Módulo da impedância em função da ordem harmônica vista pela fonte de corrente harmônica para o sistema compensado apenas com capacitores às 20 e 21h.

Finalmente, a figura 113 apresenta o comportamento da distorção harmônica de tensão na barra III para o sistema com os CDRs.

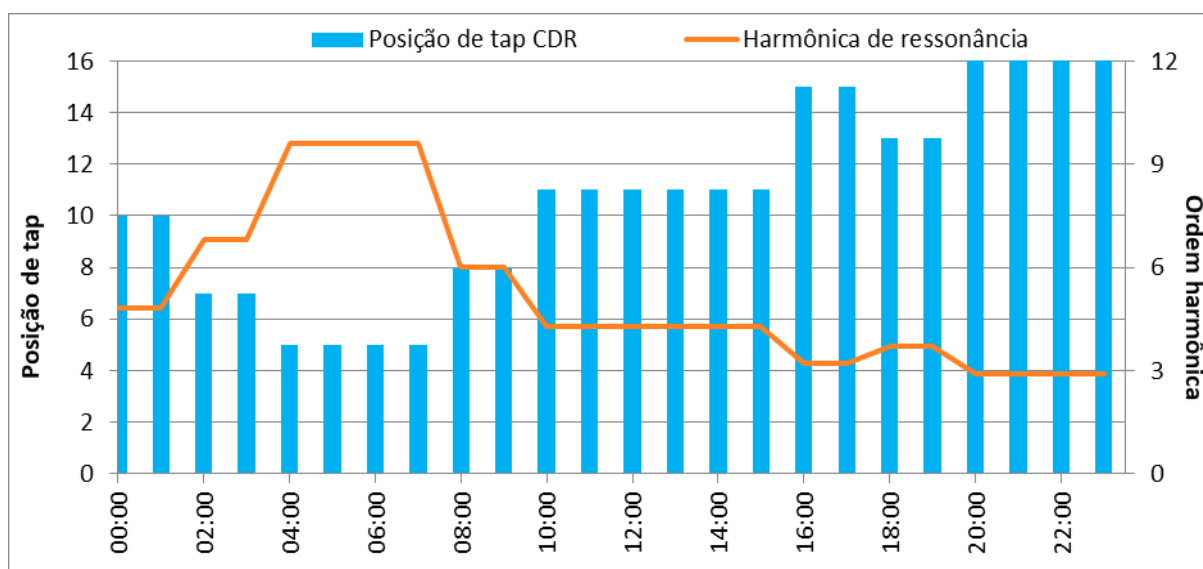


**Figura 113.** Distorção harmônica de tensão na barra III para sistema com CDRs e com fonte de corrente harmônica.

Dentre as quatro ordens harmônicas analisadas, a tensão de 13ª foi a que permaneceu no patamar mais alto por mais tempo, resultado do comportamento crescente da impedância equivalente da barra III até harmônicas acima da 20ª. Por mais que a corrente injetada de 13ª

ordem fosse a menor dentre as quatro ordens, o valor elevado da impedância nessa frequência majorou a sua respectiva tensão. A mesma discussão se aplica à 11ª harmônica.

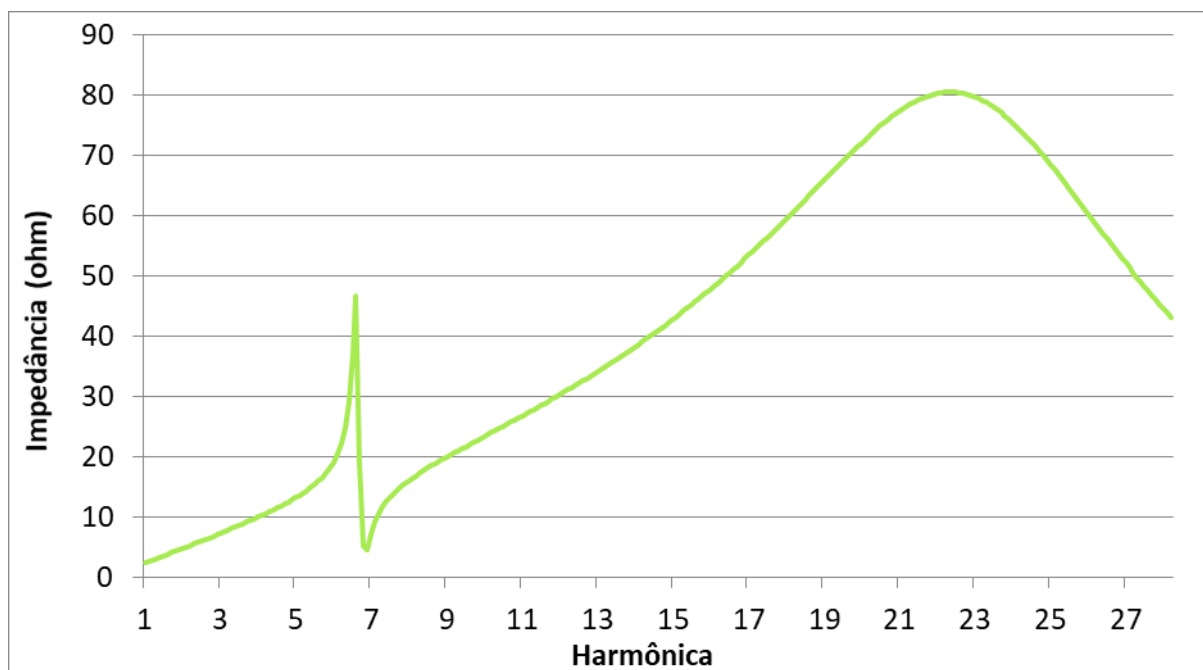
Essa análise genérica da 11ª e 13ª harmônica só foi possível porque, como pode ser observado na figura 114, os CDRs trabalharam em taps cujas frequências de sintonia são baixas, menores do que a 10ª harmônica.



**Figura 114.** Posição dos taps dos CDRs e harmônica de ressonância dos CDRs no sistema com fonte de corrente harmônica conectada.

Para as harmônicas de frequência menor, o perfil do gráfico de impedância, em decorrência da harmônica de sintonia, varia muito de um horário para outro, não sendo possível realizar uma análise geral como feita para a 11ª e 13ª ordem. De forma ilustrativa, a figura 115 apresenta o módulo da impedância vista pela fonte harmônica às 2 e 3 horas.

Pela figura abaixo, nota-se que a impedância equivalente atingiu seu valor mínimo na 7ª ordem, fazendo a tensão dessa mesma frequência reduzir para seu valor mais baixo dentre as 24 horas, conforme apresentado na figura 113. Os compensadores dinâmicos trabalharam no tap 7, que tem frequência de sintonia igual a 6,8 vezes a fundamental, atuando como filtros para a 7ª ordem. A operação dos CDRs como filtro de 7ª harmônica deve ser analisada com cuidado. Ainda de acordo com a figura a seguir, a redução da impedância na 7ª ordem acarretou a elevação da impedância de frequências menores, principalmente das imediatamente anteriores. Dependendo da magnitude da corrente de 5ª harmônica, a atuação dos CDRs como filtros de 7ª ordem pode ser perigosa. Uma alternativa para anular o risco da sobretensão de 5ª ordem seria transformar os capacitores fixos em filtros para tal frequência.



**Figura 115.** Módulo da impedância vista pela fonte de corrente harmônica para o sistema dos CDRs às 2 e 3h.

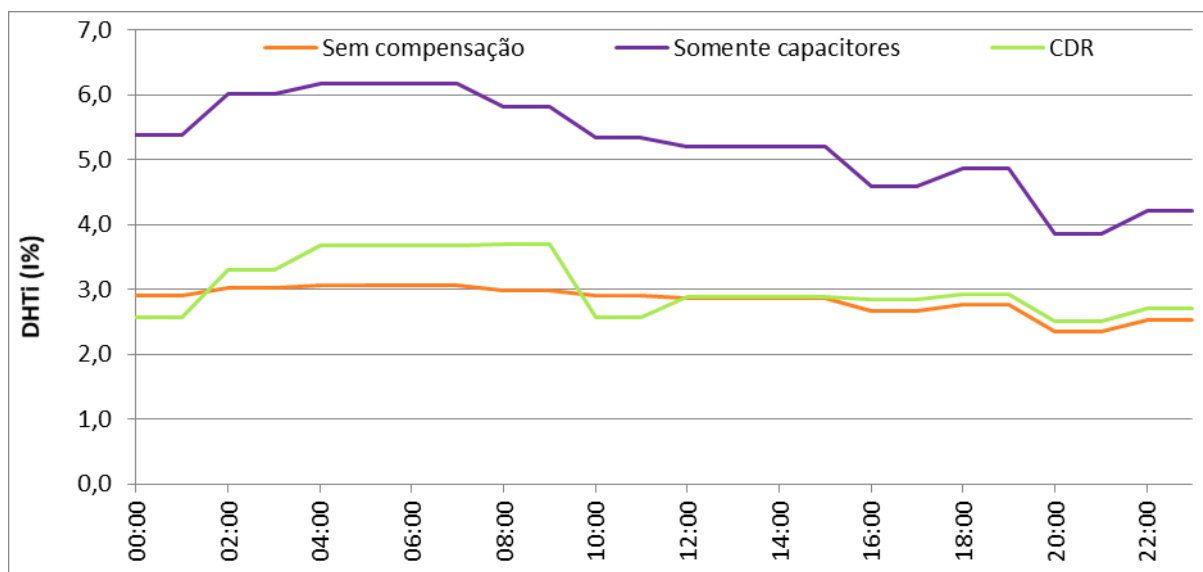
Situação semelhante ocorreu nas duas primeiras horas do dia, quando o CDR atuou no tap 10, que tem harmônica de sintonia igual a 4,8. Neste caso, a ordem filtrada foi a quinta.

No entanto, de forma geral, é possível afirmar que a compensação feita com os CDRs atrasou a ressonância paralela, fazendo acontecer em frequências mais altas, e permitiu que algumas ordens fossem filtradas em dados momentos do dia.

## b) Distorção harmônica de corrente

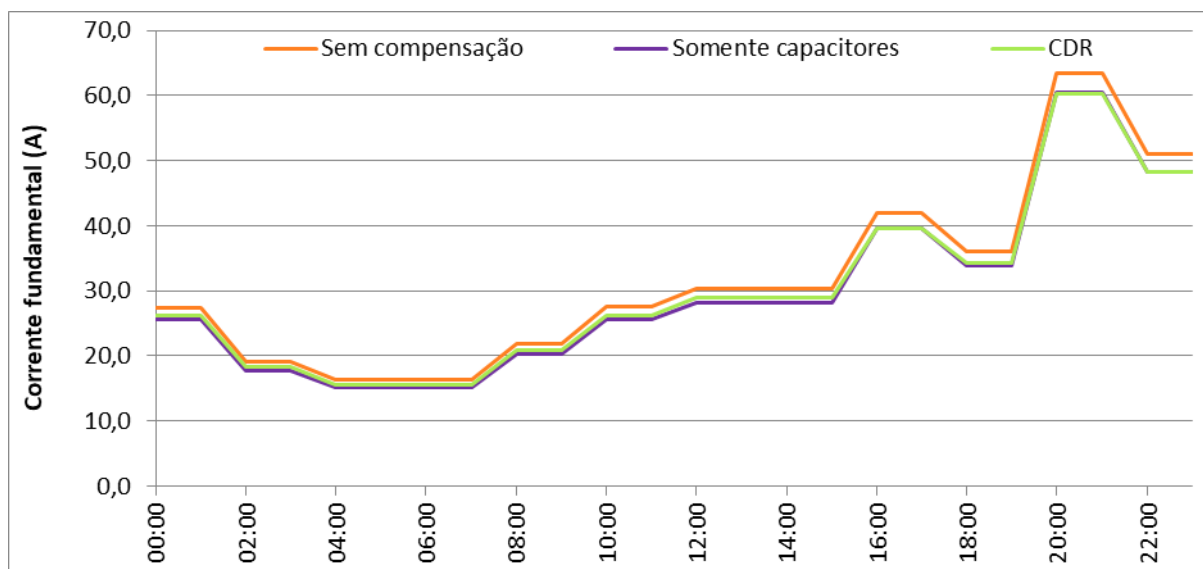
A distorção total da corrente no ponto de conexão é apresentada na figura 116. Notoriamente, o sistema compensado apenas com capacitores apresentou o pior índice de distorção harmônica da corrente no ponto de conexão.

Antes de mais nada, é necessário relembrar que a distorção harmônica, seja a individual ou a total, trata de uma relação entre grandeza harmônica e fundamental. Sendo assim, o valor da distorção pode aumentar tanto com a elevação das magnitudes das componentes harmônicas, como com a redução da componente fundamental. Posto isso, é importante observar as duas parcelas dessa relação, pois a compensação reativa, quando feita corretamente, tende a reduzir a parcela fundamental da corrente à sua montante.



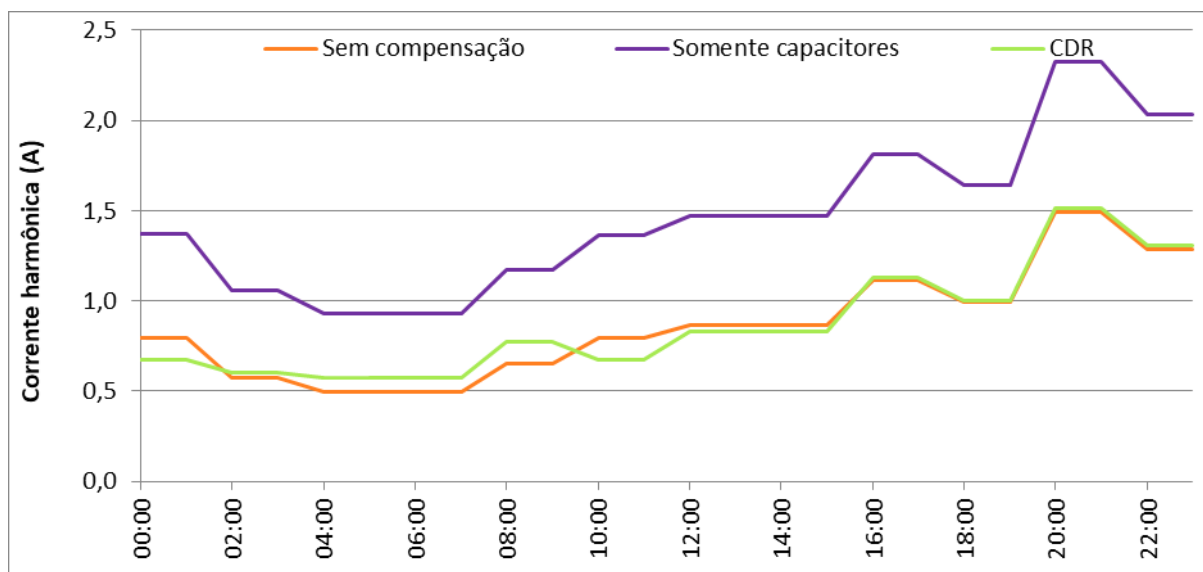
**Figura 116.** Distorção harmônica total da corrente no ponto de conexão no sistema com fonte de corrente harmônica conectada.

A primeira das duas partes da corrente analisada é a magnitude da fundamental, esta mostrada na figura 117.



**Figura 117.** Valor eficaz da corrente fundamental no ponto de conexão no sistema com fonte de corrente harmônica.

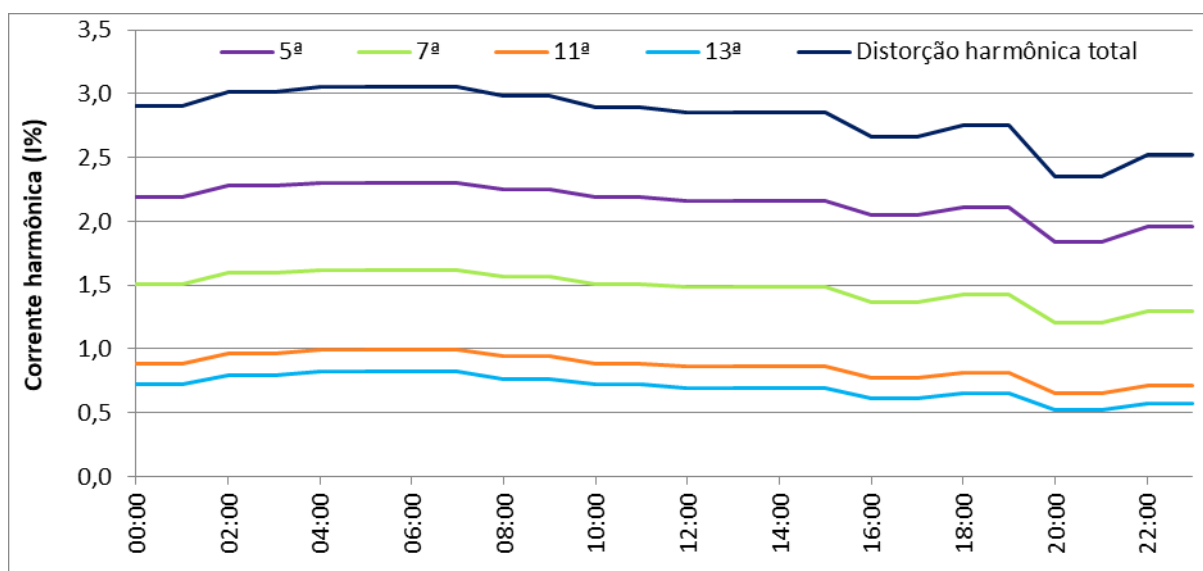
Não há diferença significativa nas correntes dos três sistemas. Logo, o principal motivo da diferença das  $DHT_i$  parece ser a magnitude da corrente harmônica, e não da corrente fundamental. Para confirmar tal indagação, é apresentada na figura 118 a corrente eficaz harmônica no ponto de conexão.



**Figura 118.** Valor eficaz da corrente harmônica no ponto de conexão no sistema com fonte de corrente harmônica conectada.

Pela figura anterior, fica claro que o real motivo da maior distorção de corrente do sistema compensado apenas com capacitores é a corrente harmônica ser maior.

Aprofundando no estudo harmônico, a figura 119 exibe a distorção individual e total da corrente no ponto de conexão para o sistema sem compensação.



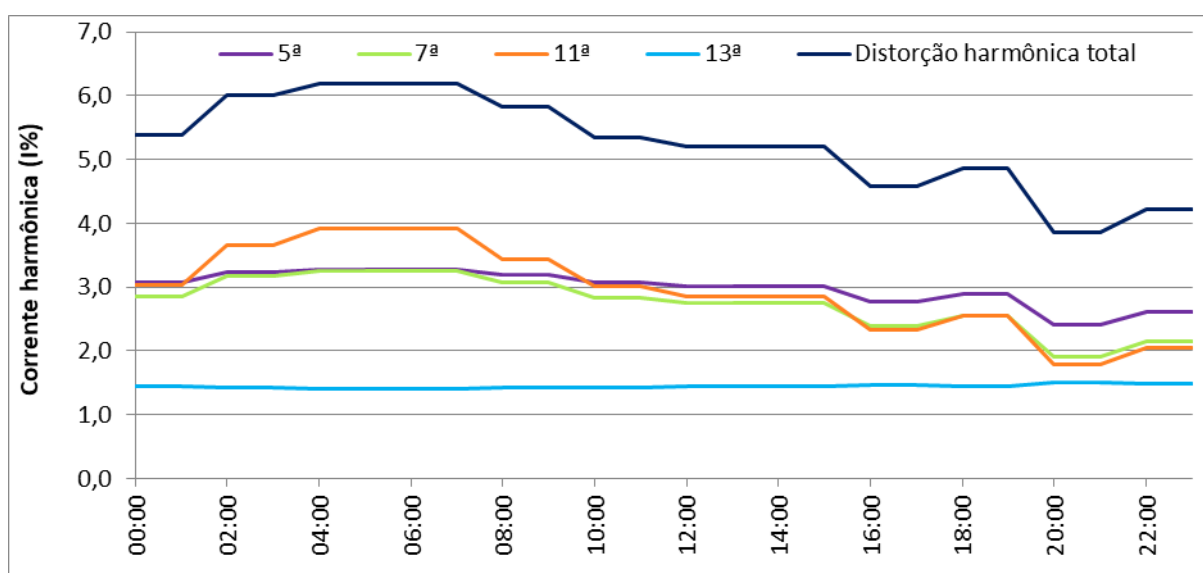
**Figura 119.** Distorção harmônica de corrente no ponto de conexão para sistema sem compensação e com fonte de corrente harmônica.

Pela imagem acima, observa-se que a distorção harmônica de corrente teve comportamento inverso à curva de carga. A razão para tal foi a variação mais expressiva da componente fundamental em relação à corrente eficaz harmônica.

