

UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS
UNIDADE ACADÊMICA DE GRADUAÇÃO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FABIANO WASCHBURGER SACILOTTO

O IMPACTO DA POTÊNCIA REATIVA NO DIMENSIONAMENTO E OPERAÇÃO
DE GRUPOS GERADORES A DIESEL

SÃO LEOPOLDO
2021

FABIANO WASCHBURGER SACILOTTO

**O IMPACTO DA POTÊNCIA REATIVA NO DIMENSIONAMENTO E OPERAÇÃO
DE GRUPOS GERADORES A DIESEL**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado como requisito parcial para
obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Elétrica, pelo Curso de
Engenharia Elétrica da Universidade do
Vale do Rio dos Sinos - UNISINOS

Orientador: Prof. Me. Vinicius André Uberti

São Leopoldo

2021

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço aos meus pais por todo o suporte, apoio, confiança e cobrança que foram fundamentais durante todas as jornadas da minha vida acadêmica e pessoal.

A minha noiva pelo apoio, carinho, compreensão e companhia durante praticamente toda minha vida acadêmica no ensino superior.

Aos colegas e amigos que acompanharam e dividiram dificuldades, satisfações, experiências e longos períodos de estudos e trabalhos durante esta jornada.

Agradeço também aos inúmeros professores que, durante este período, compartilharam suas experiências e seus conhecimentos, sempre prezando por um ensino de qualidade, entre estes especialmente ao professor Vinicius Uberti pelo apoio, disposição, atenção e excelência durante a elaboração deste trabalho e na ministração de suas disciplinas.

E, finalmente, agradeço a Deus por proporcionar as condições necessárias para todos os momentos de minha vida.

RESUMO

A presença de motores de indução na indústria é bastante representativa, sendo estes utilizados para as mais diversas máquinas necessárias para os processos produtivos. Como trata-se de um tipo de motor que requer uma potência reativa para a magnetização do seu campo eletromagnético, acabam, em sua maioria, possuindo um baixo fator de potência. Outra característica do setor industrial é a utilização de Grupo Motor Gerador (GMG) para garantir o fornecimento de energia elétrica e evitar longas interrupções no processo produtivo em caso de falhas da concessionária de energia. A combinação entre a necessidade de potência reativa exigida pelas cargas e a utilização de grupos geradores, pode ocasionar a interrupção do fornecimento de energia devido às limitações de operação dos geradores. Assim, este trabalho possui o objetivo de avaliar o impacto da potência reativa no dimensionamento de grupos geradores e, além disso, verificar a operação destes na presença de bancos de capacitores na instalação. Através de um estudo de caso, foi realizado o dimensionamento do GMG, o dimensionamento de bancos de capacitores para diferentes topologias e a simulação de um sistema elétrico industrial para verificar-se eventuais transgressões nos limites do gerador. Nas simulações realizadas, os limites de operação foram respeitados para todos os bancos de capacitores implementados, com o GMG realizando a compensação do sistema. A condição de operação mais satisfatória, foi com a implementação de bancos de capacitores semiautomáticos instalados individualmente junto às cargas. A condição de operação mais crítica, ocorre com a implementação de bancos de capacitores fixos.

Palavras-chave: Grupo Motor Gerador. Potência reativa. Bancos de capacitores.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Identificação de componentes do GMG	15
Figura 2 – Gerador com excitação por escovas	17
Figura 3 – Sistema de excitação sem escovas	18
Figura 4 – Partes integrantes do alternador	19
Figura 5 – Configuração de excitação sem escovas	22
Figura 6 – Corrente de excitação conforme o perfil de carga	23
Figura 7 – Curva de capacidade.....	23
Figura 8 – Rendimento do grupo gerador conforme a porcentagem de carga	25
Figura 9 – Fatores de redução em função da queda de tensão	27
Figura 10 – Variação da corrente de motores em regime em função da tensão	28
Figura 11 – Triângulo de potências	29
Figura 12 – Correção do fator de potência com capacitores	33
Figura 13 – Pontos de instalação de capacitores para correção	34
Figura 14 – Fluxograma do trabalho	37
Figura 15 – Unifilar da instalação	40
Figura 16 – Quadro de transferência automática	41
Figura 17 – Circuito simulado no ATP <i>Draw</i>	50
Figura 18 – Potência ativa e reativa consumida pela instalação a 100% de carga ...	51
Figura 19 – Ponto de operação do GMG a 100% de carga	52
Figura 20 – Potências com BC fixo no secundário a 100% de carga.....	56
Figura 21 – Ponto de operação com BC fixo no secundário a 100% de carga	57
Figura 22 – Potências com BC fixo no secundário a 40% de carga.....	58
Figura 23 – Ponto de operação com BC fixo no secundário a 40% de carga	58
Figura 24 – Potências com BC fixo no secundário a 30% de carga.....	59
Figura 25 – Ponto de operação com BC fixo no secundário a 30% de carga	60
Figura 26 – Sinal de tensão (pu) com decréscimo súbito de carga para 30%	61
Figura 27 – Potências com BC fixo nos blocos a 100% de carga	62
Figura 28 – Ponto de operação com BC fixo nos blocos a 100% de carga.....	63
Figura 29 – Potências com BC fixo nos blocos a 40% de carga	63
Figura 30 – Ponto de operação com BC fixo nos blocos a 40% de carga.....	64
Figura 31 – Potências com BC fixo nos blocos a 30% de carga	64
Figura 32 – Ponto de operação com BC fixo nos blocos a 30% de carga.....	65

Figura 33 – Potências com BC automático no secundário a 100% de carga.....	66
Figura 34 – Ponto de operação com BC automático no secundário a 100% de carga	67
Figura 35 – Potências com BC automático no secundário a 40% de carga.....	68
Figura 36 – Ponto de operação com BC automático no secundário a 40% de carga.....	68
Figura 37 – Potências com BC automático no secundário a 30% de carga.....	69
Figura 38 – Ponto de operação com BC automático no secundário a 30% de carga.....	70
Figura 39 – Sinal de tensão (pu) com chaveamentos e carga de 30%	71
Figura 40 – Potências com BC automático nos blocos a 100% de carga	73
Figura 41 – Ponto de operação com BC automático nos blocos a 100% de carga.....	73
Figura 42 – Potências com BC automático nos blocos a 40% de carga	74
Figura 43 – Ponto de operação com BC automático nos blocos a 40% de carga.....	74
Figura 44 – Potências com BC automático nos blocos a 30% de carga	75
Figura 45 – Ponto de operação com BC automático nos blocos a 30% de carga.....	75
Figura 46 – Potências com BC individuais a 100% de carga	77
Figura 47 – Ponto de operação com BC individuais a 100% de carga.....	78
Figura 48 – Potências com BC individuais a 40% de carga	78
Figura 49 – Ponto de operação com BC individuais a 40% de carga.....	79
Figura 50 – Potências com BC individuais a 30% de carga	80
Figura 51 – Ponto de operação com BC individuais a 30% de carga.....	80
Figura 52 – Sinal de tensão (pu) com BC individuais e alteração de carga para 30%	81
Figura 53 – Comparação dos pontos de operação	82

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Dados do fornecimento de energia da planta industrial.....	38
Quadro 2 – Dados da subestação da planta industrial.....	39
Quadro 3 – Identificação das simulações para os bancos de capacitores	43
Quadro 4 – Dados elétricos do alternador GTA 251A127	47
Quadro 5 – Estágios do banco automático no secundário do transformador	53
Quadro 6 – Estágios do banco automático no bloco 1	54
Quadro 7 – Estágios do banco automático no bloco 2	55
Quadro 8 – Banco de capacitores individuais	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Relação de cargas instaladas	39
Tabela 2 – Dados elétricos dos motores W22 IR3 Premium.....	44
Tabela 3 – Dados elétricos dos motores de indução instalados	45
Tabela 4 – Relação completa das cargas instaladas	46
Tabela 5 – Níveis de queda de tensão para as partidas diretas dos motores	48
Tabela 6 – Fatores de potência dos conjuntos de carga	54
Tabela 7 – Sobretensão do GMG com a alteração súbita das cargas (caso 1)	60
Tabela 8 – Sobretensão do GMG com a alteração súbita das cargas (caso 2)	65
Tabela 9 – Sobretensão do GMG com a alteração súbita das cargas (caso 3)	71
Tabela 10 – Subtensão do GMG com o chaveamento do BC (caso 3).....	72
Tabela 11 – Sobretensão do GMG com a alteração súbita das cargas (caso 4)	76
Tabela 12 – Subtensão do GMG com o chaveamento do BC (caso 4).....	76
Tabela 13 – Sobretensão do GMG com a alteração súbita das cargas (caso 5)	81
Tabela 14 – Comparativo das sobretensões do GMG	83

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATP	<i>Alternative Transient Program</i>
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
BC	Banco de Capacitores
CA	Corrente Alternada
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
COP	<i>Continuous Power</i>
ESP	<i>Emergency Standby Power</i>
GMG	Grupo Motor Gerador
IEM	Intertravamento Elétrico e Mecânico
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
LTP	<i>Limited Time Running Power</i>
NBR	Norma Técnica Brasileira
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PRP	<i>Prime Power</i>
PU	Por Unidade
QTA	Quadro de Transferência Automática
RPM	Rotações Por Minuto
USCA	Unidade de Supervisão de Corrente Alternada

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
1.1 Tema	12
1.2 Delimitação do tema	12
1.3 Problema	12
1.4 Objetivos	12
1.4.1 Objetivo geral	12
1.4.2 Objetivos específicos	13
1.5 Justificativa	13
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	14
2.1 Grupo Motor Gerador	14
2.1.1 Características construtivas	14
2.1.2 Características operativas	20
2.1.3 Dimensionamento	25
2.2 Potência Reativa	29
2.2.1 Fator de potência	31
2.2.2 Correção do fator de potência	32
2.2.3 Bancos de capacitores	35
3 METODOLOGIA	37
3.1 Apresentação geral	37
3.2 Levantamento dos dados da planta industrial	38
3.3 Definições para o Grupo Motor Gerador	40
3.4 Modelagem e simulação do sistema	42
3.5 Definições para a compensação do fator de potência	42
3.6 Análise dos dados e resultados esperados	43
4 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA E ANÁLISE DOS RESULTADOS	44
4.1 Dimensionamento do Grupo Motor Gerador e simulação do sistema	44
4.1.1 Definições para a modelagem do sistema no <i>ATP Draw</i>	49
4.1.2 Resultados da simulação do sistema	51
4.2 Dimensionamento dos bancos de capacitores e simulação do sistema	52
4.2.1 Secundário do transformador	53
4.2.2 Grupo de cargas	53
4.2.3 Cargas individuais	55

4.3 Simulação do sistema em diferentes condições	56
4.3.1 Banco de capacitores fixo no secundário do transformador	56
4.3.2 Banco de capacitores fixo por grupo de cargas	61
4.3.3 Banco de capacitores automático no secundário do transformador	66
4.3.4 Banco de capacitores automático por grupo de cargas	72
4.3.5 Banco de capacitores semiautomático nas cargas individuais	77
4.4 Análise dos resultados	82
5 CONCLUSÃO	85
REFERÊNCIAS	87
APÊNDICE A – PARÂMETROS DA SIMULAÇÃO NO ATP DRAW	89
ANEXO A - TABELA DO FATOR MULTIPLICADOR	91

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, a geração de energia elétrica é um assunto mundialmente debatido. Existe uma crescente necessidade da utilização de fontes renováveis, reduzindo o impacto ambiental da geração de energia elétrica.

Em alguns segmentos do mercado, uma interrupção do fornecimento da energia elétrica por parte da concessionária de energia pode ocasionar em um alto prejuízo financeiro e, até mesmo, perdas de vidas humanas. Com isso, a utilização de fontes de energia através de combustíveis fósseis, continuará sendo uma garantia no fornecimento de energia para indústrias, hospitais, supermercados, sistemas de segurança e telecomunicações, entre outros. Assim, a aplicação de geradores a diesel continua sendo muito considerada, devido à sua alta confiabilidade e garantia do fornecimento de energia.

Para o sistema elétrico brasileiro, grandes preocupações como o combate às perdas de energia e um eventual colapso no sistema, como o ocorrido em 2001, são constantemente debatidos. Desta forma, algumas medidas são tomadas para a melhora da qualidade do sistema elétrico, entre elas, a definição do fator de potência mínimo para as unidades consumidoras se conectarem aos sistemas de distribuição.

Quando coexistem a necessidade de correção do fator de potência e a necessidade de disponibilidade de energia através de um Grupo Motor Gerador (GMG), o que, por muitas vezes, ocorre em grande parte do setor industrial, deve existir a preocupação com o correto dimensionamento dos equipamentos e a correta operação destes de forma simultânea. Caso estas ações não sejam tomadas, poderão ocorrer interrupções de energia devido à transgressão dos limites dos equipamentos.

Este trabalho apresenta os conceitos relacionados à grupos geradores, potência reativa e correção do fator de potência, além de analisar as diferentes topologias aplicadas aos bancos de capacitores em uma planta industrial. Por fim, o trabalho apresenta os resultados obtidos verificando as melhores condições para a operação do sistema.

1.1 Tema

Este trabalho visa analisar o impacto da potência reativa no dimensionamento e na operação de um grupo gerador a diesel, verificando o seu comportamento com a variação das cargas e com a presença de bancos de capacitores instalados em diferentes locais de uma planta industrial.

1.2 Delimitação do tema

Este trabalho delimitou-se em verificar como as características de instalação e operação dos bancos de capacitores podem influenciar no comportamento e no dimensionamento de grupos geradores a diesel, tendo como referência a planta industrial utilizada no mesmo.

1.3 Problema

Os limites de operação de um gerador alimentando uma carga com perfil capacitivo são mais restritos, com isso, podem ocorrer interrupções no fornecimento de energia devido à atuação das proteções do GMG. Assim, no estudo de caso deste trabalho, será necessário verificar os pontos de instalação e as características de operação em que, bancos de capacitores, não apresentam impacto no dimensionamento e no fornecimento de energia através do grupo gerador.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo geral

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver uma análise do impacto da potência reativa no dimensionamento de grupos geradores a diesel e, além disso, o impacto da utilização conjunta de bancos de capacitores durante sua operação, a partir de estudos de fluxo de potência utilizando o estudo de caso de uma planta industrial.

1.4.2 Objetivos específicos

Para realizar o atendimento do objetivo geral, são propostos alguns objetivos específicos:

- a) realizar o dimensionamento do grupo gerador a diesel para atendimento das cargas do estudo de caso;
- b) analisar o fluxo de potência da instalação através de *software* de simulação, verificando-se o comportamento com a instalação dos bancos de capacitores em locais distintos da planta;
- c) avaliar os resultados obtidos, verificando-se as diferentes configurações de instalação do banco de capacitores e possíveis ultrapassagens nos limites de operação do gerador;
- d) definir a melhor configuração de operação evitando ultrapassagens nos limites de operação do gerador.

1.5 Justificativa

No mercado industrial, a competitividade entre empresas concorrentes é algo corriqueiro no setor, sendo assim, as empresas sempre buscam uma constante melhoria na relação custo-benefício dos seus produtos. Para possuir a possibilidade de uma redução no custo do seu produto, perdas no processo industrial são altamente combatidas, visando buscar uma grande eficiência no processo produtivo. Tratando-se de um insumo primordial em vários processos, a energia elétrica, as empresas buscam soluções para otimizar o seu consumo, reduzir perdas em sua instalação, evitar interrupções de energia, entre outras medidas.

Os grupos geradores a diesel são uma das soluções adotadas para o fornecimento da energia elétrica em caso de falha por parte da concessionária de energia local, porém os mesmos grupos geradores também podem apresentar falhas causando um significativo prejuízo para a indústria. Essas falhas nos grupos geradores podem ser ocasionadas por fatores como a falta de uma manutenção preventiva no equipamento, instalação inadequada e mau dimensionamento.

Este trabalho se justifica pela necessidade de uma avaliação da operação de grupos geradores em conjunto com bancos de capacitores, evitando falhas na operação do grupo gerador, o que causa a interrupção do fornecimento de energia.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão apresentados conceitos técnicos e definições de grupos geradores, considerando suas características construtivas e operativas, com aplicação relacionada a plantas com cargas que possuem perfil indutivo.

2.1 Grupo Motor Gerador

Grupo Motor Gerador (GMG) é utilizado como fonte de energia em diversos segmentos do mercado, sendo como fonte auxiliar de energia ou até mesmo fonte única em lugares isolados. Um GMG é composto por um motor de combustão acoplado a um gerador de corrente alternada (CA), conhecido também como alternador, montados sobre uma base metálica. Os motores podem ser alimentados a óleo diesel, gás natural, biogás, entre outros.

O processo para a geração de energia, consiste na queima de combustível da máquina primária, denominada como motor, impulsionando o eixo central que está acoplado ao gerador. Esta movimentação rotacional do eixo central produz uma energia mecânica que é transformada em energia elétrica pelo gerador, isso ocorre devido ao campo magnético girante que foi criado (JÚNIOR, 2017).

Grupos geradores são aplicados em diversos segmentos do mercado, sendo utilizados em indústrias, supermercados, shoppings, hospitais, condomínios, entre outros. Possui a finalidade de garantir o fornecimento de energia elétrica em uma eventual falha do abastecimento pela concessionária de energia ou má qualidade na prestação do serviço. Eventualmente, também é utilizado como uma forma de economia por aqueles consumidores que possuem tarifação horária da energia elétrica.

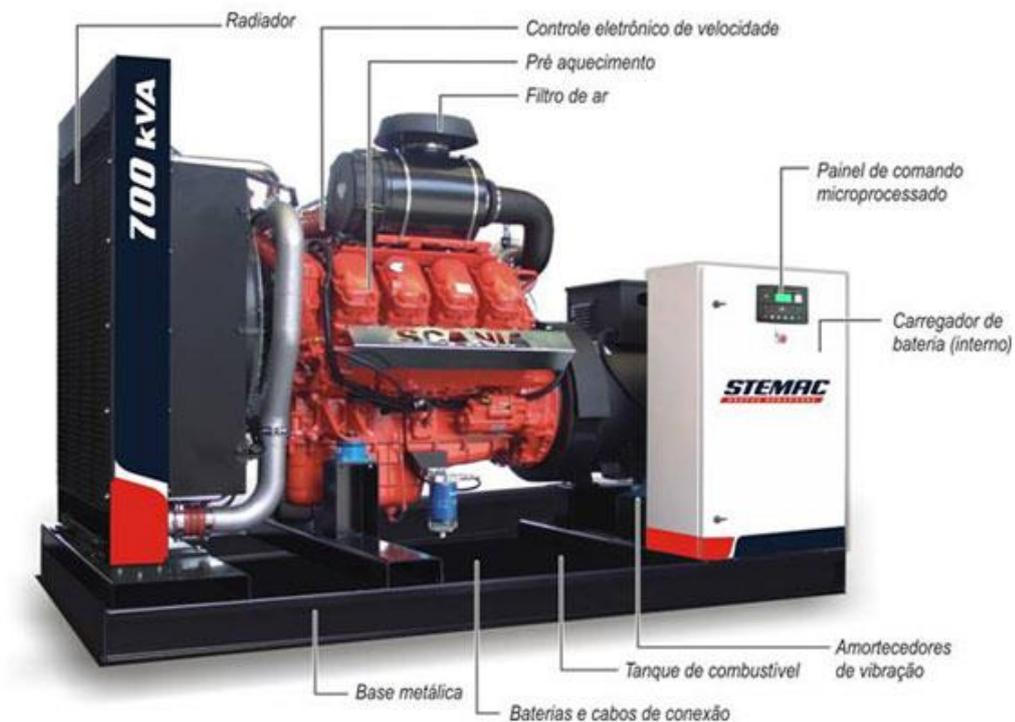
2.1.1 Características construtivas

Conforme a NBR ISO 8528-1 (2014), os grupos geradores são compostos por motores, alternadores elétricos, equipamentos de controle e comutação, assim como, compostos por equipamentos auxiliares. São considerados equipamentos auxiliares, itens essenciais para a operação segura e adequada do grupo gerador, tais como: sistema de partida, sistemas de admissão do ar e gases de exaustão,

sistema de arrefecimento, sistema de lubrificação, sistema de combustível, entre outros.

Na figura 1, estão identificados alguns componentes do grupo gerador, em sua maioria itens que são classificados como equipamentos auxiliares.

Figura 1 – Identificação de componentes do GMG



Fonte: STEMAC (2011).

Conforme a NBR ISO 8528-1 (2014), os motores aplicados em grupos geradores podem ser motores de ignição por compressão ou motores de ignição por centelha. Cabe ressaltar que, conforme a aplicação do grupo gerador, algumas características podem ser importantes na definição do modelo do motor a ser utilizado.

Os motores de ignição por centelha são do tipo de ciclo Otto, estes utilizam como combustível etanol, gasolina ou gás. Os motores do tipo de ciclo Diesel são os motores de ignição por compressão, utilizando óleo diesel como seu combustível. Do ponto de vista mecânico, o motor Diesel possui uma maior robustez devido a sua taxa de compressão de combustível mais elevada, porém ambos os motores são muito semelhantes (BRUNETTI, 2018).

A conversão da energia mecânica produzida pela máquina motriz primária em energia elétrica é realizada pelo gerador síncrono, conhecido como alternador elétrico. Um campo magnético é produzido no rotor, seja por um ímã permanente ou pela aplicação de uma corrente contínua a um enrolamento deste rotor. A máquina motriz primária é acoplada ao rotor do gerador síncrono, desta forma, é produzido um campo magnético girante que induz uma tensão elétrica nos enrolamentos do estator principal (CHAPMAN, 2013).

Geradores síncronos possuem uma relação entre a frequência da tensão elétrica produzida com a velocidade mecânica de rotação do eixo do rotor, essa relação é apresentada pela equação:

$$f_{se} = \frac{n_m P}{120} \quad (2.1)$$

Onde:

f_{se} – Frequência elétrica em *hertz* (Hz);

n_m – Velocidade do rotor em rotações por minuto (rpm);

P – Número de polos.

A tensão interna induzida possui relação com as grandezas que variam durante o funcionamento da máquina (fluxo magnético e velocidade de rotação), sendo o fluxo magnético controlado pela corrente de campo aplicada nos enrolamentos do rotor, conforme a equação:

$$E_A = K\phi\omega \quad (2.2)$$

Onde:

E_A – Tensão interna gerada em *volts* (V);

K – Constante que representa aspectos construtivos da máquina;

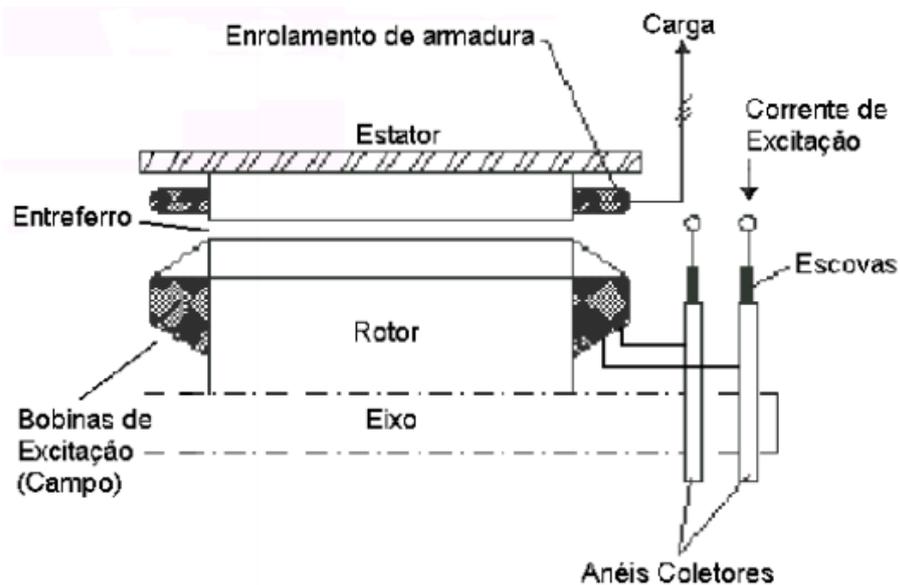
ϕ – Fluxo magnético do campo em *weber* (Wb);

ω – Velocidade angular em radianos por segundo.

A aplicação da corrente contínua nos enrolamentos do rotor poderá ser realizada com a utilização de anéis coletores e escovas ou sem a necessidade de utilização destes. A excitação por escovas, apresentada na figura 2, possui a vantagem de uma rápida resposta na recuperação da tensão nominal de operação, porém exige uma manutenção periódica elevada e poderá gerar radio interferência

em função do contato das escovas com os anéis coletores, sendo estas características determinantes em algumas aplicações (WEG, 2020).

Figura 2 – Gerador com excitação por escovas

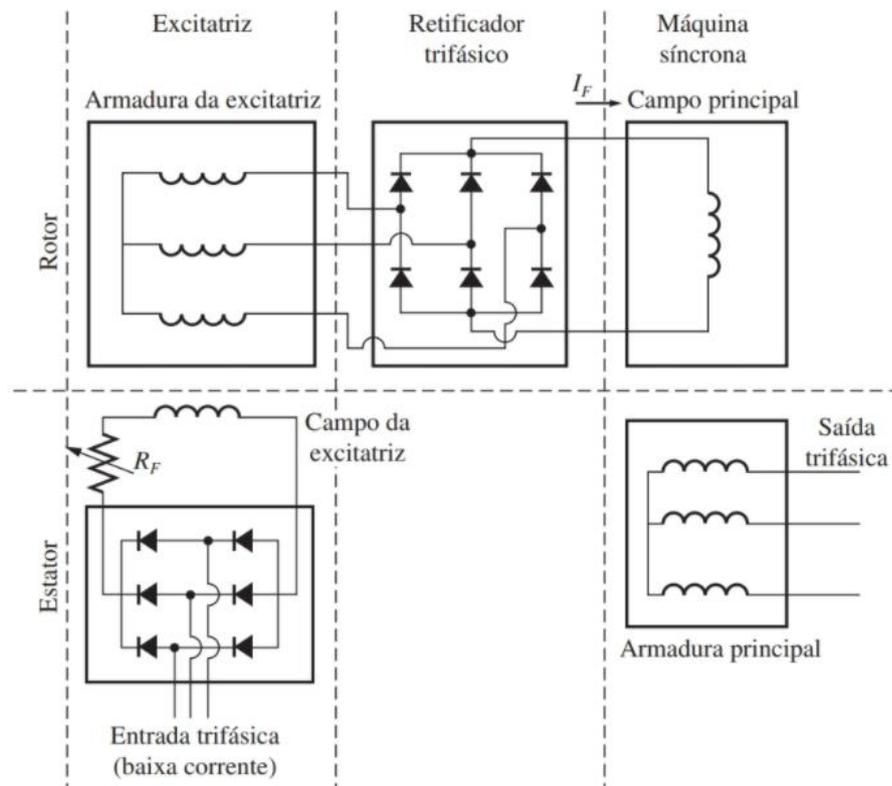


Fonte: WEG (2020).

Segundo CHAPMAN (2013), em geradores de maior porte o fornecimento da corrente contínua para produção do campo magnético do rotor é realizado por meio de uma excitatriz sem escovas (tipo *brushless*). A excitação sem escovas, possui maior utilização devido ao seu menor grau de manutenção em relação à excitação com anéis coletores e escovas. Uma excitatriz sem escovas é um pequeno gerador CA que é montado no alternador para, através da indução magnética, realizar a excitação dos enrolamentos do rotor principal. A excitatriz possui um campo fixo montado no estator, e seu circuito de armadura montado no eixo do rotor juntamente com um conjunto de diodos para retificação da tensão.

Pode-se verificar esquematicamente o circuito do sistema de excitação sem escovas na figura 3, identificando as características de instalação mencionadas anteriormente.

