

Revitalização do Regulador de Tensão do Gerador Síncrono de uma Central Hidroelétrica

Glodi Kanda

Orientadora:

Prof. Dr. Ângela Paula Barbosa de Silva Ferreira

Bragança

2026

Revitalização do Regulador de Tensão do Gerador Síncrono de uma Central Hidroelétrica

Projeto apresentado à Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Bragança, no âmbito do ciclo de estudos do Mestrado em Energias Renováveis e Eficiência Energética (EREE), como parte integrante dos requisitos académicos exigidos para a obtenção do grau de Mestre.

Agradecimentos

Quero agradecer em primeiro lugar a Deus pela vida e pela saúde, à minha família pela motivação e força constantes nos momentos mais difíceis de todo este percurso. Sem eles este grande objetivo de vida seria algo quase impossível de alcançar.

À minha orientadora Prof. Dra. Ângela Paula Barbosa de Silva Ferreira pelo seu apoio contínuo na orientação e pelos conselhos prestados para o desenvolvimento deste trabalho.

Quero agradecer ao Engenheiro José Miguel Gonçalves, pela disponibilidade paciência e motivação demonstradas na realização deste trabalho, bem como aos meus chefes, Engenheiro Luís Variz, Sr. Vítor Pinto e Tiago Mogadouro por todos os conhecimentos práticos e teóricos transmitidos e pelos incentivos e apoio constantes.

Ao Instituto Politécnico de Bragança pelo conhecimento que me foi facultado e transmitido, pelas oportunidades e condições que me proporcionou.

A todos os colegas que me acompanharam neste percurso académico e que tanto me ajudaram.

Resumo

A presente dissertação, desenvolvida no âmbito do Mestrado em Energias Renováveis e Eficiência Energética do Instituto Politécnico de Bragança, tem como objetivo estudar, acompanhar e avaliar a revitalização do regulador de tensão de um gerador síncrono da Central Hidroelétrica de Picote. Esta central, localizada no rio Douro, é uma central a fio de água equipada com três grupos geradores associados a turbinas Francis, desempenhando um papel relevante na produção de energia elétrica de origem renovável e no apoio à estabilidade do sistema elétrico.

O trabalho desenvolvido incluiu a caracterização da central hidroelétrica, o estudo dos princípios de funcionamento da máquina síncrona, a análise do sistema de excitação clássico existente e o estudo da solução estática Thyripol S. Foram ainda acompanhadas as fases de instalação, integração e comissionamento do novo sistema.

A comparação entre o sistema clássico e o sistema estático permitiu avaliar o impacto da modernização no desempenho global do grupo gerador. Os resultados obtidos evidenciaram uma resposta dinâmica do regulador de tensão, com redução do tempo de resposta de aproximadamente 1,5 s para cerca de 0,3 s. Verificou-se igualmente uma maior estabilidade da tensão terminal, um controlo mais eficaz da potência reativa e o fator de potência durante a operação em paralelo com a rede elétrica.

Do ponto de vista energético, a substituição do sistema clássico por uma solução estática permitiu reduzir as perdas internas e aumentar o rendimento do sistema de excitação, passando de cerca de 85% para aproximadamente 95%. Esta melhoria contribui para a redução dos custos operacionais, para o aumento da disponibilidade do grupo gerador e para a diminuição das necessidades de manutenção, resultante da menor dependência de componentes mecânicos sujeitos a desgaste.

Palavras-chave: Central Hidroelétrica de Picote; gerador síncrono; regulador de tensão; sistema de excitação estático; Thyripol S; eficiência energética; modernização; potência reativa.

Abstract

This dissertation, developed within the scope of the Master's Degree in Renewable Energy and Energy Efficiency at the Polytechnic Institute of Bragança, aims to study, monitor, and evaluate the revitalization of the voltage regulator of a synchronous generator at the Picote Hydroelectric Power Plant. Located on the Douro River, this run-of-river power plant is equipped with three generating units associated with Francis turbines, playing an important role in the production of electricity from renewable sources and in supporting the stability of the electrical power system.

The work carried out included the characterization of the hydroelectric power plant, the study of the operating principles of the synchronous machine, the analysis of the existing conventional excitation system, and the study of the Thyripol S static excitation solution. The installation, integration, and commissioning phases of the new system were also monitored.