Retornando à figura 109, percebe-se que a distorção individual de tensão na barra III diminuiu com o aumento da frequência no sistema sem compensação. Essa característica associada ao aumento da impedância equivalente a montante da barra III, que também aumenta com a frequência, fez a distorção individual de corrente ser inversa à elevação da frequência.

No sistema compensado apenas com capacitores, a distorção de corrente no ponto de conexão teve comportamento diferente, como apresenta a figura 120.

Diferentemente do sistema sem compensação, o maior responsável pela  $DHT_i$  no sistema compensado apenas com capacitores foi a 11ª harmônica, que teve a maior contribuição para a distorção da corrente no ponto de conexão chegar a 6%. O motivo para o maior valor de corrente nessa frequência foi a maior distorção individual de tensão na barra III.



**Figura 120.** Distorção harmônica de corrente no ponto de conexão para sistema compensado apenas com capacitores e com fonte de corrente harmônica.

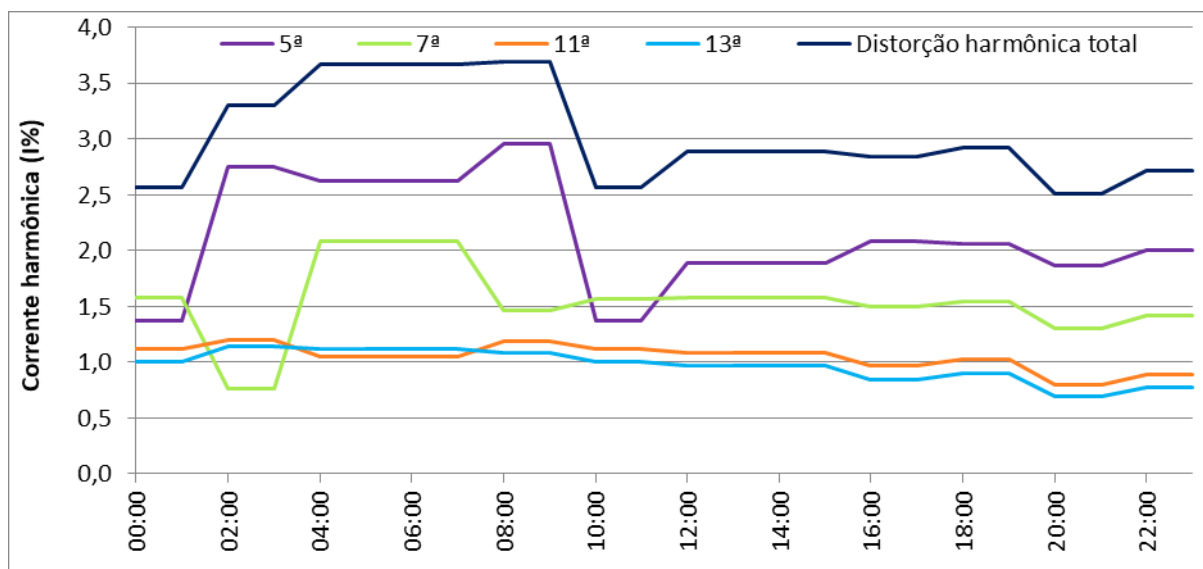
Por fim, a distorção harmônica da corrente no ponto de conexão para o sistema dos CDRs é mostrada na figura 121.

Os valores mais altos de distorção foram registrados nos períodos de menor carregamento, como resultado da diminuição da parcela fundamental.

Quando a demanda das cargas atingiu patamar mais elevado, a partir das 12 horas, a distorção de corrente individual ficou inversamente proporcional à frequência. A razão para isso acontecer foi a elevação da impedância a montante da barra III com o aumento da frequência, visto que a distorção individual de tensão foi muito semelhante, como mostrou a figura 113. Outro motivo para que a distorção tivesse tal comportamento foi a operação dos CDRs em taps mais altos, que têm frequência de sintonia menor do que a 5ª harmônica, ou seja,



os máximos e mínimos locais de impedância ocasionados pela operação dos CDRs como filtros ocorreram em frequências não presentes no circuito.



**Figura 121.** Distorção harmônica de corrente no ponto de conexão para sistema com CDRs e fonte de corrente.

### 5.2.2 Fonte de tensão harmônica

A segunda fase da análise harmônica teve a presença de uma fonte harmônica de tensão na barra da concessionária, representando uma distorção prévia nesse ponto. Como o objetivo é estudar o impacto apenas da distorção da tensão de suprimento, a fonte de corrente do tópico anterior foi desconectada. Vale ressaltar que a carga linear adicional, de 840 kVA máximos se manteve.

A distorção individual na barra I foi adotada valendo 2%, 1% e 0,5% para 5ª, 7ª e 11ª harmônica, respectivamente.

Os fatores que têm impacto sobre a distorção de tensão são característicos de cada sistema, tais como nível de curto-circuito, presença e representatividade de elementos não lineares, ressonâncias e até mesmo período do dia; logo, é natural que cada rede apresente valores distintos de distorção harmônica.

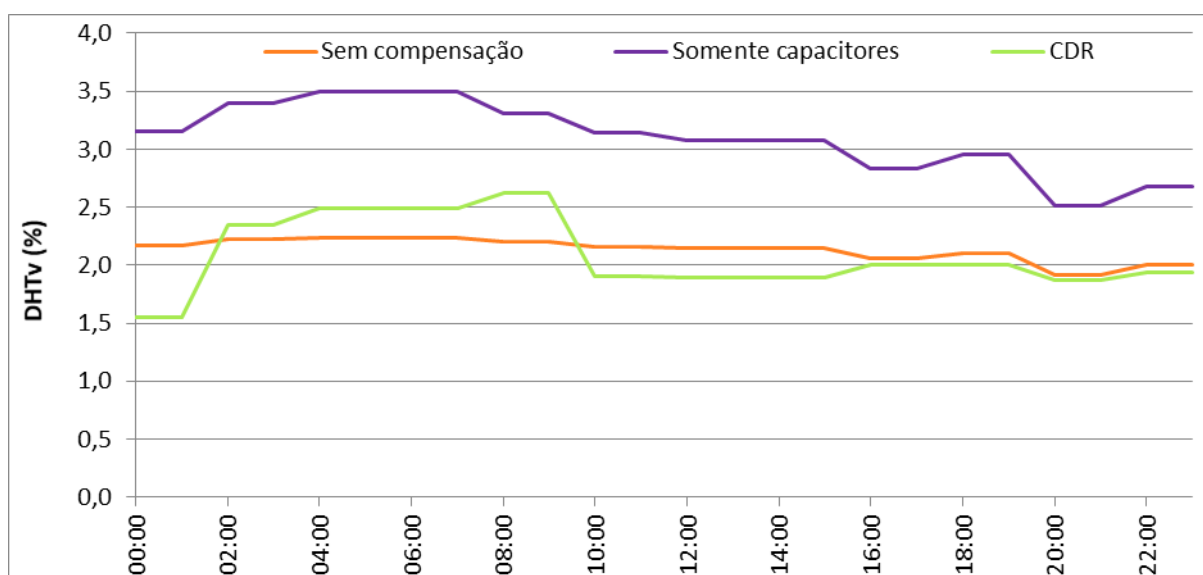
Os três valores de distorção aderidos tiveram como base [68-71], que apresentam medições e simulações de barramentos de 13,8 kV reais. De forma geral, as distorções tiveram comportamento decrescente em função da frequência e magnitudes maiores do que as adotados neste trabalho. Todavia, por se tratar de um barramento de tensão menor, que geralmente tem nível de curto-circuito mais baixo, as distorções de tensão são comumente maiores do que as encontradas em um barramento de 69 kV. Por essa razão, foram escolhidos os valores de

distorção supracitados, porém, no estudo harmônico de um sistema real, é importante que os valores de distorção no ponto de conexão sejam adequados à realidade do sistema em análise.

As características das cargas e das compensações reativas são as mesmas do tópico passado.

#### a) Distorção harmônica de tensão

A distorção harmônica total de tensão no ponto onde a compensação foi instalada, barra III, é apresentada na figura 122.

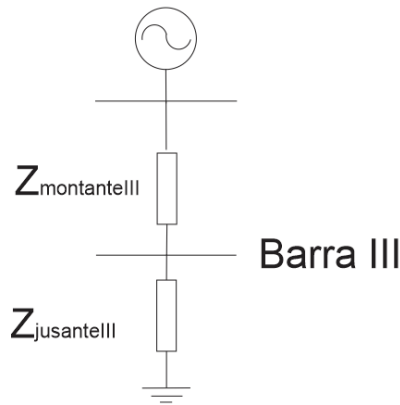


**Figura 122.** Distorção harmônica total de tensão na barra III para sistema com fonte de tensão harmônica.

Dentre os três tipos de compensação, o que mais elevou a distorção de tensão foi a feita com o banco de capacitores de 800 kVAr.

Pela figura, de forma geral, nota-se que o perfil de variação da distorção total é inverso ao da curva de demanda, ou seja, nos períodos de menor carregamento, a distorção foi mais elevada, enquanto que nos intervalos de carga alta, a  $DHT_v$  se reduziu. Isso ocorreu porque nos horários em que as demandas das cargas são menores, as impedâncias das cargas são maiores. Já nos períodos de maior carregamento, as impedâncias equivalentes se reduzem.

Como a fonte de distorção harmônica está conectada à barra I, o circuito equivalente é o mostrado na figura 123.



**Figura 123.** Circuito equivalente simplificado.

A tensão na barra III, para qualquer frequência, pode ser calculada através de um divisor de tensão:

$$\dot{V}_{BarraIIIh} = \frac{\dot{Z}_{jusanteIIIh}}{\dot{Z}_{jusanteIIIh} + \dot{Z}_{montanteIIIh}} \cdot \dot{V}_{BarraIh} \quad (5.7)$$

Onde:

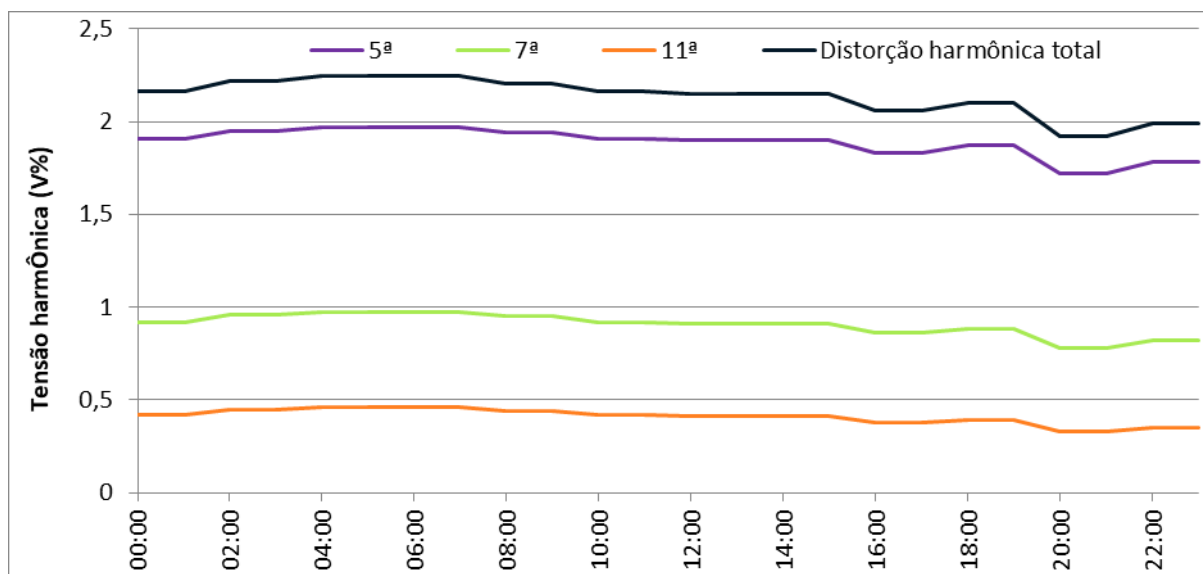
- $V_{BarraIh}$  é a tensão da barra I na harmônica h.

Em um circuito composto por elementos reativos de uma única natureza, apenas capacitores ou apenas indutores, a relação apresentada em (5.7) será sempre menor do que um. Entretanto, em circuitos onde existam indutores e capacitores, devido à oposição dos sinais de suas reatâncias, a tensão na barra III pode ser maior do que a da fonte.

Expostas as considerações genéricas, a análise de cada tipo de compensação fica mais clara.

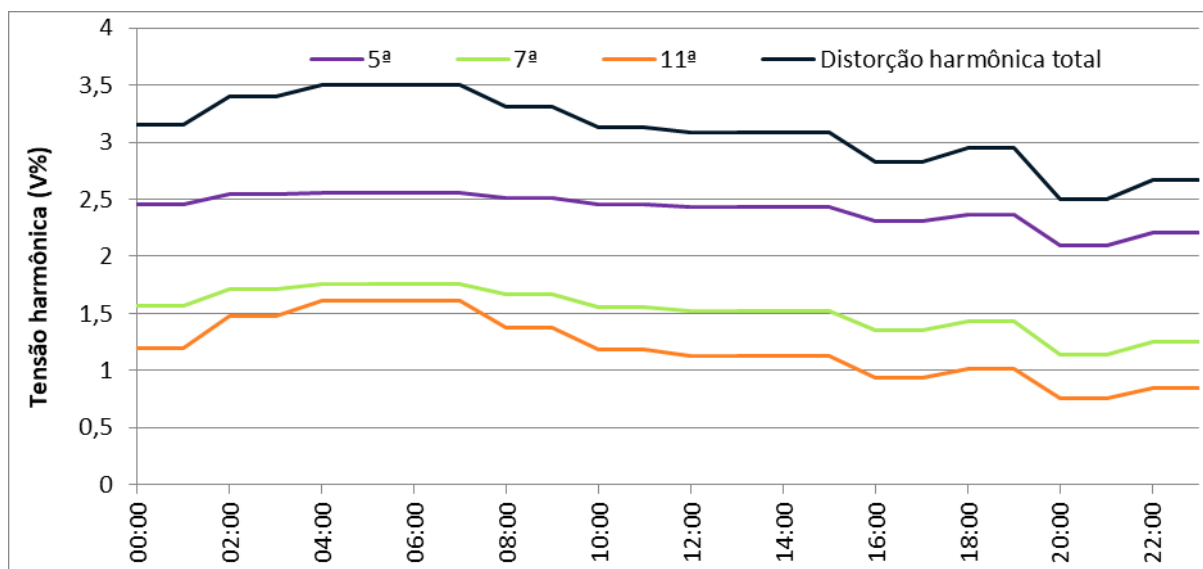
A distorção harmônica de tensão da barra III para o sistema sem compensação é apresentada na figura 124.

Como o circuito é composto apenas por elementos resistivos e indutivos, nenhuma das ordens harmônicas foi amplificada, diferentemente do que ocorreu nos sistemas compensados.



**Figura 124.** Distorção harmônica de tensão na barra III para sistema sem compensação e com fonte de tensão harmônica.

A figura 125 mostra o comportamento das distorções de tensão para o circuito com o banco de 800 kVAr de capacitores fixos.

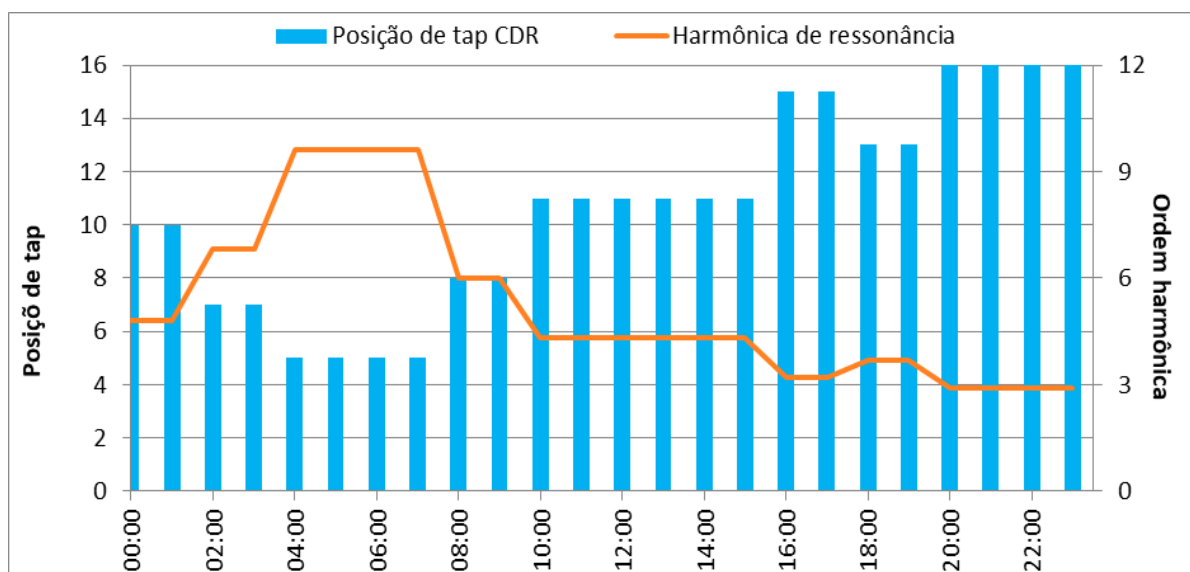


**Figura 125.** Distorção harmônica de tensão na barra III para sistema compensado apenas com capacitores e com fonte de tensão harmônica.

Observa-se que as harmônicas na barra III, ao longo de toda a simulação, apresentaram maiores patamares do que os do barramento da concessionária. Matematicamente, o relacionamento entre as impedâncias capacitivas e indutivas fez a relação descrita em (5.7) ser maior do que um. Fisicamente, esta amplificação é decorrente da diminuição da impedância vista pela fonte de tensão e consequente aumento da corrente harmônica que flui para o sistema industrial, como ocorre em uma ressonância série. A circulação dessa corrente elevada na

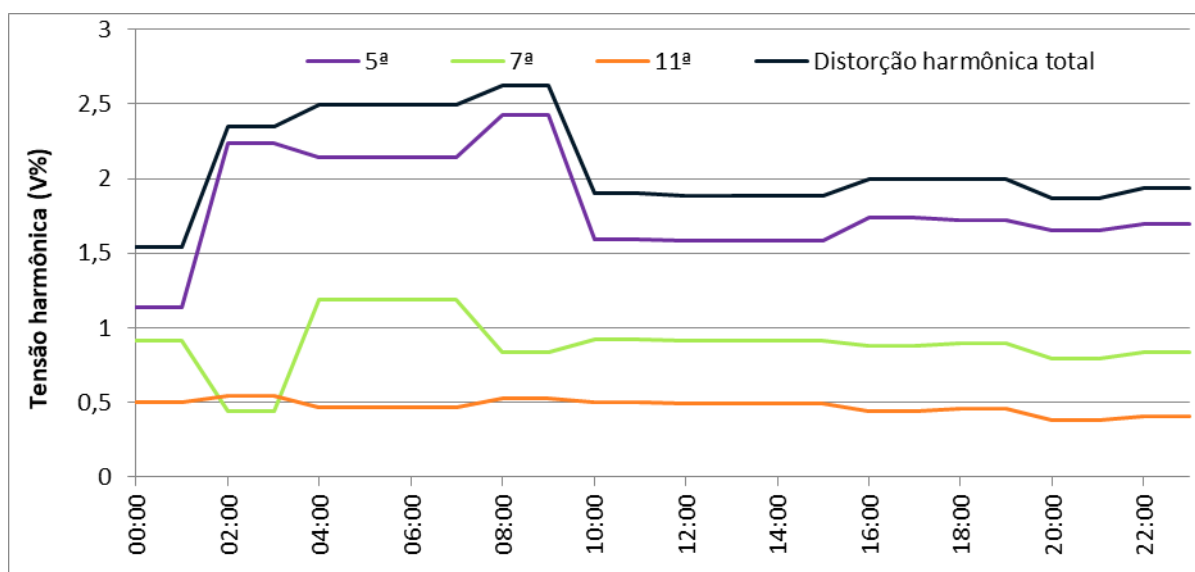
impedância equivalente a jusante da barra III fez a tensão nesse ponto ficar mais alta do que a do ponto de acoplamento.

Antes de analisar os resultados do sistema compensado com os CDRs, é importante salientar que os mesmos dependem do tap que os equipamentos trabalham. A figura 126 apresenta a variação dos taps dos compensadores dinâmicos e a harmônica de sintonia ao longo da simulação.



**Figura 126.** Posição dos taps e harmônica de sintonia dos CDRs no sistema com fonte de tensão harmônica.

Para tal variação de taps, a distorção harmônica de tensão na barra III é a apresentada na figura 127.



**Figura 127.** Distorção de tensão na barra III para sistema compensado com CDRs no sistema com fonte de tensão harmônica.

Para melhor entender o perfil da distorção de tensão no sistema com os CDRs, é necessário analisar o comportamento da distorção individual de cada uma das três harmônicas.