Figura 3 – Sistema de excitação sem escovas

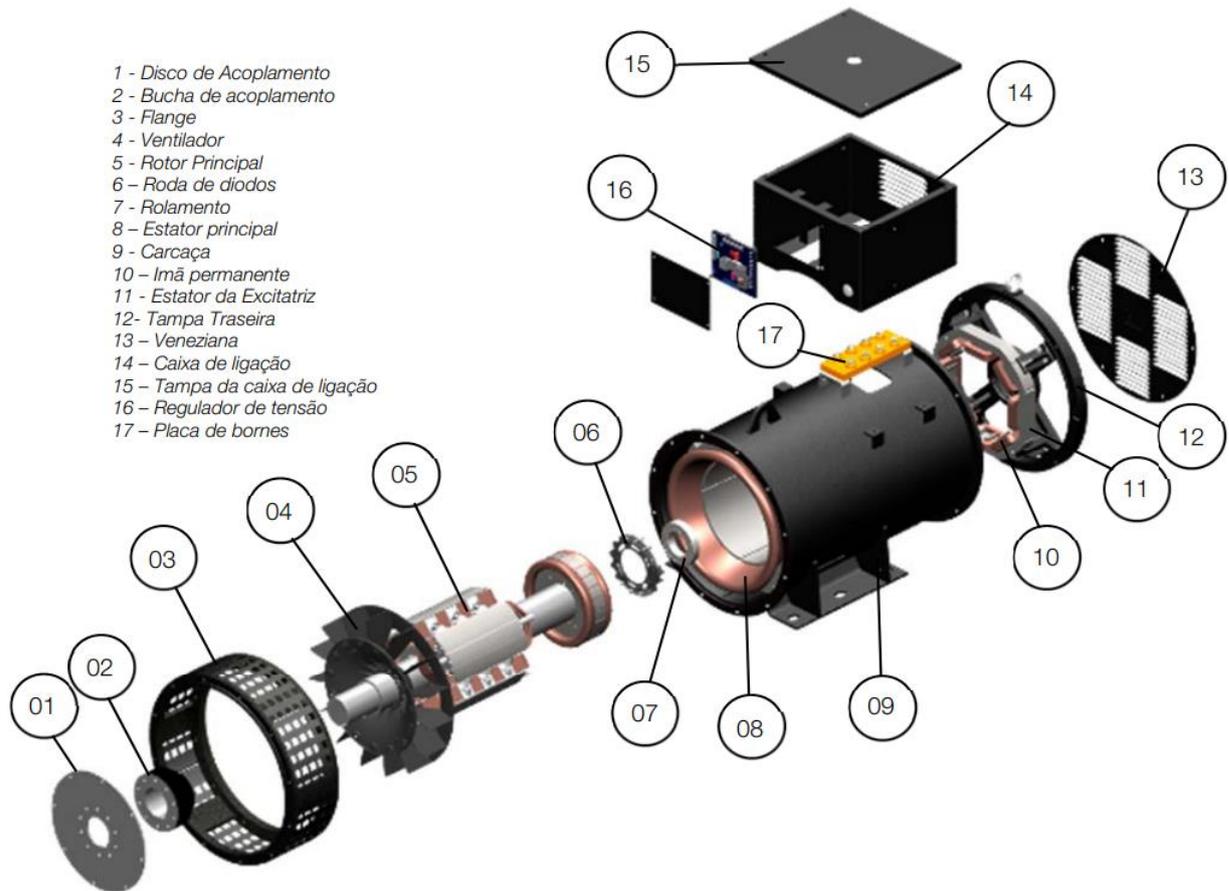


Fonte: CHAPMAN (2013).

A potência para alimentação do sistema de excitação pode ser obtida através de três maneiras: bobina auxiliar independente, excitatriz auxiliar a ímãs permanentes e alimentação proveniente dos enrolamentos da armadura. A aplicação com bobina auxiliar é a mais popularmente utilizada para grupos geradores, pois possui o melhor custo-benefício em comparação com as demais maneiras de alimentação do sistema de excitação. A bobina auxiliar trata-se de um conjunto de bobinas alojadas em algumas ranhuras do estator principal e funciona como uma fonte independente para a alimentação do regulador de tensão (WEG, 2020).

Na figura 4, são apresentadas as partes integrantes de um alternador elétrico da marca WEG linha G (modelo GTA250).

Figura 4 – Partes integrantes do alternador



Fonte: Adaptado pelo autor de WEG (2020).

Conforme a NBR ISO 8528-4 (2014), os equipamentos de controle e comutação podem ser montados dentro ou fora do grupo gerador e são responsáveis pela comutação de carga, monitoramentos, controles de operação, acionamentos e diversas proteções. Estes equipamentos devem atender características específicas de sua aplicação, como tensão de operação, frequência, corrente nominal, grau de proteção, etc. Os equipamentos de controle e comutação podem ser instrumentos de medição, disjuntores, contadores, relés, controladores microprocessados e demais itens necessários para a correta operação do equipamento.

O quadro de comando onde normalmente se encontram os equipamentos de controle e comutação é conhecido como unidade de supervisão de corrente alternada (USCA). Utilizam-se controladores microprocessados para realizar o monitoramento dos parâmetros da rede da concessionária de energia e o controle do grupo gerador, sendo estes controladores responsáveis pela partida e parada do grupo gerador, comutação dos disjuntores ou contadores da chave de transferência,

sincronização para a transferência de carga em rampa (quando necessário, conforme aplicação), controle da velocidade do motor de combustão, proteções em geral, etc (JÚNIOR, 2017).

2.1.2 Características operativas

Conforme a NBR ISO 8528-1 (2014), os regimes de operação dos grupos geradores determinam características importantes de desempenho, como a potência nominal do equipamento e os intervalos para manutenção, sendo estas características diferentes para cada regime. São quatro regimes: operação contínua com carga constante, operação contínua com carga variável, operação por tempo limitado com carga constante e operação por tempo limitado com carga variável. As definições dos regimes de operação, respeitando-se os intervalos de manutenção, estão apresentadas abaixo:

- operação contínua com carga constante, também conhecida como *Continuous Power* (COP), é a operação de um grupo gerador com a sua capacidade nominal de potência para este regime, com uma carga elétrica constante e sem limitação de horas de funcionamento por ano;
- operação contínua com carga variável, também conhecida como *Prime Power* (PRP), é a operação de um grupo gerador com uma carga elétrica variável e sem limitação de horas de funcionamento por ano. Durante um período de 24 horas de funcionamento, a potência média permissível não poderá exceder 70% da sua capacidade nominal de potência para este regime;
- operação por tempo limitado com carga constante, também conhecida como *Limited Time Running Power* (LTP), é a operação de um grupo gerador com a sua capacidade máxima de potência neste regime, com a limitação de 500 horas de funcionamento por ano;
- operação por tempo limitado com carga variável, também conhecida como *Emergency Standby Power* (ESP), é a operação de um grupo gerador com a sua capacidade nominal de potência com a limitação de 200 horas de funcionamento por ano. Durante um período de 24 horas de funcionamento, a potência média permissível não poderá exceder 70% da sua capacidade máxima de potência neste regime.

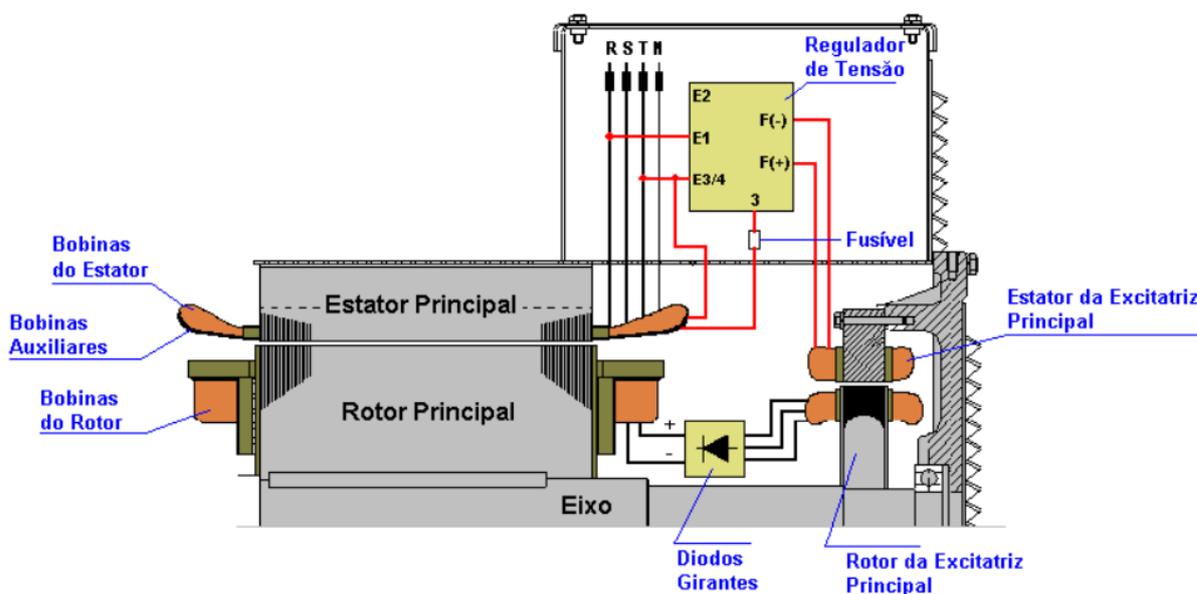
Além do regime de operação, que define as características de potência nominal, horas de funcionamento e intervalos de manutenção, existem tipos de operação distintos entre os grupos geradores. Os tipos de operação são divididos em dois grupos: operação com paralelismo e operação singela. A operação com paralelismo, pode ser tanto com outros grupos geradores como também com a concessionária de energia, respeitando-se as características de tensão, fase e frequência do local de instalação. Referente a operação singela, trata-se de um tipo de operação onde o grupo gerador operará de forma isolada (NBR ISO 8528-1, 2014).

Segundo CHAPMAN (2013), o tipo de operação determina necessidades de controle distintas para manter os parâmetros nominais do equipamento. Para um gerador síncrono operando isolado, as características da carga influenciam diretamente no valor de tensão obtido, isso pode ser solucionado através de um controle na corrente de campo através de um regulador de tensão. Quando existe a necessidade de operação com paralelismo, seja com outros geradores ou com a concessionária de energia, além do controle de tensão já mencionado, é necessário também realizar um controle de frequência elétrica entre as diferentes fontes de energia. Este controle de frequência pode ser realizado através de um regulador de velocidade na máquina motriz (no caso de grupos geradores diesel, o motor diesel), pois a frequência da tensão elétrica está relacionada com a velocidade de rotação.

O regulador automático de tensão, também conhecido como *Automatic Voltage Regulator (AVR)*, é um dispositivo eletrônico e automático que deve realizar o monitoramento da tensão terminal do gerador e mantê-la constante no seu valor nominal. Com os valores de referência obtidos dos terminais de saída do gerador, o AVR verifica o erro de tensão e, caso existente, aumenta ou diminui a tensão e corrente de excitação do campo (WEG, 2020).

Na figura 5, pode-se identificar a configuração de excitação de um gerador com regulador de tensão alimentado por uma bobina auxiliar e realizando o monitoramento da tensão terminal de saída do gerador. Além disso, está representado a saída de controle do regulador de tensão, realizando o controle da corrente de excitação do enrolamento no estator da excitatriz (no caso de geradores *brushless*).

Figura 5 – Configuração de excitação sem escovas



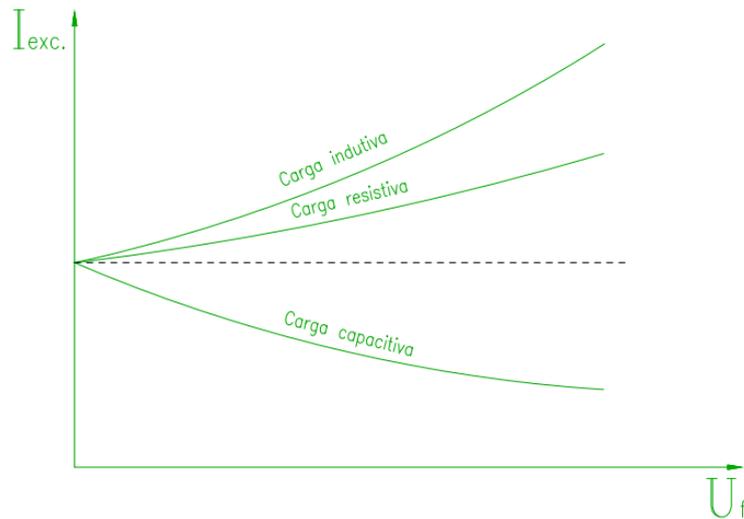
Fonte: WEG (2020).

Sabe-se que a carga influencia na tensão de saída do gerador, porém a alteração na tensão possui um comportamento de acordo com o perfil da carga instalada. Quando a carga possui perfil resistivo, ou seja, possui fator de potência unitário, quando alimentada pelo gerador haverá uma pequena redução na tensão terminal. Em relação as cargas reativas com um perfil indutivo (fator de potência atrasado), a tensão do gerador reduzirá de forma mais significativa. Com relação as cargas reativas com um perfil capacitivo (fator de potência adiantado), a tensão terminal do gerador possui um aumento significativo. Assim, o regulador de tensão atuará para a estabilização da tensão no valor nominal (CHAPMAN, 2013).

Conforme a WEG (2020), a reação da armadura é ocasionada pela circulação de corrente nos enrolamentos do estator, alterando assim a intensidade e a distribuição do fluxo magnético principal. Os efeitos das cargas são denominados como magnetizantes e desmagnetizantes, sendo a carga indutiva uma desmagnetização do fluxo principal e a carga capacitiva uma magnetização do fluxo principal.

A atuação do regulador de tensão será através do aumento ou redução da corrente de excitação. Na figura 6 está representada a variação da corrente de excitação, conforme o perfil da carga, para manter a tensão constante.

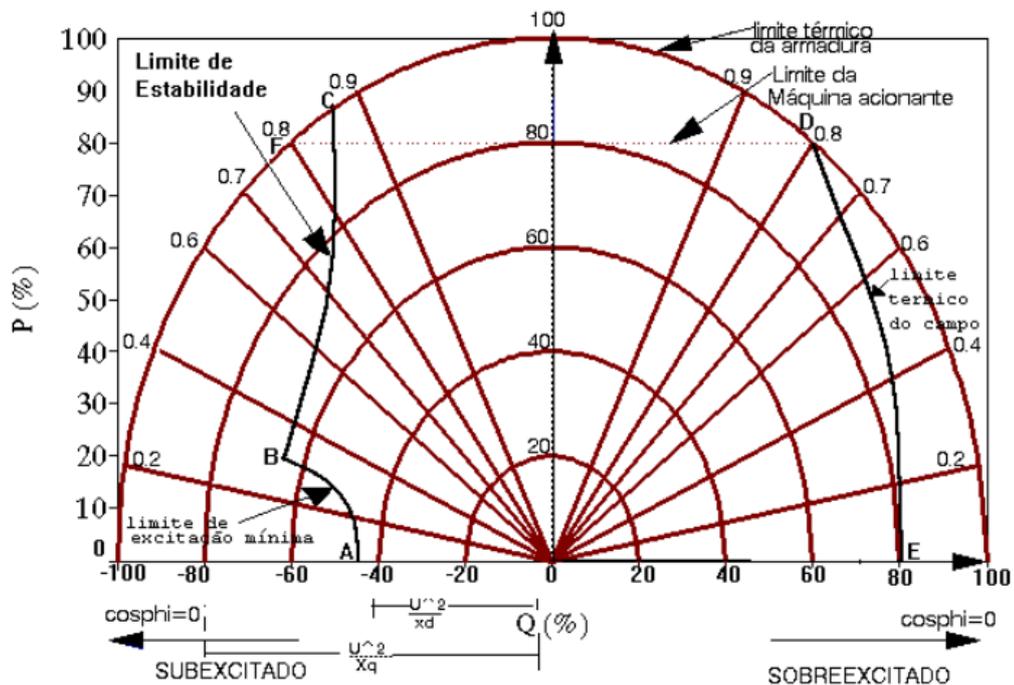
Figura 6 – Corrente de excitação conforme o perfil de carga



Fonte: WEG (2020).

A operação dos geradores possui alguns limites de operação que devem ser respeitados, estes limites são determinados pela potência da máquina acionante, estabilidade de funcionamento, excitação do campo e limites térmicos do gerador. A representação destes limites de operação é realizada através da curva de capacidade, também conhecida como curva de capacidade, apresentada na figura 7 (WEG, 2020).

Figura 7 – Curva de capacidade



Fonte: WEG (2020).

Segundo CHAPMAN (2013), a curva de capacidade é uma representação da potência aparente do gerador na sua forma complexa, indicando o seu valor em potência ativa e em potência reativa, normalmente indicado em um valor por unidade (pu). Qualquer ponto que estiver abaixo dos limites estabelecidos é considerado um ponto de operação segura para o gerador. Sobre os limites térmicos, ocasionados pelas perdas Joule, pode-se definir:

- limite térmico da armadura: é a limitação térmica da corrente de armadura, este valor corresponde ao valor nominal máximo de corrente dos enrolamentos do estator principal;
- limite térmico do campo: é a limitação térmica da corrente de campo, este valor corresponde ao valor nominal máximo de corrente dos enrolamentos do rotor principal.

O limite de excitação mínima é definido pela máxima potência gerada com a excitação zerada, ou seja, a potência que depende apenas do conjugado de relutância. Referente ao limite de estabilidade, trata-se da potência fornecida em função do ângulo de carga máxima. O limite da máquina acionante é determinado pela potência útil entregue pelo gerador, devido à potência máxima mecânica através do eixo (WEG, 2020).

Conforme a NBR ISO 8528-1 (2014), o fator de potência normalmente adotado em grupos geradores é de 0,8, sendo este adotado como limite da máquina acionante.

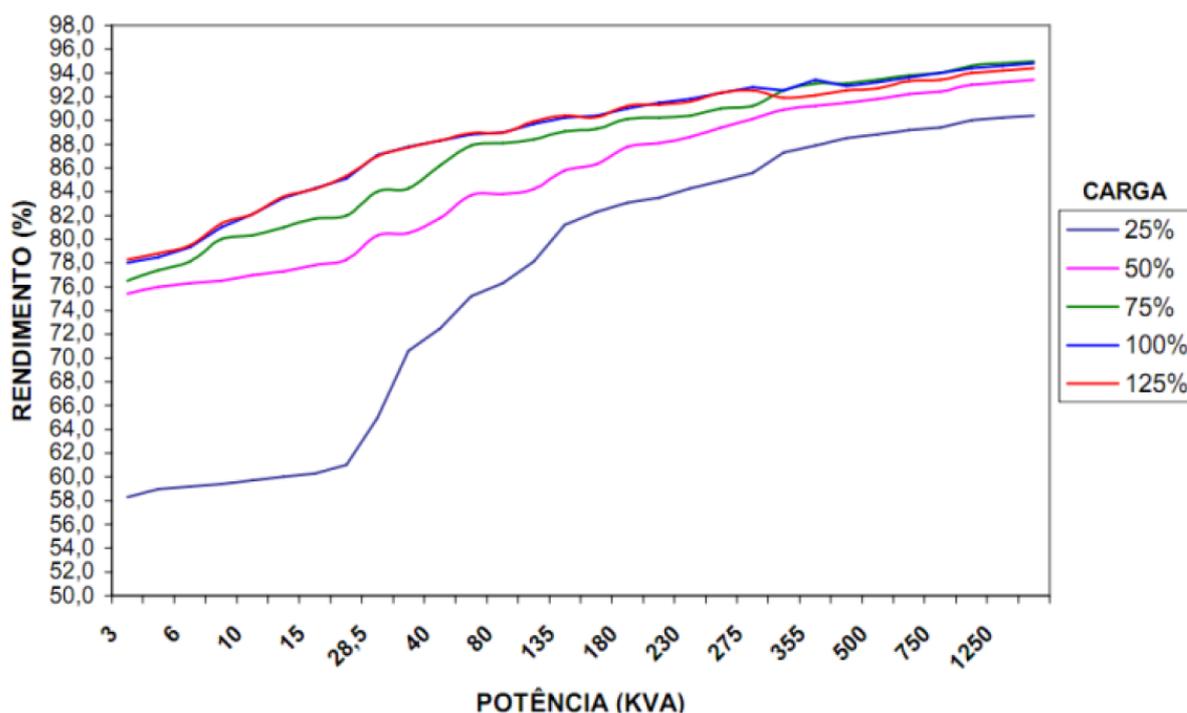
Segundo a WEG (2020), a maior limitação de operação do gerador, encontra-se alimentando cargas capacitivas, na zona de subexcitação. Os geradores de baixa tensão normalmente são utilizados para a alimentação de cargas com um perfil indutivo, onde o gerador operará na zona de sobre-excitação.

Em cargas com um perfil indutivo, em alguns casos, se faz necessário a utilização de bancos de capacitores para manutenção do fator de potência acima do patamar mínimo exigido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A utilização de bancos de capacitores pode interferir na operação e dimensionamento dos grupos geradores, devido à possibilidade de ultrapassar os limites da curva de capacidade com algumas variações da carga ao longo da operação do grupo gerador (BARBOSA, 2015).

Ainda de acordo com BARBOSA (2015), outra característica que impacta na operação dos grupos geradores é o seu fator de carga. Alguns fornecedores

recomendam que a operação ocorra com uma carga mínima de 50% da potência nominal, evitando assim um rendimento baixo do grupo gerador, devido a perdas de combustível. Na figura 8 é apresentado a alteração do rendimento, de acordo com o nível de carga e a potência nominal do equipamento.

Figura 8 – Rendimento do grupo gerador conforme a porcentagem de carga



Fonte: BARBOSA (2015).

2.1.3 Dimensionamento

Para realizar o dimensionamento dos grupos geradores, devemos levar em consideração alguns aspectos importantes como: relação de cargas atendidas pelo equipamento, existência de cargas deformantes, regime de operação do grupo gerador e ampliações futuras. Esse dimensionamento, deve ser realizado por um profissional capacitado (STEMAC, 2020).

Conforme a WEG (2020), a potência de um alternador está diretamente ligada à elevação de temperatura do seu enrolamento de armadura, essa temperatura de trabalho define algumas características como a vida útil do equipamento. A potência nominal depende da relação de cargas que serão alimentadas, e como os grupos geradores normalmente atendem cargas com diferentes fatores de potência, é

necessário sempre decompor as componentes de potência ativa e reativa das cargas para assim obter a potência aparente total, conforme a equação:

$$S = \sqrt{(P_1 + P_2 + \dots + P_n)^2 + (Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n)^2} \quad (2.3)$$

Onde:

S – Potência aparente total em *Volt-Ampère* (VA);

P – Componente de potência ativa de cada carga em *Watt* (W);

Q – Componente de potência reativa de cada carga em *Volt-Ampère* reativo (VAr).

Como o alternador possui algumas perdas de potência, devemos levar em consideração o rendimento da máquina, para assim determinar a potência mínima de acionamento necessária para o motor diesel do grupo gerador. Com isso, obtemos a seguinte relação:

$$P_N = \frac{P_G \times FP}{\eta} \quad (2.4)$$

Onde:

P_N – Potência ativa da máquina acionante em *Watt* (W);

P_G – Potência aparente do alternador em *Volt-Ampère* (VA);

FP – Fator de potência do grupo gerador. Conforme ISO 8528-1, $FP=0,8$;

η – Rendimento do alternador em valor por unidade (pu).

É necessário analisar alguns comportamentos transitórios no dimensionamento quando o gerador alimenta motores de indução, pois a queda de tensão é muito acentuada durante a partida destes motores. Para máquinas do tipo *brushless*, com excitatriz e regulador eletrônico, utiliza-se a reatância transitória do gerador, juntamente com a relação da corrente de partida do motor pela corrente nominal do gerador, para se obter a queda de tensão do gerador. A queda tensão máxima recomendada para o gerador é de 15% (WEG, 2020).

$$\Delta U\% = \frac{[Xd' \times (\frac{I_p}{I_n})]}{1 + [Xd' \times (\frac{I_p}{I_n})]} \times 100 \quad (2.5)$$

Onde:

$\Delta U\%$ – Queda de tensão em por cento (%);

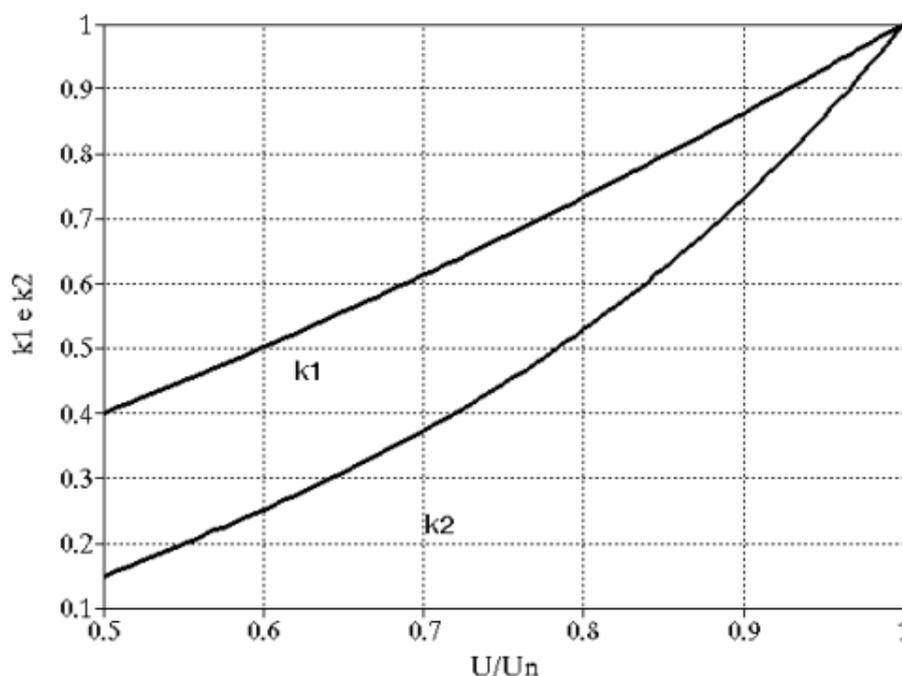
Xd' – Reatância transitória do alternador em valor por unidade (pu);

I_p – Corrente de partida do motor em Ampère (A);

I_n – Corrente nominal do alternador em Ampère (A);

Segunda a WEG (2020), com o valor inicialmente obtido no cálculo da queda de tensão, realiza-se uma nova iteração no cálculo levando-se em consideração a queda inicialmente apresentada. Na nova iteração do cálculo da queda de tensão, o fator K1 representa a redução da corrente de partida em relação a tensão nos terminais, com isso, devemos multiplicar a corrente de partida inicial por este fator para calcular-se uma queda de tensão mais precisa. Na figura 9, são apresentados os fatores K1 e K2, sendo que, o fator K2 representa a redução do conjugado do motor em relação a queda de tensão. O fator K2 não é levado em consideração nas iterações do cálculo da queda de tensão, pois este fator possui relação com as características de conjugado da carga atendida pelo eixo do motor e, em alguns casos, poderá resultar no não atendimento do conjugado mínimo para acionamento da carga.

Figura 9 – Fatores de redução em função da queda de tensão

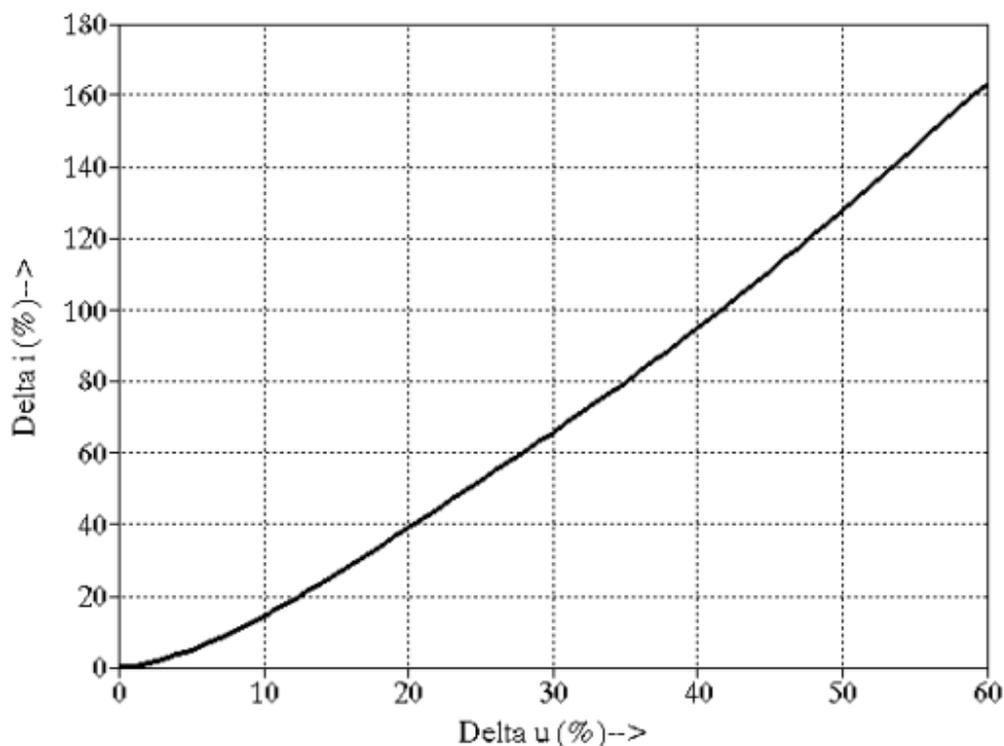


Fonte: WEG (2020).

Quando possuímos mais de um motor de indução nas cargas alimentadas pelo alternador, com a partida dos motores escalonadas, devemos levar em

consideração a variação da corrente do motor que está operando em regime constante, conforme a figura 10. Esta variação de corrente do motor em regime, que é causada pela queda de tensão inicialmente apresentada pelo motor que está partindo, deve ser acrescida na corrente de partida na segunda iteração do cálculo da queda de tensão do motor que está partindo (WEG, 2020).

Figura 10 – Variação da corrente de motores em regime em função da tensão



Fonte: WEG (2020).