The comparison between the conventional system and the static system made it possible to assess the impact of the modernization on the overall performance of the generating unit. The results obtained showed a significant improvement in the dynamic response of the automatic voltage regulator, with the response time reduced from approximately 1.5 s to about 0.3 s. Greater terminal voltage stability, more effective reactive power control, and an improvement in the power factor during parallel operation with the electrical grid were also observed.

From an energy perspective, the replacement of the conventional system with a static solution made it possible to reduce internal losses and increase the efficiency of the excitation system, from approximately 85% to about 95%. This improvement contributes to the reduction of operating costs, the increase in the availability of the generating unit, and the reduction of maintenance requirements, resulting from the lower dependence on mechanical components subject to wear.

Keywords: Picote Hydroelectric Power Plant; synchronous generator; voltage regulator; static excitation system; Thyripol S; energy efficiency; modernization; reactive power.

Índice

LISTA DE FIGURAS.....	III
LISTA DE TABELAS	IV
SIGLAS E ACRÓNIMOS.....	IV
CAPÍTULO 1	1
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. ENQUADRAMENTO	1
1.2. OBJETIVOS	1
1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	2
CAPÍTULO 2	3
2. COMPOSIÇÃO DA CENTRAL.....	3
2.1. EDIFÍCIO DA CENTRAL	3
2.2. ALBUFEIRA	4
2.3. A CONDUTA.....	4
2.4. RESTITUIÇÃO	4
2.5. TIPOS DE TURBINAS.....	5
2.5.1. TURBINA FRANCIS.....	6
2.5.2. CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DA TURBINA DA CENTRAL DE PICOTE.....	7
2.6. TIPO DE ALTERNADOR INSTALADO.....	7
2.6.1. ALTERNADOR PRINCIPAL	7
2.6.2. ALTERNADOR AUXILIAR	9
2.6.2.1 CARACTERÍSTICAS GERAIS CONSTRUTIVAS DO ALTERNADOR AUXILIAR	10
2.6.2.2. CARACTERÍSTICAS DA EXCITATRIZ PRINCIPAL E DA EXCITATRIZ AUXILIAR.....	11
2.7. CARACTERÍSTICAS GERAIS DA REDE ELÉTRICA.....	11
2.7.1 REDE DE ALTA TENSÃO	12
2.7.2 REDE DE MÉDIA TENSÃO	12
2.7.3. REDE DE BAIXA TENSÃO	13
CAPÍTULO 3	14
3. MÁQUINA SÍNCRONA	14
3.1. PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO DE UMA MÁQUINA SÍNCRONA.....	14

3.2. DIAGRAMA DE CAPACIDADE DA MÁQUINA SÍNCRONA	17
3.3. CURVAS EM V DA MÁQUINA SÍNCRONA.....	18
3.4. SISTEMA DE EXCITAÇÃO DO GERADOR SÍNCRONO.....	20
CAPÍTULO 4	28
4. SISTEMAS DE EXCITAÇÃO CLÁSSICO E ESTÁTICO	28
4.1. SISTEMA DE EXCITAÇÃO CLÁSSICO	28
4.2. DISJUNTOR DE GRUPO	29
4.3. DISJUNTOR DE ALTERNADOR.	30
4.4. DISJUNTOR DE EXCITAÇÃO	31
4.5. SINCRONIZADOR	31
4.6. LIMITAÇÕES OPERACIONAIS E DE MANUTENÇÃO DO SISTEMA CLÁSSICO.....	32
4.7. ESTUDO DE NOVO REGULADOR DE TENSÃO	33
4.7.1. DISPOSITIVOS E BLOCOS PRINCIPAIS	33
4.7.2. DISJUNTOR DE EXCITAÇÃO	34
4.7.3. RESISTÊNCIA DE DESCARGA ROTÓRICA	34
4.7.4. CONVERSOR DE MEDIDA mV/MA	35
4.7.5. SELETORES DE COMANDO.....	35
4.7.6. TRANSFORMADOR DE EXCITAÇÃO	35
4.8. SISTEMA DE EXCITAÇÃO ESTÁTICO (THYRIPOL S)	36
4.8.1. AS CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS ESSENCIAIS DO THYRIPOL S	37
4.8.2. MODOS DE COMANDO	40
4.8.3. MODO DE REGULAÇÃO	41
4.8.4. AUTORIZAÇÃO DE COMANDOS	42
4.8.5. SEGURANÇAS ENCRAVAMENTOS E CONDICIONAMENTOS	43
4.8.5.1. CONDIÇÕES PARA FECHO DO DISJUNTOR DE EXCITAÇÃO	43
4.8.5.2. CONDIÇÕES PARA ABERTURA DO DISJUNTOR DE EXCITAÇÃO.....	43
4.8.5.3. CONDIÇÕES DE ABERTURA AUTOMÁTICA	44
4.8.6. DEFEITOS SITUAÇÕES DE ALARME E DISPARO	44
4.8.6.1. SITUAÇÕES DE ALARMES	44
4.8.6.2. SITUAÇÕES DE DISPARO.....	45
4.9. COMISSIONAMENTO DO NOVO SISTEMA.....	45