No intervalo das 2 às 9h, os CDRs trabalharam em taps baixos, que possuem frequência de ressonância mais alta. Em todas estas 8 horas, a frequência de sintonia dos CDRs foi maior do que a 5ª harmônica. Isso fez com que, na 5ª ordem, os compensadores dinâmicos fossem vistos como elementos capacitivos. Esse comportamento associado ao banco de capacitores de 200 kVAr em paralelo e à baixa demanda (alta impedância das cargas), fez a impedância equivalente a jusante da barra III ser capacitiva, amplificando a distorção em relação ao ponto de conexão.

Nas outras 16 horas, os compensadores dinâmicos trabalharam em taps mais altos, implicando em frequências de ressonância menores do que a 5ª harmônica, ou seja, os CDRs foram vistos como indutores. Nesses casos, a impedância resultante do paralelo entre CDRs, capacitores fixos e cargas, também teve característica indutiva na quinta ordem, não amplificando a tensão da barra I. Essa reação amortecedora pode ser vista melhor nas duas primeiras horas do dia, quando os compensadores trabalharam no tap 10 (harmônica de sintonia igual a 4,8). Nessas duas horas, em razão da 5ª harmônica ser ligeiramente maior do que a frequência de ressonância, os CDRs atuaram como filtros, reduzindo o valor de distorção individual dessa frequência.

A análise da 7ª harmônica é semelhante. Como as frequências de sintonia dos CDRs no intervalo entre as 4 e 7h é maior do que 420 Hertz, os compensadores se comportaram como capacitores. Adicionando isso ao banco de 200 kVAr em paralelo e à baixa demanda das cargas, a impedância equivalente a jusante da barra III teve comportamento capacitivo, amplificando a tensão de 7ª ordem.

Para o restante da simulação, os CDRs trabalharam em taps com frequência de sintonia menor do que a 7ª harmônica, ou seja, os compensadores tiveram comportamento indutivo. Além disso, nesses casos, a impedância das cargas teve maior influência, uma vez que o carregamento estava mais alto. Esses dois fatores fizeram a impedância a jusante da barra III ficar indutiva, não amplificando a tensão do ponto de conexão.

Especificamente às 2 e 3h, quando os compensadores trabalharam no tap 7 (harmônica de sintonia igual a 6,8), os compensadores comportam-se como indutores de pequeno valor, pois a frequência de sintonia dos mesmos estava bem próxima, e atuaram como filtro para essa ordem.

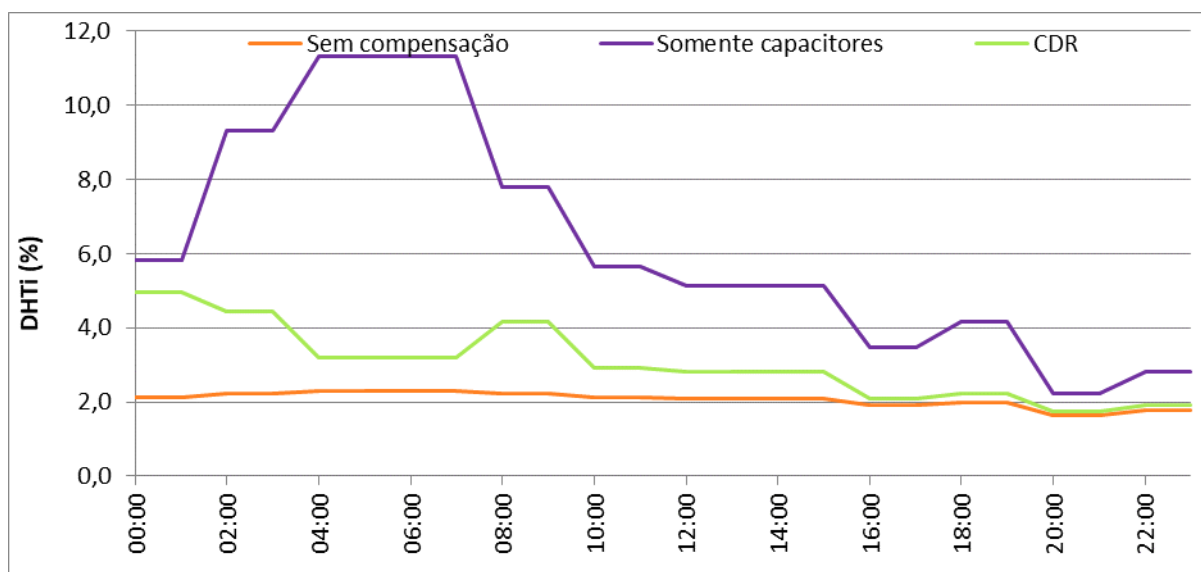
A discussão para a 11ª harmônica é análoga à exposta para as outras duas ordens, com uma diferença: a presença do banco de 200 kVAr fica mais significativa na 11ª ordem, pois o

mesmo está conectado em paralelo e tem valor de impedância reduzido para frequências mais altas.

Em nenhum momento os CDRs operaram em taps com frequência de sintonia maior do que a 11ª harmônica. Isso contribuiu para que a tensão nessa ordem não fosse tão amplificada. No entanto, no período de carregamento baixo e médio, a impedância do banco de capacitores fixos fez a distorção de tensão de 11ª ordem na barra III ficar, quando não maior, bem próxima do 0,5% do ponto de conexão. A partir das 12 horas, com o aumento da demanda e dos taps dos CDRs, a impedância equivalente a jusante da barra III assumiu comportamento indutivo e não mais amplificou a distorção de 11ª ordem.

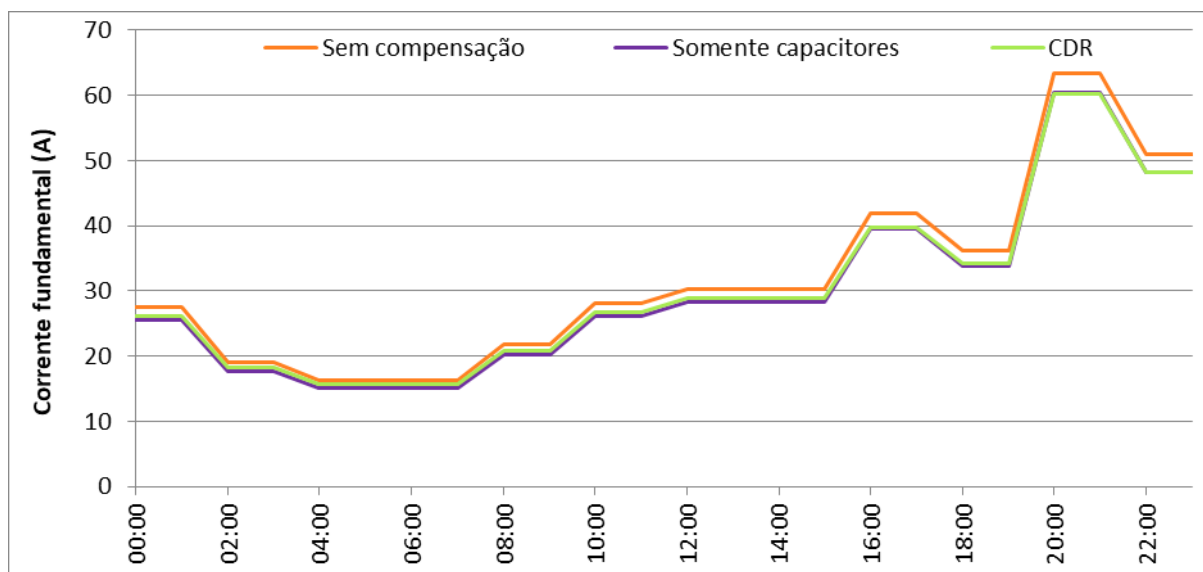
### b) Distorção harmônica de corrente

Dando prosseguimento ao estudo do comportamento harmônico, é mostrada na figura 128 a distorção total da corrente no ponto de conexão.



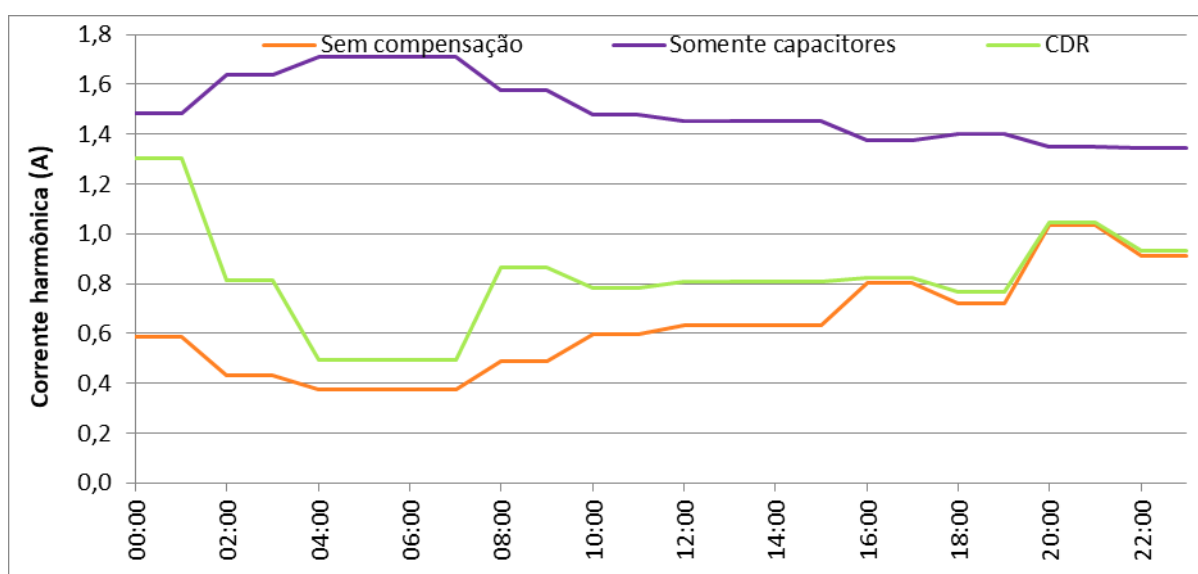
**Figura 128.** Distorção total da corrente no ponto de conexão para sistema com fonte de tensão harmônica.

Pela figura acima, fica claro que a distorção da corrente no ponto de conexão nos dois sistemas com compensação reativa foi mais alta do que no sistema não compensado. Como a  $DHT_i$  é uma relação entre corrente eficaz harmônica e fundamental, o alto valor de distorção pode estar associado à redução da parcela fundamental ocasionada pela compensação reativa e não à elevação da corrente harmônica. Dito isso, a figura 129 mostra a variação da parcela fundamental nos três circuitos estudados.



**Figura 129.** Corrente fundamental no ponto de conexão para sistema com fonte de tensão harmônica.

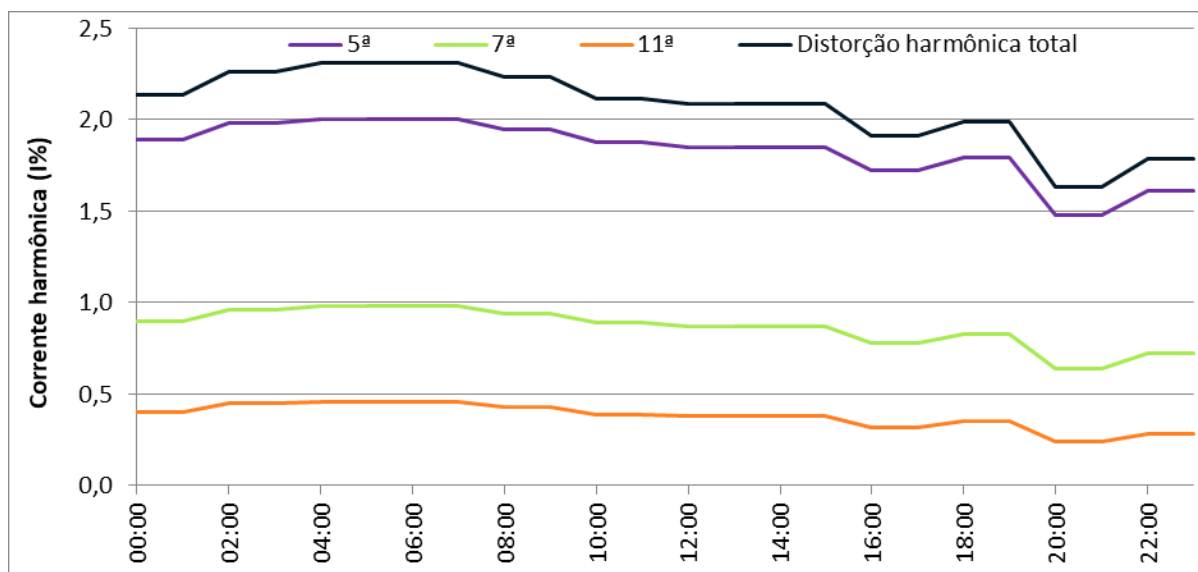
Percebe-se que não há diferença significativa entre as correntes fundamentais das três formas de compensação; logo, o maior valor da  $DHT_i$  observada nos sistemas compensados ocorreu em função da magnitude da corrente harmônica, assim como mostra a figura 130.



**Figura 130.** Corrente harmônica eficaz no ponto de conexão para sistema com fonte de tensão harmônica.

A próxima etapa é investigar quais ordens e por que os sistemas com compensação reativa apresentaram maior distorção harmônica de corrente no ponto de acoplamento comum. Os primeiros resultados a serem discutidos são do sistema sem compensação. A figura 131 exibe a distorção da corrente no ponto de conexão para tal sistema.





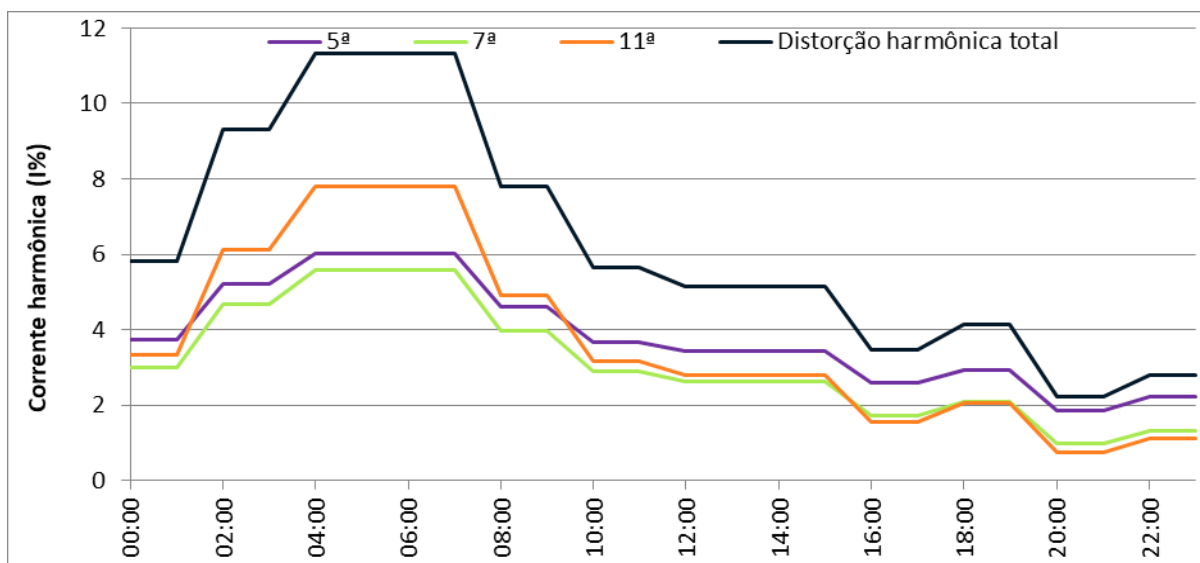
**Figura 131.** Distorção harmônica de corrente no ponto de conexão para sistema sem compensação e com fonte de tensão harmônica.

Dois fatores fizeram a distorção individual ser menor em frequências mais altas. Em primeiro lugar, a distorção da tensão no ponto de conexão, por si só, já é decrescente em razão da frequência. O segundo fator é que, como o circuito conta apenas com elementos reativos de natureza indutiva, a impedância equivalente em harmônicas maiores cresce, limitando a corrente.

Outro ponto de observação é que a distorção percentual diminuiu nos períodos de maior carregamento. A razão disso foi o aumento mais acentuado da componente fundamental comparado com a corrente harmônica, ou seja, a corrente em 60 Hertz cresceu mais do que as harmônicas no intervalo de maior demanda.

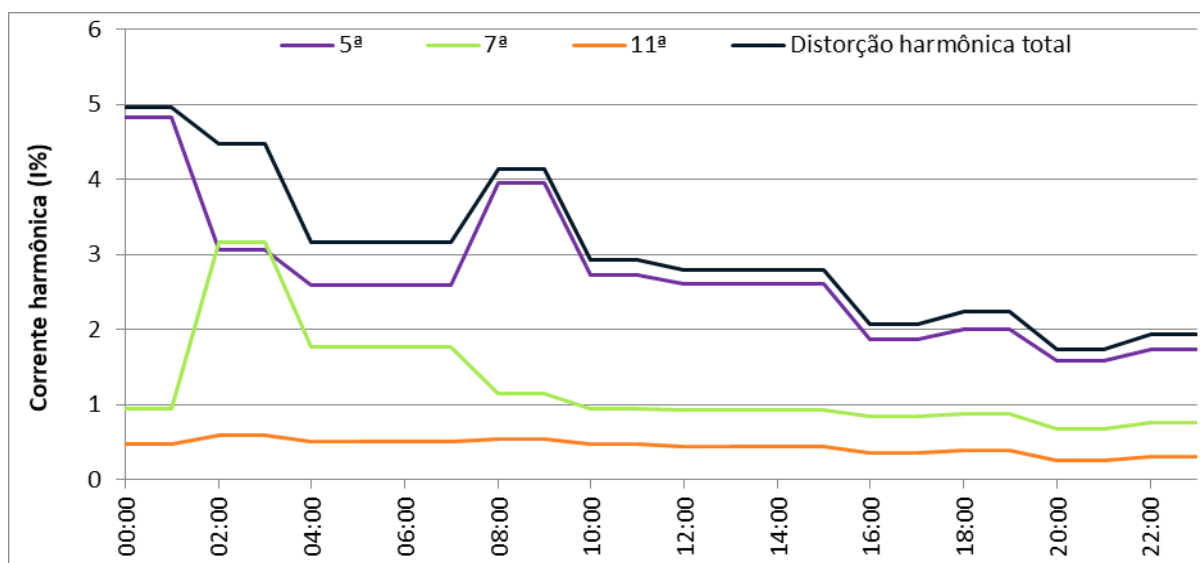
O segundo sistema a ser analisado é o compensado apenas com capacitores. A figura 132 apresenta a distorção da corrente no ponto de conexão para esse circuito.

O relacionamento entre os elementos indutivos do circuito com o banco de 800 kVAr fez a impedância vista pela fonte harmônica se reduzir, resultando na maior distorção de corrente dos três sistemas. Essa afirmação é válida para todo o intervalo da simulação.



**Figura 132.** Distorção harmônica de corrente no ponto de conexão para sistema compensado apenas com capacitores e com fonte de tensão harmônica.

Finalmente, a figura 133 apresenta a distorção de corrente no ponto de conexão no sistema dos CDRs.



**Figura 133.** Distorção harmônica de corrente no ponto de conexão para sistema compensado com CDRs e com fonte de tensão harmônica.

Apenas às 2 e às 3h, a 7ª harmônica teve distorção de corrente mais alta. A razão desse resultado foi os CDRs terem atuado como filtros nessa ordem, conforme explanado anteriormente.

Durante todo o restante da simulação, a distorção individual de corrente de 5ª ordem foi mais alta. A distorção individual de tensão maior da barra I e a menor impedância a montante

da barra III foram os dois fatores determinantes para que essa ordem fosse a mais significativa na distorção total.

O máximo de distorção, que ocorreu nas duas primeiras horas da simulação, está relacionado ao fato dos CDRs terem se comportado como filtro de 5ª ordem.

### 5.2.3 Conclusão da análise harmônica

A conclusão geral para ambos os sistemas com fontes harmônicas é que a compensação feita somente com capacitores resultou no pior desempenho.

Quando apenas a fonte de corrente estava conectada, a distorção de tensão na barra III no sistema com o banco de 800 kVAr de capacitores foi muito maior do que a registrada nos outros dois circuitos. De forma simples, a relação entre as impedâncias do banco de capacitores, das cargas e de seus respectivos transformadores fez a impedância equivalente da barra se elevar, principalmente para a 11ª ordem, que foi a mais expressiva das 4 harmônicas presentes.

Analisando-se os outros dois sistemas, a compensação com os CDRs fez a distorção de tensão na barra de compensação ficar muito próxima à computada no sistema sem compensação, o que foi um ótimo resultado.