Outra característica que impacta no dimensionamento do grupo gerador é a presença de cargas deformantes, este tipo de carga está presente em muitas aplicações industriais atualmente, como em computadores, conversores de frequência, reatores eletrônicos, transformadores, motores, fornos, etc. O principal problema ocasionado pelas distorções harmônicas nos grupos geradores é o sobreaquecimento de alguns componentes da máquina, podendo ser solucionado com um alternador de potência equivalente maior e com modificações nas características construtivas dos enrolamentos do alternador (WEG, 2020).

2.2 Potência Reativa

A potência reativa é a componente da potência aparente que não realiza um trabalho útil, porém é uma potência necessária para a magnetização dos campos eletromagnéticos das cargas. A unidade de medida da potência reativa é o *volt-ampère* reativo (var), e, por convenção, é positiva em um perfil de carga indutivo e negativa em um perfil de carga capacitivo.

Segundo MARCHI (2019), a relação entre as potências ativa, reativa e aparente é apresentada pelo triângulo de potências. Além disso, é possível verificar o fator de potência e o ângulo de defasagem entre a tensão e a corrente. Em circuitos trifásicos equilibrados, as equações para a potência ativa e reativa em função da tensão, corrente e fator de potência são:

$$P = \sqrt{3} \times U_L \times I_L \times \cos \varphi \quad (2.6)$$

$$Q = \sqrt{3} \times U_L \times I_L \times \text{sen } \varphi \quad (2.7)$$

Onde:

P – Potência ativa em *watts* (W);

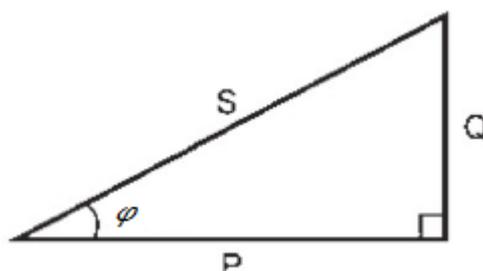
Q – Potência reativa em *volt-ampère* reativo (VAr);

U_L – Tensão de linha em *volts* (V);

I_L – Corrente de linha em *ampère* (A);

φ – Ângulo do fator de potência em graus ($^\circ$).

Figura 11 – Triângulo de potências



Fonte: Adaptado pelo autor de MARTINHO (2013).

Segundo MARTINHO (2013), a potência aparente é a potência total gerada ou consumida por um determinado equipamento, sendo ela formada pelas

componentes necessárias para a geração de trabalho útil (potência ativa) e para a magnetização dos campos eletromagnéticos (potência reativa). Como mencionado, a potência aparente trata-se então de uma soma vetorial entre as potências ativa e reativa, formando assim um determinado ângulo que determina o fator de potência. Para obter-se o valor da potência aparente e do ângulo do fator de potência, são apresentadas as seguintes equações:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.8)$$

$$\varphi = \text{atan}\left(\frac{Q}{P}\right) \quad (2.9)$$

$$FP = \cos(\varphi) \quad (2.10)$$

Onde:

S – Potência aparente em *volt-ampère* (VA);

P – Potência ativa em *watts* (W);

Q – Potência reativa em *volt-ampère reativo* (VAr);

φ – Ângulo do fator de potência em graus (°);

FP – Fator de potência.

Segundo a WEG (2020), para determinarmos a potência ativa e reativa de motores de indução devemos levar em consideração o seu rendimento e fator de potência. Com isso, são utilizadas as seguintes equações para determinação das potências:

$$P = \frac{Pu}{\eta} \quad (2.11)$$

$$S = \frac{P}{FP} \quad (2.12)$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (2.13)$$

Onde:

P – Potência ativa em *watts* (W);

- S – Potência aparente em *volt-ampère* (VA);
- Q – Potência reativa em *volt-ampère* reativo (VAR);
- P_u – Potência útil mecânica no eixo em *watts* (W);
- η – Rendimento do motor em valor por unidade (pu);
- FP – Fator de potência.

2.2.1 Fator de potência

O fator de potência indica a eficiência do circuito na utilização da energia, pois quanto mais próximo do fator de potência unitário maior o aproveitamento da potência total consumida para gerar trabalho. Com isso, a regulamentação do sistema elétrico de diversos países determina um fator de potência mínimo para as unidades consumidoras, evitando que ocorram um sobredimensionamento do sistema de geração, transmissão e distribuição. No Brasil, atualmente, o fator de potência mínimo estabelecido pela ANEEL, através do módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) e da resolução normativa nº 414/2010, é de 0,92, sendo possível realizar a cobrança dos reativos excedentes do consumidor. Em países como a Suíça e a Alemanha o fator de potência mínimo é de 0,96, porém países como a Espanha possuem o mesmo fator de potência determinado pelo Brasil (MARTINHO, 2013).

Sabe-se que o fator de potência mínimo determinado pela ANEEL é de 0,92 e que é possível realizar a cobrança dos reativos excedentes a este fator. Esta cobrança é obrigatoriamente realizada em consumidores do grupo A, inclusive aqueles consumidores com características de atendimento do grupo A que optarem por faturamento do grupo B. Os consumidores do grupo B não poderão ser onerados com a cobrança dos reativos excedentes. A resolução normativa nº 414/2010 da ANEEL, classifica o grupo A como unidades consumidoras atendidas pela concessionária de energia com tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou ainda, unidades atendidas pelo sistema subterrâneo de distribuição com tensão inferior a 2,3 kV (MARCHI, 2019).

De acordo com MARCHI (2019), a cobrança dos reativos excedentes das unidades consumidoras visa proteger o sistema de geração, transmissão e distribuição de eventuais perdas e sobredimensionamentos, fazendo com que as unidades consumidoras busquem soluções para evitar estas cobranças que

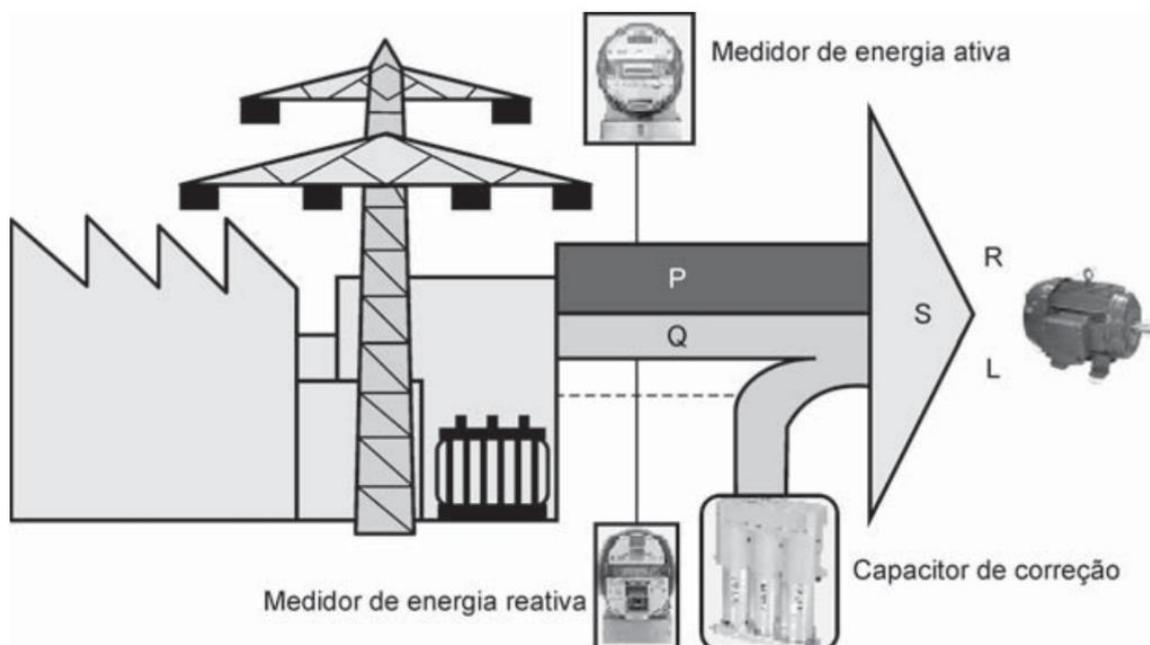
possuem um valor monetário significativo. Nas instalações elétricas destas unidades consumidoras, em alguns casos, o fator de potência continuará sendo mais baixo que o estabelecido devido a características das cargas alimentadas nestas instalações.

A redução do fator de potência de uma instalação é ocasionada por equipamentos com uma baixa eficiência, motores superdimensionados que operam em uma curva de baixo rendimento, uma grande quantidade de motores de indução de baixa potência, transformadores operando em vazio e demais cargas indutivas que são utilizadas na indústria. Um baixo fator de potência na instalação exige um incremento de corrente elétrica, que, por sua vez, ocasiona uma perda *Joule* mais elevada e exige condutores de maior seção. Outras consequências de um baixo fator de potência são a utilização de transformadores com maior potência nominal e uma maior queda de tensão ocasionada pelo incremento de corrente (MARTINHO, 2013).

2.2.2 Correção do fator de potência

Conforme MARTINHO (2013), desde quando a multa pelo excesso de reativos foi criada, em meados da década de 1980, começou-se a utilizar capacitores para realizar a correção do fator de potência quando o perfil de carga da instalação é indutivo. O estudo para a correção do fator de potência deve ser realizado por pessoas ou empresas capacitadas, realizando uma análise do perfil de carga da instalação, atendimento a normas e legislações vigentes e, além disso, verificando-se a existência de harmônicas que, com a presença de cargas não lineares, podem impactar na performance da instalação. A figura 12 apresenta uma representação da correção do fator de potência com capacitores.

Figura 12 – Correção do fator de potência com capacitores



Fonte: MARTINHO (2013).

Segundo MARCHI (2019), o princípio de funcionamento do capacitor é fornecer energia reativa ao sistema que está sendo alimentado, sendo que, o indutor ou cargas indutivas que o sistema possui consomem energia reativa. O local de instalação é determinante para a obtenção dos resultados, assim, é possível identificar alguns possíveis pontos de instalação dos capacitores na planta industrial:

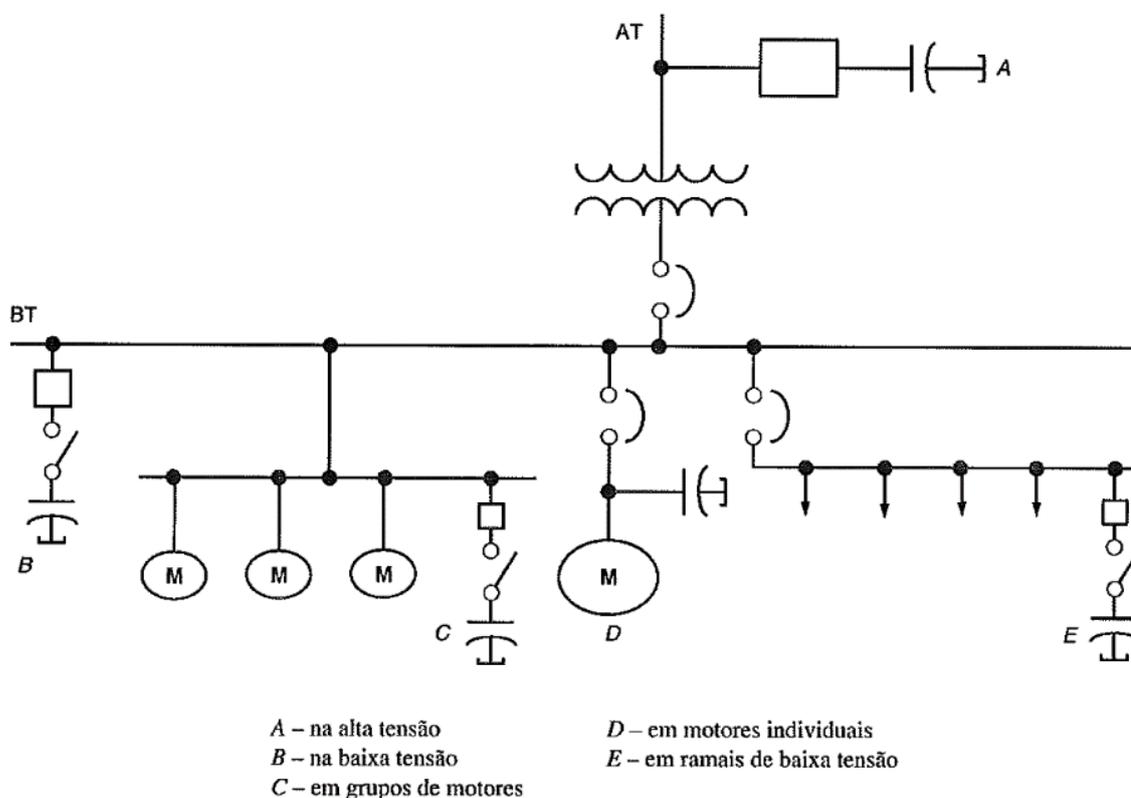
- **no primário do transformador:** instalados após a medição e possuindo apenas o benefício de correção do fator de potência evitando cobrança de reativos excedentes. É uma solução aplicável para consumidores alimentados na média ou alta tensão que possuem subestações transformadoras internas, porém, é uma solução pouco utilizada devido aos desafios de implementação e operação na tensão primária, ocasionando em um custo elevado de implementação;
- **no secundário do transformador:** instalados na baixa tensão, com os benefícios de correção do fator de potência global monitorado pela concessionária e liberação de capacidade para incremento de carga no transformador instalado. Possui um custo inferior, porém não realiza a redução da corrente nos condutores dos circuitos alimentadores e dos

circuitos terminais, ocasionando em perdas e sobredimensionamentos destes condutores;

- **por grupo de cargas:** instalados em um grupo de cargas indutivas e que, além dos benefícios anteriormente mencionados, possibilita a redução da corrente no circuito alimentador da instalação. Porém, ainda não realiza a redução da corrente nos circuitos terminais, o que, em motores de alta potência, pode ser significativo. Possui um custo intermediário entre a correção individual e uma correção no secundário do transformador;
- **por cargas individuais:** instalados em cargas de potência elevada e com baixos fatores de potência, o que possibilita uma melhor redução das perdas dos circuitos. Devido a necessidade de diversos capacitores, é uma solução com um custo de implementação elevado.

Na figura 13, são identificados alguns pontos de instalação de capacitores. Os itens C e E são pontos de instalação característicos da correção por grupo de cargas, sendo o item C um grupo de motores indutivos e o item E um grupo de cargas com um perfil indutivo.

Figura 13 – Pontos de instalação de capacitores para correção



Conforme MARCHI (2019), para realizar o dimensionamento de um banco de capacitores (BC) para a correção do fator de potência global ou parcial, ou seja, correções junto ao transformador de entrada da instalação ou correções por grupo de cargas, respectivamente, deve-se possuir o fator de potência e a potência ativa real da instalação, ambos no ponto de instalação do banco. Com isso, calcula-se a potência reativa do banco:

$$Q_c = P \times (\tan(\arccos(FP1)) - \tan(\arccos(FP2))) \quad (2.14)$$

Onde:

Q_c – Potência reativa do banco de capacitores em *Volt-Ampère* reativo (VAR);

P – Potência ativa real da instalação em *Watt* (W);

$FP1$ – Fator de potência real da instalação;

$FP2$ – Fator de potência desejado para a instalação.

Segundo a WEG (2021a), para realizar a correção do fator de potência através de capacitores em motores de indução operando com a carga nominal, deve-se calcular a potência do banco de capacitores conforme a equação 2.15:

$$Q_c = \frac{P \times F}{\eta} \quad (2.15)$$

Onde:

Q_c – Potência reativa do banco de capacitores em *Volt-Ampère* reativo (VAR);

P – Potência ativa do motor em *Watt* (W);

η – Rendimento do motor na carga nominal em valor por unidade (pu);

F – Fator multiplicador (conforme anexo A).

2.2.3 Bancos de capacitores

De acordo com MARTINHO (2013), a injeção de reativos na instalação pode ser realizada de diferentes maneiras, sendo as principais denominadas como:

- **banco fixo de capacitores:** capacitores instalados diretamente nos barramentos, sem monitoramentos e sem estágios intermediários de potência reativa, ou seja, com as cargas dinâmicas que possuímos atualmente poderá corrigir excessivamente o fator de potência tornando o circuito capacitivo. Possui o menor custo de implementação;

- **banco semiautomático:** capacitores instalados juntamente com as cargas, possuindo sua operação de acordo com o acionamento destas. Possui um custo um pouco mais elevado, pois na maioria das aplicações o circuito de acionamento da carga não possibilita o acionamento dos capacitores sem modificações, necessitando de um circuito auxiliar para realizar este chaveamento, além disso, é necessário um maior número de capacitores;
- **banco automático de capacitores:** bancos de capacitores com diferentes estágios de potência reativa, sendo o acionamento destes estágios realizado por um controlador de fator de potência. O controlador realiza o monitoramento de parâmetros da instalação e realiza o acionamento de um ou mais estágios de potência reativa para realizar a compensação. Possui um custo de implementação mais elevado.

Para cargas de dinâmica rápida, como máquinas de solda, prensas, injetoras e fornos a arco, utilizam-se dispositivos estáticos para o acionamento ao invés de contadores. Com a utilização de dispositivos estáticos, o tempo de manobra dos capacitores é reduzido para um ciclo de rede (cerca de 16,7 milissegundos) reduzindo os transientes de manobra sobre os equipamentos. Cabe ressaltar que as técnicas de acionamento mencionadas poderão ser aplicadas em conjunto em uma instalação, utilizando-se uma compensação fixa para cargas de grande porte e uma compensação automática para o ajuste das cargas de pequeno porte, buscando assim uma solução economicamente mais favorável (MARCHI, 2019).

3 METODOLOGIA

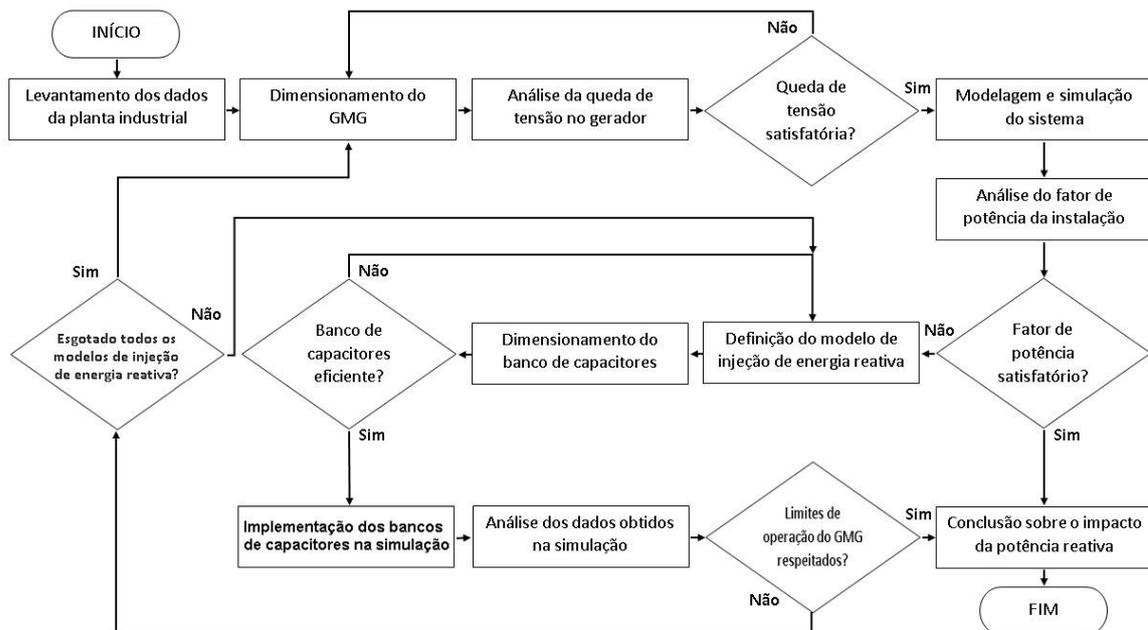
Na fundamentação teórica foram apresentados conceitos sobre a aplicação, o dimensionamento e a operação de grupos geradores e bancos de capacitores. Com isso, é possível desenvolver a metodologia para o objetivo geral proposto neste trabalho que é a verificação do impacto da potência reativa no dimensionamento e na operação de grupos geradores, buscando soluções de implementação que não apresentem interrupções de energia para a instalação.

Este trabalho não realizará o levantamento dos custos para definir a solução economicamente mais viável, sendo apresentado as diferentes topologias de instalação dos bancos de capacitores desconsiderando-se os custos de instalação.

3.1 Apresentação geral

A figura 14 apresenta a metodologia proposta através de um fluxograma de processos que serão executados para o desenvolvimento do estudo de caso realizado neste trabalho.

Figura 14 – Fluxograma do trabalho



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Inicialmente, será realizada a identificação da planta industrial que será o objeto de estudo deste trabalho. Com os dados obtidos, é possível realizar o

dimensionamento do Grupo Motor Gerador (GMG), através das informações das cargas e definições de funcionamento. Na etapa de simulação do estudo, é realizada a verificação do fator de potência da instalação, bem como o dimensionamento de bancos de capacitores para a correção do fator de potência através de diferentes topologias. Por fim, será verificado o comportamento do GMG quando este alimentar a instalação com as diferentes topologias desenvolvidas, chegando-se assim nas conclusões do trabalho.

3.2 Levantamento dos dados da planta industrial

Este trabalho terá como objeto de estudo de caso uma unidade consumidora do grupo A, sendo esta uma indústria do setor de materiais de construção. A unidade consumidora mencionada neste trabalho está adquirindo um GMG diesel na empresa onde o autor é colaborador, assim dados mencionados neste trabalho foram obtidos através de informações disponibilizadas por este cliente à empresa. Sabe-se que a planta industrial já possui bancos de capacitores instalados, porém no pedido de compra deste cliente é solicitado um sinal de descarte dos bancos de capacitores existentes durante a operação do GMG, ou seja, o fornecimento da energia reativa será realizado somente pelo GMG.

Para a realização deste estudo de caso, será desconsiderada a informação da existência dos bancos de capacitores, verificando-se então as possibilidades de correção do fator de potência e o impacto desta no dimensionamento e na operação de um GMG em diferentes cenários. No quadro 1, são apresentados alguns dados da unidade consumidora relativos ao fornecimento de energia por parte da concessionária de energia local.

Quadro 1 – Dados do fornecimento de energia da planta industrial

Dados da Unidade Consumidora	
Concessionária de energia	CELPE
Tensão de fornecimento	13,8 kV
Grupo tarifário	A
Subgrupo tarifário	A4

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para realizar o rebaixamento da tensão, a instalação possui uma subestação interna. Esta subestação interna da instalação possui as características principais apresentadas no quadro 2.

Quadro 2 – Dados da subestação da planta industrial

Dados da subestação	
Potência do transformador	225 kVA
Tensão secundária	380 V

Fonte: Elaborado pelo autor.

As informações disponíveis sobre as cargas instaladas na planta estão apresentadas na tabela 1. Os motores de indução instalados são acionados em partida direta e escalonadas em um determinado intervalo de tempo. As cargas diversas (fator de potência unitário) são destinadas para a iluminação, vestiários e demais usos gerais, sendo esta a potência trifásica distribuída uniformemente entre as fases. Sabe-se que a existência de cargas não lineares ocorre na grande maioria das instalações, porém como não foram informadas as características das cargas, este estudo não realizará uma análise das distorções harmônicas.

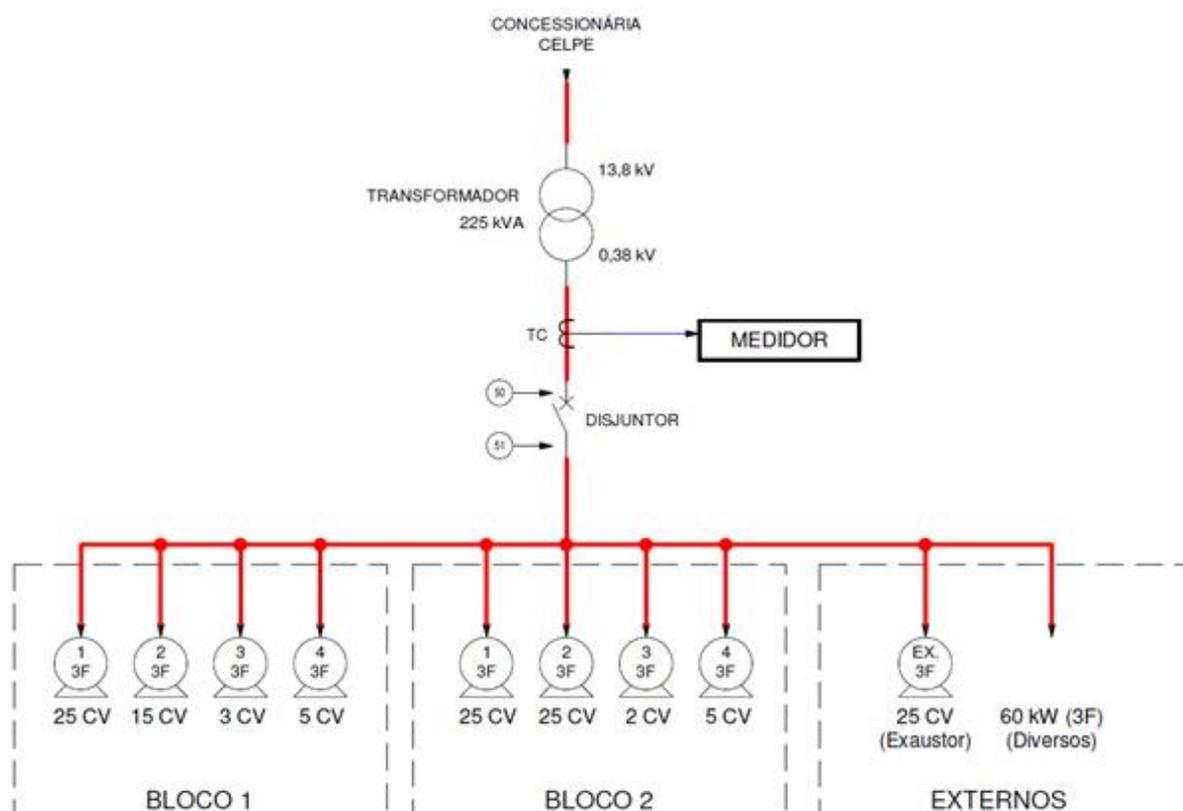
Tabela 1 – Relação de cargas instaladas

Relação das cargas instaladas na planta industrial					
Conjunto de carga	Carga	Ordem de partida	Potência (cv)	Potência Ativa (kW)	Fator de Potência
Bloco 1	Motor 1	2°	25	-	0,81
	Motor 2	4°	15	-	0,83
	Motor 3	6°	3	-	0,80
	Motor 4	8°	5	-	0,77
Bloco 2	Motor 1	3°	25	-	0,81
	Motor 2	5°	25	-	0,81
	Motor 3	7°	2	-	0,80
	Motor 4	9°	5	-	0,77
Externos	Exaustor	1°	25	-	0,81
	Diversos	-	-	60	1

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como não foram informadas características específicas dos motores, como corrente de partida e corrente nominal, será necessário utilizar como base de consulta catálogos de fabricantes de motores que possuem as mesmas características dos motores informados. Com as informações mencionadas, é possível realizar a elaboração de um diagrama unifilar simplificado da instalação com a representação das cargas conforme apresentado na figura 15.

Figura 15 – Unifilar da instalação



Fonte: Elaborado pelo autor.

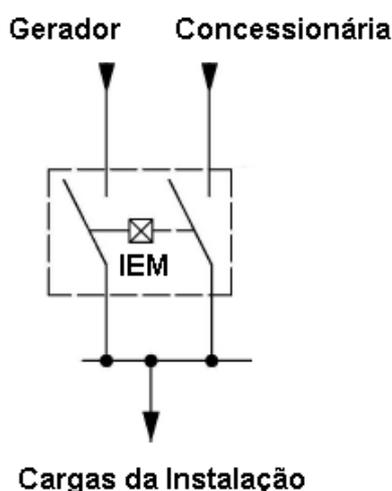
3.3 Definições para o Grupo Motor Gerador

O GMG do presente estudo de caso irá operar somente em caso de falha da concessionária local, sem paralelismo com o sistema elétrico da concessionária local e dimensionado para o atendimento de toda a carga da instalação. A Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), concessionária de energia local da instalação, regulamenta a instalação de geração própria sem paralelismo através da norma DIS-NOR-036.

Segundo a CELPE DIS-NOR-036 (2020), quando a instalação de um sistema de geração próprio não possui paralelismo momentâneo ou contínuo com a concessionária, deve-se utilizar um dispositivo de chaveamento entre as fontes de energia. Este dispositivo pode ser automático ou manual, sendo que, caso seja acionado eletricamente, deverá possuir Intertravamento Elétrico e Mecânico (IEM).