4. 9.1. ENTRADA EM SERVIÇO	45
4.9.2. DESAFIOS ENCONTRADOS.....	46
CAPÍTULO 5	47
5. ANÁLISE DO DESEMPENHO DOS SISTEMAS DE EXCITAÇÃO	47
5.1. ESTABILIDADE DA TENSÃO	48
5.2. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	48
5.2.1. AVALIAÇÃO DO RENDIMENTO.....	48
5.2.2. MEDIÇÃO DA POTÊNCIA DE ENTRADA.....	49
5.2.3. MEDIÇÃO DA POTÊNCIA DE EXCITAÇÃO	50
5.3. ANÁLISE COMPARATIVA DOS SISTEMAS DE EXCITAÇÃO CLÁSSICO E ESTÁTICO.....	51
5.4. FATOR DE POTÊNCIA E POTÊNCIA REATIVA	52
5.5. ANÁLISE DO SISTEMA DE CONTROLO E INTERFACE GRÁFICA.....	53
5.6. CUSTOS OPERACIONAIS	56
5.7. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	56
5.7.3. LIMITAÇÕES DO ESTUDO.....	57
CAPÍTULO 6	58
6. CONCLUSÃO.....	58
6.1. CONCLUSÕES GERAIS	58
6.2. RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	59
REFERÊNCIAS.....	60

Lista de Figuras

Figura 1 - Edifício da central de Picote.	3
Figura 2 - Albufeira da Central Hidroelétrica de Picote [2].	4
Figura 3 - Restituição da central de Picote.	5
Figura 4 - Turbina Francis [4].	6
Figura 5 - Alternador principal da central de Picote.	8
Figura 6 - Alternador auxiliar.	10
Figura 7 - Tensão induzida do campo magnético girante [6].	14
Figura 8 - Tensões senoidais defasadas 120° [6].	15
Figura 9 - Esquema elétrico dos enrolamentos do estator e rotor [7].	16
Figura 10 - Diagrama de capacidade típico [9].	18
Figura 11 - Curvas em V de um gerador síncrono [11].	19
Figura 12 - Corrente de excitação [11].	20
Figura 13 - Diagrama esquemático de um sistema de excitação [15].	22
Figura 14 - Princípio do AVR com gerador de autoexcitação [17].	23
Figura 15 - Princípio de funcionamento de AVR [18].	24
Figura 16 - Diagrama de Blocos do AVR IEEE tipo 1 [18].	24
Figura 17 - Sistema de excitação com alternador auxiliar [20].	29
Figura 18 - Disjuntor do grupo.	30
Figura 19 - Disjuntor de alternador.	30
Figura 20 - Disjuntor de excitação	31
Figura 21 - Sincronizador	32
Figura 22 - Transformador de excitação [22].	35
Figura 23 - Sistema de excitação estático Thyripol S [22].	36
Figura 24 - Sistema de excitação estático [22].	37
Figura 25 - Painéis de autómato do grupo [23].	40
Figura 26 - Painel de regulação Picote	42
Figura 27 - Dados técnicos de resultados obtidos.	47
Figura 28 - Comparação da Eficiência Energética dos Sistemas de Excitação.	49

Figura 29 - Autômetro do grupo 2 de Picote em funcionamento com carga base de 60 MW....	53
Figura 30 - Autômetro de regulador de velocidade	53
Figura 31 - Interface de AVR.....	54
Figura 32 - Gráficos da potência ativa e reativa do grupo 3 da central de Picote.	55