A compensação dinâmica associada ao banco de 200 kVAr deslocou a ressonância paralela, antes localizada em torno da 11ª harmônica no circuito dos capacitores, para ordens mais altas, reduzindo a distorção de tensão na barra III.

Como consequência da maior distorção de tensão na barra III, o sistema compensado somente com capacitores também apresentou maior distorção de corrente no ponto de conexão.

Diante do exposto, para as condições de operação e formas de compensação apresentadas, a utilização dos CDRs foi a melhor opção. No entanto, como citado anteriormente, a transformação dos capacitores fixos em filtros otimizaria ainda mais o desempenho da compensação frente as distorções harmônicas.

Também com a fonte harmônica de tensão, o circuito compensado apenas com capacitores teve os piores resultados. Essa forma de compensação amplificou as tensões da fonte harmônica em todas as frequências e durante a simulação inteira.

Nas três harmônicas estudadas, o capacitor apresentou maior expressividade do que as cargas, fazendo a impedância a jusante da barra III ser capacitiva em todo o intervalo de simulação. Esse comportamento capacitivo associado à natureza indutiva da impedância a montante da barra III fez a impedância série enxergada pela fonte de tensão ser menor, aumentando a corrente despachada pela concessionária e, por consequência, elevando a tensão

na barra de compensação. Além da distorção de tensão, a distorção da corrente no ponto de conexão nesse sistema foi muito mais alta do que nos outros dois circuitos.

Como o sistema sem compensação tem apenas elementos resistivos e indutivos, a tensão harmônica do ponto de acoplamento com a concessionária não se amplificou em momento algum, fazendo a distorção total de tensão na barra III permanecer sempre abaixo de 2,50 %. Por esse motivo, os resultados desse circuito foram os melhores dentre os três.

A compensação feita através dos CDRs em conjunto o banco de capacitores elevou a tensão harmônica na barra III nos períodos de menor carregamento, fazendo a distorção máxima chegar em 2,62%. Esse pico de DHTv ocorreu em detrimento do tap reduzido e elevada frequência de sintonia dos compensadores durante a carga baixa. No intervalo de menor demanda, na 5ª e na 7ª harmônica, os CDRs se comportam como capacitores e, associando o banco de capacitores de 200 kVAr e a alta impedância das cargas (baixa demanda), a impedância equivalente a jusante da barra III ficou capacitiva, o que fez a tensão harmônica ser amplificada. No entanto, quando os taps dos compensadores estavam em posições mais altas, a distorção de tensão na barra III foi a com melhor performance, pois os compensadores eram vistos como indutores e até filtros, em alguns horários.

Novamente, sabendo que a compensação reativa é primordial, para o circuito simulado, a compensação feita com os CDRs foi a melhor opção.

Conclui-se, então, que os compensadores dinâmicos de reativo podem ter efeito amortecedor do ponto de vista harmônico quando comparado com a compensação feita apenas com capacitores, pois os mesmos modificam a impedância do sistema, podendo evitar ressonâncias perigosas e também mitigar as distorções harmônicas.

Finalizada a análise do comportamento dos compensadores dinâmicos em sistemas industriais, o próximo capítulo irá discutir sobre a aplicabilidade desses equipamentos em redes de distribuição.

## **6 COMPORTAMENTO DE COMPENSADORES DINÂMICOS DE REATIVO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Os compensadores dinâmicos de reativo mostraram potencial de aplicação em ambientes industriais com curva de carga com variação acentuada. A próxima análise tem como objetivo avaliar o comportamento dos CDRs em sistemas maiores, com mais barras, tal como uma rede de distribuição.

Para a avaliação de aplicabilidade do CDR em redes de distribuição, optou-se pela elaboração de um sistema de distribuição hipotético baseado na configuração de um alimentador da distribuidora local.

Assim como no capítulo anterior, serão simuladas três condições de correção de fator de potência diferentes: nenhuma compensação reativa instalada; compensação feita apenas com capacitores fixos e compensação combinada entre um banco de CDRs e capacitores fixos.

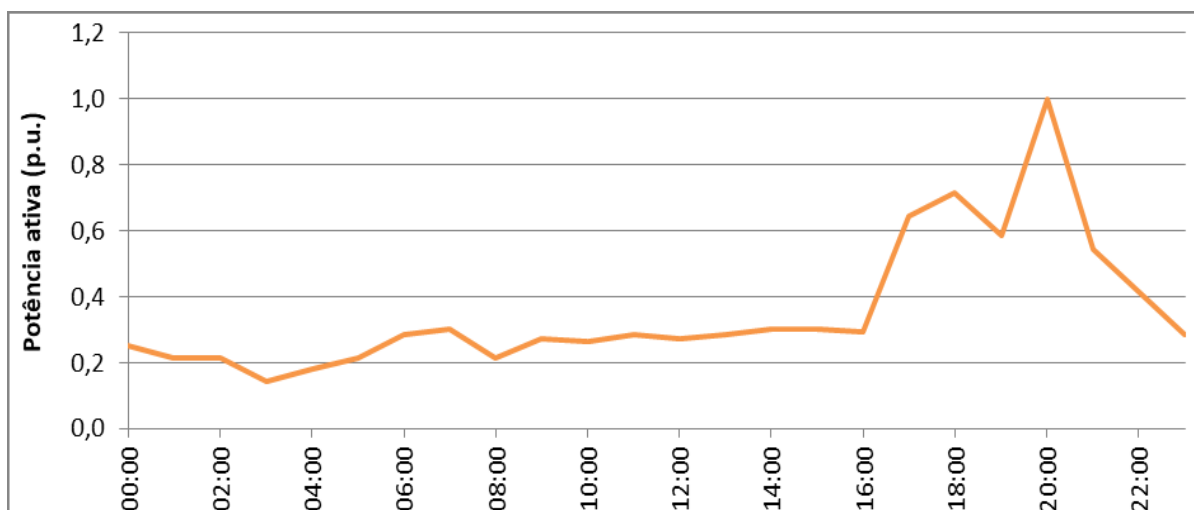
Para os fins da simulação, foi considerada a existência somente de cargas residenciais e comerciais conectadas à rede.

De forma semelhante ao que foi realizado no sistema industrial, em primeira instância, a rede será simulada apenas com a presença das componentes fundamentais de tensão e de corrente. Em um segundo momento, serão adicionadas fontes harmônicas de corrente representativas de cargas não lineares espalhadas pelo sistema.

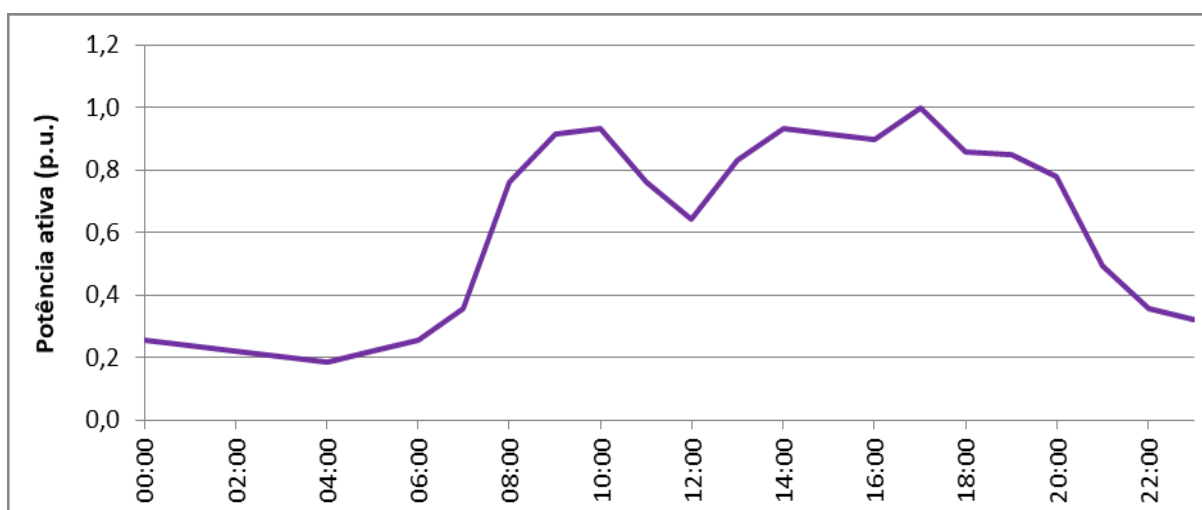
O carregamento de um alimentador de distribuição é dependente de vários fatores, tais como: horário do dia, período do ano, natureza da carga alimentada, dentre outros.

Ao contrário das cargas industriais, que apresentam uma gama muito diversa de curvas de carga, os consumidores residenciais e comerciais, no geral, tendem a consumir energia elétrica de forma semelhante.

Sendo assim, foram construídos dois perfis de variação de carregamento, um utilizado para cargas residenciais e outro para cargas comerciais, ambos baseados em [65]; as duas curvas são apresentadas nas figuras 134 e 135, respectivamente.



**Figura 134.** Curva de carga residencial implementada. Fonte: [65].



**Figura 135.** Curva de carga comercial implementada. Fonte: [65].

Diferentemente das simulações do sistema industrial, aqui, a curva de carga tem como parâmetro base a potência ativa e não a aparente. A magnitude da demanda ativa monofásica das cargas teve um pequeno desequilíbrio, variando aleatoriamente entre 90% e 110% da potência trifásica dividida por três.

O fator de potência monofásico das cargas também foi estipulado de forma arbitrária, variando entre 0,80 e 0,90 indutivo.

Como as cargas demandam potência reativa, é plausível que a mesma seja compensada em alguns pontos da rede de forma a, pelo menos, reduzir perdas elétricas e/ou melhorar o perfil de tensão do alimentador.

Essa compensação em alimentadores de distribuição é, na esmagadora maioria dos casos, feita com a utilização de bancos de capacitores fixos. O motivo de se utilizar tais equipamentos é o seu custo reduzido quando comparado com outras formas de compensação.

Contudo, como não há nenhum tipo de controle atuando sobre a potência reativa que os capacitores geram, o fator de potência, a tensão e as perdas técnicas podem ter comportamento diferente do ótimo em certos períodos do dia, principalmente quando a rede está com baixo carregamento.

Deste modo, dependendo da característica do alimentador, fazer a compensação reativa de forma dinâmica, variável, pode aperfeiçoar a operação da rede.

O circuito hipotético implementado é apresentado na figura 136. Nele estão demarcadas as três barras que serão alvo de análise e os pontos onde as compensações reativas estão instaladas.

Objetivando avaliar a aplicação dos compensadores dinâmicos, o alimentador em questão será simulado com as mesmas três formas de compensação reativa discutidas no tópico anterior: nenhuma compensação, compensação feita apenas com capacitores fixos e compensação combinada entre capacitores fixos e CDRs.

Ao todo, são 44 transformadores ligados em  $\Delta/Y$  aterrada (Dyt), atendendo 44 cargas do tipo corrente constante, sendo 39 cargas com perfil residencial e 5 com perfil comercial. A tensão nominal do sistema de distribuição é 13,8 kV e a tensão despachada na barra da subestação vale 14.076 V durante toda simulação (102% da tensão nominal).

O primeiro sistema a ser simulado não tem nenhuma compensação reativa ao longo de seu circuito, ou seja, os únicos elementos presentes são as cargas, os transformadores e os condutores.

No segundo circuito, são conectados 3 bancos de capacitores ao longo do alimentador, conforme apontados na figura anterior. Dois dos bancos têm potência nominal trifásica igual a 210 kVAr, enquanto que o terceiro banco, instalado na barra III, tem potência igual a 900 kVAr. A especificação dos bancos foi feita visando obter um fator de potência igual a 0,93 na saída do alimentador no período de maior carregamento. O fator de perdas dos capacitores vale 0,4%.

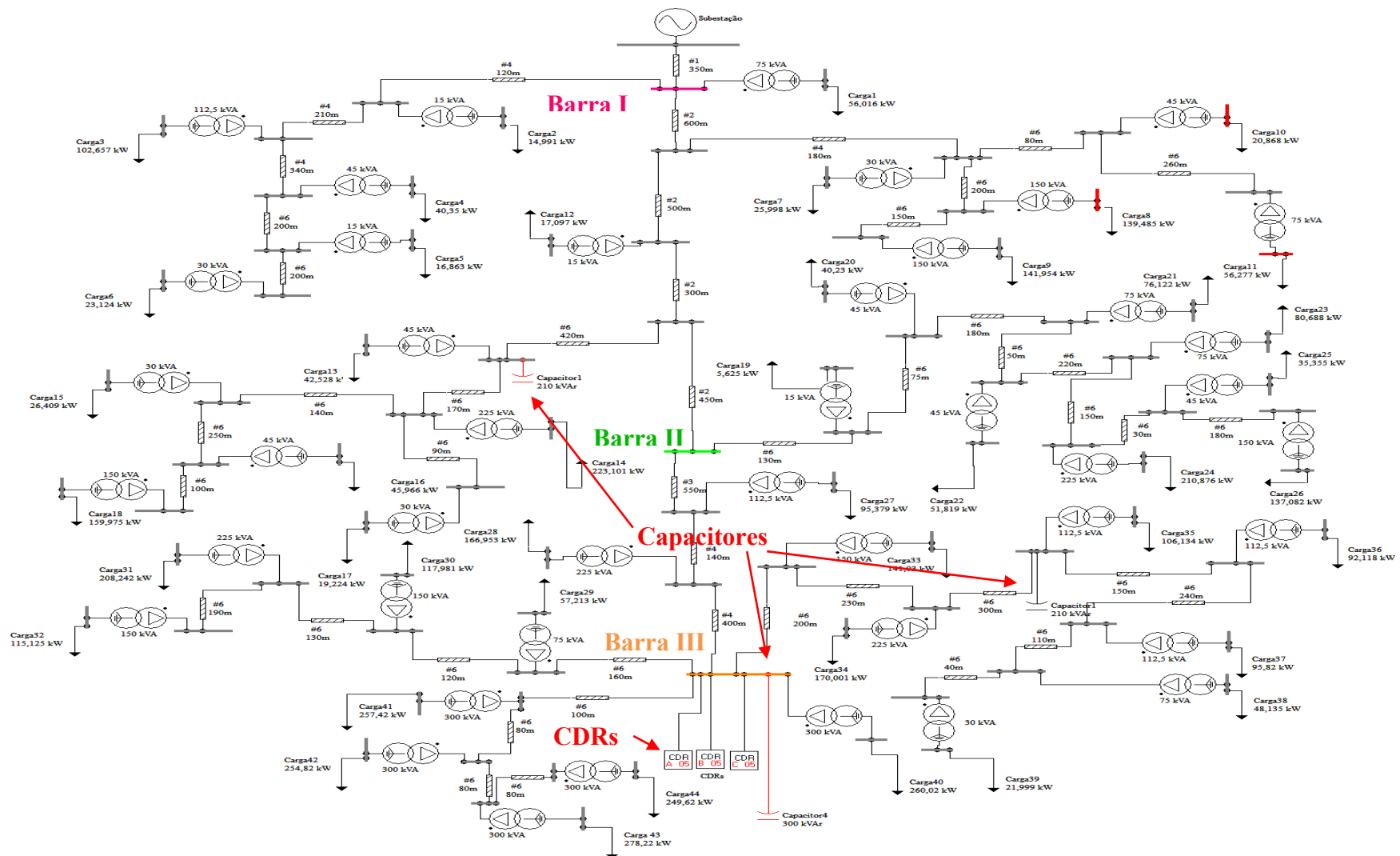


Figura 136. Alimentador utilizado nas simulações. Fonte: [4], com modificações.

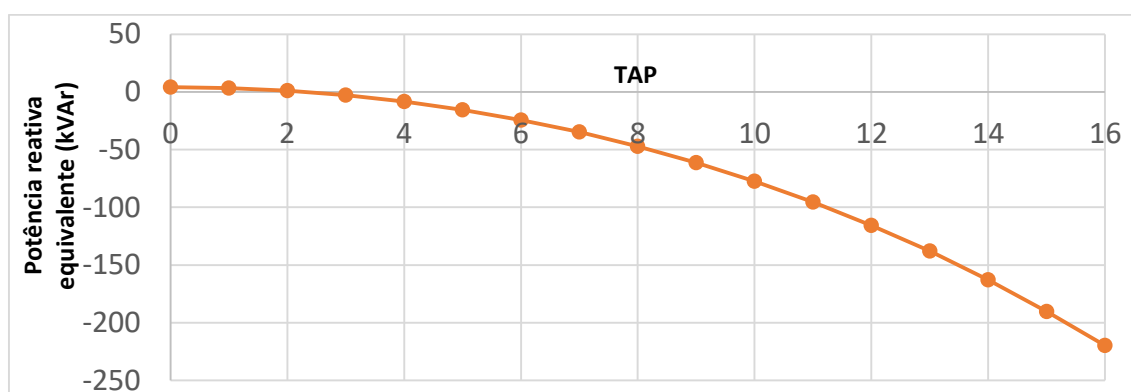


Os dois bancos de capacitores de 210 kVAr também estão presentes no terceiro circuito. No entanto, os capacitores de 900 kVAr são substituídos por um banco menor, com potência igual a 300 kVAr, juntamente com 3 CDRs monofásicos de 200 kVAr de potência, compondo um banco de compensadores dinâmicos de 600 kVAr.

As especificações monofásicas dos CDRs são as seguintes:

- potência nominal do transformador: 200 kVA;
- tensão nominal do primário do transformador: 7.967 V
- tensão nominal do secundário do transformador: 690 V
- impedância percentual do transformador no tap +16: 11,26%;
- perdas obtidas no ensaio a vazio: 513 W;
- perdas obtidas no ensaio em curto-circuito: 2.532 W;
- corrente de magnetização: 0,52 A;
- potência nominal do banco de capacitores no secundário do CDR: 200 kVAr;
- tensão nominal do banco de capacitores do CDR: 690 V.

A potência reativa monofásica equivalente de cada compensador quando submetido à tensão nominal é mostrada na figura 137.



**Figura 137.** Potência reativa em função do tap do CDR de 200 kVAr.

Importante observar que nos taps dois, um e zero, o CDR não despacha potência reativa, mas demanda uma pequena quantidade em razão da característica indutiva de seu transformador.

Assim como visto no CDR de 100 kVAr, o compensador dinâmico de 200 kVAr, operando no tap máximo, gera mais potência do que a sua nominal.

Finalmente, os limites de fator de potência implementados nos CDRs foram 0,98 indutivo e 0,98 capacitivo.

## 6.1 Compensação reativa dinâmica em redes de distribuição na frequência fundamental

### 6.1.1. Carregamento

O primeiro ganho obtido com a compensação foi a diminuição no carregamento do alimentador, uma vez que parte do reativo das cargas foi fornecido localmente, em alguns pontos da rede.

O quadro 17 sintetiza os valores de carregamento máximo e mínimo do alimentador, além do fator de potência nessas duas condições operativas.

**Quadro 17.** Valores máximos e mínimos de carregamento e fator de potência para os três sistemas de compensação.

	<b>Maior carga (kVA)</b>	<b>FP maior carga</b>	<b>Menor Carga (kVA)</b>	<b>FP menor carga</b>
Sem Compensação	5.639	0,84	935	0,85
Somente capacitores	5.053	0,93	1.190	-0,69
CDRs	5.040	0,93	836	-0,96

Fonte: Do autor.

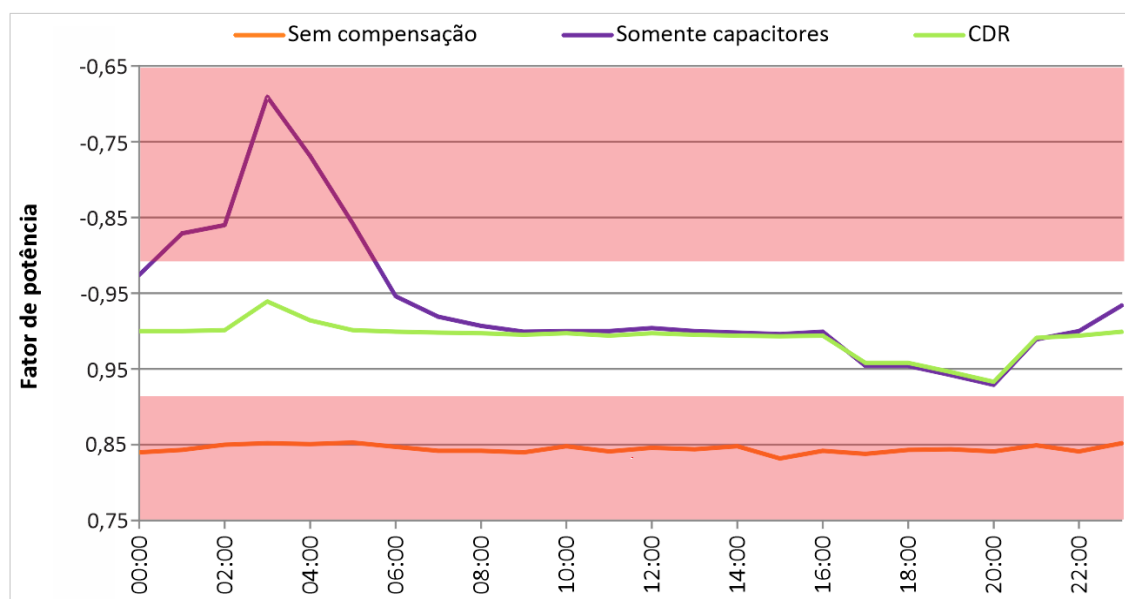
Ratificando, a compensação reativa diminuiu a demanda máxima do alimentador em pouco mais de 10%. Comparando-se a demanda máxima dos dois sistemas compensados, percebe-se que os CDRs conseguiram reduzir 13 kVA a mais do que o sistema compensado somente com capacitores. Isso ocorreu porque os 600 kVAr de CDRs operando no tap máximo geraram mais potência do que se fossem capacitores fixos, conforme apresentado na figura 137.