Como visto no item 2.1.1, o dispositivo que realiza o chaveamento entre as fontes é conhecido como chave de transferência, também chamado de Quadro de Transferência Automática (QTA). Um QTA sem paralelismo com a concessionária de energia é composto por dois contatores ou dois disjuntores motorizados e um IEM. O IEM impede que os dois contatores sejam fechados no mesmo momento, garantindo que apenas uma fonte de energia alimente as cargas, conforme apresentado na figura 16. O controle de chaveamento do QTA é normalmente realizado pelo controlador microprocessado que realiza o gerenciamento da operação do GMG.

Figura 16 – Quadro de transferência automática



Fonte: Elaborado pelo autor.

O dimensionamento do GMG será realizado conforme abordado no item 2.1.3, calculando-se a potência necessária para o equipamento considerando as cargas e motores de indução presentes na instalação, motores estes que, durante o seu acionamento, ocasionam uma queda de tensão nos terminais do alternador. A análise da queda de tensão, será realizada somente com a aplicação da metodologia de cálculo apresentada no capítulo anterior, considerando-se como limite máximo o valor de 15% estipulado pelo fabricante. Nesse estudo de caso, não

serão abordados a análise e o dimensionamento de dispositivos de proteção do gerador.

3.4 Modelagem e simulação do sistema

No estudo de caso deste trabalho será necessário realizar uma análise de regime permanente do circuito e, além disso, verificar algumas características transitórias de acionamento dos bancos de capacitores. Para realizar estas análises, realizando a modelagem e simulação do circuito, será utilizado o *Alternative Transient Program* (ATP). O ATP possui uma interface gráfica, conhecida como *ATP Draw*, para a modelagem de circuitos elétricos e possui uma biblioteca de modelos pré-definidos, contendo diversos elementos que são utilizados em redes e instalações elétricas.

3.5 Definições para a compensação do fator de potência

Será realizado o dimensionamento da potência reativa para bancos de capacitores aplicados nas seguintes topologias: secundário do transformador, por grupo de cargas e por cargas individuais. Como o fator de potência de referência da concessionária é de 0,92, adotaremos para a instalação um fator de potência desejado de 0,97, assim a instalação possuirá uma redução significativa de perdas nos circuitos.

Na etapa de simulação do circuito com a operação do grupo gerador, também será verificado as diferentes formas de injeção da potência reativa no circuito: bancos fixos, bancos automáticos e bancos semiautomáticos. Porém, estas formas de injeção não serão simuladas em todas as topologias estudadas. No quadro 3, são apresentadas as cinco simulações que serão realizadas, sendo indicado a forma de injeção da energia reativa (tipo do banco) e a topologia de instalação do banco de capacitores.

Quadro 3 – Identificação das simulações para os bancos de capacitores

Simulações para os bancos de capacitores						
Simulação	Banco			Topologia de instalação		
	Fixo	Automático	Semiautomático	Secundário do Transformador	Grupo de cargas	Cargas individuais
1	X			X		
2	X				X	
3		X		X		
4		X			X	
5			X			X

Fonte: Elaborado pelo autor.

O dimensionamento dos bancos de capacitores será realizado conforme abordado no item 2.2.2. Serão realizados os dimensionamentos para as três topologias indicadas e, posteriormente, será implementado na simulação as diferentes formas de injeção da potência reativa. Nesse estudo de caso, não será realizada uma análise das harmônicas do circuito.

3.6 Análise dos dados e resultados esperados

Com a modelagem completa do sistema elétrico no simulador, será realizada a análise de alguns dados obtidos, como as potências ativa e reativa consumidas pelas cargas, o ponto de operação do gerador na curva de capacidade e variações de tensão ocasionadas pelas mudanças súbitas de carga.

Quando o método de injeção da potência reativa no sistema não possui controle (bancos de capacitores fixos) e alguns motores não estão operando, espera-se verificar um comportamento do gerador próximo aos limites de operação capacitivos da curva de capacidade. Para os bancos semiautomáticos, espera-se verificar o comportamento ideal do sistema, pois, em caso de desconexão das cargas, os capacitores não afetariam o fator de potência da instalação. Para bancos de capacitores automáticos, espera-se verificar um comportamento dependente das características transitórias de resposta da correção do fator de potência dos capacitores.

4 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados os cálculos e procedimentos para a aplicação da metodologia que foi proposta e apresentada no fluxograma do capítulo anterior, com base nos conceitos apresentados na fundamentação teórica deste trabalho.

4.1 Dimensionamento do Grupo Motor Gerador e simulação do sistema

Como não possuímos as informações sobre os modelos dos motores presentes na instalação, serão considerados os motores da linha “W22 IR3 Premium” fabricados pela Weg, uma das empresas relevantes do setor. Esta linha de produto possui motores com as mesmas características (potência mecânica e fator de potência) dos motores informados e serão considerados motores com 4 polos.

Segundo a Weg (2021b), devemos determinar os dados elétricos dos motores da linha “W22 IR3 Premium” com 4 polos, conforme apresentado na tabela 2.

Tabela 2 – Dados elétricos dos motores W22 IR3 Premium

Dados elétricos dos motores W22 IR3 Premium				
Potência do motor (cv)	Fator de Potência	In (A)	Ip (A)	Rendimento (%)
2	0,80	3,29	25,37	86,5
3	0,80	4,78	35,35	87,5
5	0,77	8,15	67,66	89,5
15	0,83	21,77	180,69	92,4
25	0,81	37,06	270,51	93,6

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para realizar o dimensionamento do GMG aplicável na planta industrial deste trabalho, é necessário possuir as seguintes informações sobre os motores presentes na instalação: corrente nominal, corrente de partida, potência ativa e potência reativa. Através do rendimento e do fator de potência, é possível obter as potências ativa e reativa dos motores, conforme as equações 2.11, 2.12 e 2.13 anteriormente apresentadas.

Desta forma, é possível complementar a tabela 2 com os dados necessários para realizar-se o dimensionamento do GMG aplicável na planta industrial deste trabalho, obtendo-se a tabela 3.

Tabela 3 – Dados elétricos dos motores de indução instalados

Dados elétricos dos motores instalados na planta industrial					
Potência do motor (cv)	Potência útil do motor (kW)	In (A)	Ip (A)	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kVAr)
2	1,47	3,29	25,37	1,70	1,28
3	2,21	4,78	35,35	2,52	1,89
5	3,68	8,15	67,66	4,11	3,41
15	11,04	21,77	180,69	11,95	8,03
25	18,40	37,06	270,51	19,66	14,23

Fonte: Elaborado pelo autor.

Sendo obtido todos os dados individuais necessários das cargas presentes na instalação deste estudo de caso, é possível determinar a potência aparente das cargas para o dimensionamento do GMG. Com isso, é apresentado na tabela 4 a relação de cargas completa da instalação, com suas respectivas potências ativas e reativas.

Tabela 4 – Relação completa das cargas instaladas

Relação completa das cargas instaladas na planta industrial			
Conjunto de carga	Carga	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kVAr)
Bloco 1	Motor 1 (25 cv)	19,66	14,23
	Motor 2 (15 cv)	11,95	8,03
	Motor 3 (3 cv)	2,52	1,89
	Motor 4 (5 cv)	4,11	3,41
Bloco 2	Motor 1 (25 cv)	19,66	14,23
	Motor 2 (25 cv)	19,66	14,23
	Motor 3 (2 cv)	1,70	1,28
	Motor 4 (5 cv)	4,11	3,41
Externos	Exaustor (25 cv)	19,66	14,23
	Diversos	60	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Realizando o cálculo da potência aparente das cargas, obtemos:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{(163,03)^2 + (74,94)^2} = 179,43 \text{ kVA}$$

Conforme a NBR ISO 8528-1 (2014), os grupos geradores possuem sua potência nominal expressa em *quillowatts* (kW) ou em *Quilovolt-Ampère* (kVA) considerando um fator de potência de 0,8. O fator de potência considerado para grupos geradores, trata-se de um padrão adotado pela norma para a limitação da máquina acionante na curva de capacidade. Esta limitação da máquina acionante afeta somente a potência ativa do gerador.

Com isso, a potência aparente obtida de 179,43 kVA não se trata da potência do GMG e sim da potência das cargas da instalação. Adotando a limitação da máquina acionante como um fator de potência de 0,8, será necessário que o GMG atenda minimamente a potência ativa total da instalação. Assim, é necessário que o alternador do GMG possua no mínimo a seguinte potência aparente:

$$S = \frac{P}{FP} = \frac{163,03}{0,8} = 203,79 \text{ kVA}$$

Portanto, inicialmente, para a planta industrial deste estudo seria necessário um GMG com a potência mínima de aproximadamente 205 kVA. Porém, como mencionado no capítulo 2 deste trabalho, é necessário avaliar a queda de tensão no alternador durante a partida dos motores de indução, devendo esta não superar o patamar de 15%. Para a avaliação da queda de tensão é necessário possuir a reatância transitória do alternador, desta forma serão utilizados os alternadores síncronos da linha “G *i-Plus*” fabricados pela Weg, uma das empresas relevantes do setor.

Segundo a Weg (2015), para atender a potência necessária poderia ser utilizado o alternador GTA 251AI27. Com isso, devemos determinar os dados elétricos deste alternador, na tensão de 380 V, conforme apresentado no quadro 4.

Quadro 4 – Dados elétricos do alternador GTA 251AI27

Dados elétricos do alternador GTA 251AI27	
Potência do alternador (ΔT 150 °C)	221 kVA
Reatância transitória	20,20%

Fonte: Elaborado pelo autor.

De acordo com a ordem de partida dos motores apresentada no capítulo anterior, pode-se iniciar o cálculo da queda de tensão no alternador com a partida do motor do exaustor, conforme a equação 2.5:

$$\Delta U\% = \frac{[0,2020 \times (\frac{270,51}{335,77})]}{1 + [0,2020 \times (\frac{270,51}{335,77})]} \times 100 = 14 \%$$

Realizando a segunda iteração, considerando o fator $k_1=0,8$ (fator determinado através da figura 9), obtemos a queda de tensão:

$$\Delta U\% = \frac{[0,2020 \times (\frac{0,8 \times 270,51}{335,77})]}{1 + [0,2020 \times (\frac{0,8 \times 270,51}{335,77})]} \times 100 = 11,52 \%$$

A queda de tensão de 11,52% inicialmente apresentada está nos padrões recomendados. Com a partida do segundo motor (Motor 1 do bloco de carga 1), possuímos a seguinte queda de tensão na primeira iteração:

$$\Delta U\% = \frac{[0,2020 \times (\frac{270,51}{335,77})]}{1 + [0,2020 \times (\frac{270,51}{335,77})]} \times 100 = 14 \%$$

Realizando a segunda iteração, considerando o fator $k_1=0,8$ para o motor que está partindo e realizando a correção de corrente de regime do motor do exaustor em 24% (variação determinada através da figura 10), obtemos a queda de tensão:

$$\Delta U\% = \frac{[0,2020 \times (\frac{0,24 \times 37,06 + 0,8 \times 270,51}{335,77})]}{1 + [0,2020 \times (\frac{0,24 \times 37,06 + 0,8 \times 270,51}{335,77})]} \times 100 = 3,86 \%$$

Realizando o mesmo procedimento de cálculo para a partida de cada um dos motores presentes na instalação, constatamos que o alternador GTA 251A127 possui a potência necessária para manter o nível de queda de tensão dentro dos padrões recomendados. Na tabela 5, são apresentados todos os níveis de queda de tensão para a partida de cada motor, bem como, os fatores k_1 e de variação da corrente dos motores em regime que foram adotados.

Tabela 5 – Níveis de queda de tensão para as partidas diretas dos motores

Níveis de queda de tensão para as partidas diretas dos motores					
Conjunto de carga	Carga	1ª iteração	2ª iteração		
		ΔU (%)	ΔU (%)	Fator k_1	Δi (%)
Externos	Exaustor	14	11,52	0,80	-
Bloco 1	Motor 1	14	11,94	0,80	24
Bloco 2	Motor 1	14	12,35	0,80	24
Bloco 1	Motor 2	9,80	9,38	0,86	15
Bloco 2	Motor 2	14	13	0,80	24
Bloco 1	Motor 3	2,08	2,33	0,98	3
Bloco 2	Motor 3	1,50	1,78	0,98	3
Bloco 1	Motor 4	3,91	4,08	0,94	4
Bloco 2	Motor 4	3,91	4,10	0,94	4

Fonte: Elaborado pelo autor.

A avaliação da queda de tensão é um item indispensável para a constatação do atendimento à carga com o modelo do alternador especificado. Com a devida constatação realizada, nas simulações do sistema será considerado o regime permanente, desconsiderando as análises das variações transitórias e controles realizados durante a partida pelo GMG.

4.1.1 Definições para a modelagem do sistema no ATP *Draw*

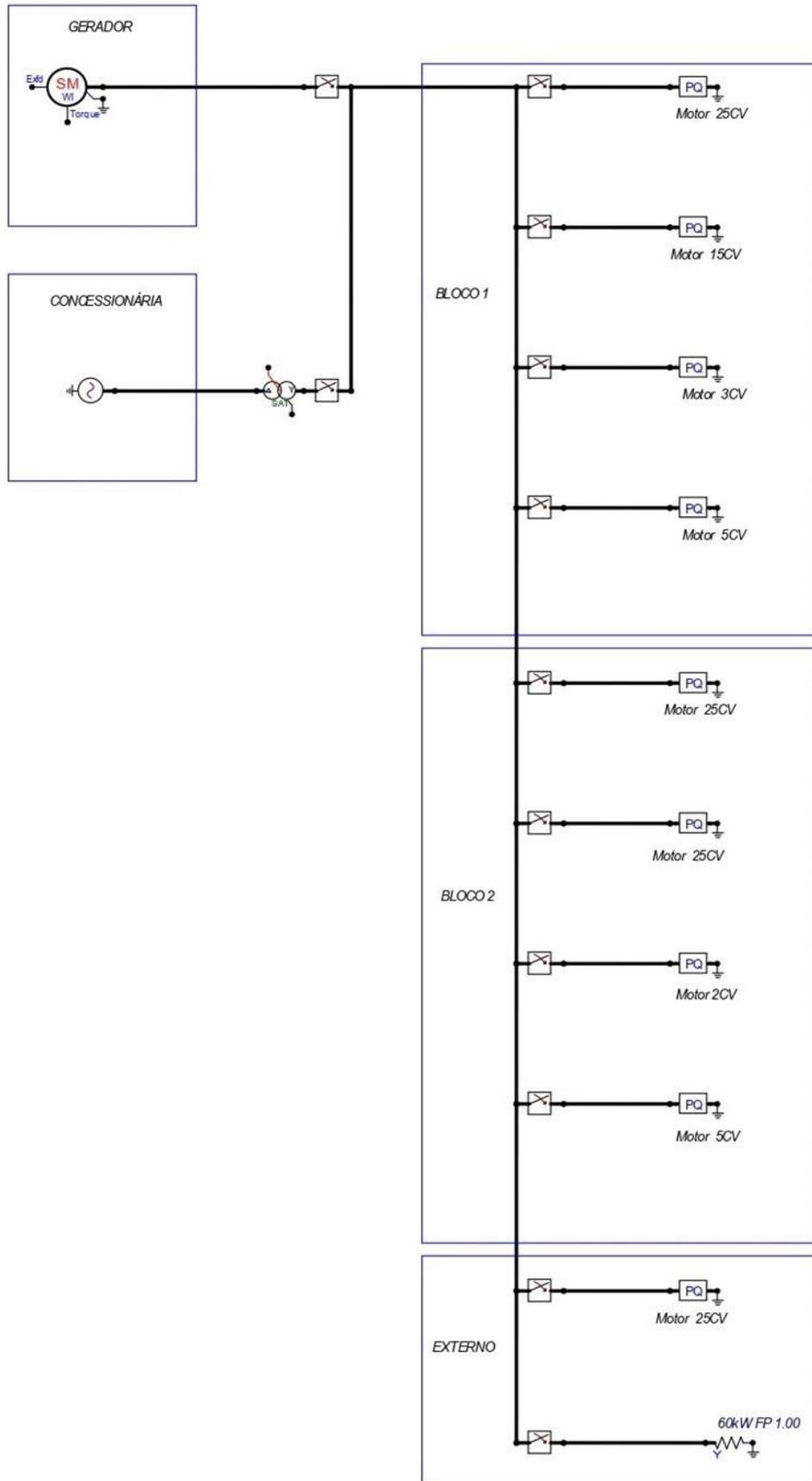
A modelagem elaborada no ATP *Draw*, foi realizada utilizando-se de modelos previamente disponibilizados na biblioteca do *software*. Para a modelagem do gerador, utilizou-se um exemplo de gerador com controle de tensão elaborado no arquivo “*exa_17nn.acp*”, disponibilizado nos exemplos de aplicação do programa, ajustando-se os parâmetros para o gerador aplicado no estudo de caso realizado.

Para a modelagem dos motores de indução presentes na instalação, como não seria realizado um estudo sobre o comportamento transitório dos motores, foram modelados conforme a sua potência ativa e reativa nominal.

Não foram considerados na modelagem do sistema as resistências e indutâncias dos circuitos alimentadores da instalação devido à ausência das informações de distância e características dos condutores presentes na instalação.

Na figura 17, é apresentado o circuito base modelado para a planta da instalação do estudo de caso deste trabalho, para as posteriores simulações serão introduzidos os respectivos bancos de capacitores e medidores de grandezas elétricas. No apêndice A, são apresentados alguns parâmetros adotados para a simulação.

Figura 17 – Circuito simulado no ATP Draw

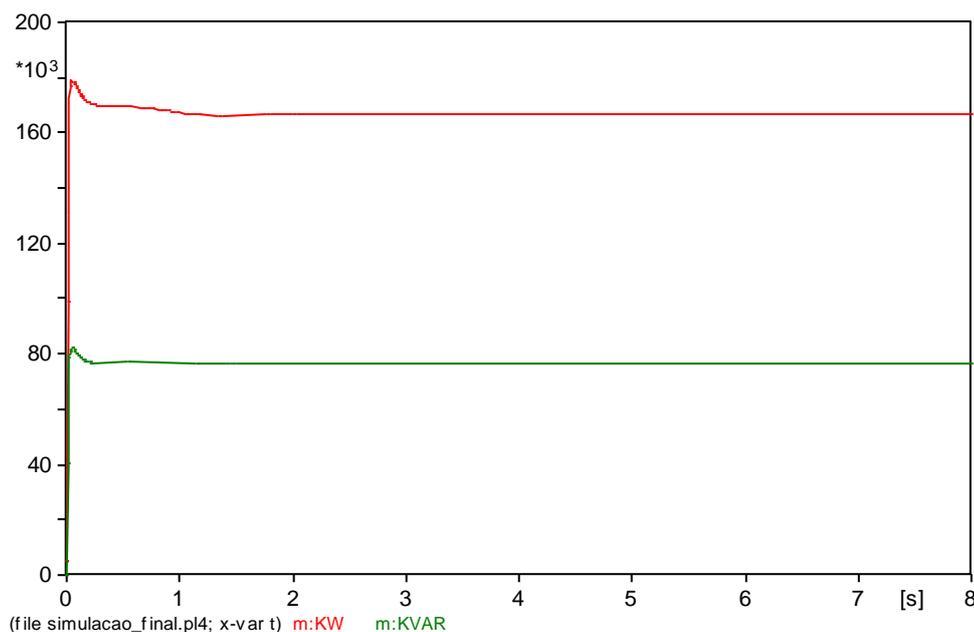


Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1.2 Resultados da simulação do sistema

Com a modelagem do sistema no ATP realizada, é possível verificar as potências consumidas pelas cargas do GMG. A figura 18 apresenta as potências ativa e reativa com 100% das cargas acionadas.

Figura 18 – Potência ativa e reativa consumida pela instalação a 100% de carga



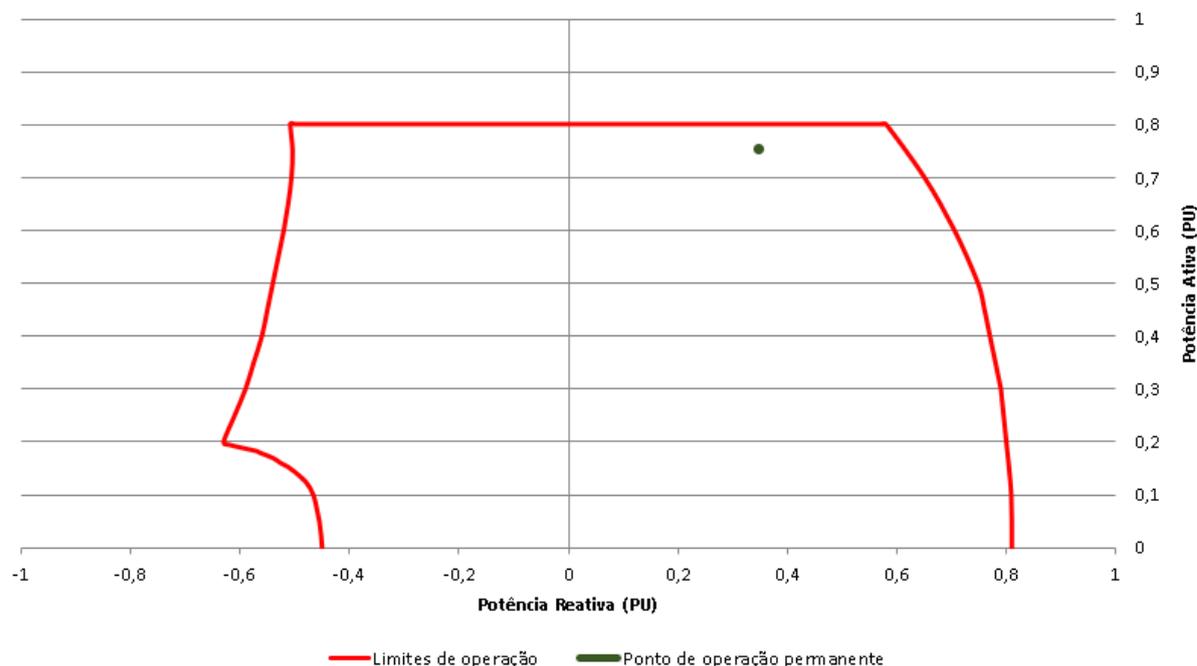
Fonte: Elaborado pelo autor.

O fator de potência geral das cargas da instalação obtido na simulação no ATP foi de 0,909, enquanto o fator de potência geral calculado é:

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{163,03}{179,43} = 0,908$$

Avaliando o ponto de operação do GMG com plena carga na curva de capacidade, verifica-se que este se encontra num ponto seguro de operação, conforme apresentado na figura 19.

Figura 19 – Ponto de operação do GMG a 100% de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

Constata-se que, neste caso, o GMG é responsável pelo fornecimento da potência reativa exigida pelas cargas indutivas presentes na instalação. Como mencionado, o GMG opera com um fator de potência geral de 0,909, pois não foi implementado nesta simulação nenhum banco de capacitores.

4.2 Dimensionamento dos bancos de capacitores e simulação do sistema

Neste tópico, será realizado o dimensionamento dos bancos de capacitores, sendo estes dimensionados para as topologias de instalação previstas no estudo de caso. Serão adotados valores de bancos de capacitores comerciais, realizando-se consultas em catálogos de fabricantes.

Na aplicação de bancos de capacitores automáticos, a potência reativa total prevista para o banco será dividida em quatro estágios com potências variáveis, para possibilitar um melhor controle do fator de potência por parte do controlador de fator de potência. Será adotado cinco segundos como tempo de resposta para a atuação do controlador de fator de potência (ativando e desativando os estágios necessários para a compensação).

4.2.1 Secundário do transformador

Como o fator de potência geral da instalação calculado é de 0,908, e desejamos um fator de potência de 0,97, será adotado o seguinte valor para a potência reativa de um banco de capacitores instalado no secundário do transformador, conforme a equação 2.14:

$$Q_c = 163,03 \times (\tan(\arccos(0,908)) - \tan(\arccos(0,97))) = 34,37 \text{ kVAr}$$

Deste modo, adotaremos a potência reativa de 35 kVAr para o banco de capacitores fixo instalado. Para a utilização do banco automático, os estágios de compensação serão distribuídos conforme o quadro 5.

Quadro 5 – Estágios do banco automático no secundário do transformador

Estágios do banco de capacitores automático (35 kVAr)	
1° estágio	5 kVAr
2° estágio	5 kVAr
3° estágio	10 kVAr
4° estágio	15 kVAr

Fonte: Elaborado pelo autor.

É importante ressaltar que o banco de capacitores no secundário do transformador deverá ser instalado a jusante da chave de seccionamento da concessionária do QTA (figura 16), ou seja, diretamente no barramento geral das cargas da instalação. Caso o banco de capacitores seja instalado a montante desta chave, o medidor da concessionária irá registrar uma carga totalmente capacitiva durante a utilização do GMG.

O fator de potência geral obtido na simulação no ATP com a implementação do banco de capacitores foi de 0,971.

4.2.2 Grupo de cargas

Para a instalação de bancos de capacitores por grupo de cargas, será considerado a instalação de dois bancos: para o bloco 1 e para o bloco 2. Para o cálculo do fator de potência dos blocos, foram considerados a soma das potências

ativas e reativas das cargas presentes em cada bloco, obtendo os resultados apresentados na tabela 6.

Tabela 6 – Fatores de potência dos conjuntos de carga

Fatores de potência dos conjuntos de carga presentes na planta industrial			
Conjunto de carga	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kVAr)	Fator de potência
Bloco 1	38,24	27,56	0,811
Bloco 2	45,13	33,15	0,806
Externos	79,66	14,23	0,984

Fonte: Elaborado pelo autor.

Assim, será adotado o seguinte valor para a potência reativa de um banco de capacitores instalado no bloco 1:

$$Q_c = 38,24 \times (\tan(\arccos(0,811)) - \tan(\arccos(0,97))) = 17,98 \text{ kVAr}$$

Deste modo, adotaremos a potência reativa de 17,5 kVAr para o banco de capacitores fixo instalado. Para a utilização do banco automático, os estágios de compensação serão distribuídos conforme o quadro 6.

Quadro 6 – Estágios do banco automático no bloco 1

Estágios do banco de capacitores automático (17,5 kVAr)	
1° estágio	2,5 kVAr
2° estágio	2,5 kVAr
3° estágio	5 kVAr
4° estágio	7,5 kVAr

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o banco de capacitores instalado no bloco 2, será adotado o seguinte valor para a potência reativa:

$$Q_c = 45,13 \times (\tan(\arccos(0,806)) - \tan(\arccos(0,97))) = 21,84 \text{ kVAr}$$

Deste modo, adotaremos a potência reativa de 22,5 kVAr para o banco de capacitores fixo instalado. Para a utilização do banco automático, os estágios de compensação serão distribuídos conforme o quadro 7.

Quadro 7 – Estágios do banco automático no bloco 2

Estágios do banco de capacitores automático (22,5 kVAr)	
1° estágio	2,5 kVAr
2° estágio	2,5 kVAr
3° estágio	7,5 kVAr
4° estágio	10 kVAr

Fonte: Elaborado pelo autor.

As cargas do bloco externos não exigem a necessidade de instalação de um banco de capacitores, pois este conjunto de cargas já possui um fator de potência satisfatório, no caso, de 0,984.

Com a instalação dos dois bancos de capacitores, o fator de potência geral obtido na simulação no ATP foi de 0,978.

4.2.3 Cargas individuais

Para a instalação de bancos de capacitores para a injeção de potência reativa individualmente nas cargas, é necessário realizar o dimensionamento dos bancos de capacitores conforme a equação 2.15 anteriormente apresentada. Com isso, as potências adotadas para os bancos de capacitores estão apresentadas no quadro 8.

Quadro 8 – Banco de capacitores individuais

Potência dos bancos de capacitores individuais	
Motor de 2 cv	1 kVAr
Motor de 3 cv	1,5 kVAr
Motores de 5 cv	2,5 kVAr
Motor de 15 cv	5 kVAr
Motores de 25 cv	10 kVAr

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com a implementação dos bancos de capacitores nas cargas individuais, foi obtido um fator de potência geral de 0,99 na simulação realizada no ATP.

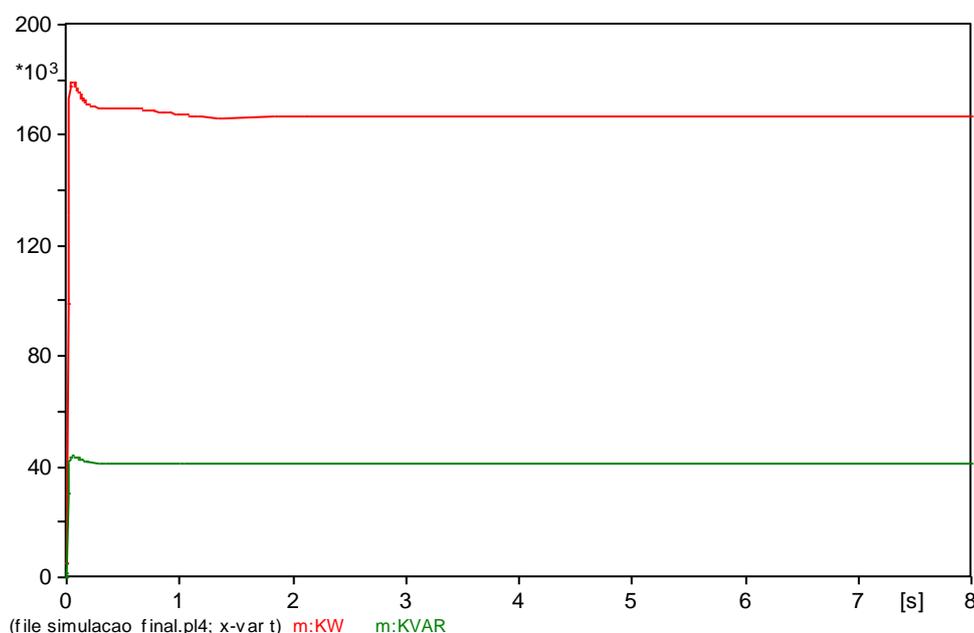
4.3 Simulação do sistema em diferentes condições

Neste tópico, será realizado simulações no sistema com a operação do GMG juntamente com os bancos de capacitores, nas diferentes topologias dimensionadas. Será simulado condições de desligamento de algumas cargas, verificando-se possíveis transgressões nos limites de operação do GMG.

4.3.1 Banco de capacitores fixo no secundário do transformador

Inicialmente, foi simulado a operação do GMG em conjunto com o banco de capacitor fixo de 35 kVAR instalado no secundário do transformador, atentando-se ao ponto de instalação do banco como foi mencionado anteriormente. Assim, o consumo das potências ativa e reativa com todas as cargas do sistema acionadas é apresentado na figura 20.

Figura 20 – Potências com BC fixo no secundário a 100% de carga

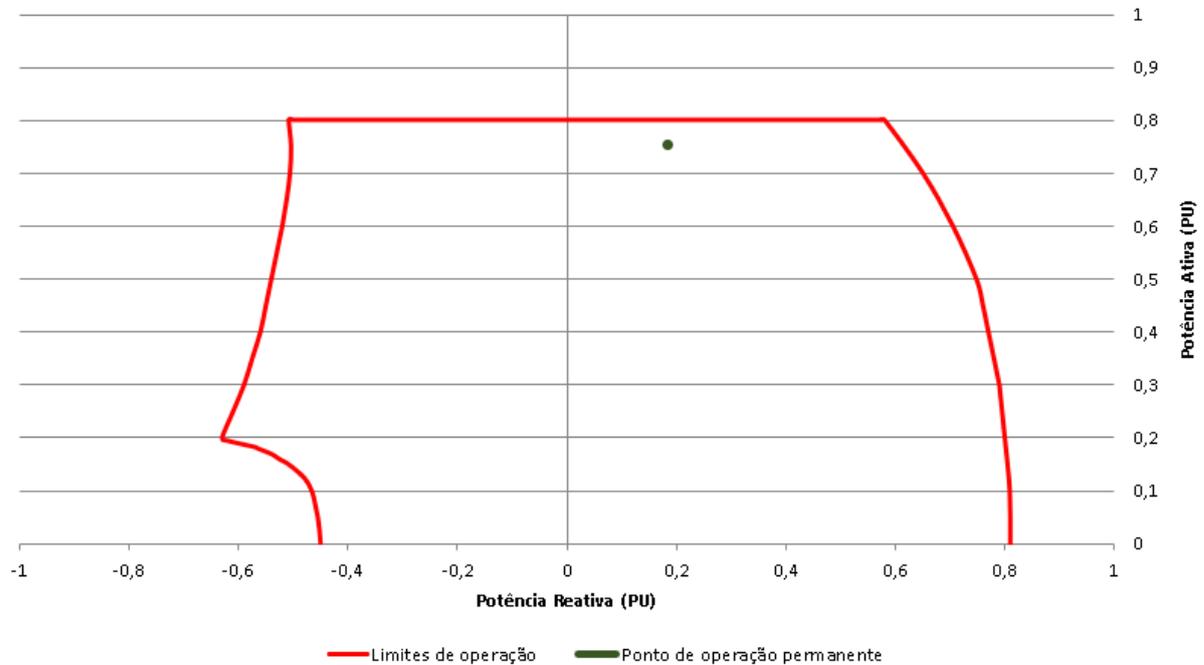


Fonte: Elaborado pelo autor.

O ponto de operação do GMG em regime permanente possui uma relevante alteração, pois o fator de potência da instalação com a implementação do banco de

capacitores passou a operar mais próximo ao fator unitário, conforme apresentado na figura 21.

Figura 21 – Ponto de operação com BC fixo no secundário a 100% de carga

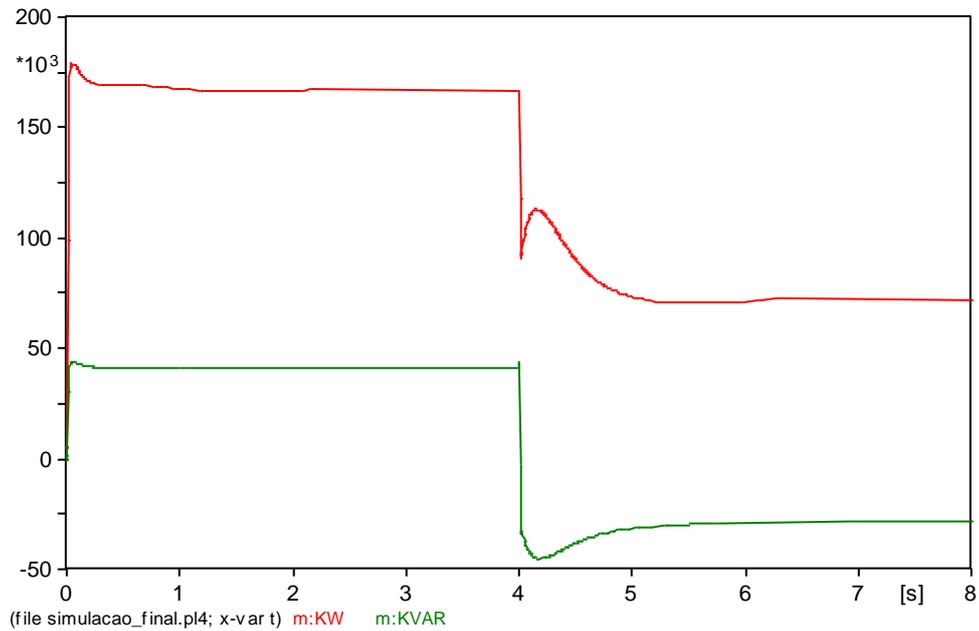


Fonte: Elaborado pelo autor.

Com a implementação do banco de capacitores, a potência reativa fornecida pelo GMG foi reduzida, como pode-se verificar com a comparação entre as figuras 18 e 20. Esta redução, proporcionou ao GMG um ponto de operação mais próximo ao fator unitário em relação ao apresentado na figura 19.

Simulando uma condição de operação onde todos os motores de 25 cv e o motor de 15 cv foram desligados, ou seja, permaneceram acionados apenas aproximadamente 40% da carga total da instalação. Com isso, o GMG possui uma oscilação das potências após a desconexão das cargas devido ao tempo de resposta do controle de tensão, como apresentado na figura 22.

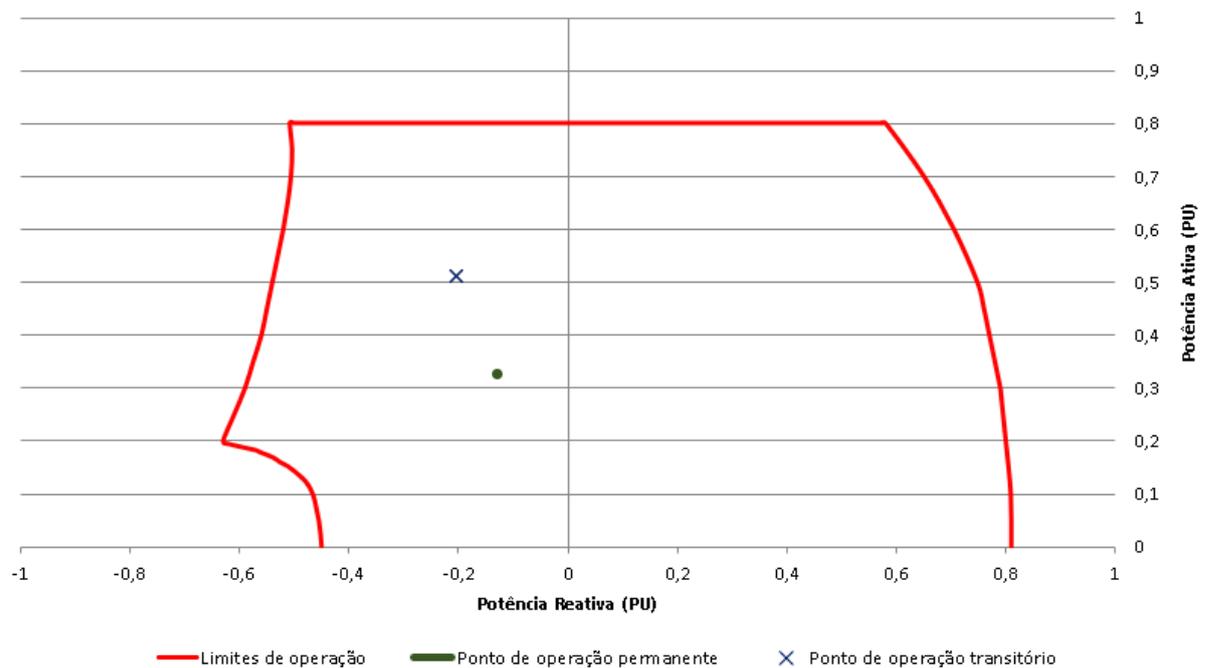
Figura 22 – Potências com BC fixo no secundário a 40% de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

Referente ao ponto de operação, é necessário analisar o período transitório de operação do GMG. Assim, foi implementada a identificação do ponto de operação no pico oscilatório, como pode-se verificar na figura 23.

Figura 23 – Ponto de operação com BC fixo no secundário a 40% de carga

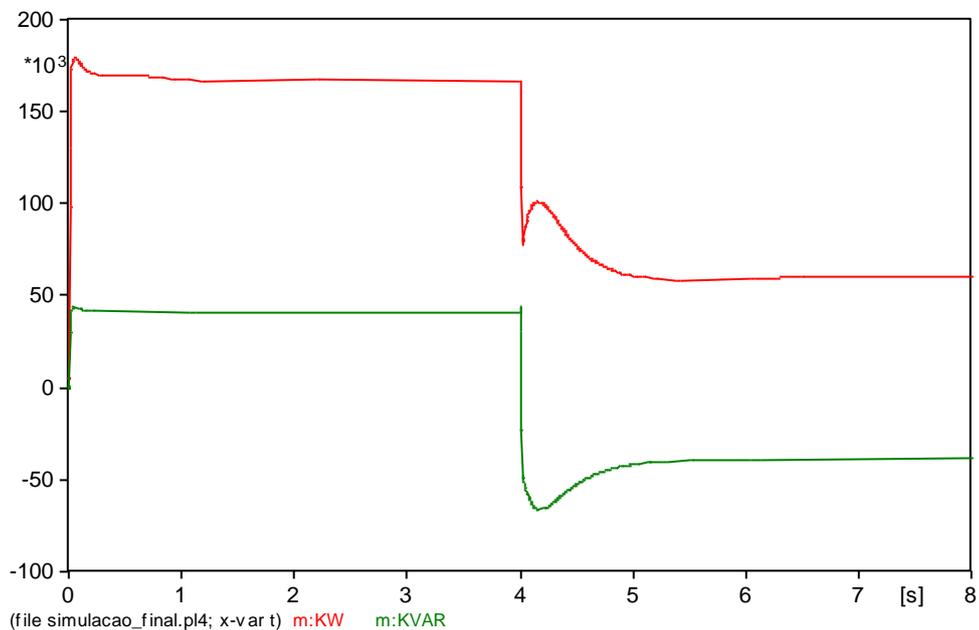


Fonte: Elaborado pelo autor.

Como pode-se verificar na figura 23, após a desconexão das cargas, o GMG passa a operar consumindo a potência reativa excedente e até mesmo o ponto de operação transitório respeita os limites de operação do gerador.

Simulando a pior condição de operação para o GMG com a presença do banco de capacitores, ou seja, o desligamento de todos os motores, mantendo apenas a carga resistiva trifásica de 60 kW, verifica-se a resposta apresentada na figura 24. Essa configuração de operação, representaria aproximadamente 30% da carga total da instalação acionada.

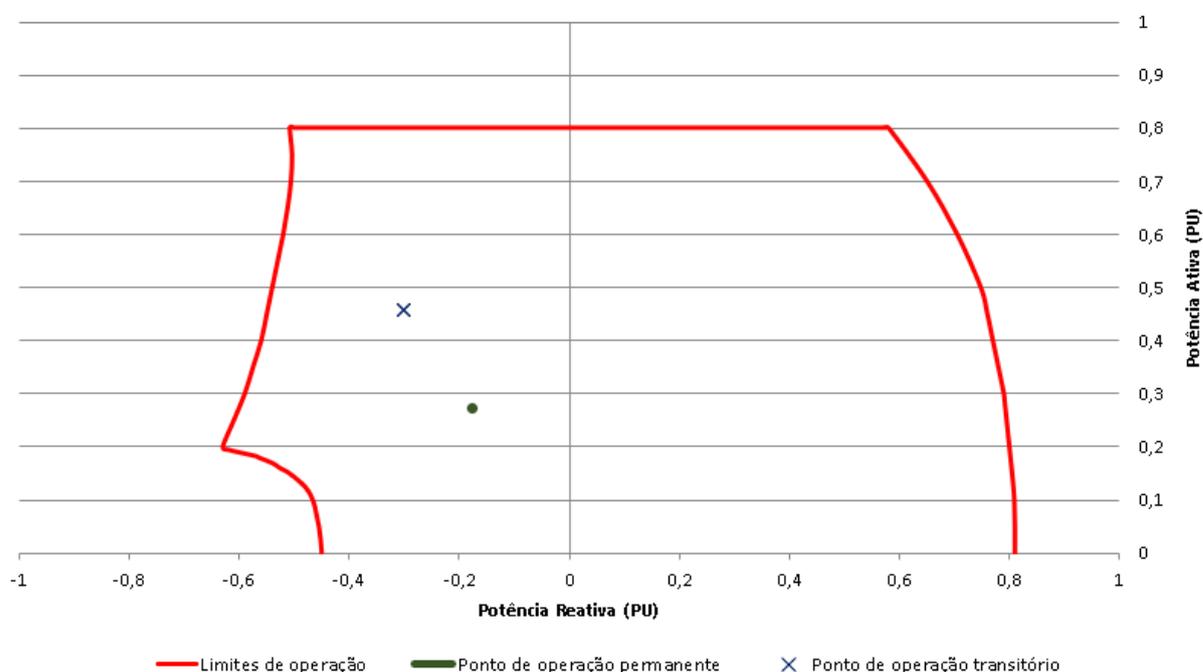
Figura 24 – Potências com BC fixo no secundário a 30% de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

Neste caso, o ponto de operação do GMG se aproxima um pouco mais dos limites de operação capacitivos, conforme apresentado na figura 25.

Figura 25 – Ponto de operação com BC fixo no secundário a 30% de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

Ao comparar as figuras 23 e 25, verifica-se que, com a alteração de carga para 30%, o GMG necessita realizar uma compensação maior de potência reativa, o que exige uma operação mais próxima aos limites capacitivos da curva de capacidade. Referente ao comportamento transitório, pode-se afirmar que este é muito semelhante em ambos os casos, pois a sobretensão ocasionada pela desconexão súbita de cargas é próxima.

O comportamento do GMG no período transitório fica extremamente dependente do tempo de resposta do controle de tensão. Na tabela 7, são apresentados alguns resultados obtidos na simulação realizada no ATP.

Tabela 7 – Sobretensão do GMG com a alteração súbita das cargas (caso 1)

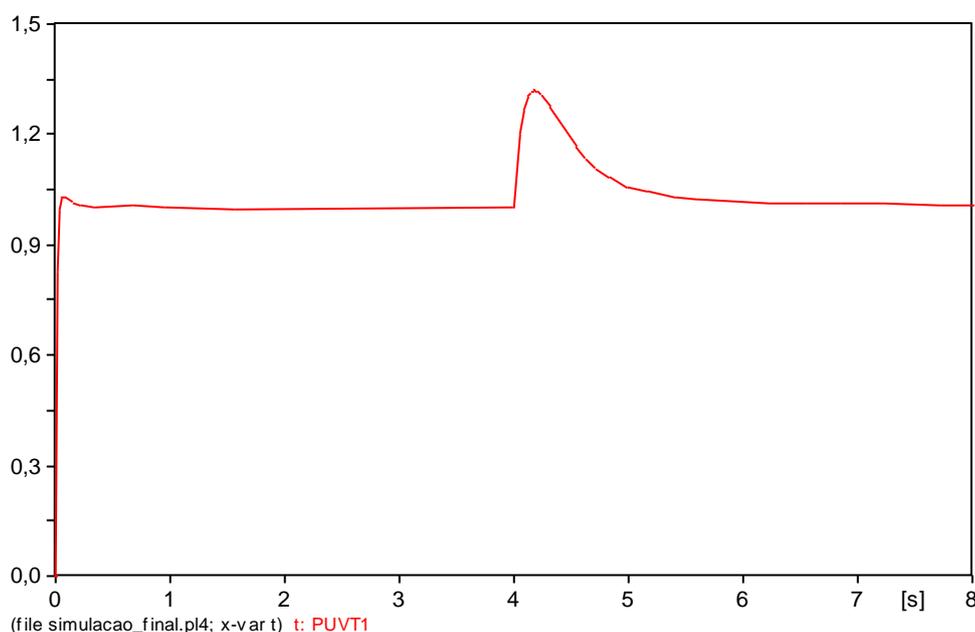
Sobretensão do GMG com a alteração súbita das cargas			
% da carga nominal	Sobretensão (pu)	Tensão terminal (V)	Tempo de estabilização (s)
40	1,26	277,2	1,31
30	1,31	288,2	1,36

Fonte: Elaborado pelo autor.

Segundo a NBR ISO 8528-3 (2014), os grupos geradores podem ser classificados pelo seu respectivo desempenho, sendo necessário avaliar as características das cargas para determinar se o desempenho da regulação de tensão possui níveis satisfatórios. Durante uma retirada súbita de carga, a norma admite que geradores da classe G1 (com piores desempenhos transitórios) possuam um desvio transiente de tensão de até 35% por um curto intervalo de tempo. É possível mitigar as sobretensões transitórias com ajustes ou substituições dos reguladores de tensão, solicitação de geradores com reatâncias especiais, implementação de controle de velocidade, entre outras soluções.

Na figura 26, é apresentado o sinal de tensão em PU obtido na simulação realizada com alteração súbita para 30% de carga. Pode-se verificar que, após a desconexão das cargas, um pico de tensão ocorre durante aproximadamente 1,36 segundos, atingindo um valor máximo de tensão de aproximadamente 288,2 V.

Figura 26 – Sinal de tensão (pu) com decréscimo súbito de carga para 30%



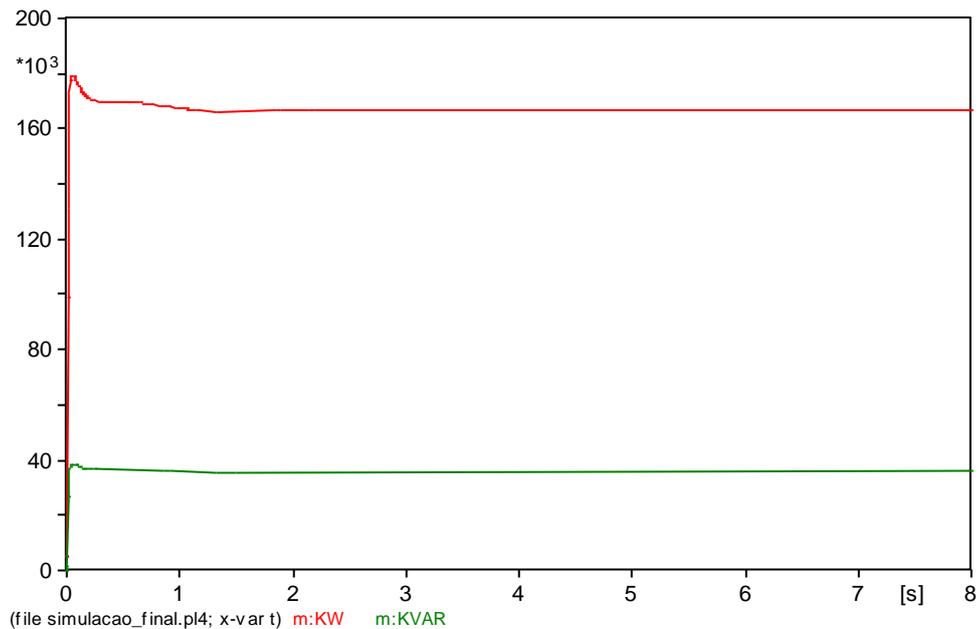
Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.2 Banco de capacitores fixo por grupo de cargas

Com a instalação dos bancos de capacitores de 17,5 kVAr no bloco de cargas 1 e de 22,5 kVAr no bloco de cargas 2, o comportamento em regime permanente na operação do GMG foi muito semelhante ao encontrado com o banco de capacitores

no secundário. Porém, como a potência reativa capacitiva total dos bancos instalados nos blocos de carga é minimamente superior, é possível verificar que a potência reativa consumida pelas cargas do GMG foi levemente inferior, conforme apresentado na figura 27.

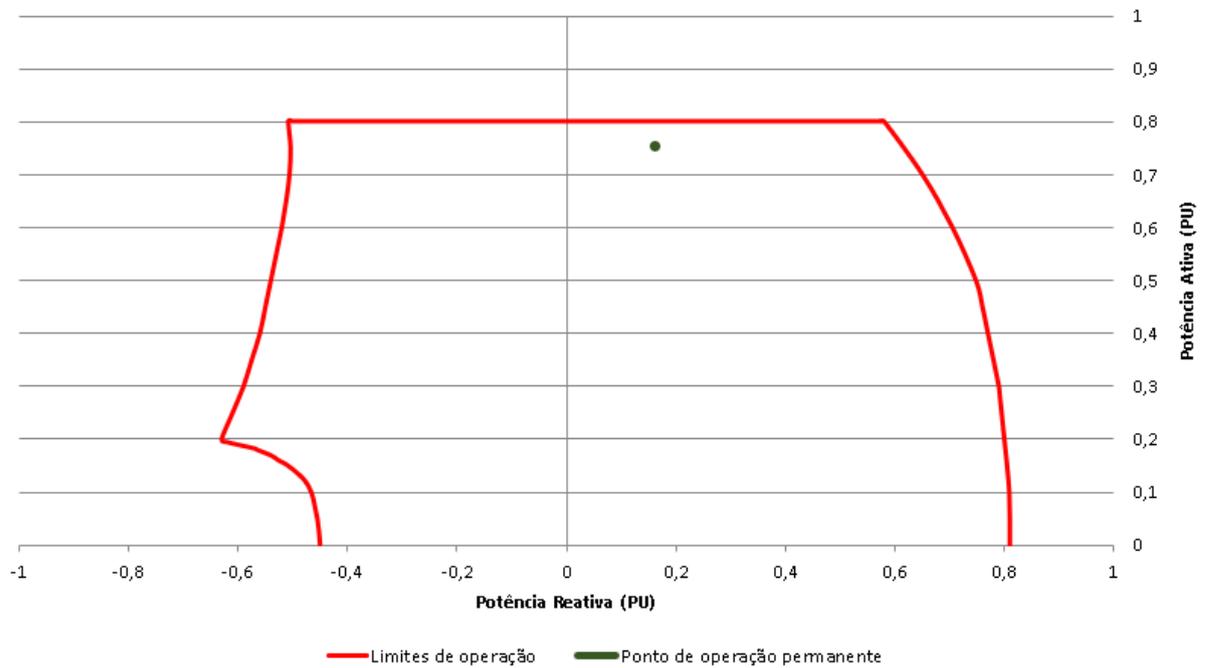
Figura 27 – Potências com BC fixo nos blocos a 100% de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

O ponto de operação, apresentado na figura 28, também sofreu uma pequena modificação se comparado ao ponto apresentado na figura 21.

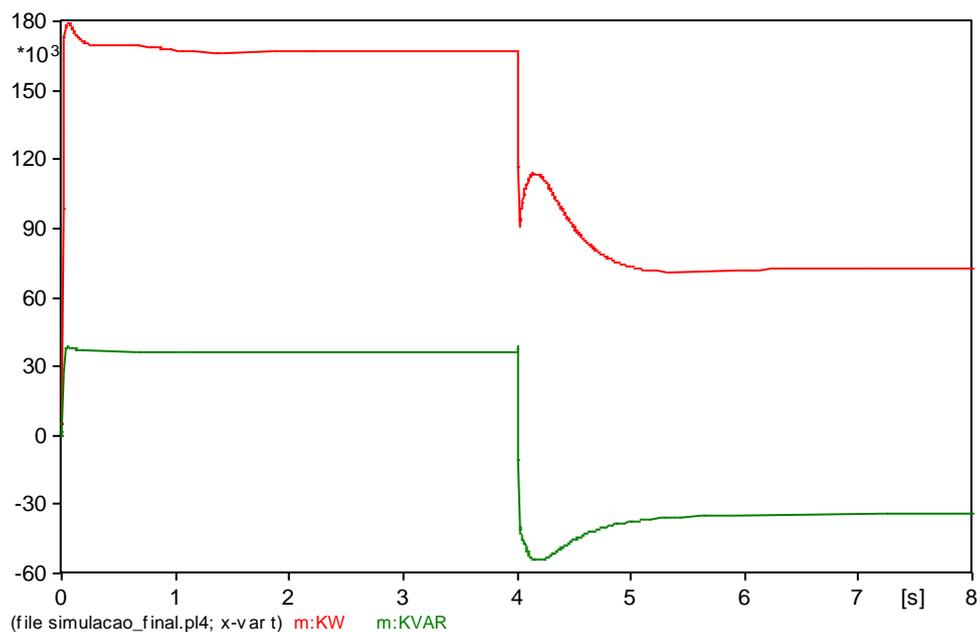
Figura 28 – Ponto de operação com BC fixo nos blocos a 100% de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

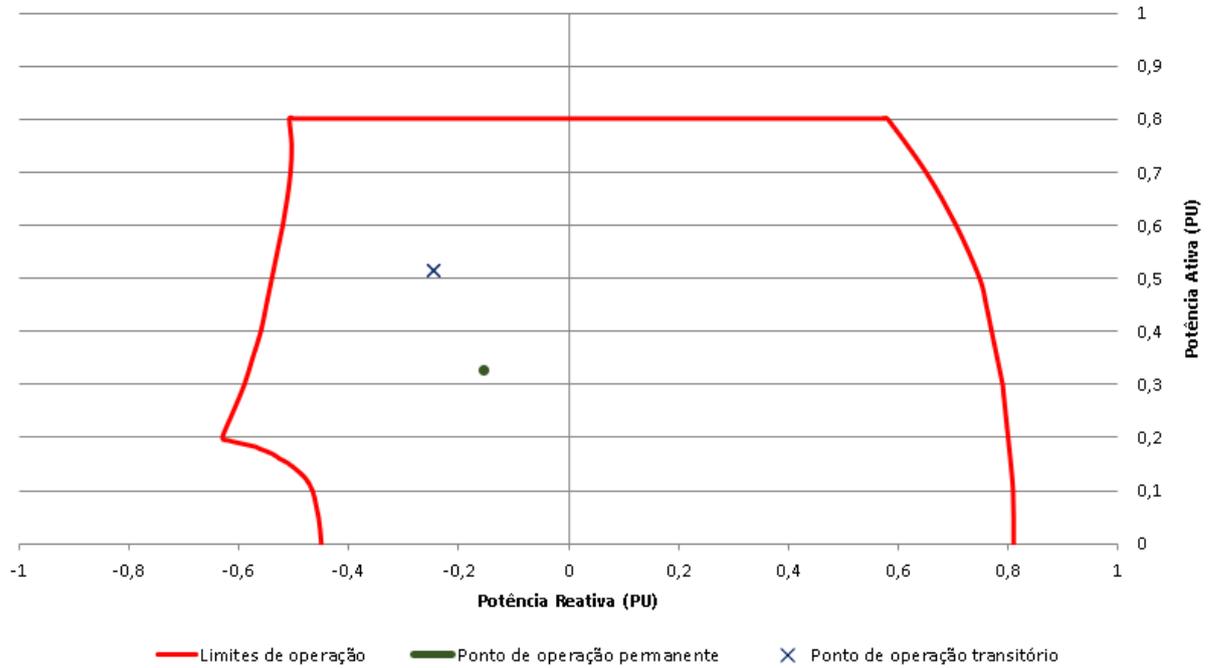
Simulando as mesmas condições anteriormente realizadas, ou seja, a alteração para 40 e 30% de carga, obtemos as potências ativa e reativa consumidas pela instalação apresentadas nas figuras 29 e 31, respectivamente. Os pontos de operação são apresentados nas figuras 30 e 32.