Já no período de menor carregamento, o sistema compensado apenas com capacitores aumentou a demanda total do alimentador em torno de 27%. Não obstante, a compensação feita de forma dinâmica diminuiu em mais de 10% o carregamento do alimentador em relação ao sistema sem compensação.

Logo, a compensação feita com os CDRs se mostrou a mais atrativa do ponto de vista de carregamento da rede.

### 6.1.2. Fator de potência

A figura 138 mostra o comportamento dessa grandeza no barramento da subestação, representada pela fonte de tensão. Os limites capacitivos e indutivos delimitados são os permitidos para conexões em instalações de responsabilidade de transmissora para tensão menor que 69 kV [72].



**Figura 138.** Fator de potência na saída do alimentador. Fonte:[4], com modificações.

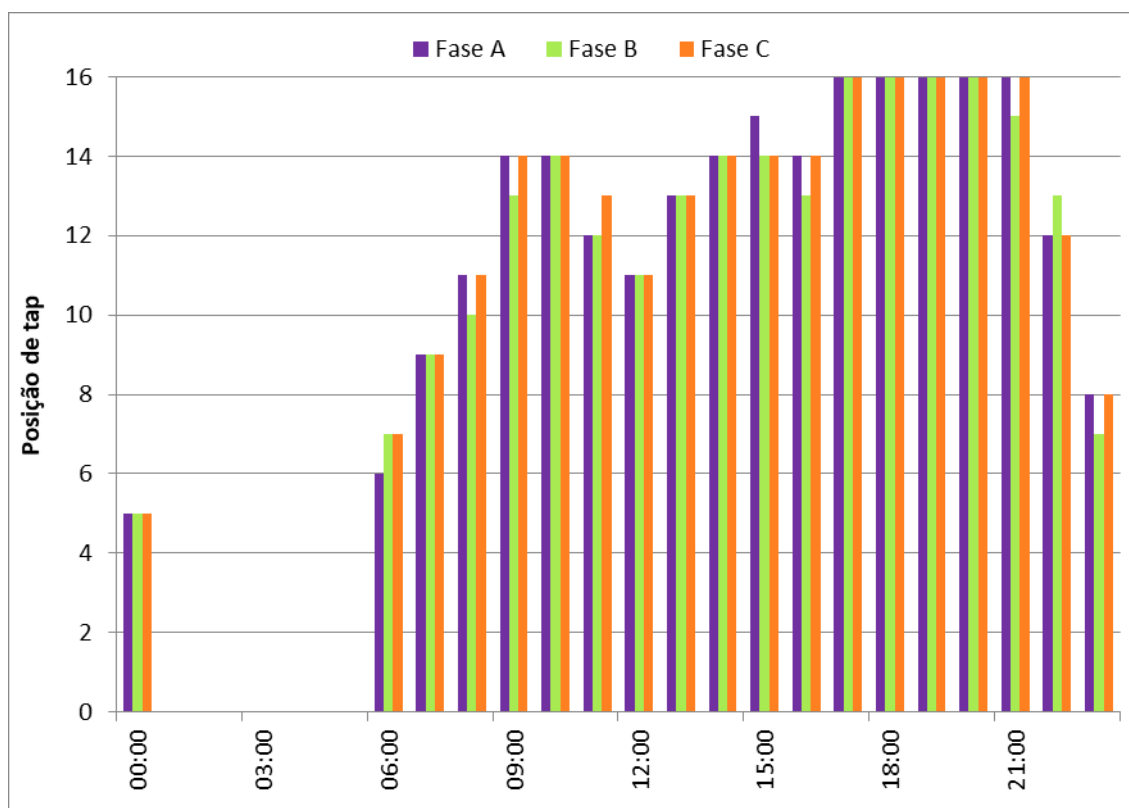
De fato, os sistemas com compensação reativa apresentaram fator de potência mais apropriado do que o sistema não compensado, pelo menos durante a maior parte do tempo.

A falta de controle do reativo gerado pelos capacitores fixos contribuiu para que houvesse excesso de reativo no período de menor carregamento, fazendo o fator de potência chegar a 0,7 capacitivo em certos momentos. Esse excedente de potência reativa pode elevar a tensão para níveis inadequados e/ou aumentar as perdas elétricas; tais análises serão realizadas no decorrer do texto.

A gerência do reativo na barra onde os CDRs estavam conectados refletiu em valores de fator de potência mais adequados na saída do alimentador, fazendo o mesmo permanecer dentro dos limites durante toda a simulação.

A atuação dos CDRs pode ser vista na figura 139, que traz a posição dos taps dos três compensadores durante as 24 horas simuladas. Como a carga é levemente

desbalanceada e os equipamentos são monofásicos, há, em alguns períodos do dia, diferença da posição de tap entre os equipamentos.



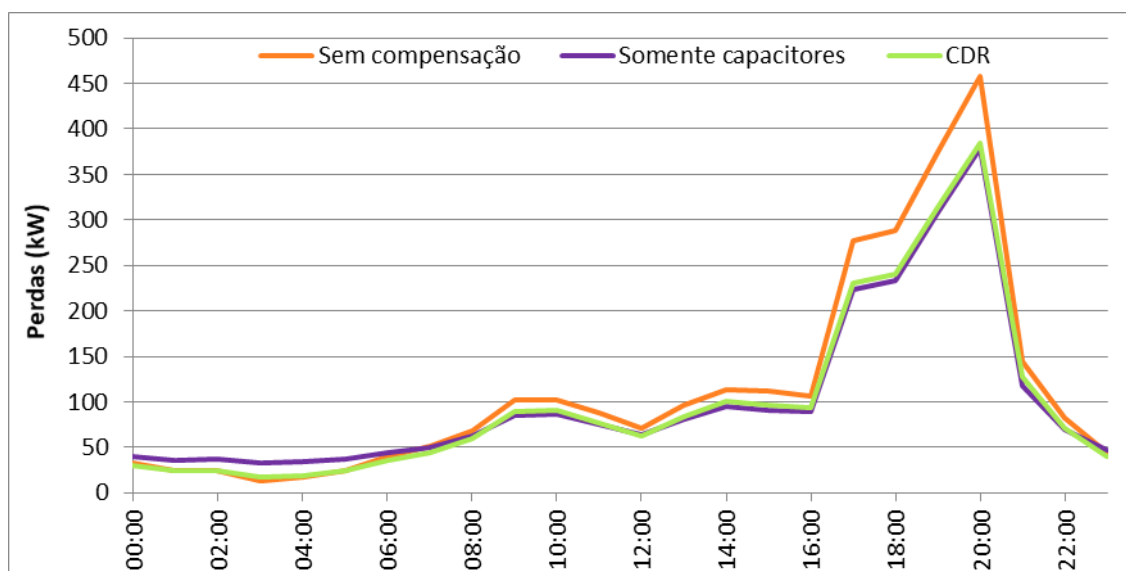
**Figura 139.** Posição de taps dos compensadores dinâmicos. Fonte: [4], com modificações.

Observa-se que o perfil de variação dos taps segue um traçado que se assemelha à junção das curvas de carga comercial e residencial.

### 6.1.3. Perdas técnicas

A circulação de potência reativa em uma rede elétrica é uma situação normal. Atualmente, são poucas as cargas que demandam energia com fator de potência unitário. Entretanto, o excesso de reativo transitando pela rede traz perdas desnecessárias, que poderiam ser evitadas, de forma que, a compensação reativa, quando bem planejada, é plenamente atuante nas perdas técnicas.

A figura 140 apresenta o perfil de variação das perdas nos três sistemas ao longo das 24 horas simuladas.

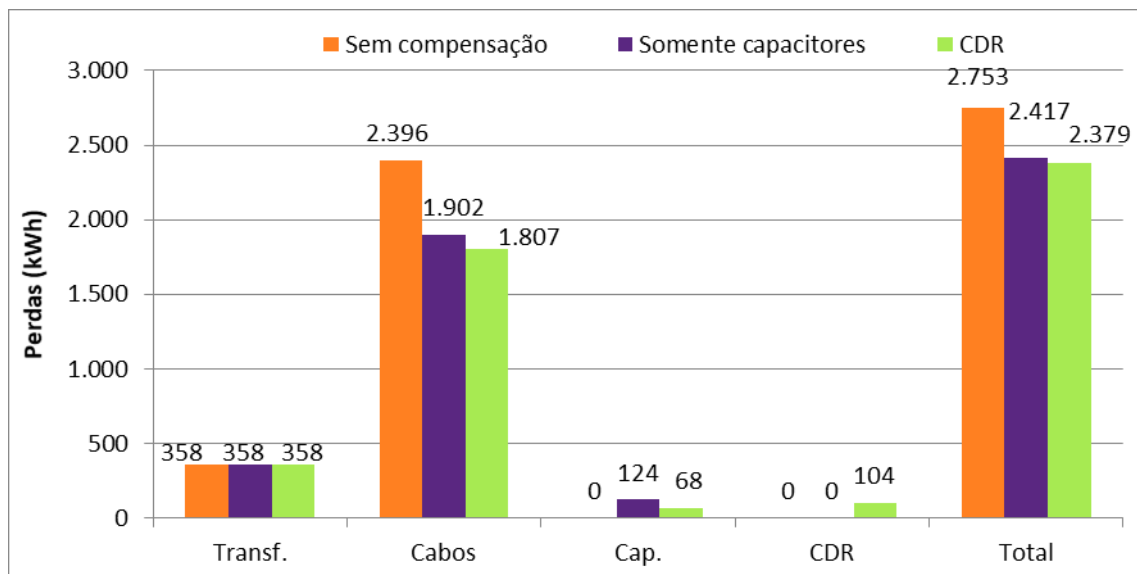


**Figura 140.** Perdas técnicas no sistema de distribuição para as três condições de compensação reativa.

O comportamento das perdas pode ser dividido em dois intervalos. Até as 7 horas, o sistema compensado apenas com capacitores apresentou as maiores perdas. O motivo para esse pior desempenho foi a circulação de reativo em excesso pela rede, como apontado pelo fator de potência baixo na figura 138. Os outros dois sistemas tiveram perdas semelhantes.

A partir das 8 horas, quando a demanda das cargas começou a crescer, as perdas técnicas mais altas ocorreram no sistema sem compensação. Isso ocorreu porque todo o reativo que as cargas demandaram foi fornecido pela fonte. Não obstante, nos dois circuitos compensados, parte do reativo foi fornecido próximo às cargas, diminuindo o valor da corrente que circulou pelos condutores do circuito e, por consequência, as perdas nos mesmos. Esta análise é confirmada pela diferença de energia total perdida nos condutores mostrada na figura 141.

Enquanto as cargas demandam muito reativo, a compensação com os CDRs não é a melhor opção, pois os compensadores apresentam perdas muito altas quando comparadas com as dos capacitores fixos. Os 600 kVAr de compensadores dinâmicos consumiram 104 kWh em 24 horas.



**Figura 141.** Perdas técnicas totais nos elementos do alimentador.

A vantagem de se instalar os CDRs na rede foi a diminuição do excesso de reativo nas primeiras horas do dia. Mesmo com as suas perdas internas relativamente altas, o controle do excedente de reativo diminuiu as perdas globais.

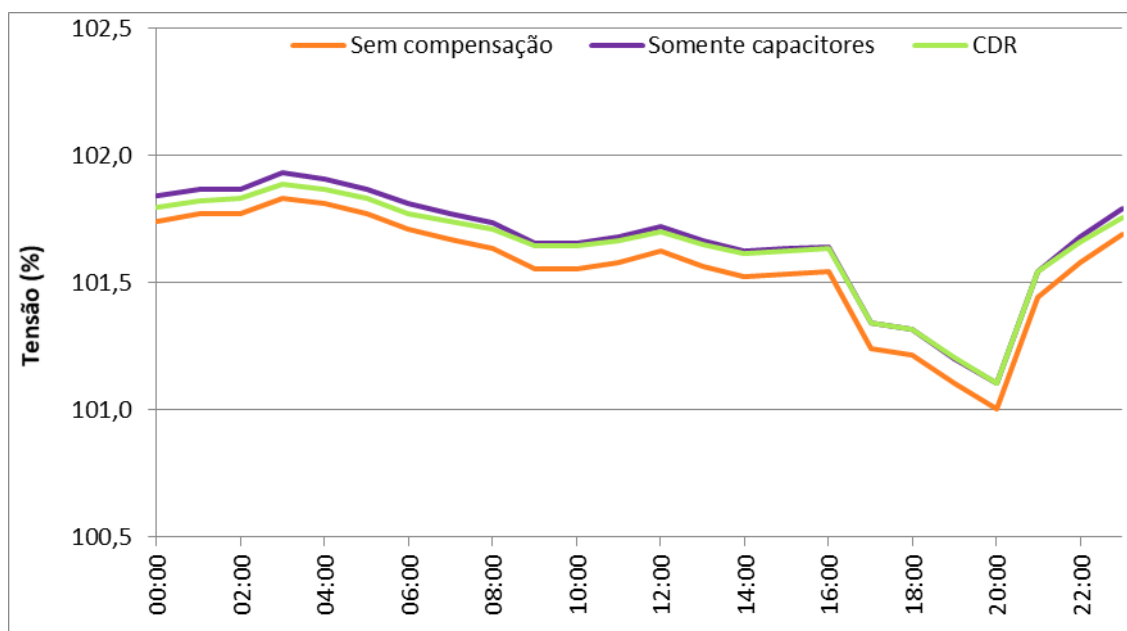
De qualquer forma, como as demandas de consumidores residenciais e comerciais têm variação muito acentuada, a aplicabilidade da compensação dinâmica é alta.

#### 6.1.4. Regulação de tensão

É sabido que a quantidade de potência reativa fluindo em um sistema elétrico está diretamente atrelada aos níveis de tensão observados no mesmo. De forma simples, valores de tensão mais elevados tendem a ser encontrados em redes com mais de fontes reativas.

Como o alimentador é extenso, o comportamento da tensão será analisado em três pontos distintos. As três barras alvo da análise estão demarcadas na figura 136 pelas cores rosa, verde e laranja, denominadas, também, de barras I, II e III, respectivamente.

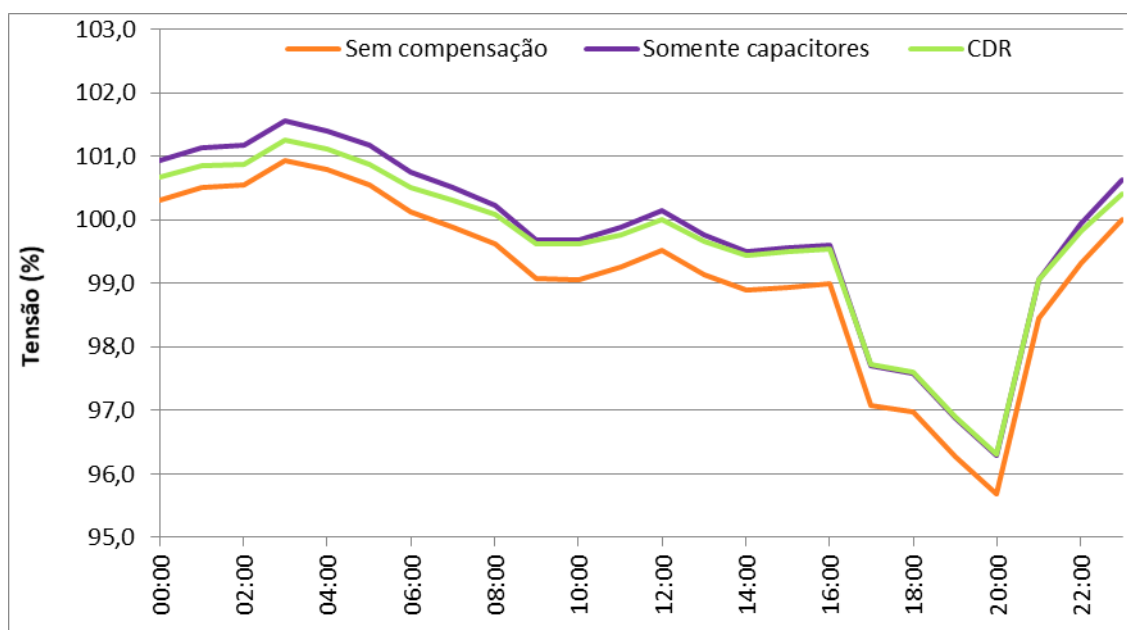
A tensão da barra I ao longo de toda a simulação é apresentada na figura 142.



**Figura 142.** Tensão da barra I (rosa).

A barra I, por ser a mais próxima da fonte e apresentar maior nível de curto-circuito, foi a que teve menor variação de tensão ao longo do dia e menor diferença entre os tipos de compensação empregados. No entanto, já se percebe que o sistema compensado apenas com capacitores teve os maiores níveis de tensão, enquanto que os menores valores foram vistos no sistema sem compensação.

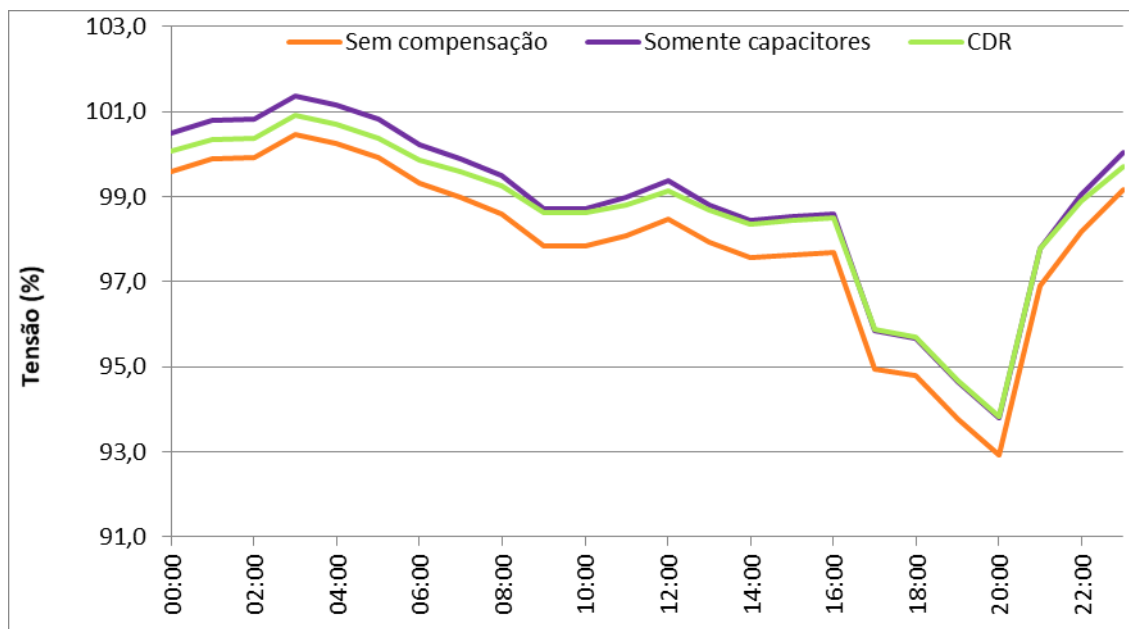
A tensão na segunda barra analisada, colorida de cor verde, é apresentada na figura 143.



**Figura 143.** Tensão da barra II (verde).

Durante toda a simulação, o sistema compensado apenas com capacitores apresentou valores de tensão mais altos, seguido do sistema com CDRs e, finalmente do sistema sem compensação nenhuma.

Finalmente, a figura 144 mostra como a tensão variou na barra III.



**Figura 144.** Tensão eficaz da barra III (laranja).

Na barra III estão conectados os 900 kVAr de capacitores ou o banco de 600 kVAr de CDRs em conjunto com 300 kVAr de capacitores.