Figura 29 – Potências com BC fixo nos blocos a 40% de carga



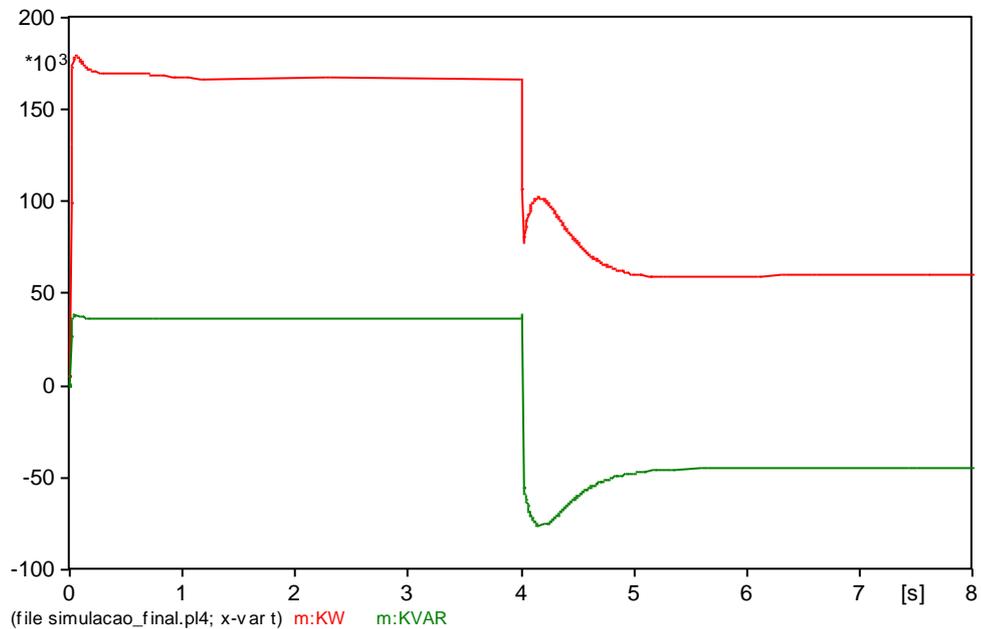
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 30 – Ponto de operação com BC fixo nos blocos a 40% de carga



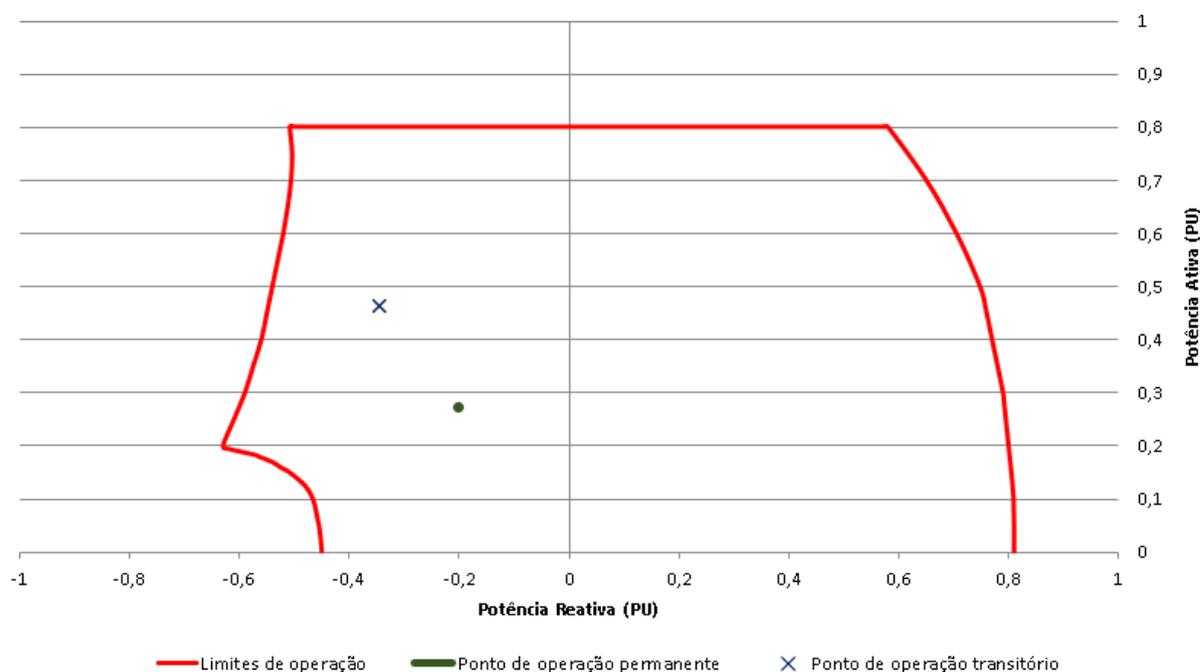
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 31 – Potências com BC fixo nos blocos a 30% de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 32 – Ponto de operação com BC fixo nos blocos a 30% de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

Pode-se verificar que, em ambas as simulações, os limites de operação do GMG também são respeitados durante o transitório. Porém, como a potência reativa total dos bancos de capacitores instalados nos blocos é levemente superior ao banco instalado no secundário, os pontos de operação estão mais próximos do limite de estabilidade. A mudança abrupta da potência consumida ocasionou uma sobretensão momentânea que não foi acompanhada instantaneamente pelo controle de tensão, muito semelhante ao comportamento do caso anteriormente realizado. Os valores das sobretensões obtidas na simulação realizada no ATP, estão apresentados na tabela 8.

Tabela 8 – Sobretensão do GMG com a alteração súbita das cargas (caso 2)

Sobretensão do GMG com a alteração súbita das cargas			
% da carga nominal	Sobretensão (pu)	Tensão terminal (V)	Tempo de estabilização (s)
40	1,27	279,4	1,29
30	1,32	290,4	1,33

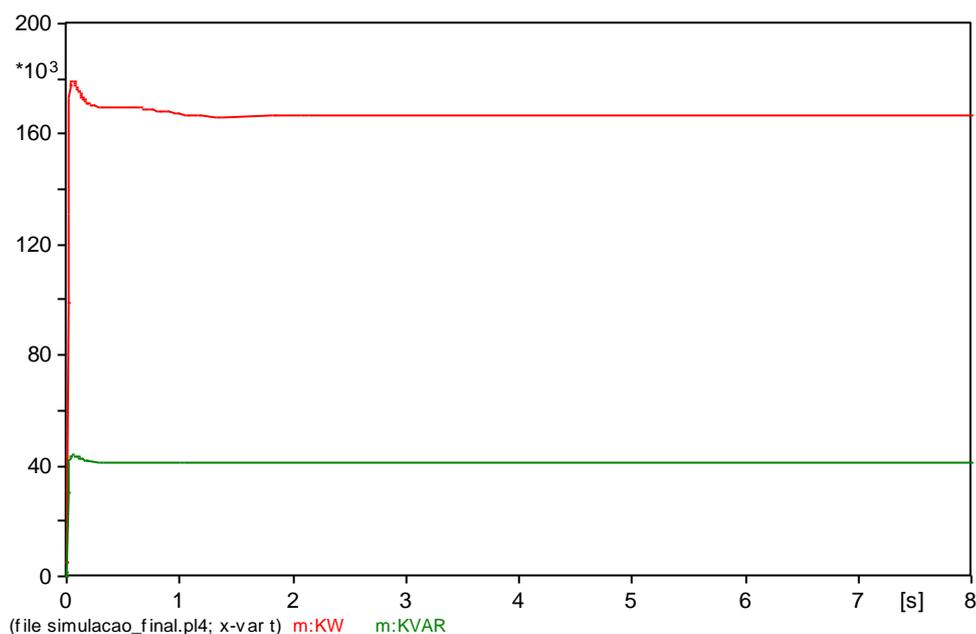
Fonte: Elaborado pelo autor.

Os valores obtidos na tabela 8 são próximos aos obtidos na tabela 7, com isso pode-se definir que, para o GMG, não haveria modificações significativas entre a implementação do banco de capacitores fixo no secundário do transformador e a implementação do banco fixo por grupo de cargas.

4.3.3 Banco de capacitores automático no secundário do transformador

Com a implementação dos bancos de capacitores automáticos de 4 estágios no secundário do transformador, sendo os estágios de potência reativa apresentados no quadro 5, o comportamento em regime permanente na operação do GMG foi idêntico ao encontrado com o banco fixo. A figura 33 apresenta as potências consumidas pela instalação a plena carga.

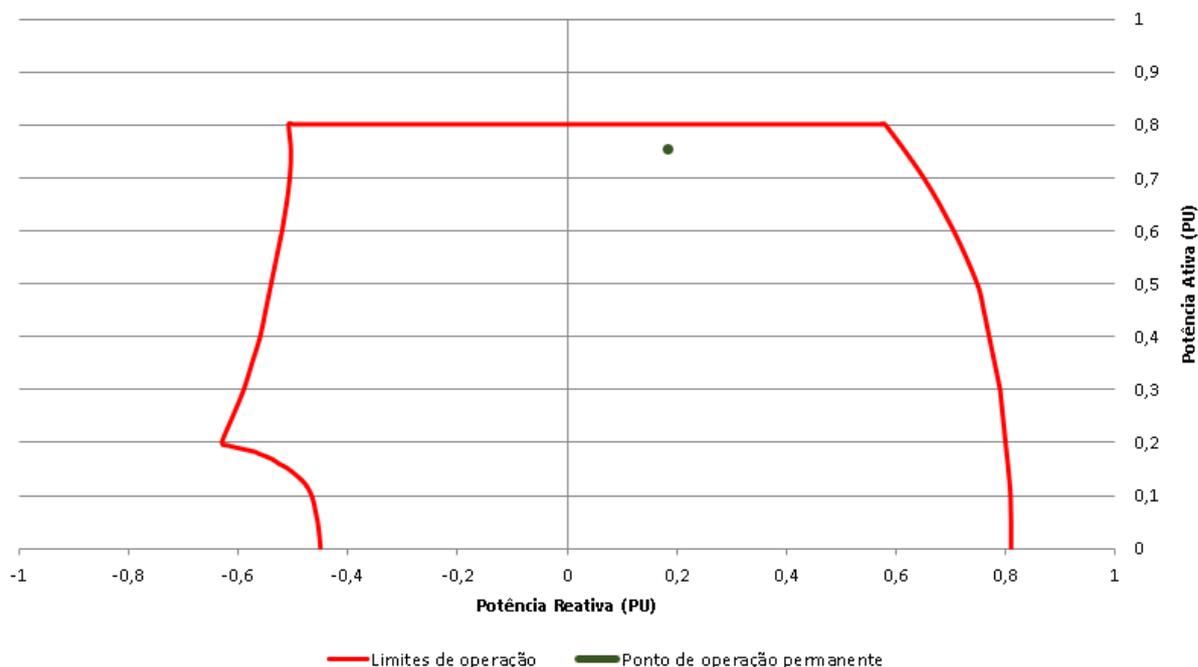
Figura 33 – Potências com BC automático no secundário a 100% de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na figura 34, é apresentado o ponto de operação do GMG em regime permanente nesta condição, sendo este, idêntico ao apresentado na figura 21.

Figura 34 – Ponto de operação com BC automático no secundário a 100% de carga

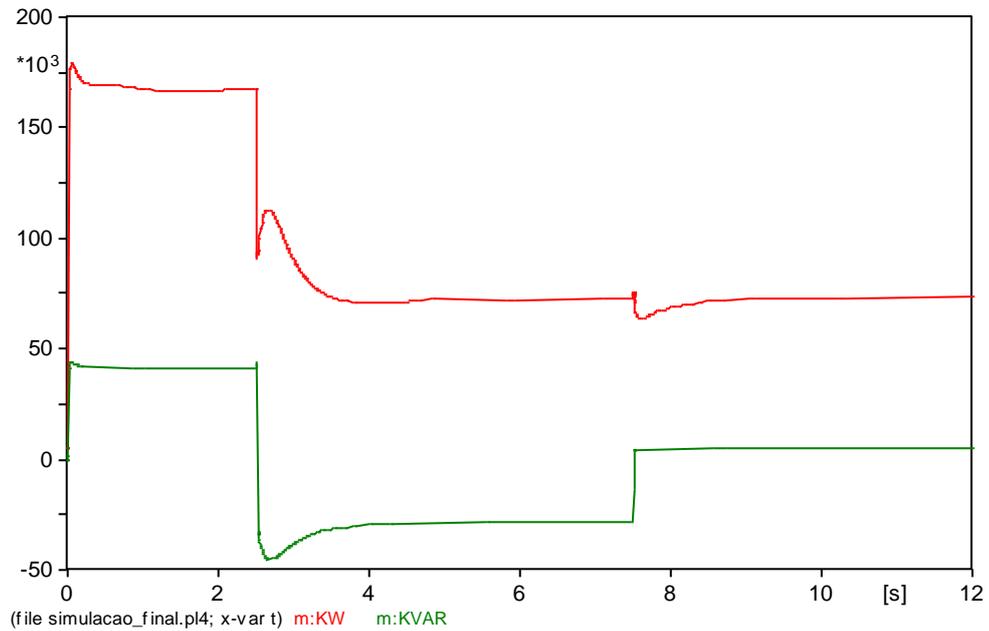


Fonte: Elaborado pelo autor.

Simulando a condição de operação com aproximadamente 40% da carga total da instalação acionada, ou seja, uma condição de operação onde todos os motores de 25 cv e o motor de 15 cv foram desligados, e, considerando que o tempo de atuação do controlador de fator de potência do banco automático é de cinco segundos, obtemos algumas características de operação diferentes. Com isso, o GMG passa a possuir dois períodos de oscilação: uma oscilação após a desconexão das cargas e outra após a atuação do controlador de fator de potência realizando a atuação sobre os estágios do banco de capacitores.

O primeiro período de oscilação continua sendo o transiente mais crítico, sendo este, ainda utilizado como referência para o ponto de operação transitório apresentado. No segundo período, ocasionado pela atuação sobre os estágios do banco de capacitores, possuímos uma queda tensão pouco acentuada. A figura 35 apresenta as potências consumidas pelas cargas e estas oscilações.

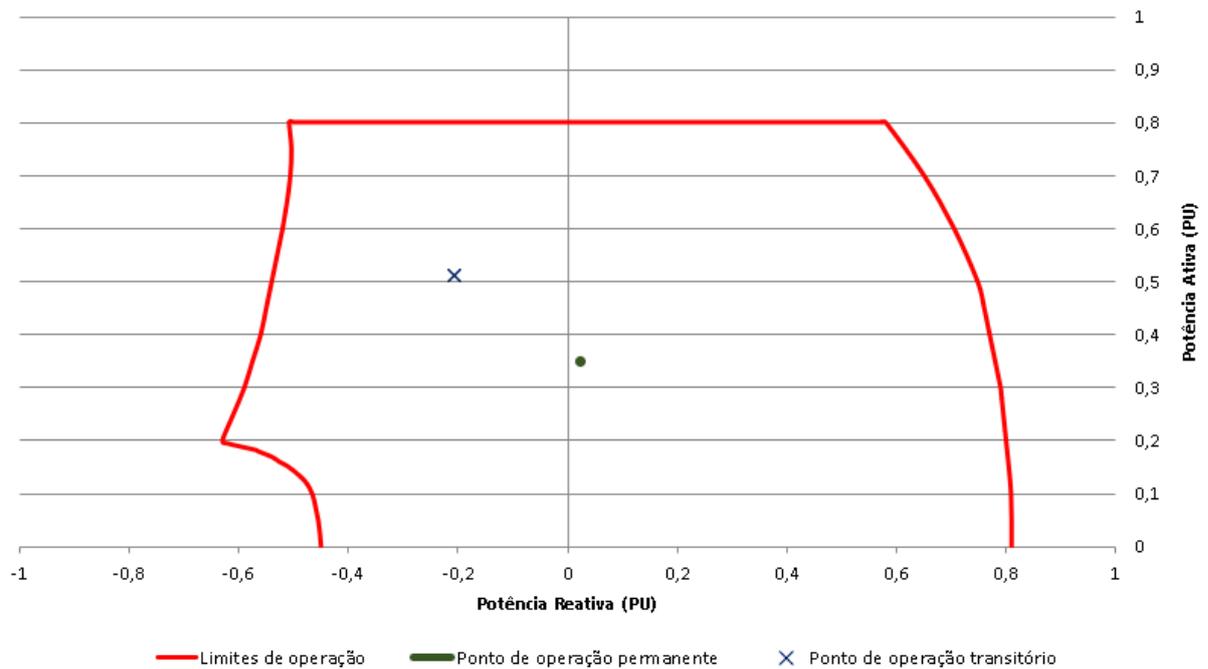
Figura 35 – Potências com BC automático no secundário a 40% de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

Referente aos pontos de operação, apresentados na figura 36, permanecemos analisando o ponto de operação no pico oscilatório ocasionado pela retirada súbita de carga.

Figura 36 – Ponto de operação com BC automático no secundário a 40% de carga

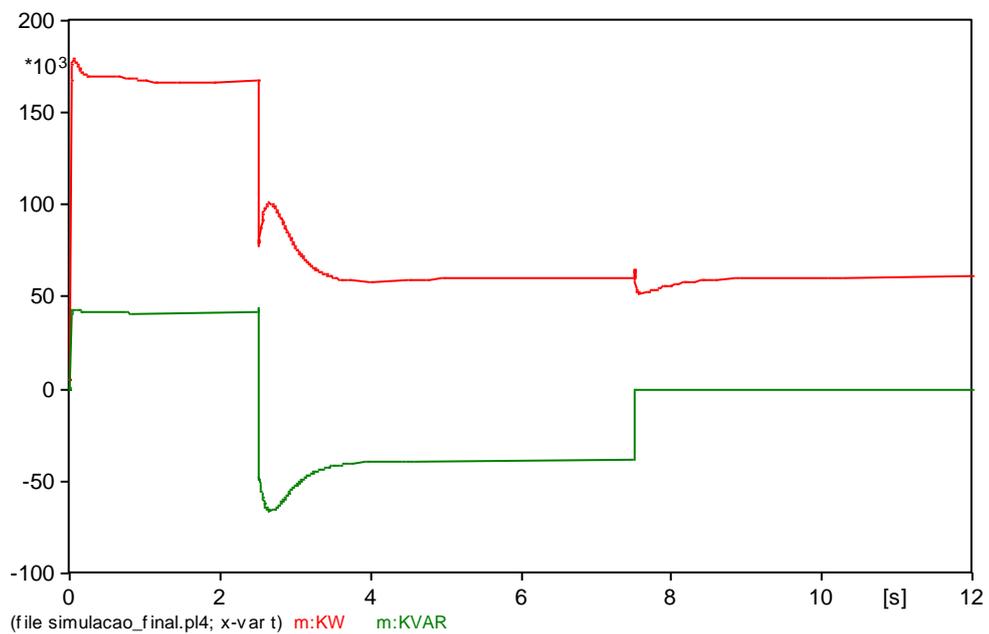


Fonte: Elaborado pelo autor.

De acordo com as figuras 35 e 36, verifica-se que, após a desconexão das cargas, o GMG passa a operar consumindo a potência reativa excedente. Porém, após a atuação do controlador de fator de potência sobre o banco de capacitores, o GMG passa a operar fornecendo a potência reativa necessária.

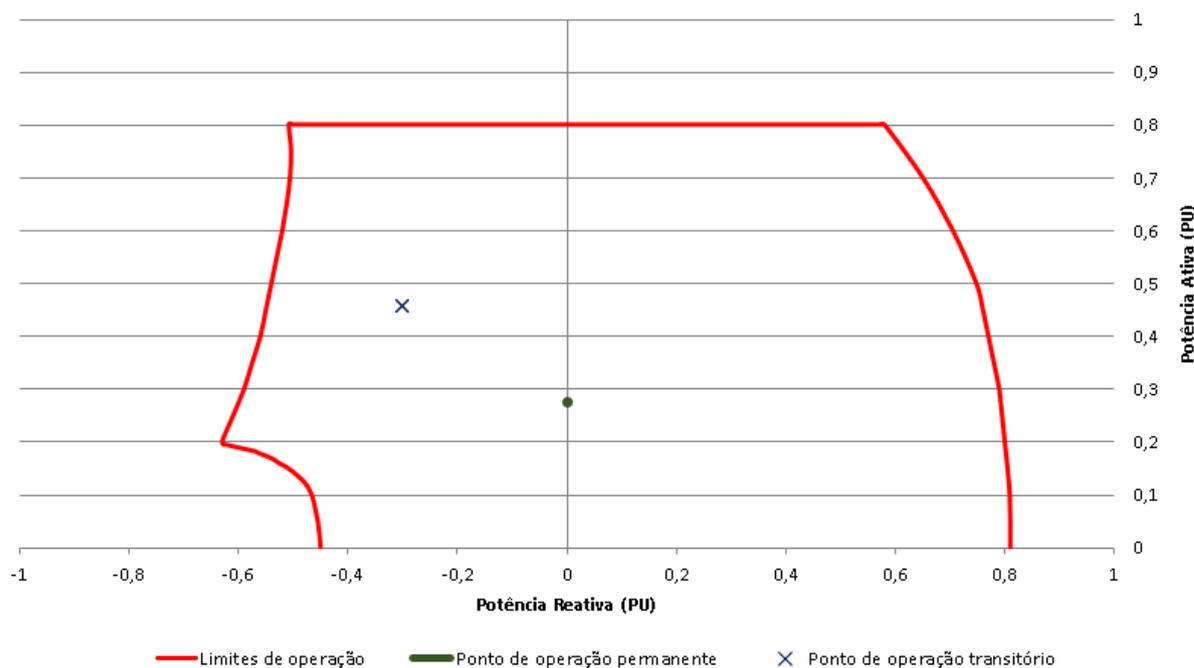
Simulando a condição de operação onde somente 30% de carga permaneceria acionada, obtemos as características de operação apresentadas nas figuras 37 e 38.

Figura 37 – Potências com BC automático no secundário a 30% de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 38 – Ponto de operação com BC automático no secundário a 30% de carga

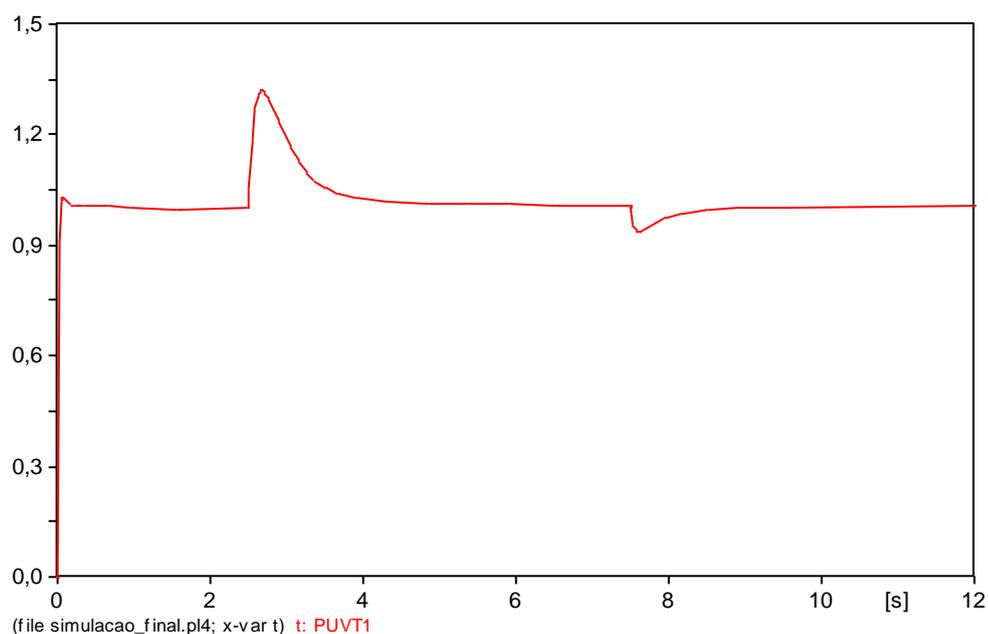


Fonte: Elaborado pelo autor.

É possível verificar que o GMG realiza a compensação da potência reativa capacitiva excedente até a atuação do controlador de fator de potência sobre os estágios do banco de capacitores. Neste caso, após esta atuação, o ponto de operação do GMG em regime permanente fica com fator unitário devido a inexistência de cargas capacitivas ou reativas após a atuação do controlador.

Referente as oscilações de tensão ocasionadas pelos chaveamentos das cargas e dos estágios do banco de capacitores, possuímos o sinal apresentado conforme a figura 39.

Figura 39 – Sinal de tensão (pu) com chaveamentos e carga de 30%



Fonte: Elaborado pelo autor.

A sobretensão permanece semelhante aos casos anteriores, porém nota-se que o chaveamento do banco de capacitores ocasiona uma queda de tensão. Na tabela 9, são apresentados os resultados das sobretensões ocasionadas pela retirada súbita das cargas na simulação realizada no ATP. Já a tabela 10, apresenta os resultados das subtensões ocasionadas pelo chaveamento dos estágios do banco de capacitores na simulação realizada no ATP.

Tabela 9 – Sobretensão do GMG com a alteração súbita das cargas (caso 3)

Sobretensão do GMG com a alteração súbita das cargas			
% da carga nominal	Sobretensão (pu)	Tensão terminal (V)	Tempo de estabilização (s)
40	1,27	279,4	1,31
30	1,32	290,4	1,36

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 10 – Subtensão do GMG com o chaveamento do BC (caso 3)

Subtensão do GMG com o chaveamento do BC			
% da carga nominal	Subtensão (pu)	Tensão terminal (V)	Tempo de estabilização (s)
40	0,95	209	0,5
30	0,93	204,6	0,6

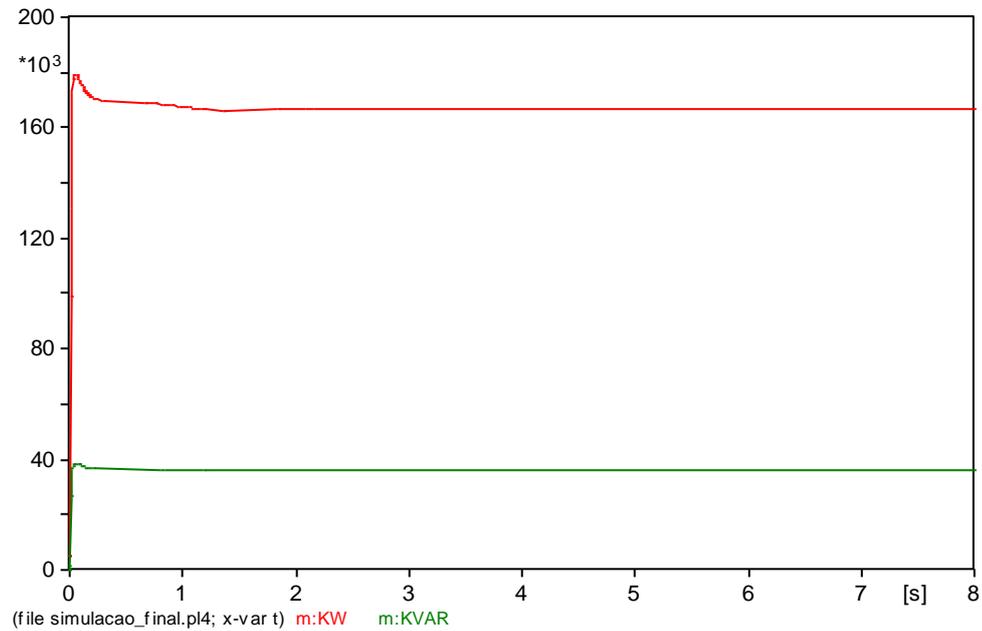
Fonte: Elaborado pelo autor.

Como a oscilação da subtensão é menor em relação à oscilação de sobretensão, pode-se verificar a diferença do tempo de estabilização do controle de tensão. Os níveis obtidos continuam sendo satisfatórios para transientes e os limites de operação da curva de capacidade são respeitados.

4.3.4 Banco de capacitores automático por grupo de cargas

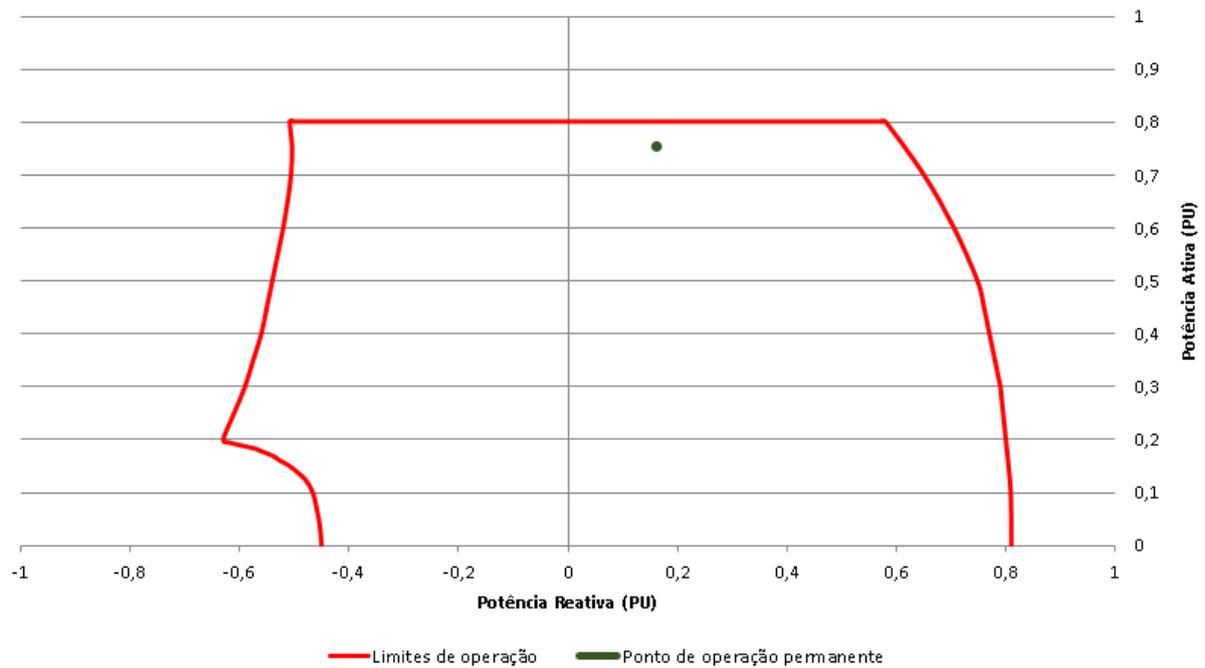
Com a implementação dos dois bancos de capacitores automáticos de 4 estágios nos grupos de carga, sendo os estágios de potência reativa apresentados no quadro 6 para a bloco 1 e no quadro 7 para o bloco 2, o comportamento em regime permanente na operação do GMG foi idêntico ao encontrado com o banco fixo. As potências consumidas pela instalação a plena carga com a implementação dos bancos de capacitores automáticos nos grupos de carga, são apresentadas na figura 40. O ponto de operação a plena carga, apresentado na figura 41, também não sofreu alteração significativa se comparado ao ponto apresentado na figura 28.

Figura 40 – Potências com BC automático nos blocos a 100% de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 41 – Ponto de operação com BC automático nos blocos a 100% de carga

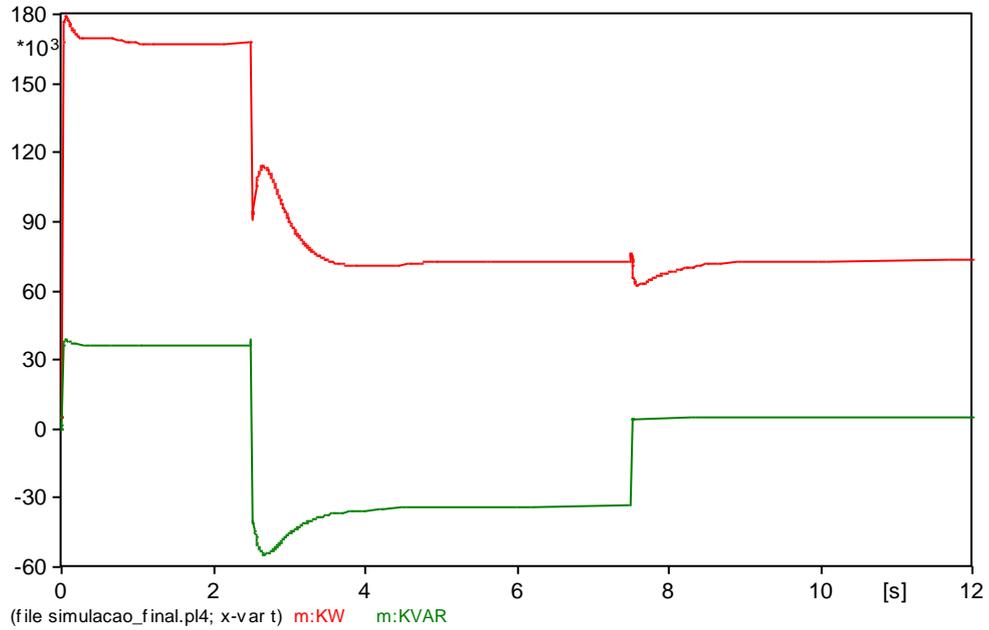


Fonte: Elaborado pelo autor.

Simulando a condição de operação com aproximadamente 40% da carga total da instalação acionada e considerando o tempo de atuação do controlador de fator de potência do banco automático, obtemos as características de operação

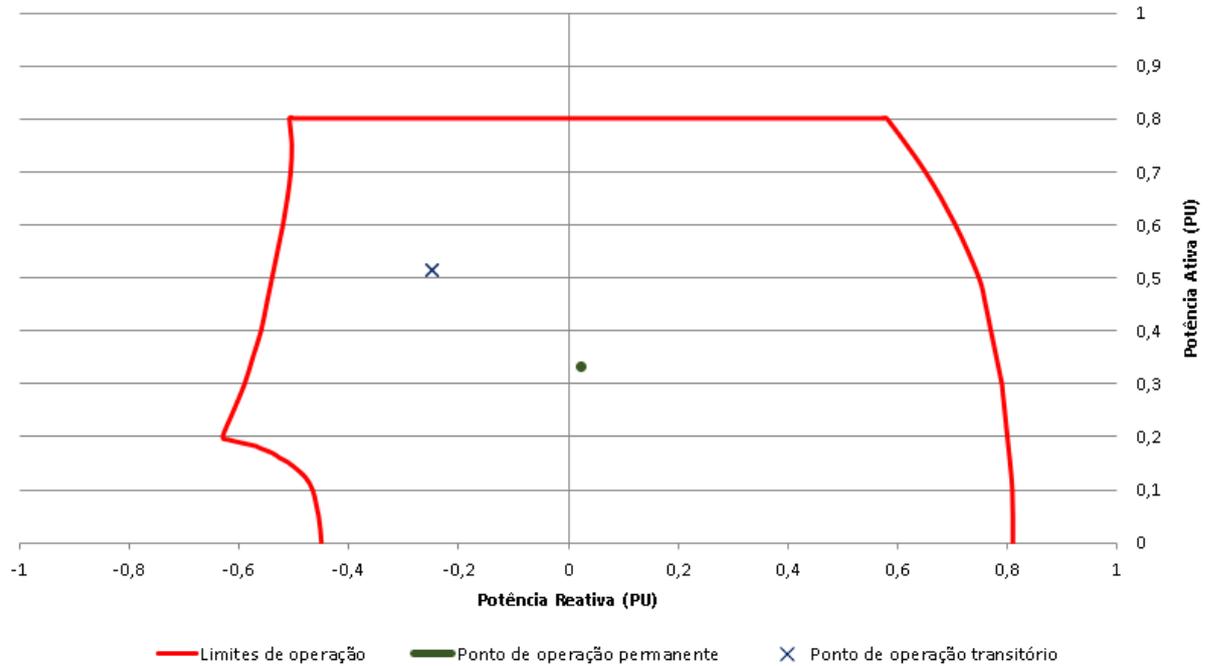
apresentadas nas figuras 42 e 43, sendo estas semelhantes as obtidas com o banco automático no secundário do transformador.

Figura 42 – Potências com BC automático nos blocos a 40% de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

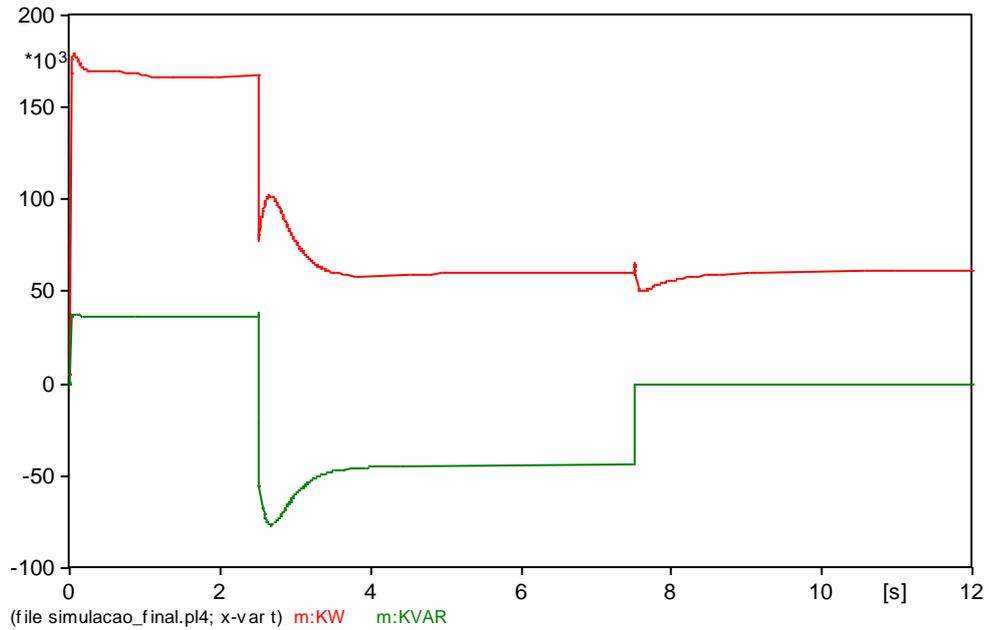
Figura 43 – Ponto de operação com BC automático nos blocos a 40% de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

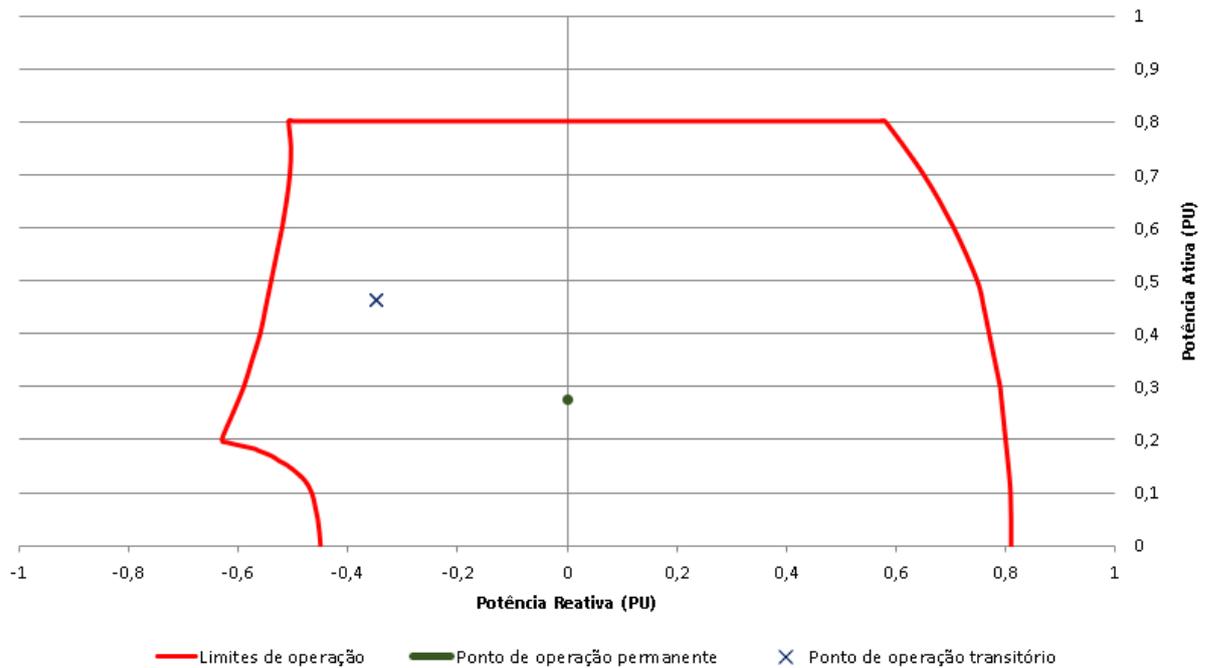
Simulando a condição de operação onde somente 30% de carga permaneceria acionada, obtemos as características de operação apresentadas nas figuras 44 e 45.

Figura 44 – Potências com BC automático nos blocos a 30% de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 45 – Ponto de operação com BC automático nos blocos a 30% de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

Verifica-se que o comportamento do GMG é muito semelhante ao caso anteriormente simulado com o banco de capacitores automático no secundário do transformador, onde o GMG realiza a compensação da potência reativa capacitiva excedente até a atuação do controlador de fator de potência sobre os estágios do banco de capacitores.

Referente as oscilações de tensão, possuímos um sinal idêntico ao apresentado na figura 39, sendo apresentado nas tabelas 11 e 12 os resultados das sobretensões e subtensões, respectivamente, obtidos na simulação realizada no ATP.

Tabela 11 – Sobretensão do GMG com a alteração súbita das cargas (caso 4)

Sobretensão do GMG com a alteração súbita das cargas			
% da carga nominal	Sobretensão (pu)	Tensão terminal (V)	Tempo de estabilização (s)
40	1,27	279,4	1,31
30	1,32	290,4	1,33

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 12 – Subtensão do GMG com o chaveamento do BC (caso 4)

Subtensão do GMG com o chaveamento do BC			
% da carga nominal	Subtensão (pu)	Tensão terminal (V)	Tempo de estabilização (s)
40	0,93	204,6	0,6
30	0,92	202,4	0,65

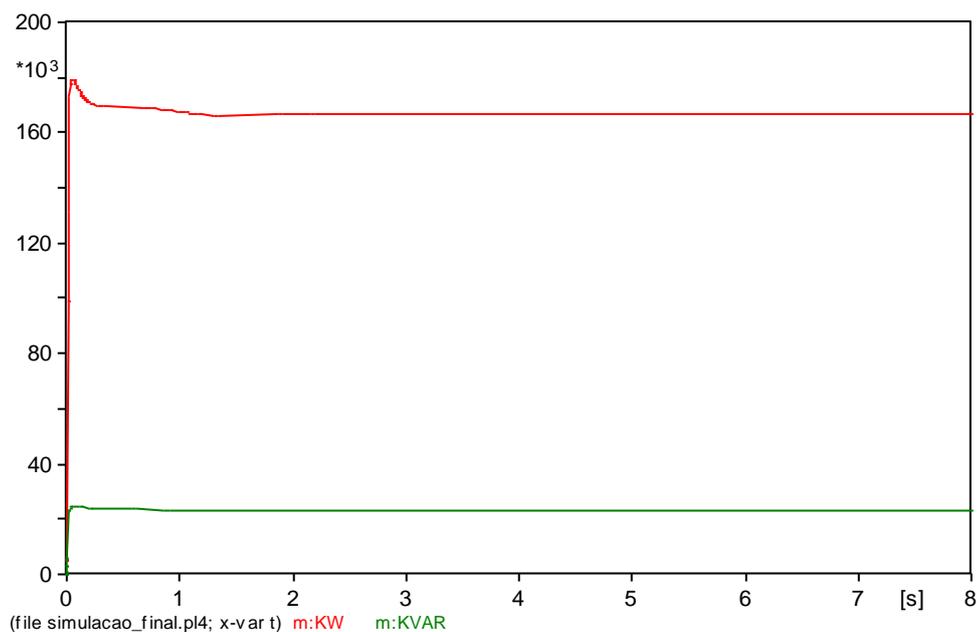
Fonte: Elaborado pelo autor.

Comparando-se os resultados das tabelas 9 e 10 com os valores das tabelas 11 e 12, verifica-se que estes são semelhantes, com a ressalva de que, a subtensão apresentada no chaveamento dos bancos de capacitores, é levemente superior devido a diferença entre a potência reativa do banco instalado no secundário do transformador e a soma dos bancos instalados nos blocos de carga.

4.3.5 Banco de capacitores semiautomático nas cargas individuais

Com a implementação dos bancos de capacitores individuais, dimensionados conforme o quadro 8, verifica-se o consumo da potência ativa e reativa das cargas do sistema, conforme apresentado na figura 46.

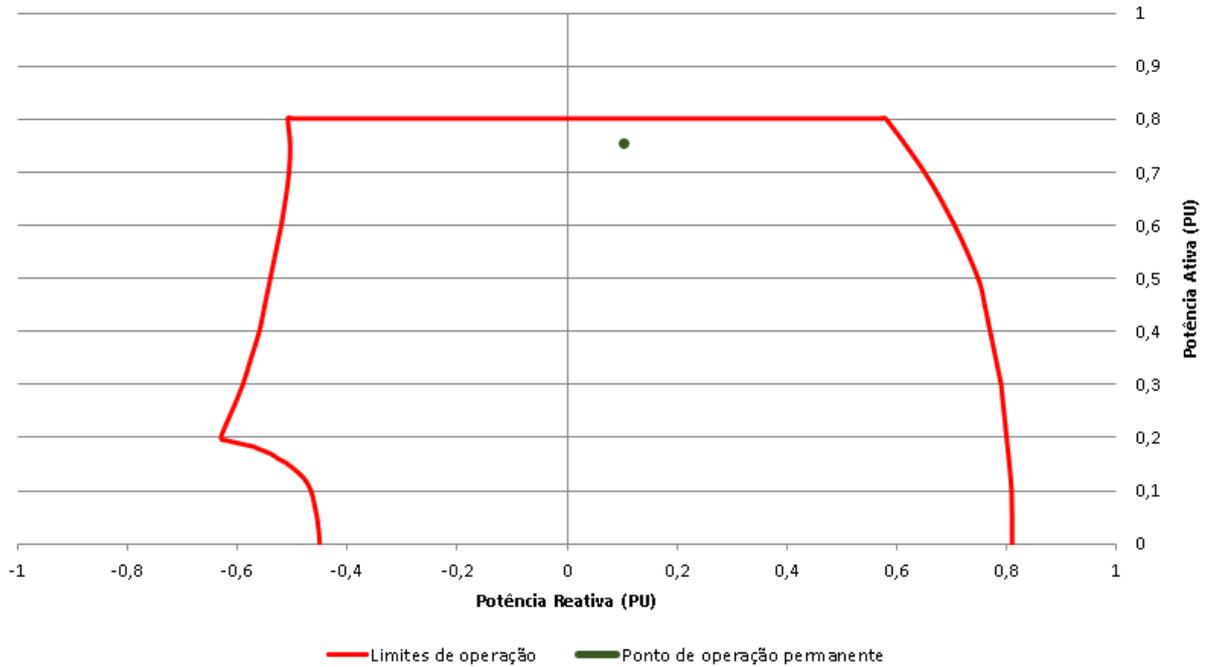
Figura 46 – Potências com BC individuais a 100% de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

Como o fator de potência da instalação neste caso é de 0,99, o ponto de operação do GMG em regime permanente possui uma relevante alteração se comparado aos pontos anteriormente apresentados. Neste caso, o GMG acaba fornecendo uma potência reativa menor, conforme apresentado na figura 47.

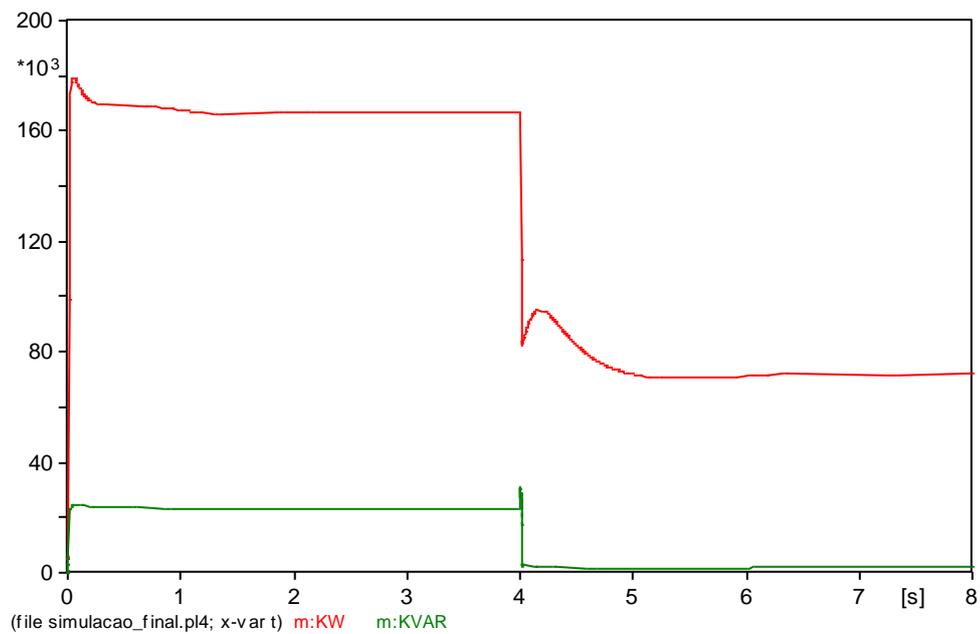
Figura 47 – Ponto de operação com BC individuais a 100% de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

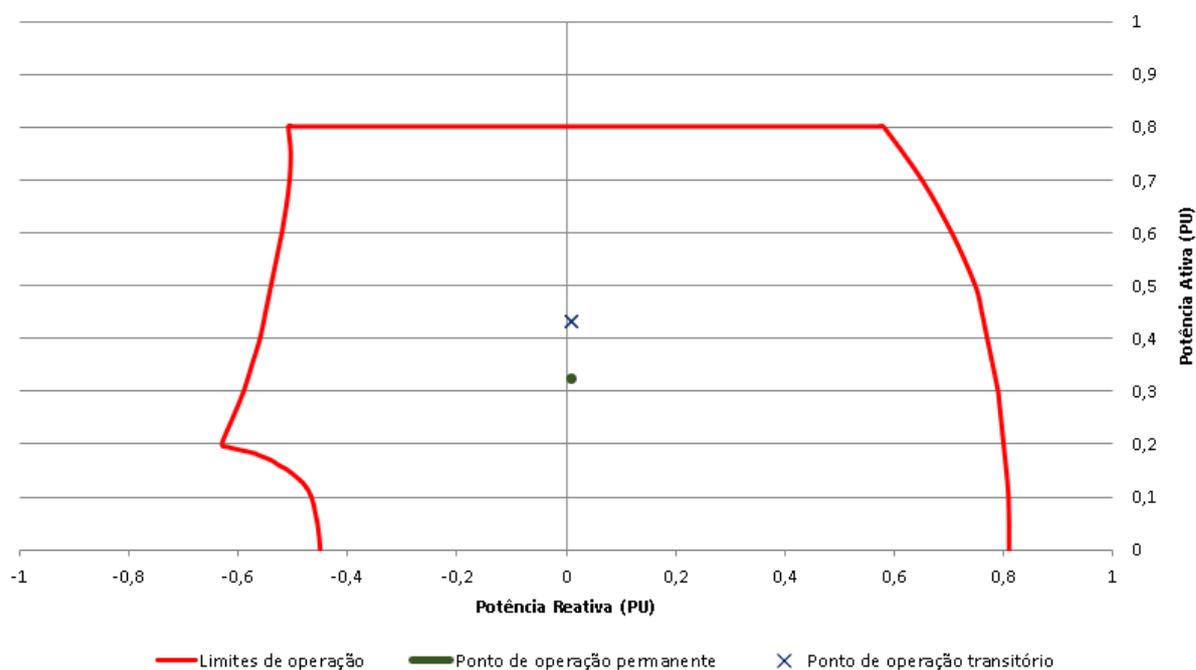
Simulando a condição de operação com aproximadamente 40% da carga total da instalação, obtemos as características apresentadas nas figuras 48 e 49.

Figura 48 – Potências com BC individuais a 40% de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

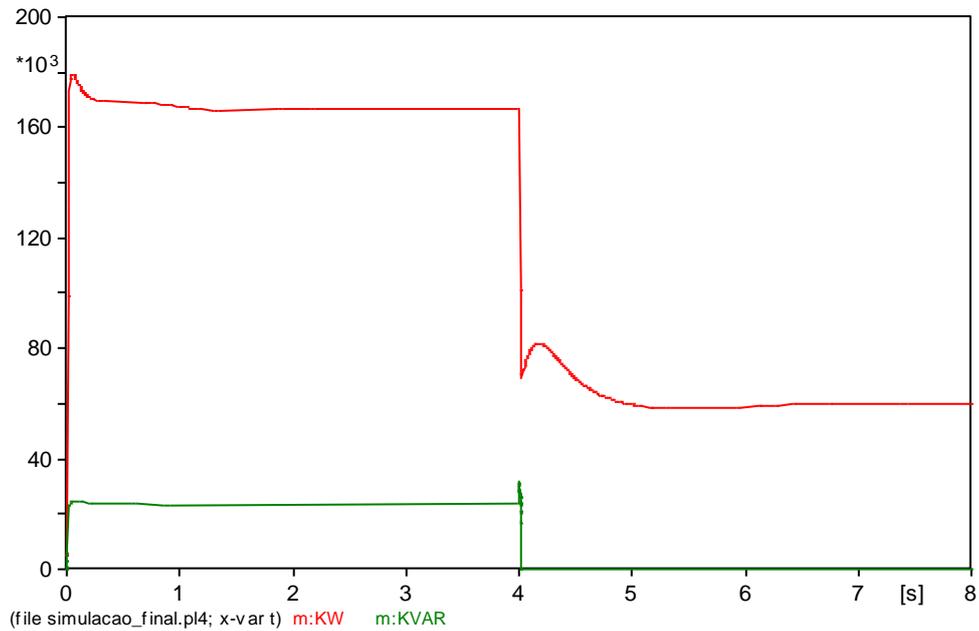
Figura 49 – Ponto de operação com BC individuais a 40% de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

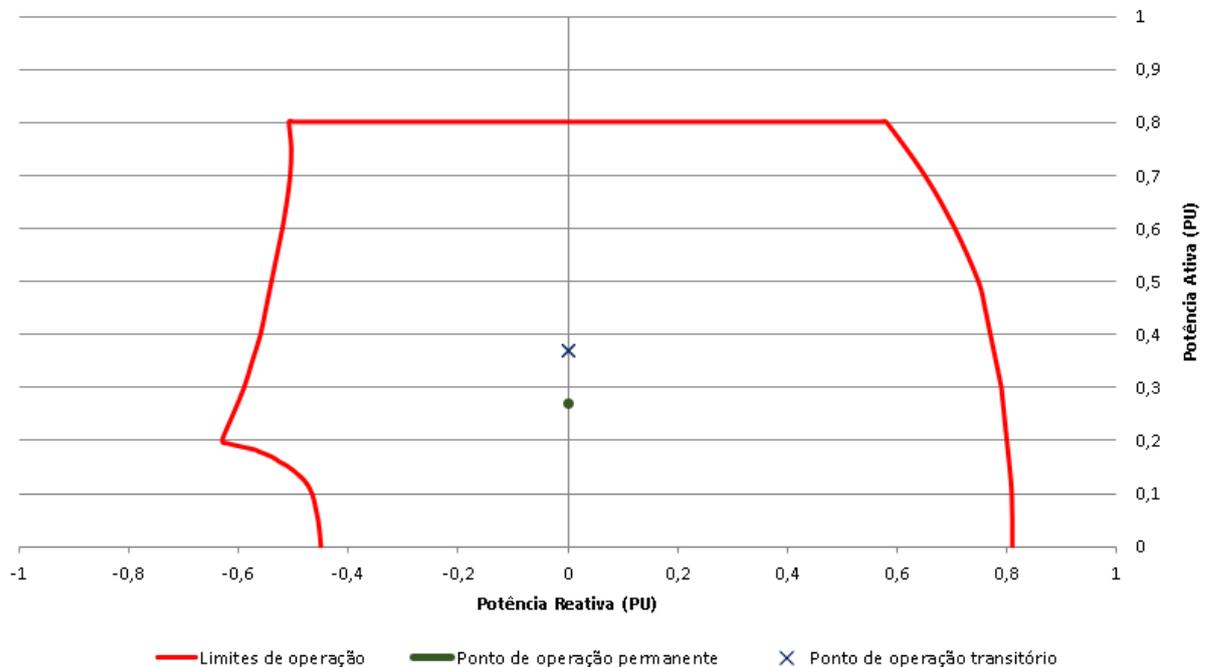
Como pode-se observar na figura 49, o GMG opera em pontos muito próximos ao fator unitário, fornecendo apenas a potência reativa faltante para a operação das cargas. Simulando a condição de operação de alteração para aproximadamente 30% da carga total da instalação acionada, obtemos as características de operação apresentadas nas figuras 50 e 51.