Assim como observado nas outras duas barras, a tensão no sistema sem compensação permaneceu em um nível mais baixo, chegando a ficar abaixo de 93% quando a demanda chegou ao máximo.

Em todas as três barras estudadas, o sistema com os CDRs apresentou melhor regulação de tensão, ou seja, o perfil de tensão variou menos ao longo da simulação.

### 6.1.5. Conclusão da análise na frequência fundamental

A falta de compensação reativa resultou nos piores resultados nas quatro grandezas analisadas. Dessa forma, para essa rede, a compensação reativa é indispensável.

Ao se comparar as duas formas de compensação apresentadas, percebe-se a superioridade da operação da rede quando os CDRs estão instalados.



Os compensadores dinâmicos diminuíram o carregamento do alimentador, fizeram o fator de potência ficar dentro dos limites durante toda a simulação, reduziram as perdas técnicas e regularam melhor a tensão, principalmente nos períodos de menor carregamento.

Observa-se que coube aos CDRs realizar apenas o ajuste fino da potência reativa gerada, não sendo incubido aos equipamentos o controle de toda a potência reativa.

Todavia, caso o total da compensação reativa fosse feita de forma variável, o fator de potência teria comportamento ainda melhor e a regulação de tensão também seria otimizada. No entanto, essa mudança na forma de compensação iria elevar bastante as perdas técnicas.

Em certas circunstâncias, o fator de potência capacitivo pode ser benéfico à operação da rede. Em determinadas situações, pode ser mais vantajoso que a potência reativa demandada por cargas a montante da compensação seja suprida pela própria e não pela fonte, dependendo da distância elétrica entre carga e fonte e carga e compensadores.

Logo, cabe ao projetista avaliar quais são os objetivos a serem atingidos com a compensação e especificar a localização, o tamanho e a forma de correção reativa a ser utilizada.

## **6.2 Compensação reativa dinâmica de reativos em redes de distribuição com distorções harmônicas**

Os resultados do tópico anterior apontaram aplicabilidade alta dos compensadores dinâmicos de reativo na rede simulada. Contudo, além do desempenho na frequência fundamental, é necessário analisar como a compensação dinâmica se comporta frente a distorções harmônicas, cada vez mais presentes nos sistemas elétricos.

Para a realização da avaliação harmônica, será utilizado o mesmo sistema apresentado na figura 136, porém, além das cargas lineares, serão conectadas três fontes de corrente harmônica injetando componentes de 5<sup>a</sup>, 7<sup>a</sup> e 11<sup>a</sup> ordem no sistema.

A localização das fontes harmônicas pode ser visualizada na figura 145.

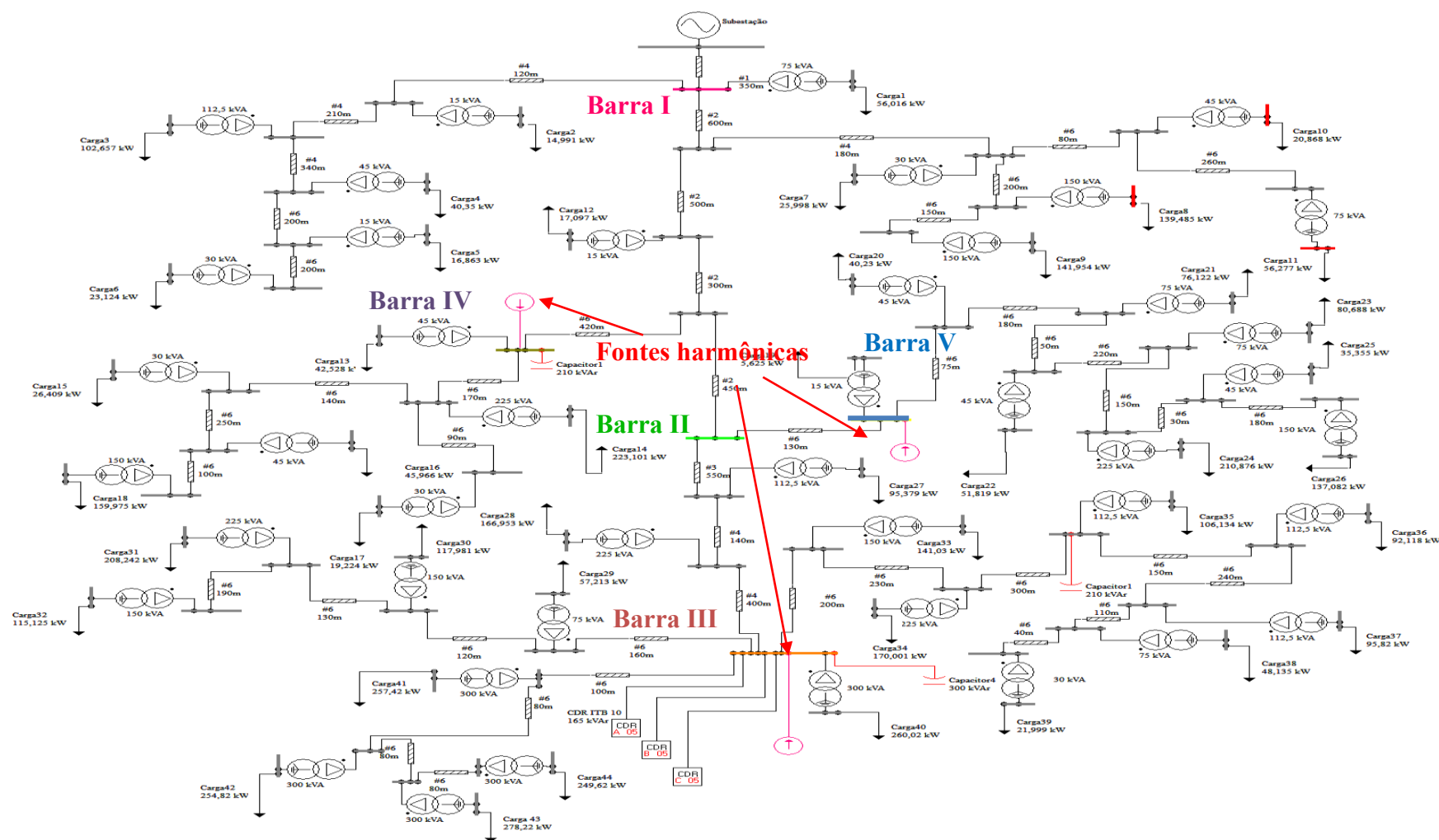


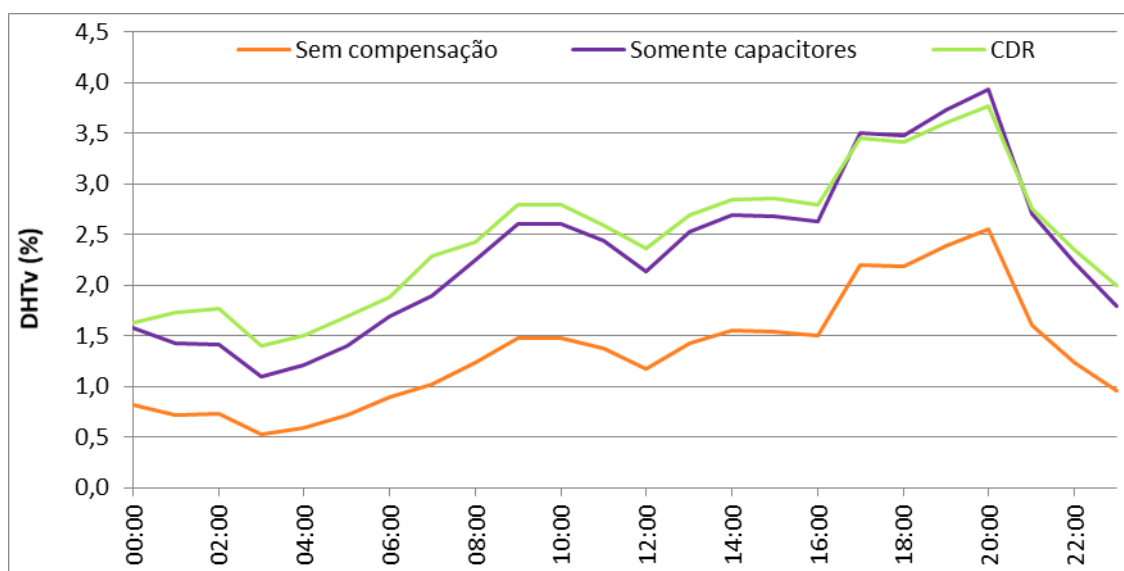
Figura 145. Sistema de distribuição simulado com detalhe para fontes harmônicas.

As duas fontes de corrente mais próximas à saída do alimentador (barras IV e V) tiveram magnitude definida por (5.3). Como o sistema apresenta um pequeno desequilíbrio, a parcela fundamental utilizada no cálculo foi a média das correntes de linha que chegam à barra onde a fonte de corrente está conectada no sistema sem compensação reativa.

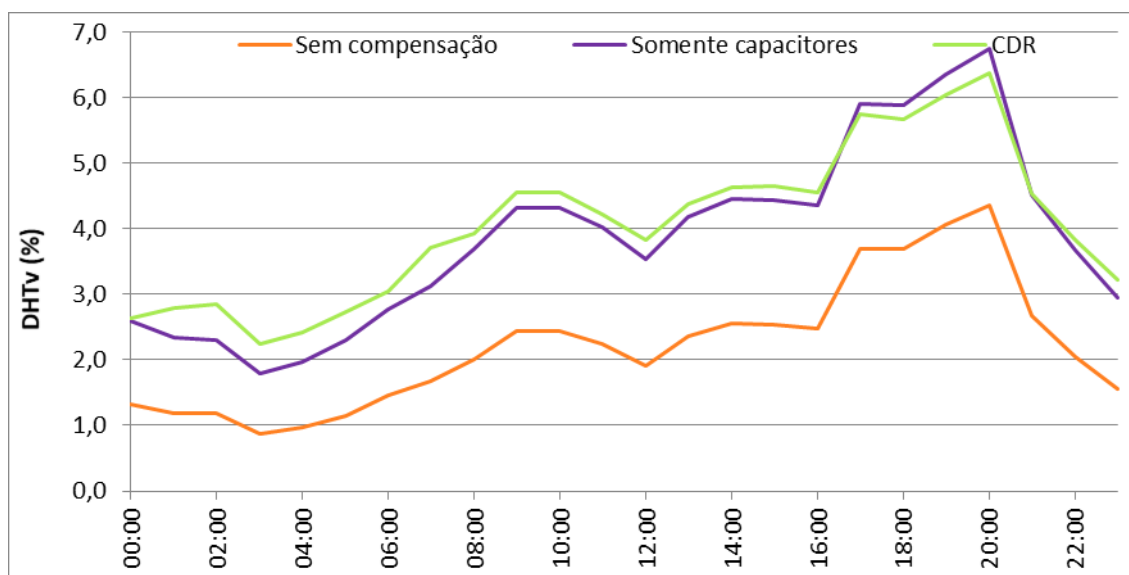
As correntes da fonte conectada à barra III (laranja) foram calculadas da mesma forma, porém, as suas magnitudes foram multiplicadas por um fator que valeu 0,45. Tal fator foi necessário para adequar a distorção de tensão na barra III e nas suas proximidades a valores típicos de redes de distribuição [65-71].

#### a) Distorção harmônica de tensão

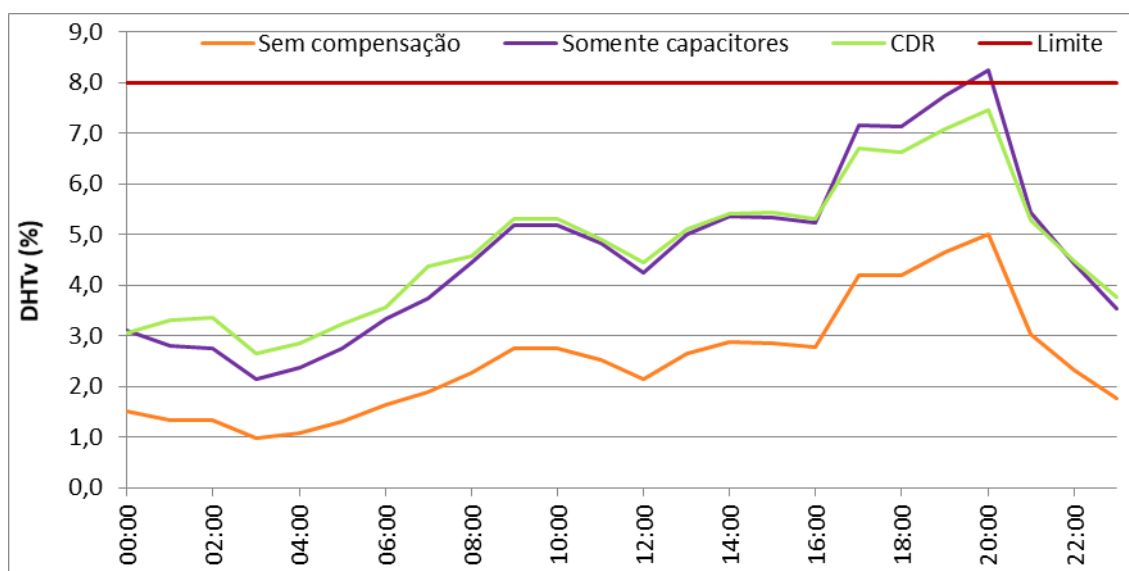
As distorções harmônicas de tensão totais computadas nas barras I (rosa), II (verde) e III (laranja) são apresentadas nas figuras 146, 147 e 148, respectivamente. O limite demarcado na terceira figura é o valor de referência para distorções harmônicas ímpares e não múltiplas de 3 (condição das três frequências em estudo), conforme [21]. A demarcação do limite é orientativa, pois há um protocolo de medição a ser seguido e a regulamentação se aplica, ainda, somente a clientes do grupo A, salvas algumas exceções.



**Figura 146.** Distorção harmônica total de tensão na barra I (rosa).



**Figura 147.** Distorção harmônica total de tensão na barra II (verde).



**Figura 148.** Distorção harmônica total de tensão na barra III (laranja).

Pelas figuras acima, fica claro que os maiores índices de distorção harmônica de tensão foram registrados na barra mais distante da fonte. As razões para isso são o menor nível de curto-circuito, maior injeção harmônica, além da presença das compensações reativas na barra III.

Inicialmente, pelas três figuras anteriores, nota-se que o sistema sem compensação teve os menores níveis de distorção harmônica de tensão, ou seja, a compensação reativa alterou de forma negativa a impedância vista pelas fontes de corrente.

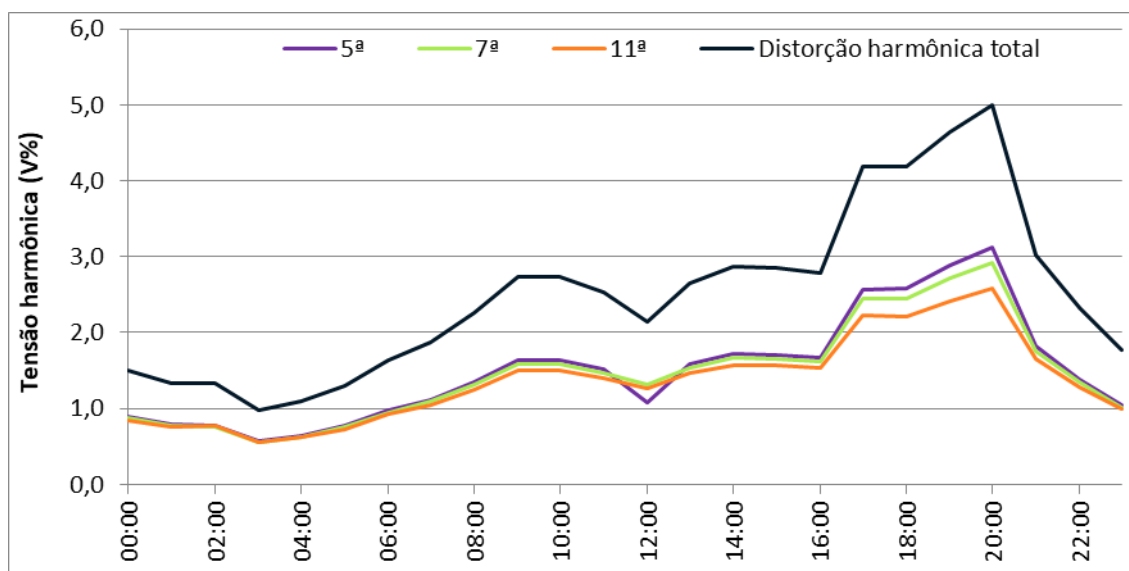
Dentre os dois sistemas compensados, o circuito dos CDRs registrou distorção de tensão maior durante quase toda a simulação. Apenas no intervalo das 17 às 21h, o

circuito compensado apenas com capacitores apresentou distorção de tensão maior. Entretanto, a distorções nessas 4 horas foram os maiores valores do dia, violando o limite de 8% na barra III.

Como a distorção de tensão nas barras I e II não foram tão significativas como a registrada na barra III, e a fim de não tornar a análise repetitiva, apenas os resultados obtidos na barra laranja serão detalhados.

Primeiramente, é necessário identificar qual, ou quais, ordens harmônicas foram mais expressivas. Para tanto, as distorções individuais de cada um dos três circuitos serão discutidas separadamente.

O primeiro circuito analisado é o sem compensação reativa. As distorções de tensão individuais da barra III são apresentada na figura 149.



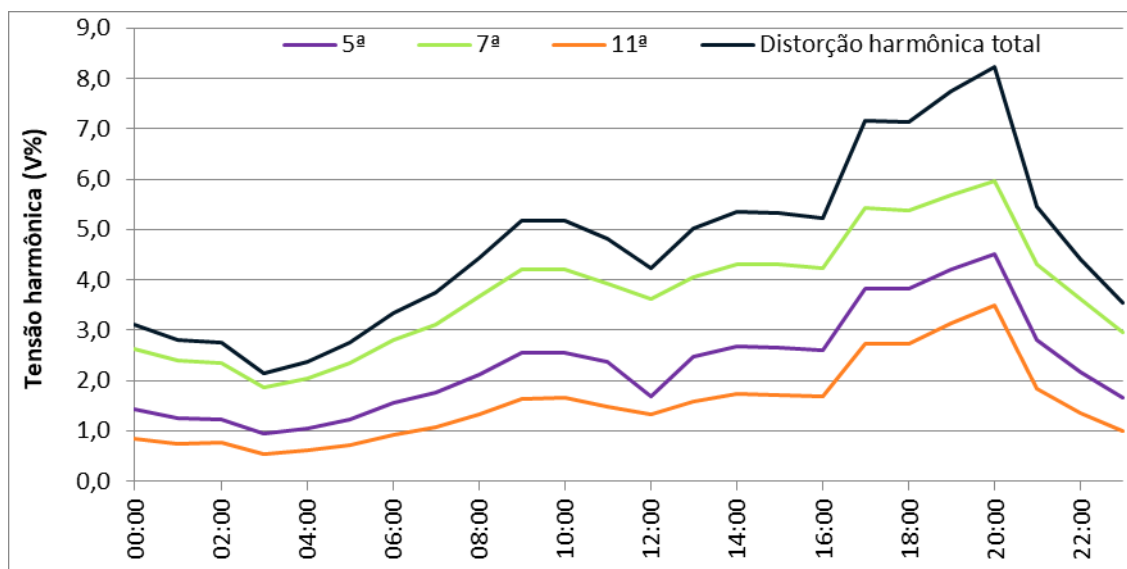
**Figura 149.** Distorção harmônica individual e total de tensão na barra III para sistema sem compensação.

As distorções individuais foram semelhantes enquanto a demanda das cargas estava no patamar baixo e intermediário. Isso ocorreu porque a relação entre as impedâncias das harmônicas de ordens diferentes se assemelhou à relação das correntes injetadas.

A partir das 17 horas, as distorções das três frequências começaram a ficar mais discrepantes, voltando a se assemelhar na última hora do dia. No período de maior carregamento, a relação entre as impedâncias harmônicas não mais foi igual à relação das correntes, mas sim menor, ou seja, com o aumento da demanda, a multiplicação entre a corrente pela impedância de 5ª harmônica cresceu mais do que o produto entre corrente e impedância de 7ª ordem.

De qualquer forma, no geral, a distorção de tensão de 5ª ordem foi maior do que a de 7ª, que foi maior do que da 11ª harmônica.

Os próximos resultados a serem discutidos são do sistema compensado apenas com capacitores fixos. A figura 150 apresenta a distorção harmônica de tensão na barra III nesse circuito.



**Figura 150.** Distorção harmônica individual e total de tensão na barra III para sistema compensado apenas com capacitores fixos.