Figura 50 – Potências com BC individuais a 30% de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 51 – Ponto de operação com BC individuais a 30% de carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na situação de bancos de capacitores semiautomáticos instalados individualmente nas cargas, pode-se verificar que o GMG não necessita realizar a compensação da potência reativa em nenhum momento, pois os bancos de capacitores são desconectados juntamente com as cargas indutivas. Com isso, as

oscilações são reduzidas devido a menor necessidade de atuação do controle de tensão, pois a alteração das potências exigidas do GMG é inferior aos casos anteriores. Na tabela 13, são apresentados os resultados das sobretensões obtidas na simulação realizada no ATP.

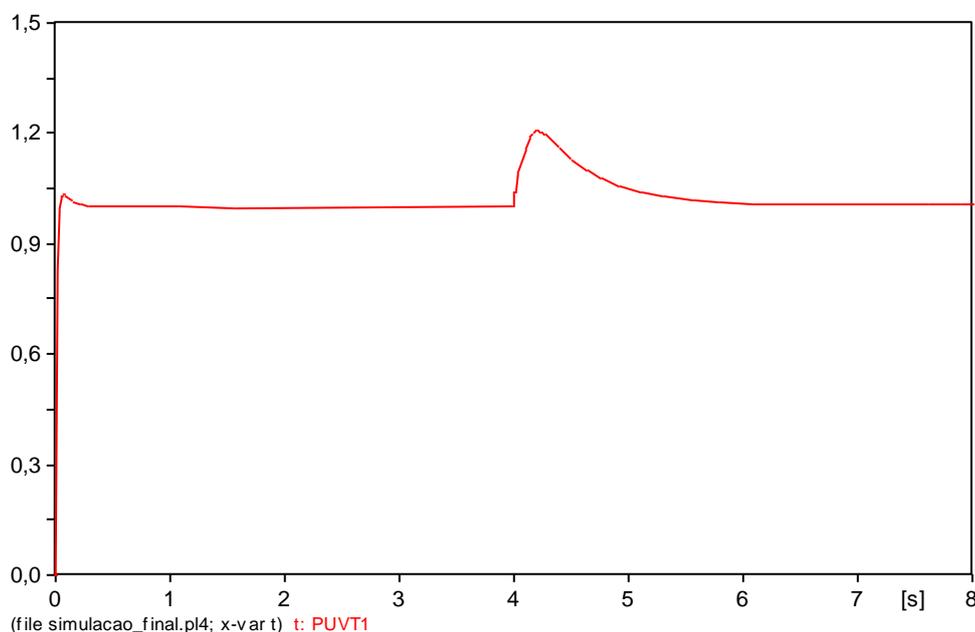
Tabela 13 – Sobretensão do GMG com a alteração súbita das cargas (caso 5)

Sobretensão do GMG com a alteração súbita das cargas			
% da carga nominal	Sobretensão (pu)	Tensão terminal (V)	Tempo de estabilização (s)
40	1,18	259,6	1,23
30	1,21	266,2	1,28

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como pode-se observar, o nível de sobretensão, apresentado na figura 52, é menor em relação aos casos anteriormente simulados, resultando em um comportamento menos prejudicial para a instalação.

Figura 52 – Sinal de tensão (pu) com BC individuais e alteração de carga para 30%



Fonte: Elaborado pelo autor.

Nesse caso, não possuímos a subtensão apresentada na figura 39, pois a desconexão dos bancos de capacitores ocorre juntamente à respectiva carga. Esta

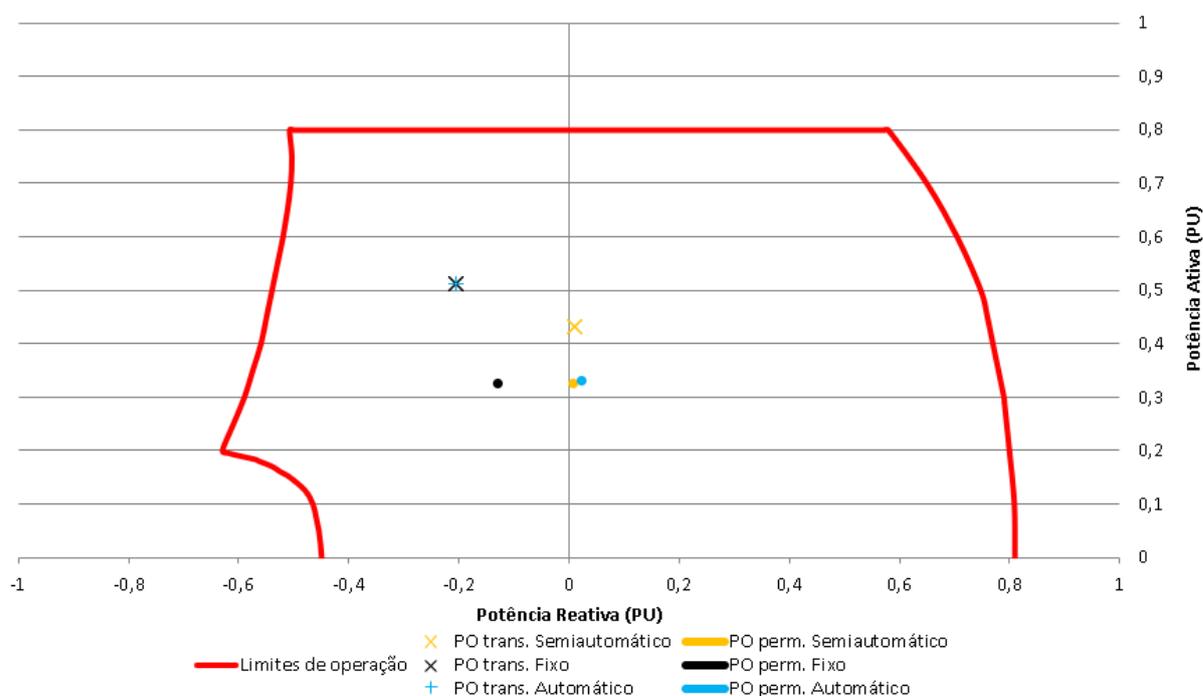
desconexão acaba reduzindo também o nível de sobretensão apresentado, evitando a necessidade de que o GMG realize a compensação da potência reativa.

4.4 Análise dos resultados

Neste tópico, foi realizada uma análise comparativa entre os resultados obtidos nos diferentes cenários simulados, avaliando-se o comportamento do GMG e os transitórios ocasionados.

Sobre a topologia de instalação dos bancos de capacitores, podemos afirmar que esta não é uma condição que ocasionou alterações operativas significativas para o GMG. A condição que é determinante para o sistema é o método de injeção e controle da potência reativa, ou seja, se o banco de capacitores é fixo, automático ou semiautomático. Na figura 53, é apresentado a comparação entre os pontos de operação dos três métodos de injeção e controle da potência reativa (fixo, automático e semiautomático), considerando a retirada súbita de carga para 40% e topologia de instalação no secundário do transformador para os bancos automáticos e fixos.

Figura 53 – Comparação dos pontos de operação



Fonte: Elaborado pelo autor.

Com a implementação de bancos de capacitores fixos, a operação a plena carga do GMG apresenta uma significativa alteração no fator de potência geral da instalação. Quando ocorre a desconexão das cargas, o GMG realiza a compensação da potência reativa, sendo que, caso o perfil geral das cargas da instalação passe a ser capacitivo, o gerador consome a potência reativa excedente.

Quando os de bancos de capacitores são automáticos, a operação a plena carga também apresenta a alteração no fator de potência da instalação. Porém, neste caso, quando ocorre a desconexão das cargas, o GMG somente realiza a compensação do sistema (absorvendo a potência reativa excedente) até a atuação do controlador de fator de potência. Com isso, em regime permanente, o GMG permanece fornecendo a potência reativa necessária ao sistema com um fator de potência muito próximo ao unitário.

Quando são implementados os bancos de capacitores semiautomáticos, como estes são acionados juntamente às cargas, o GMG não necessita realizar a compensação do sistema em nenhum momento. Assim, a instalação opera com um fator de potência muito próximo ao unitário em todos os momentos.

Na tabela 14 são apresentados os valores obtidos nas simulações realizadas no ATP, considerando os diferentes cenários simulados com a alteração súbita de carga para 30%.

Tabela 14 – Comparativo das sobretensões do GMG

Comparativo das sobretensões do GMG				
Banco	Topologia de instalação	Sobretensão (pu)	Tensão terminal (V)	Tempo de estabilização (s)
Fixo	Secundário	1,31	288,2	1,36
	Por grupo	1,32	290,4	1,33
Automático	Secundário	1,32	290,4	1,36
	Por grupo	1,32	290,4	1,33
Semiautomático	Individual	1,21	266,2	1,28

Fonte: Elaborado pelo autor.

Verifica-se que a principal influência para a sobretensão obtida é a mudança abrupta das potências exigidas do GMG. No caso dos bancos de capacitores semiautomáticos instalados, como o gerador não necessita realizar a compensação

do sistema, a sobretensão transitória é inferior as obtidas com os bancos fixos e automáticos. Sobre as subtensões encontradas com os chaveamentos dos bancos de capacitores automáticos, verificou-se que estas são ocasionadas também pela mudança abrupta da potência exigida do gerador.

Contudo, os valores obtidos para todos os cenários do estudo de caso realizado são satisfatórios.

5 CONCLUSÃO

O objetivo principal deste trabalho foi verificar possíveis transgressões nos limites de operação de um GMG aplicado em uma planta industrial com a presença de bancos de capacitores. Após a realização das análises propostas neste trabalho, verificou-se que, neste caso, não ocorreriam transgressões nos limites de operação da curva de capacidade em qualquer dos cenários simulados.

É importante ressaltar algumas informações relevantes que necessitam ser destacadas sobre este trabalho: ponto de instalação do banco de capacitores, transientes de tensão e modelagem do sistema.

Durante a elaboração do trabalho, foi verificado que, no caso de instalações com a presença conjunta de grupos geradores e bancos de capacitores, o ponto de instalação do banco de capacitores é primordial para evitar onerações ao consumidor. Isso se deve ao fato de que, caso o banco seja instalado a montante do dispositivo de seccionamento da chave de transferência, a concessionária de energia registrará um fator totalmente capacitivo durante a operação do GMG.

Os transientes de tensão encontrados são adequados do ponto de vista da operação de grupos geradores, porém níveis transitórios tão elevados podem causar danos às cargas instaladas. Estes transientes encontrados são independentes da presença de bancos de capacitores, sendo ocasionados simplesmente pela modificação súbita de carga. Os fornecedores dos grupos geradores, devem verificar juntamente ao cliente as características de operação necessárias para o sistema, realizando a mitigação destes transientes com algumas modificações no equipamento. Este trabalho se dedicou à análise da curva de capacidade das potências do sistema e, com a melhora da resposta transitória, os pontos de operação transitórios também seriam reduzidos.

A modelagem do sistema implementado para este trabalho não possui as características completas para respostas transitórias, porém como a principal análise seria em regime permanente, estas não apresentariam impacto significativo nos resultados obtidos.

Tratando dos resultados obtidos, foi possível verificar que, neste estudo de caso, mesmo com os transitórios elevados, a operação do GMG respeita os limites de operação. A melhor resposta do sistema, foi com a implementação de bancos de capacitores semiautomáticos instalados juntamente às cargas. Neste caso, em

nenhum momento foi necessário para o GMG realizar a compensação da potência reativa capacitiva excedente na instalação e, com isso, as respostas transitórias do sistema mesmo sem nenhum ajuste, foram significativamente inferiores.

O cenário mais crítico simulado foi com a implementação dos bancos fixos, tanto no secundário como por grupo de cargas. Esta condição pode ocasionar a interrupção do fornecimento de energia elétrica, pois em plantas com características mais severas, os limites de operação do GMG poderão ser ultrapassados. Sobre o estudo de caso realizado, estes cenários, mesmo possuindo respostas transitórias significativas, poderiam ser implementados. Mesmo sendo a condição mais crítica encontrada, possui vantagem em comparação com a prática comum de mercado, pois com a implementação dos bancos de capacitores o fator de potência da instalação possui uma melhora.

Atualmente, a prática comum de mercado é realizar a desconexão dos bancos de capacitores durante a operação do GMG. Porém, esta ação acaba gerando a necessidade do sobredimensionamento de condutores para a implementação do GMG e, além disso, este sobredimensionamento dos condutores ocasiona em maiores perdas de energia na instalação durante a alimentação do sistema pela concessionária, sendo este um dos fatores de justificativa da implementação de bancos de capacitores.

Para possíveis trabalhos futuros, sugere-se alguns temas semelhantes ao abordado neste trabalho:

- análise de melhorias de resposta dos transientes de tensão em grupos geradores;
- análise do impacto em grupos geradores com foco nos transitórios ocasionados na partida e nos chaveamentos dos bancos de capacitores;
- análise econômica dos cenários propostos neste trabalho;
- análise prática da implementação de bancos de capacitores em operação conjunta com grupos geradores para verificação completa das características do sistema;
- impacto de transitórios de tensão em motores elétricos;
- verificação do impacto de distorções harmônicas em grupos geradores.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR ISO 8528-1**: Grupos geradores de corrente alternada, acionados por motores alternativos de combustão interna: Parte 1: Aplicação, características e desempenho. Rio de Janeiro: ABNT, 2014. Disponível em: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=326602>. Acesso em 25 mar. 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR ISO 8528-3**: Grupos geradores de corrente alternada acionados por motores alternativos de combustão interna: Parte 3: Geradores para grupos geradores. Rio de Janeiro: ABNT, 2014. Disponível em: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=326598>. Acesso em 27 out. 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR ISO 8528-4**: Grupos geradores de corrente alternada acionados por motores alternativos de combustão interna: Parte 4: Equipamento de controle e comutação. Rio de Janeiro: ABNT, 2014. Disponível em: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=326597>. Acesso em 25 mar. 2021.

BARBOSA, Fúlvio Martins. **Comportamento de grupos geradores na presença de banco de capacitores automáticos**. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Eletromecânicos, Automação e Controle Industrial, Instituto Nacional de Telecomunicações, Santa Rita do Sapucaí, 2015. Disponível em: <http://www.inatel.br/biblioteca/todo-docman/pos-seminarios/seminario-de-automacao-industrial-e-sistemas-eletronicos/ii-saisee/9400-comportamento-de-grupos-geradores-na-presenca-de-banco-de-capacitores-automaticos/file>. Acesso em 28 abr. 2021.

BRUNETTI, Franco. **Motores de combustão interna**. 2. ed. São Paulo: Edgard Blucher, 2018. v. 1. *E-book*. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788521212942/cfi/0!/4/2@100:0.0>. Acesso em: 26 mar. 2021.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO (CELPE). **DIS-NOR-036**: Fornecimento de energia elétrica em média tensão de distribuição à edificação individual. [S. l.]: CELPE, 2020. Disponível em: <https://servicos.celpe.com.br/comercial-industrial/Pages/Informa%C3%A7%C3%B5es/normas-e-padres.aspx>. Acesso em 31 mai. 2021.

CHAPMAN, Stephen. **Fundamentos de máquinas elétricas**. 5. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013. *E-book*. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788580552072/cfi/0!/4/4@0.00:0.0>. Acesso em: 01 abr. 2021.

JÚNIOR, Maurício José do Nascimento. **Sistema supervisorio para gerenciamento, padronização das instalações e estudo de viabilidade de utilização de grupos geradores diesel em horário de ponta na UFRN**. 2017. Dissertação (Mestrado em Energia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Energia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2017. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/jspui/handle/123456789/24487>. Acesso em 25 mar. 2021.

MARCHI, Diego. **Projeto e estudo de viabilidade técnica e financeira da correção do fator de potência em indústria têxtil utilizando bancos de capacitores**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/197847/TCC-DiegoMarchi.pdf?sequence=1>. Acesso em 15 mai. 2021.

MARTINHO, Edson. **Distúrbios da energia elétrica**. 3. ed. rev. São Paulo: Érica, 2013. *E-book*. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788536518398/cfi/0!/4/4@0.00:0.00>. Acesso em: 15 mai. 2021.

STEMAC. **Dimensionamento do grupo gerador**. *In*: blog STEMAC. [S. l.], 01 jul. 2020. Disponível em: <http://www.blogstemac.com.br/artigos-tecnicos/dimensionamento-do-grupo-gerador/>. Acesso em 1 mai. 2021.

STEMAC. **O que são grupos geradores?**. *In*: blog STEMAC. [S. l.], 29 set. 2011. Disponível em: <http://www.blogstemac.com.br/artigos-tecnicos/o-que-sao-grupos-geradores/>. Acesso em 8 mar. 2021.

WEG. **Alternadores síncronos – Linha G i-Plus**. *In*: static.weg. [S. l.], 2015. Disponível em: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h76/hea/WEG-alternadores-sincronos-linha-g-i-plus-50036341-catalogo-portugues-br.pdf>. Acesso em 04 out. 2021.

WEG. **Correção do fator de potência**. *In*: static.weg. [S. l.], 2021a. Disponível em: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/hda/ha0/WEG-capacitores-para-correcao-do-fator-de-potencia-50009818-pt.pdf>. Acesso em 26 out. 2021.

WEG. **DT-5 – Características e especificações de geradores**. *In*: static.weg. [S. l.], 2020. Disponível em: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h68/h68/WEG-curso-dt5-caracter-sticas-e-especifica-o-de-geradores-artigo-tecnico-portugues.pdf>. Acesso em 01 abr. 2021.

WEG. **Manual para correção do fator de potência**. *In*: static.weg. [S. l.], 2021b. Disponível em: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/hea/h8b/WEG-correcao-do-fator-de-potencia-958-manual-portugues-br.pdf>. Acesso em 26 out. 2021.

WEG. **W22 – Motor elétrico trifásico**. *In*: static.weg. [S. l.], 2021b. Disponível em: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h94/h69/WEG-w22-motor-eletrico-trifasico-50023622-brochure-portuguese-web.pdf>. Acesso em 01 out. 2021.

APÊNDICE A – PARÂMETROS DA SIMULAÇÃO NO ATP *DRAW*

Neste apêndice, são apresentados os parâmetros adotados na simulação realizada no ATP *Draw*, sendo:

- a) concessionária (**ACSOURCE**):
 - Amplitude: 13800 V;
 - Frequência: 60 Hz;
 - Fase: 0°;
 - Tipo de fonte: Tensão;
 - Número de fases: 3;
 - Unidade de ângulo: Graus;
 - Amplitude: RMS fase-fase;
 - Aterramento: Aterrado;
- b) transformador (**SATTROFO**):
 - Tensão primário: 13800 V;
 - Tensão secundário: 220 V;
 - Resistência primário: 12,696 Ω ;
 - Resistência secundário: 0,003209 Ω ;
 - Indutância primário: 147,7545 mH;
 - Resistência secundário: 0,03734 mH;
 - Ligação primário: Delta;
 - Ligação secundário: Estrela;
 - Mudança de fase: 30°;
 - Corrente de magnetização: 0,161405 A;
 - Fluxo: 51,8 Wb;
 - Resistência de magnetização: 201523,81 Ω ;
- c) grupo gerador (**UMSYN**):
 - Frequência: 60 Hz;
 - Tensão fase-fase: 0,38 kV;
 - Potência: 221 kVA;
 - Velocidade: 1800 rpm;
 - Fator de potência: 0,8;
 - Eficiência: 0,915 pu;
 - Xd: 5,315 pu;

- X_q : 1,47 pu;
- X_l : 0,0026 pu;
- X_d' : 0,203 pu;
- X_d'' : 0,156 pu;
- X_q' : 0,234 pu;
- T_{do}' : 1,462 s;
- T_{do}'' : 0,0026 s;
- T_{qo}'' : 0,08 s;
- Rotor: *Saliente DQ damp*;
- Excitador: ST1;
- Governador: Não;
- Inércia: 1,42 kgm²;
- Fator de amortecimento: 0,1;
- T_r (regulador): 0,001;
- T_{lead} (regulador): 0,173;
- T_{lag} (regulador): 0,06;
- K_a (regulador): 400;
- T_a (regulador): 0,89;
- E_{max} (regulador): 7,8;
- E_{min} (regulador): -6,7;
- K_c (regulador): 0,08;
- K_f (regulador): 0,058;
- T_f (regulador): 0,62;
- Ref (regulador): 1 V [pu].

ANEXO A - TABELA DO FATOR MULTIPLICADOR

FP Atual	Fator de Potência Desejado																				
	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00
0.50	0.982	1.008	1.034	1.060	1.086	1.112	1.139	1.165	1.192	1.220	1.248	1.276	1.306	1.337	1.369	1.403	1.440	1.481	1.529	1.589	1.732
0.51	0.937	0.962	0.989	1.015	1.041	1.067	1.094	1.120	1.147	1.175	1.203	1.231	1.261	1.292	1.324	1.358	1.395	1.436	1.484	1.544	1.687
0.52	0.893	0.919	0.945	0.971	0.997	1.023	1.050	1.076	1.103	1.131	1.159	1.187	1.217	1.248	1.280	1.314	1.351	1.392	1.440	1.500	1.643
0.53	0.850	0.876	0.902	0.928	0.954	0.980	1.007	1.033	1.060	1.088	1.116	1.144	1.174	1.205	1.237	1.271	1.308	1.349	1.397	1.457	1.600
0.54	0.809	0.835	0.861	0.887	0.913	0.939	0.966	0.992	1.019	1.047	1.075	1.103	1.133	1.164	1.196	1.230	1.267	1.308	1.356	1.416	1.559
0.55	0.769	0.795	0.821	0.847	0.873	0.899	0.926	0.952	0.979	1.007	1.035	1.063	1.093	1.124	1.156	1.190	1.227	1.268	1.316	1.376	1.519
0.56	0.730	0.756	0.782	0.808	0.834	0.860	0.887	0.913	0.940	0.968	0.996	1.024	1.054	1.085	1.117	1.151	1.188	1.229	1.277	1.337	1.480
0.57	0.692	0.718	0.744	0.770	0.796	0.822	0.849	0.875	0.902	0.930	0.958	0.986	1.016	1.047	1.079	1.113	1.150	1.191	1.239	1.299	1.442
0.58	0.655	0.681	0.707	0.733	0.759	0.785	0.812	0.838	0.865	0.893	0.921	0.949	0.979	1.010	1.042	1.076	1.113	1.154	1.202	1.262	1.405
0.59	0.619	0.645	0.671	0.697	0.723	0.749	0.776	0.802	0.829	0.857	0.885	0.913	0.943	0.974	1.006	1.040	1.077	1.118	1.166	1.226	1.369
0.60	0.583	0.609	0.635	0.661	0.687	0.713	0.740	0.766	0.793	0.821	0.849	0.877	0.907	0.938	0.970	1.004	1.041	1.082	1.130	1.190	1.333
0.61	0.549	0.575	0.601	0.624	0.653	0.679	0.706	0.732	0.759	0.787	0.815	0.843	0.873	0.904	0.936	0.970	1.007	1.048	1.096	1.156	1.299
0.62	0.516	0.542	0.568	0.594	0.620	0.646	0.673	0.699	0.726	0.754	0.782	0.810	0.840	0.871	0.903	0.937	0.974	1.015	1.063	1.123	1.266
0.63	0.483	0.509	0.535	0.561	0.587	0.613	0.640	0.666	0.693	0.719	0.749	0.777	0.807	0.838	0.870	0.904	0.941	0.982	1.030	1.090	1.233
0.64	0.451	0.474	0.503	0.529	0.555	0.581	0.608	0.634	0.661	0.689	0.717	0.745	0.775	0.806	0.838	0.872	0.909	0.950	0.998	1.068	1.201
0.65	0.419	0.445	0.471	0.497	0.523	0.549	0.576	0.602	0.629	0.657	0.685	0.713	0.743	0.774	0.806	0.840	0.877	0.918	0.966	1.026	1.169
0.66	0.388	0.414	0.440	0.466	0.492	0.518	0.545	0.571	0.598	0.626	0.654	0.682	0.712	0.743	0.775	0.809	0.846	0.887	0.935	0.995	1.138
0.67	0.358	0.384	0.410	0.436	0.462	0.488	0.515	0.541	0.568	0.596	0.624	0.652	0.682	0.713	0.745	0.779	0.816	0.857	0.905	0.965	1.108
0.68	0.328	0.354	0.380	0.406	0.432	0.458	0.485	0.511	0.538	0.566	0.594	0.622	0.652	0.683	0.715	0.749	0.786	0.827	0.875	0.935	1.049
0.69	0.299	0.325	0.351	0.377	0.403	0.429	0.456	0.482	0.509	0.537	0.565	0.593	0.623	0.654	0.686	0.720	0.757	0.798	0.846	0.906	1.049
0.70	0.270	0.296	0.322	0.348	0.374	0.400	0.427	0.453	0.480	0.508	0.536	0.564	0.594	0.625	0.657	0.691	0.728	0.769	0.817	0.877	1.020
0.71	0.242	0.268	0.294	0.320	0.346	0.372	0.399	0.425	0.452	0.480	0.508	0.536	0.566	0.597	0.629	0.663	0.700	0.741	0.789	0.849	0.992
0.72	0.214	0.240	0.266	0.292	0.318	0.344	0.371	0.397	0.424	0.452	0.480	0.508	0.538	0.569	0.601	0.635	0.672	0.713	0.761	0.821	0.964
0.73	0.186	0.212	0.238	0.264	0.290	0.316	0.343	0.369	0.396	0.424	0.452	0.480	0.510	0.541	0.573	0.607	0.644	0.685	0.733	0.793	0.936
0.74	0.159	0.185	0.211	0.237	0.263	0.289	0.316	0.342	0.369	0.397	0.425	0.453	0.483	0.514	0.546	0.580	0.617	0.658	0.706	0.766	0.909
0.75	0.132	0.158	0.184	0.210	0.236	0.262	0.289	0.315	0.342	0.370	0.398	0.426	0.456	0.487	0.519	0.553	0.590	0.631	0.679	0.739	0.882
0.76	0.105	0.131	0.157	0.183	0.209	0.235	0.262	0.288	0.315	0.343	0.371	0.399	0.429	0.460	0.492	0.526	0.563	0.604	0.652	0.712	0.855
0.77	0.079	0.105	0.131	0.157	0.183	0.209	0.236	0.262	0.289	0.317	0.345	0.373	0.403	0.434	0.466	0.500	0.537	0.578	0.626	0.685	0.829
0.78	0.052	0.078	0.104	0.130	0.156	0.182	0.209	0.235	0.262	0.290	0.318	0.346	0.376	0.407	0.439	0.473	0.510	0.551	0.599	0.659	0.802
0.79	0.026	0.052	0.078	0.104	0.130	0.156	0.183	0.209	0.236	0.264	0.292	0.320	0.350	0.381	0.413	0.447	0.484	0.525	0.573	0.633	0.776
0.80		0.026	0.052	0.078	0.104	0.130	0.157	0.183	0.210	0.238	0.266	0.294	0.324	0.355	0.387	0.421	0.458	0.499	0.547	0.609	0.750
0.81			0.026	0.052	0.078	0.104	0.131	0.157	0.184	0.212	0.240	0.268	0.298	0.329	0.361	0.395	0.432	0.473	0.521	0.581	0.724
0.82			0.026	0.052	0.078	0.105	0.131	0.158	0.186	0.214	0.242	0.272	0.303	0.335	0.369	0.406	0.447	0.495	0.555	0.698	
0.83				0.026	0.052	0.079	0.105	0.132	0.160	0.188	0.216	0.246	0.277	0.309	0.343	0.380	0.421	0.469	0.529	0.672	
0.84					0.026	0.053	0.079	0.106	0.134	0.162	0.190	0.220	0.251	0.283	0.317	0.354	0.395	0.443	0.503	0.646	
0.85						0.027	0.053	0.080	0.108	0.136	0.164	0.194	0.225	0.257	0.291	0.328	0.369	0.417	0.477	0.620	
0.86								0.026	0.053	0.081	0.109	0.137	0.167	0.198	0.230	0.264	0.301	0.342	0.390	0.450	0.593
0.87									0.027	0.055	0.083	0.111	0.141	0.173	0.204	0.238	0.275	0.316	0.364	0.424	0.567
0.88										0.028	0.056	0.084	0.114	0.145	0.177	0.211	0.248	0.289	0.337	0.397	0.540
0.89											0.028	0.056	0.086	0.117	0.149	0.183	0.220	0.261	0.309	0.369	0.512
0.90												0.028	0.058	0.089	0.121	0.155	0.192	0.233	0.281	0.341	0.484
0.91													0.030	0.061	0.093	0.127	0.164	0.205	0.253	0.313	0.456
0.92														0.031	0.063	0.097	0.134	0.175	0.223	0.283	0.426
0.93															0.032	0.066	0.103	0.144	0.192	0.252	0.395
0.94																0.034	0.071	0.112	0.160	0.221	0.363
0.95																	0.037	0.079	0.126	0.186	0.329
0.96																		0.041	0.089	0.149	0.292
0.97																			0.048	0.108	0.203
0.98																				0.060	0.251
0.99																					0.143

Fonte: WEG (2021b).