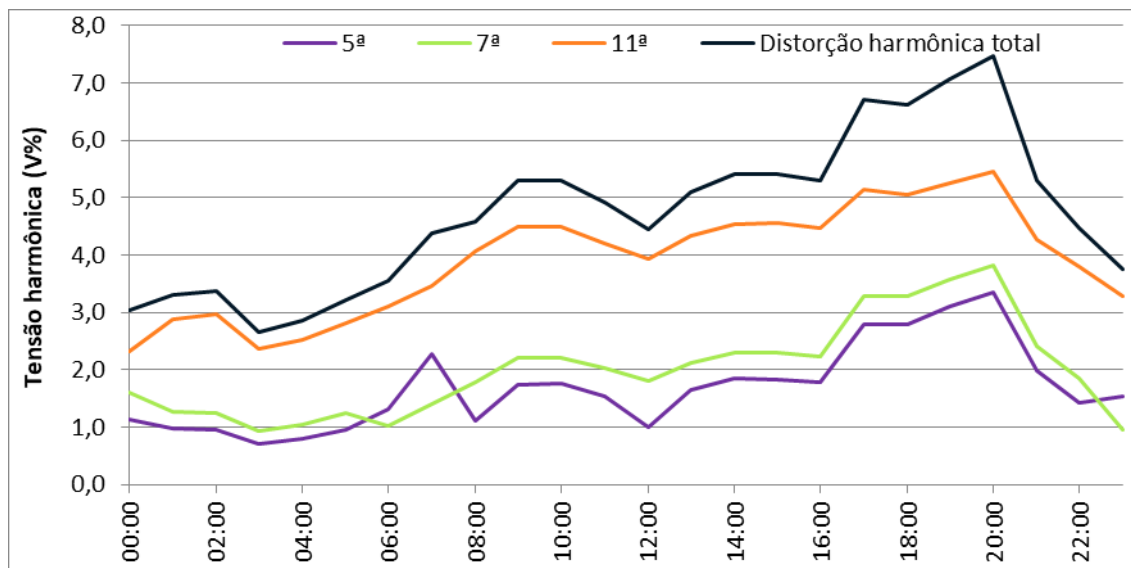
Diferentemente do que foi visto no sistema sem compensação, a distorção harmônica individual não foi decrescente com a frequência; a 7ª harmônica permaneceu em um nível mais alto de distorção individual durante as 24 horas, seguida da 5ª e 11ª ordem.

Além de ter elevado a impedância e distorção de 7ª ordem, a compensação feita apenas com capacitores também majorou a distorção nas outras duas harmônicas quando se compara esse circuito com o sistema sem nenhuma compensação.

Por fim, os resultados da distorção harmônica de tensão no circuito com os CDRs são mostrados na figura 151.

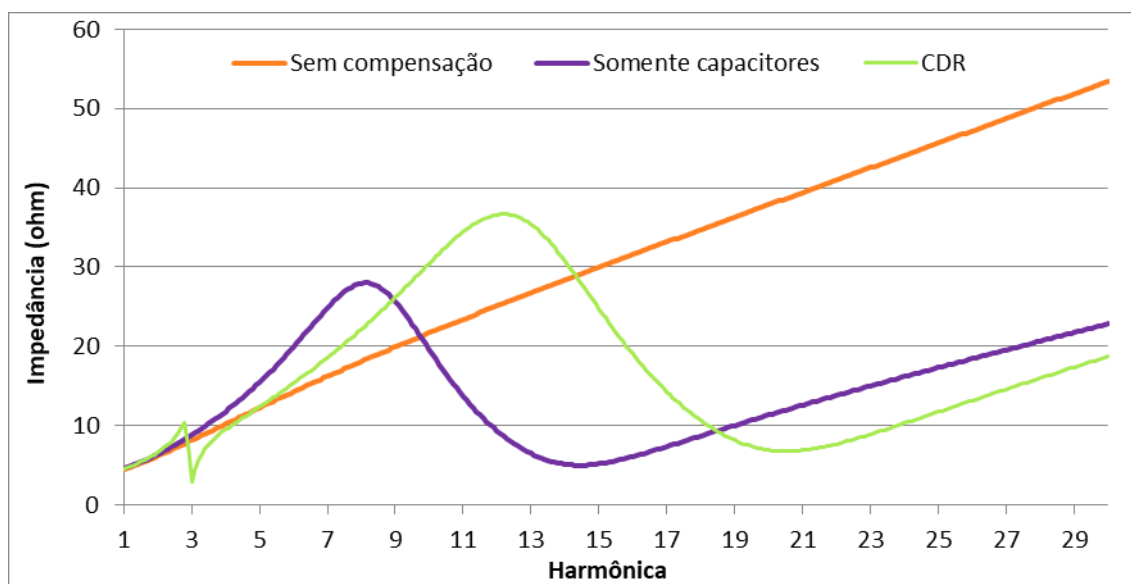
A distorção de tensão no sistema dos CDRs seguiu um terceiro perfil de variação, diferente dos dois anteriores. Com os compensadores dinâmicos, a distorção de tensão mais expressiva foi a 11ª, seguida da 7ª e da 5ª ordem.

De forma geral, o intercâmbio de 600 kVAr de capacitores por CDRs deslocou a impedância vista pela barra III para a direita no gráfico de impedância por frequência.



**Figura 151.** Distorção harmônica individual e total de tensão na barra III para sistema compensado com capacitores e CDRs.

Ilustrativamente, a figura 152 apresenta a impedância própria da fase A vista da barra III às 20 horas, horário de maior distorção de tensão.



**Figura 152.** Impedância própria da fase A da barra III às 21 horas.

O comportamento linear da impedância no sistema sem compensação está relacionado à presença apenas de elementos indutivos e resistivos no circuito.

A compensação feita apenas com capacitores fez a impedância equivalente da barra III apresentar ressonância paralela próxima à 8ª harmônica. Esse foi o motivo para que a distorção de tensão de 7ª ordem fosse a mais alta das três frequências.

A compensação com os CDRs resultou em duas situações peculiares. Em primeiro lugar, a impedância equivalente da barra III, que atingia um pico próximo à 8ª harmônica no sistema compensado apenas com capacitores, agora chega a seu máximo perto da 12ª ordem; motivo pelo qual a distorção de tensão de 11ª harmônica foi a mais alta.

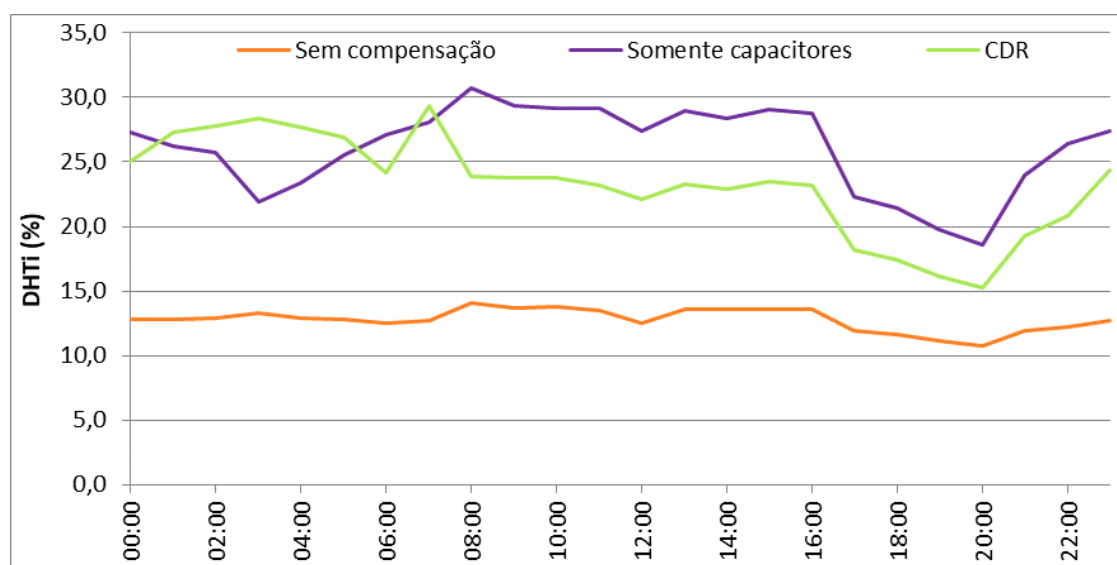
A outra peculiaridade é a redução brusca da impedância de 3ª harmônica. Essa descida íngreme ocorreu porque a frequência de sintonia dos CDRs no tap nesse horário é a 3ª harmônica.

Às 8 e 12 horas, os CDRs trabalharam nos taps e 10 e 11, que têm harmônica de sintonia igual a 4,8 e 4,3, respectivamente, ocasionando a redução da distorção de 5ª ordem.

Todavia, a diminuição da impedância na frequência de sintonia dos CDRs faz as impedâncias de frequências imediatamente anteriores se elevar. Esse efeito pode fazer a distorção de tensão se ficar mais alta, ao invés de reduzir. Essa situação ocorreu às 7 horas, quando os CDRs trabalharam no tap 9, que têm harmônica de sintonia igual a 5,3, elevando a distorção de tensão de 5ª ordem.

## b) Distorção harmônica de corrente

O último item a ser discutido é a distorção harmônica da corrente na saída do alimentador. Os valores de distorção total de corrente registrados na barra da subestação são apresentados na figura 153.



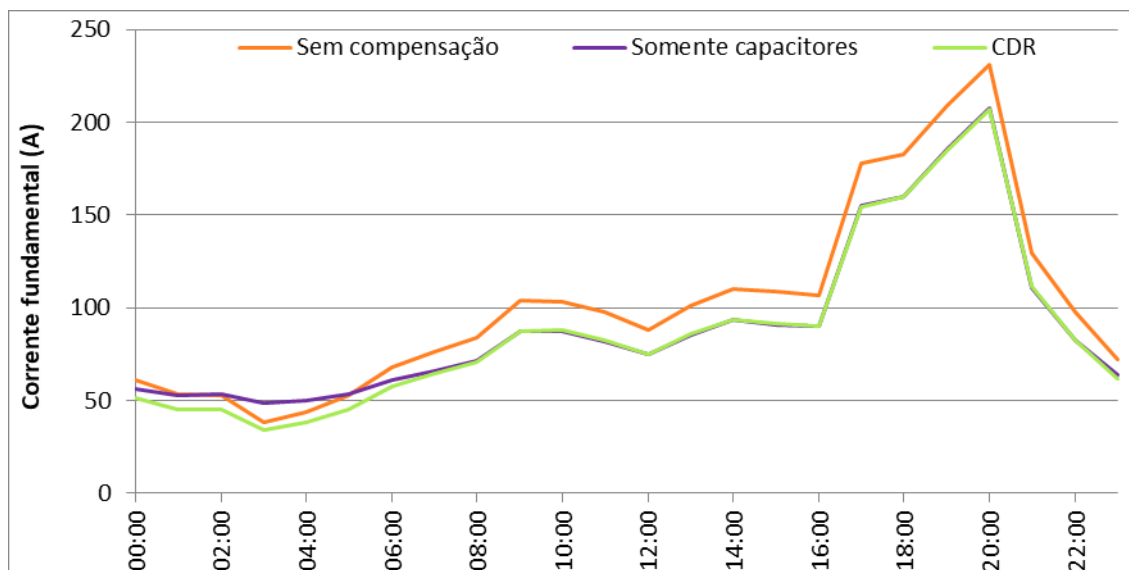
**Figura 153.** Distorção harmônica total de corrente na saída do alimentador.



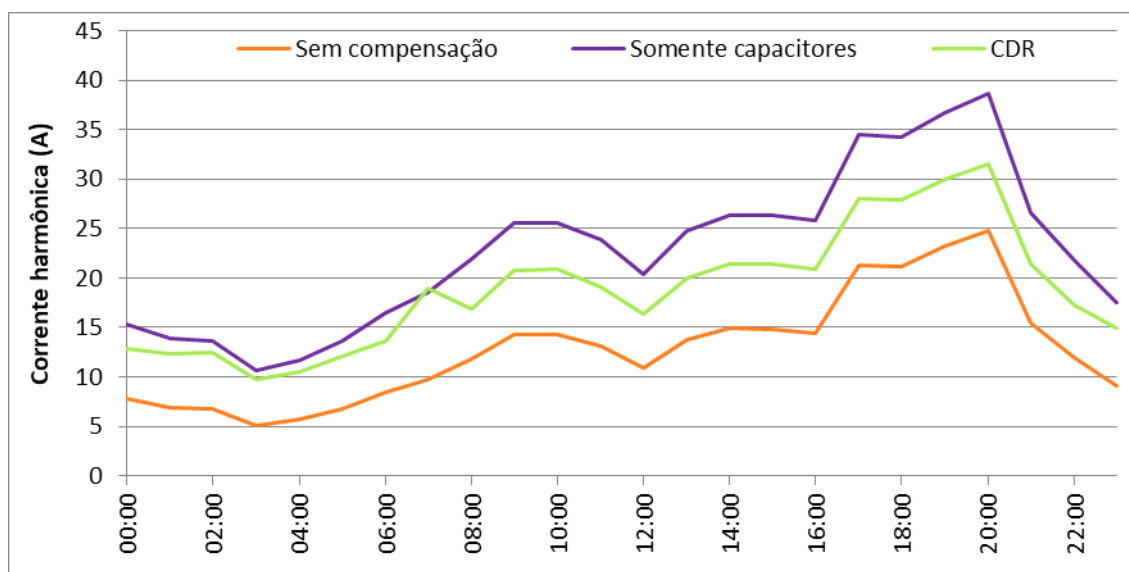
Também para a distorção harmônica da corrente na saída do alimentador, o sistema sem compensação apresentou o melhor resultado

Os dois sistemas compensados intercambiaram o posto de maior distorção ao longo do dia, porém, o valor máximo, igual a 31%, foi visto no circuito com apenas capacitores instalados.

O primeiro ponto a ser estudado é se o maior valor de distorção dos sistemas compensados está relacionado à diminuição da corrente fundamental, esta ocasionada pela compensação reativa, ou se a DHTi mais alta é fruto de corrente harmônica maior. Para tanto, as figuras 154 e 155 apresentam os perfis da parcela fundamental e harmônica da corrente na saída do alimentador, respectivamente.



**Figura 154.** Corrente fundamental na saída do alimentador.



**Figura 155.** Corrente harmônica eficaz na saída do alimentador.

O circuito sem compensação reativa teve maior amplitude da corrente fundamental durante quase toda a simulação e os menores valores de corrente harmônica eficaz.

Todavia, a diferença relativa entre a corrente eficaz harmônica do sistema sem compensação e os outros dois sistemas foi maior do que a diferença percentual entre as componentes fundamentais. Logo, pode-se afirmar que o sistema sem compensação apresentou menores índices de DHTi majoritariamente devido à menor injeção de correntes harmônicas no barramento da subestação.

Analisando apenas os dois sistemas com compensação reativa, percebem-se duas situações. A compensação feita com os CDRs apresentou o maior índice de distorção harmônica de corrente no período de menor carregamento. Entretanto, a corrente eficaz harmônica que circulou para o barramento da subestação nesse circuito foi menor do que a vista na compensação feita apenas com capacitores. Logo, a razão para que a DHTi, que é uma relação, ficar menor para a compensação feita apenas com capacitores foi o excesso de reativo circulando pelo sistema, que aumentou a corrente fundamental.

A corrente que flui para o barramento da subestação pode ser calculada pela relação entre impedância a montante da barra I e tensão no mesmo ponto, isso para cada frequência separadamente.

Como a configuração dos condutores e transformadores é a mesma nos três circuitos, é esperado que a maior distorção de tensão na barra I seja acompanhada por distorção de corrente mais alta. Entretanto, essa afirmação só é válida para a distorção individual, por exemplo, maior distorção de tensão de 5ª ordem irá ocasionar maior distorção de corrente na mesma frequência, dessa forma, a afirmação pode não ser verdadeira para a distorção total de tensão.

Exemplos claros da indagação anterior foram as distorções observadas nos dois sistemas compensados. Das 8 às 16h, o circuito com os CDRs apresentou menor DHTi mesmo a DHTv na barra I sendo maior do que a do sistema compensado apenas com capacitores. O motivo para tal é que a distorção individual de 11ª ordem no circuito dos CDRs foi a mais expressiva alta, enquanto que no sistema dos capacitores, a 7ª ordem foi a mais significativa. Como a reatância a montante da barra I é indutiva, a impedância ficou maior em frequências mais altas, o que acabou limitando a corrente de 11ª ordem.

### 6.2.1 Conclusão da análise harmônica

Os resultados obtidos para o sistema de distribuição com distorção harmônica foram semelhantes aos vistos no sistema industrial.

De forma geral, a ausência de compensação reativa resultou em menores distorções de tensão e de corrente. O motivo para tanto é a característica puramente indutiva das reatâncias do sistema, o que evita o aparecimento de ressonâncias.

A compensação realizada apenas com capacitores teve o pior desempenho do ponto de vista de distorção de tensão. O principal motivo para tal foi a alta impedância vista pelas fontes de corrente na 7ª harmônica.

A instalação dos CDRs fez a ressonância paralela, próxima à 7ª harmônica no outro circuito compensado, se deslocar para uma frequência mais alta, que, geralmente, está menos presente em sistemas elétricos. Além do deslocamento da ressonância paralela, os CDRs podem atuar como filtros passivos sintonizados, reduzindo a distorção harmônica. No entanto, como foi citado no tópico anterior, a atuação dos compensadores dinâmicos como filtros podem elevar perigosamente a impedância em harmônicas anteriores à de sintonia.

Em se tratando da distorção de corrente, por mais que o sistema com os CDRs tenha apresentado maior DHTi em alguns momentos do dia, a corrente harmônica eficaz que esse tipo de compensação fez circular no barramento da subestação foi sempre menor do que a vista no sistema dos capacitores.

Assumida a necessidade de correção reativa e diante de todo o exposto, a compensação feita de forma dinâmica mostrou-se a mais eficaz também no estudo harmônico.

## 7 CONCLUSÃO

A teoria das potências elétricas é um assunto que está presente nas mesas de discussões técnicas e trabalhos científicos há muito tempo. Essa maturidade que o tema ganhou ao longo de mais de 100 anos está refletida nas diversas formas de representação das potências que um circuito elétrico pode ter. De mãos dadas com a evolução das teorias das potências, está o estudo da compensação da parcela não ativa da potência.

Naturalmente, por ser um tema sob investigação de longa data, a compensação reativa também se desenvolveu bastante. A utilização de elementos passivos fixos nos sistemas elétricos foi aprimorada com o emprego do chaveamento mecânico e, posteriormente, do chaveamento estático, que só foi possível com a adesão da eletrônica aos sistemas de energia, a denominada eletrônica de potência. A utilização da eletrônica nos sistemas elétricos não trouxe consigo apenas avanços na forma de chaveamento, mas também no monitoramento da rede e no controle do reativo de diversas tecnologias de compensação.

Mesmo com toda a bagagem científica que o tema compensação reativa tem, o mesmo está sempre em pauta e, de tempos em tempos, uma nova forma de se compensar reativo é proposta, tal como os compensadores dinâmicos de reativo apresentados neste trabalho.

Antes de avaliar o comportamento dos CDRs em sistemas elétricos, é importante conhecer o equipamento isoladamente, entender o seu funcionamento e depois propor e testar modelagens que sejam aderentes ao comportamento do equipamento. O presente trabalho fez questão de discutir duas modelagens do equipamento, cada qual em um ambiente diferente: uma no domínio da frequência e outra no domínio do tempo.

No domínio da frequência, o comportamento das impedâncias em função da frequência do equipamento modelado e ensaiado foram bem semelhantes. As maiores diferenças percentuais entre impedâncias simuladas e medidas ocorreram próximas às frequências de ressonâncias de alguns taps. No entanto, observou-se que essas grandes diferenças relativas se tratavam de pequenas diferenças absolutas, de alguns ohms, e que, por estarem próxima à harmônica de ressonância, leia-se baixa impedância, se transformaram em erros percentuais relativamente altos. Não obstante, a modelagem apresentada apresentou resultado satisfatório.

Quanto à modelagem adotada para o domínio do tempo, as diferenças de perdas entre modelo e equipamento real foram aceitáveis. A principal razão para a diferença

apresentada foi a modelagem do reator de comutação. A aplicação das equações descritas na metodologia fizeram a indutância dos entreferros do reator ser relativamente baixa, resultando em valor mais alto da corrente circulante e, por consequência, de perdas.

Os dados dos ensaios a vazio e em curto-circuito foram referentes a um CDR comercial, que foi montado após a consolidação do projeto. Os dados de tensão secundária em regime permanente e de transitórios foram de outra peça, de um protótipo instalado na cabine primária da ITB Equipamentos Elétricos em Birigui.

Ao se comparar a tensão em regime medida com a simulada, observou-se uma diferença muito grande, chegando a quase 25% no tap 15. No entanto, a tensão medida sobre o capacitor teve valor menor do que a tensão teórica do compensador a vazio. Conforme foi discutido, para que a tensão no capacitor do CDR fosse menor do que a tensão a vazio, as resistências série, leia-se perdas *joule*, teriam que ser exorbitantes. Logo, a discrepância entre tensões medidas e simuladas apontam para diferença na relação de transformação do protótipo em relação ao projeto de CDRs atual.

Como a diferença de tensões em regime foi muito alta, não foi possível comparar o transitório de chaveamento da medição com o CDR modelado pela relação de transformação de projeto. Entretanto, foram criados 4 taps fictícios no modelo para que dois dos degraus de tensão medidos fossem aplicados também na simulação.

A metodologia adotada para a validação da simulação no domínio do tempo teve como base a análise do valor de pico da tensão e corrente durante e após o chaveamento, além da duração do transitório. A presença de distorções harmônicas, principalmente de corrente, prejudicou um pouco a comparação das grandezas. Outro fator que contribuiu para a diferença entre medição e simulação foi a forma como o chaveamento foi modelado. Na simulação, a troca de posição do reator foi realizada por um resistor não linear, representando a extinção do arco de comutação ocorrida no óleo do equipamento real. No entanto, mesmo com a presença desses dois fatores, os resultados da modelagem no domínio do tempo foram muito satisfatórios.

O setor elétrico é um setor da infraestrutura de um país que necessita de investimentos constantes para ampliação e manutenção, logo, saber direcionar os recursos financeiros para tecnologias e práticas que otimizam o funcionamento das redes é importantíssimo. O objetivo central desse trabalho, e dos capítulos 5 e 6, foi justamente esse, estudar a aplicabilidade dos CDRs nas redes elétricas e comparar o impacto desses equipamentos com a forma de compensação reativa mais comum, os capacitores fixos.

O ponto chave para a aplicabilidade dos CDRs é a sua capacidade de reduzir o fluxo de reativo em excesso quando a demanda da rede pelo mesmo é baixa, logo, o equipamento é mais apropriado para sistemas que tenham curvas de carga com variação acentuada, ou seja, que a diferença entre máximo e mínimo de demanda reativa seja relativamente alta.

A discussão vista na análise do CDR em sistemas com apenas tensão e corrente fundamentais mostrou exatamente isso; o compensador dinâmico teve alta aplicabilidade no sistema em que a demanda diária teve variação exacerbada, baixa aplicabilidade para a curva de carga com variação moderada e nenhuma aplicabilidade no sistema em que a curva de demanda variou pouco. O sistema de distribuição simulado, por ser composto por cargas que variam a demanda bruscamente durante o dia, apresentou os melhores resultados no sistema compensado com os CDRs.

Do ponto de vista harmônico, para os sistemas industrial e de distribuição considerados, a correção reativa feita com os compensadores dinâmicos teve performance melhor do que a realizada apenas com capacitores fixos. Como a necessidade da compensação é imprescindível, os resultados do sistema não compensado serviram apenas como referência.

A presença do banco de 800 kVAr de capacitores no sistema industrial modificou a impedância vista por todas as barras do sistema, algumas com mais, outras com menos intensidade, culminando nos piores resultados de distorção de tensão e corrente analisados. O resultado se estende tanto para a simulação do circuito com a fonte harmônica de corrente como para a de tensão.

O intercâmbio de parte da potência do banco de capacitores por CDRs também alterou a impedância do sistema, porém, de forma genérica, os máximos de impedância, antes visto próximos à 11<sup>a</sup> harmônica no sistema compensado apenas com capacitores, foram deslocados para frequências mais altas, que não estavam presentes na simulação. Além de atrasar a ressonância paralela, dependendo do tap que os CDRs trabalharam, os mesmo filtraram as harmônicas, reduzindo ainda mais a distorção quando comparada com o sistema dos capacitores fixos. Todavia, a operação do CDR como filtro harmônico passivo pode ser perigosa para frequências anteriores à de sintonia, pois a impedância das mesmas é amplificada; logo, pode ser interessante que a outra parcela da compensação, que permaneceu sendo um banco de capacitores, seja transformada em filtros passivos a fim de evitar essas elevações de impedância danosas.

A discussão dos resultados do sistema de distribuição com componentes harmônicas é semelhante. Por ter mais barras e mais fontes harmônicas do que o sistema industrial, o estudo desse circuito é um pouco mais complexo. No entanto, para o sistema proposto, a troca de uma parcela da potência reativa de compensação por CDRs postergou a ressonância paralela e filtrou algumas ordens harmônicas em certos momentos do dia, de acordo com o tap que os compensadores dinâmicos trabalharam.

Em trabalhos futuros, os ensaios realizados na validação da simulação no domínio do tempo deverão ser feitos em outro equipamento, que não o protótipo instalado na cabine primária da ITB Equipamentos Elétricos, visando avaliar, principalmente, a tensão em regime permanente.

## REFERÊNCIAS

- [1] RABELO, B.; HOFMANN, W.; SILVA, J. L.; OLIVEIRA, R. G.; SILVA, S. R. Reactive power control in doubly-fed induction generators for wind turbines. In: **2008 IEEE Power Electronics Specialists Conference**. p. 106-112, 2008. <https://doi.org/10.1109/PESC.2008.4591908>
- [2] MINISTÉRIO DE MINAS ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional 2016: Relatório Final**. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioFinal.aspx?anoColeta=2016&anoFimColeta=2015>>. Acesso em 12 dez. 2016.
- [3] ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). **Energia Armazenada 2015**, 2015. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/historico/energia\\_armazenada\\_out.aspx](http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada_out.aspx)>. Acesso em 06 mai. 2015.
- [4] LIMA, R. N. C.; SILVA, S. F. P.; DELAIBA, A. C.; DE LIMA, E. J. Energy Efficiency of Reactive Dynamic Compensators. **Journal of Energy and Power Engineering**, v. 11, n 7, p 191-198, 2016. <https://doi.org/10.17265/1934-8975/2016.03.007>
- [5] STEINMETZ, C. P. **Theory and calculation of alternating current phenomena**. McGraw-Hill Book Company, Incorporated, v. 1, 1893.
- [6] IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers). **IEEE 1459: Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions**. Nova Iorque, 2010. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2010.5953405>
- [7] DE LIMA, E. J. **Reflexões sobre as teorias de potência elétrica em regime não senoidal**. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, 2014.
- [8] STEINMETZ, C. P. Is a phase-shift in the current of an electric arc. **Elektrotechnische Zeitschrift**, n. 42, p. 567-568, 1892.
- [9] BUDEANU, C. I. Puissances réactives et fictives. Institut Romain de l'Energie. Bucharest. **Romania**, 1927.
- [10] CZARNECKI, L. S. What is wrong with the Budeanu concept of reactive and distortion power and why it should be abandoned. **IEEE Transactions on Instrumentation and measurement**, v. 1001, n. 3, p. 834-837, 1987. <https://doi.org/10.1109/TIM.1987.6312797>
- [11] FRYZE, S. Active, reactive and apparent powers in circuits with distorted voltages and currents. **Elektrotechnische Zeitschrift**, v. 53, n. 25-27, p. 596-599, 1932.



- [12] AKAGI, H.; KANAZAWA, Y.; FUJITA, K.; NABAE, A. Generalized theory of instantaneous reactive power and its application. **Electrical engineering in Japan**, v. 103, n. 4, p. 58-66, 1983. <https://doi.org/10.1002/eej.4391030409>
- [13] CZARNECKI, L. S. Currents' physical components (CPC) concept: A fundamental of power theory. In: **Nonsinusoidal Currents and Compensation, 2008. ISNCC 2008. International School on**. IEEE, p. 1-11, 2008. <https://doi.org/10.1109/ISNCC.2008.4627483>
- [14] SHEPHERD, W.; ZAKIKHANI, P. Suggested definition of reactive power for nonsinusoidal systems. In: **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers**. IET, p. 1361-1362, 1972. <https://doi.org/10.1049/piee.1972.0268>
- [15] CASTRO-NUNEZ, M.; CASTRO-PUCHE, R. Advantages of geometric algebra over complex numbers in the analysis of networks with nonsinusoidal sources and linear loads. **IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers**, v. 59, n. 9, p. 2056-2064, 2012. <https://doi.org/10.1109/TCSI.2012.2185291>
- [16] DIXON, J.; MORAN, L.; RODRIGUEZ, J.; DOMKE, R. Reactive power compensation technologies: State-of-the-art review. **Proceedings of the IEEE**, v. 93, n. 12, p. 2144-2164, 2005. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2005.859937>
- [17] WAGNER, V. E.; BALDA, J. C.; GRIFFITH, D. C.; MCEACHERN, A.; BARNES, T. M.; HARTMANN, D. P.; PHILEGGI, D. J.; EMANNUEL, A. E.; HORTON, W. F.; REID, W. E.; FERRARO, R. J.; JEWELL, W. T. Effects of harmonics on equipment. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 8, n. 2, p. 672-680, 1993. <https://doi.org/10.1109/61.216874>
- [18] BONELLI, A. F. **Modelagem e simulação de unidade eólica para estudos de indicadores de qualidade da energia elétrica**. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, 2010.
- [19] FUCHS, R. D. **Transmissão de energia elétrica**. Linhas Aéreas, v. 2, 1977.
- [20] ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). **Resolução normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010**. Brasília, 2010.
- [21] ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). **PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica – Revisão 8**. Brasília. 2016.
- [22] WESTERLUND, S.; EKSTAM, L. Capacitor theory. **IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation**, v. 1, n. 5, p. 826-839, 1994. <https://doi.org/10.1109/94.326654>
- [23] LEVY, L. N. **Implementação de modelo de proteção de capacitor série do tipo gap centelhador em um programa de simulação de curto-circuitos**. Monografia

em Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.

- [24] CAMPOS, R. C.; FERREIRA, C.; MENDES, P. P. C. Aplicação de capacitores série protegidos por tiristores em sistemas de potência. In: XIX SNPTEE, **Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, 2007.
- [25] DE JESUS, N. C.; ORTIZ, A. L.; NETO, J. A. M.; DE OLIVEIRA, H. R. P. M.; FIGUEIREDO, C. E. C.; LÍBANO, F. B.; BRAGA, R. A. M. Considerações Sobre Aplicação De Compensação Série em Sistemas de Distribuição Visando Melhorias na Qualidade de Energia. In: **V SBQEE, Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica**, Aracaju, Brasil, 2003.
- [26] SCHAEFER, R. C. Excitation control of the synchronous motor. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 35, n. 3, p. 694-702, 1999. <https://doi.org/10.1109/28.767025>
- [27] WIKIPEDIA. **Condensador síncrono**. Disponível em: < [https://pt.wikipedia.org/wiki/Condensador\\_S%C3%ADncrono](https://pt.wikipedia.org/wiki/Condensador_S%C3%ADncrono) > Acesso em: 12 jan. 2017.
- [28] TELEKE, S.; ABDULAHOVIC, T.; THIRINGER, T.; SVENSSON, J. Dynamic performance comparison of synchronous condenser and SVC. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 3, p. 1606-1612, 2008. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2007.916109>
- [29] OLIVER, J. A.; WARE, B. J.; CARRUTH, R. C. 345 MVA Fully Water-Cooled Synchronous Condenser for Dumont Station Part I. Application Considerations. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, n. 6, p. 2758-2764, 1971. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1971.292972>
- [30] DAS, J. C. **Power system harmonics and passive filter designs**. John Wiley & Sons, 2015. <https://doi.org/10.1002/9781118887059>
- [31] FUJITA, H.; AKAGI, H. A practical approach to harmonic compensation in power systems-series connection of passive and active filters. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 27, n. 6, p. 1020-1025, 1991. <https://doi.org/10.1109/28.108451>
- [32] SALMERON, P.; LITRAN, S. P. Improvement of the electric power quality using series active and shunt passive filters. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, n. 2, p. 1058-1067, 2010. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2009.2034902>
- [33] SILVA, S.F.P. **Simulador de Sistemas Elétricos de Potência, SSEP, Versão 5**. 2014.
- [34] LEE, K. Y.; YANG, F. F. Optimal reactive power planning using evolutionary algorithms: A comparative study for evolutionary programming, evolutionary

- strategy, genetic algorithm, and linear programming. **IEEE Transactions on power systems**, v. 13, n. 1, p. 101-108, 1998. <https://doi.org/10.1109/59.651620>
- [35] PAUDYAL, S.; CANIZARES, C. A.; BHATTACHARYA, K. Optimal operation of distribution feeders in smart grids. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 58, n. 10, p. 4495-4503, 2011. <https://doi.org/10.1109/TIE.2011.2112314>
- [36] IEEE. **IEEE 37.99: Guide for the Protection of Shunt Capacitor Banks**. Nova Iorque, 2013.
- [37] IEEE. **IEEE 18: IEEE Standard for Shunt Power Capacitors**. Nova Iorque, 2013.
- [38] GIRGIS, A. A.; MCMANIS, R. B. Frequency domain techniques for modeling distribution or transmission networks using capacitor switching induced transients. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, n. 3, p. 1882-1890, 1989. <https://doi.org/10.1109/61.32686>
- [39] PONNAVSIKKO, M.; RAO, KS P. Optimal choice of fixed and switched shunt capacitors on radial distributors by the method of local variations. **IEEE transactions on power apparatus and systems**, n. 6, p. 1607-1615, 1983. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1983.317890>
- [40] TORSING, S. Shunt-connected reactors and capacitors controlled by thyristors. In: **IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution)**. IET Digital Library, p. 366-373, 1981. <https://doi.org/10.1049/ip-c.1981.0059>
- [41] HAUTH, R. L. **Static Reactive Power Compensators for High Voltage Power Systems**. General Electric Company, 1981.
- [42] FRANK, H.; LANDSTROM, B. Power factor correction with thyristor-controlled capacitors. **ASEA journal**, v. 44, n. 6, p. 180-184, 1971.
- [43] GRIGSBY, L. L. **Power systems**. CRC press, 2012.
- [44] GERBEX, S.; CHERKAoui, R.; GERMOND, A. J. Optimal location of multi-type FACTS devices in a power system by means of genetic algorithms. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 16, n. 3, p. 537-544, 2001. <https://doi.org/10.1109/59.932292>
- [45] YE, Y.; KAZERANI, M.; QUINTANA, V. H. Current-source converter based STATCOM: Modeling and control. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n. 2, p. 795-800, 2005. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2004.837838>
- [46] MORI, S.; MATSUNO, K.; HASEGAWA, T.; OHNISHI, S.; TAKEDA, M.; SETO, M.; MURAKAMI, S.; ISHIGURO, F. Development of a large static var generator using self-commutated inverters for improving power system stability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, n. 1, p. 371-377, 1993. <https://doi.org/10.1109/59.221218>

- [47] GYUGYI, L.; SCHAUDER, C. D.; SEN, K. K. Static synchronous series compensator: a solid-state approach to the series compensation of transmission lines. **IEEE Transactions on power delivery**, v. 12, n. 1, p. 406-417, 1997. <https://doi.org/10.1109/61.568265>
- [48] WATANABE, E. H.; BARBOSA, P. G.; ALMEIDA, K. C.; TARANTO, G. N. Tecnologia FACTS-tutorial. **SBA Controle & Automação**, v. 9, n. 1, p. 39-55, 1998.
- [49] GYUGYI, L., SCHAUDER, C. D., WILLIAMS, S. L., RIETMAN, T. R., TORGERSO, D. R., EDRIS, A. The unified power flow controller: A new approach to power transmission control. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 10, n. 2, p. 1085-1097, 1995. <https://doi.org/10.1109/61.400878>
- [50] ITB EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS. **Compensadores Dinâmicos de Potência Reativa**. 2017. Disponível em: < <http://itb.ind.br/produtos/compensadores-dinamicos-de-potencia-reativa> > Acesso em: 03 out. 2017.
- [51] ITB EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS. **Compensador automático de reativos monofásico tipo transformador por degraus modelo CAQ-1 com controle modelo CTX-1**. Julho, 2012.
- [52] ITB EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS. **Regulador reativo monofásico tipo transformador CAQ-1 com controle CTX-1**. Novembro, 2013.
- [53] GAO, D.; LU, Q.; LUO, J. A new scheme for on-load tap-changer of transformers. In: **Power System Technology, 2002. Proceedings. International Conference on IEEE**, vol. 2, p. 1016-1020, 2002.
- [54] KRON, G. Tensorial analysis of integrated transmission systems; Part II. Off-nominal turn ratios. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers.**, v. 71, n. 1, p. 505-512, 1952. <https://doi.org/10.1109/AIEEPAS.1952.4498501>
- [55] PADILHA-FELTRIN, A.; OSHOA, F. L. Distribution transformers modeling with angular displacement: actual values and per unit analysis. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, v. 18, n. 4, p. 490-500, 2007. <https://doi.org/10.1590/S0103-17592007000400009>
- [56] ARRILLAGA, J.; WATSON, N. R. **Computer Modelling of Electrical Power Systems**. Electronics and Power, v. 29, n. 7.8, p. 587, 1983.
- [57] COMPROVE INDÚSTRIA E COMÉRCIO. **CE – 6003 : Testador Compacto Trifásico e Analisador de Energia Microprocessado (Mala de Testes de Relés Trifásica)**. 2017. Disponível em: <http://www.conprove.com.br/pub/produtos/ce6003.html> > Acesso em: 02 out. 2017.
- [58] CHERRY, E. C. The duality between interlinked electric and magnetic circuits and the formation of transformer equivalent circuits. **Proceedings of the Physical**

- Society. Section B**, v. 62, n. 2, p. 101, 1949. <https://doi.org/10.1088/0370-1301/62/2/303>
- [59] LWITHWAITE, E. R. Magnetic equivalent circuits for electrical machines. In: **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers**. IET Digital Library, 1967. p. 1805-1809. <https://doi.org/10.1049/piee.1967.0344>
- [60] SLEMON, G. R. Equipamentos Magnetelétricos: Transdutores. **Transformadores e Máquinas**, v. 1, 1974.
- [61] LEC. **Alternative transients program (ATP) – RULE BOOK**. Leuven Emtp Center. Julho, 1987.
- [62] FELÍCIO, J. M. **Modelagem de reguladores de tensão monofásicos com 32 degraus para estudos em regime permanente e transitório**. 2006. 91 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) –Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, 2006.
- [63] FITZGERALD, ARTHUR E.; KINGSLEY JR, CHARLES; UMANS, STEPHEN. **D. Máquinas Elétricas: Com introdução à eletrônica de potência**. Tradução de Anatólio Laschuk. 6 ed., 2006.
- [64] RMS SISTEMAS ELÉTRICOS. **MARH-21 993PT - Analisador de Energia, Harmônicas e Oscilografia de Perturbações**. 2017. Disponível em: <http://rms.ind.br/produtos/marh-21-993pt---analisador-de-energia,-harmonicas-e-oscilografia-de%C2%A0perturbacoes/6>> Acesso em: 02 out. 2017.
- [65] FRANCISQUINI, A. A. **Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e Em Transformadores de Distribuição**. 2006. 108 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) –Faculdade de Engenharia da Universidade Estadual Paulista, 2006.
- [66] NEXANS. **Alumínio – Condutores Nu**. 2013. Disponível em: [http://www.nexans.com.br/eservice/Brazil-pt\\_BR/fileLibrary/Download\\_540134436/Brazil/files/catalogo%20nus\\_mai%202013.pdf](http://www.nexans.com.br/eservice/Brazil-pt_BR/fileLibrary/Download_540134436/Brazil/files/catalogo%20nus_mai%202013.pdf)> Acesso em: 13 out. 2015.
- [67] RICE, E, D. A Detailed Analysis of Six-Pulse Converter Harmonic Currents. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 30, n. 2, p. 294-304, 1994. <https://doi.org/10.1109/28.287531>
- [68] ENSLIN, J. H. R.; HESKES, P. J. M. Harmonic Interaction Between a Large Number of Distributed Power Inverters and the Distribution Network. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 19, n. 6, p 1586-1593, 2004. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2004.836615>
- [69] CORASANITI, V. F.; BARBIERI, M. B.; ARNERA, P. L.; VALLA, M. I. Hybrid Power Filter to Enhance Power Quality in a Medium-Voltage Distribution Network. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 56, n. 8, 2009. <https://doi.org/10.1109/TIE.2009.2014369>

- [70] BOLLEN, M. H. J. What is power quality?. **Electric Power Systems Research**, v. 66, n. 1, p. 5-14, 2003. [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(03\)00067-1](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(03)00067-1)
- [71] CORASANITI, F.; BARBIERI, M. B.; ARNERA, P.; VALLA, M. I. Load characterization in medium voltage of an electric distribution utility related to active filters. In: **2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America**, p. 1-7, 2006. <https://doi.org/10.1109/TDCLA.2006.311418>
- [72] ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA). **Procedimentos de rede – Submódulo 3.6**. Brasília, 2016.