Lista de Tabelas

Tabela 1. Classificação das turbinas hidráulicas	6
Tabela 2. Características principais da turbina Francis da central de Picote [5]	7
Tabela 3. Características gerais do alternador principal [5]	9
Tabela 4. Características gerais do alternador auxiliar [5]	10
Tabela 5. Características da excitatriz principal e da excitatriz auxiliar de Picote	11
Tabela 6. Rede alta tensão 220 kV de Picote	12
Tabela 7. Rede de média tensão 15 kV de Picote.....	12
Tabela 8. Rede Baixa Tensão Picote	13
Tabela 9. Velocidades síncronas em função do número de polos	17
Tabela 10. Alimentações necessárias para o sistema de excitação [22]	38
Tabela 11. Características do sistema de excitação proposto [22]	39
Tabela 12. Comparação do desempenho antes e depois da modernização.	52

Siglas e Acrônimos

AC: Corrente alternada

AG: Autômetro de Grupo

ASA: Autômetro de serviço auxiliar

AVR: Regulador automático de tensão

CLP: Controlador Lógico Programável

DA: Disjuntor de alternador

DE: Disjuntor de excitação

DC: Corrente contínua

DG: Disjuntor do grupo

GR: Grupo gerador

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers

IPB: Instituto Politécnico de Bragança

IHM: Interface Homem Máquina

OEL: Limitador de Sobre-excitação

PMG: Gerador de ímanes permanentes

PT: Picote

QU: Quadro unitário

RCA: Registador Cronológico de Acontecimentos

REN: Rede de Energia Nacional

SIL: Sistema de Informação Local

SY: Sistema de sincronização

TEX: Transformador de excitação

TC: Telecomando

UEL: Limite de excitação abaixo

Capítulo 1

1. Introdução

1.1. Enquadramento

O presente trabalho foi desenvolvido no âmbito do Mestrado em Energias Renováveis e Eficiência Energética do Instituto Politécnico de Bragança, realizado na Central Hidroelétrica de Picote pertencente à empresa Engie.

A central apresenta uma infraestrutura com várias décadas de operação constituída por sistemas com tecnologia ultrapassada, ao nível do AVR. Estas limitações manifestam-se através de baixa fiabilidade, maior necessidade de manutenção e dificuldades na substituição de componentes.

Sendo assim, foi definida uma intervenção técnica com o objetivo de substituir os reguladores de tensão existentes na central de Picote por um sistema moderno baseado em eletrónica de potência. A solução adotada recorre ao sistema de excitação estático Thyripol S, que permite bom desempenho dinâmico, a estabilidade da tensão e a eficiência energética.

1.2. Objetivos

O presente projeto visa acompanhar a substituição do sistema de excitação, documentando e analisando os impactos da modernização. Para isso, são definidos os seguintes objetivos específicos:

- Analisar o desempenho do sistema atual e identificar as suas limitações operacionais e de manutenção;
- Estudar os princípios de funcionamento do sistema de excitação estático Thyripol S, suas vantagens e especificações técnicas;
- Acompanhar o processo de instalação e comissionamento do novo sistema, documentando os principais desafios e soluções adotadas;
- Comparar o desempenho operacional antes e depois da substituição, com base em parâmetros como tempo de resposta, estabilidade da tensão e eficiência energética.

- Avaliar o impacto da modernização na manutenção e custos operacionais, considerando a redução de componentes mecânicos e a melhoria na fiabilidade;
- Elaborar recomendações para futuras modernizações em sistemas semelhantes, com base nos aprendizados do projeto;

1.3. Estrutura da dissertação

A presente dissertação está estruturada em seis capítulos.

No primeiro capítulo, é fornecido um contexto sobre o tema em análise, bem como os objetivos que esta dissertação pretende alcançar.

O segundo capítulo apresenta a composição da central hidroelétrica, onde são descritas as diferentes partes que constituem a Central Hidroelétrica de Picote e a composição geral das instalações existentes.

No terceiro capítulo é apresentada a teoria da máquina síncrona de uma central hidroelétrica, onde são descritas as características e a especificação geral do seu funcionamento.

No quarto capítulo é realizada a análise do sistema de regulação clássico e novo sistema de regulação estático Thyripol S da nova geração.

No quinto capítulo realiza-se a análise do desempenho do antigo e novo sistema de excitação do regulador automático de tensão da central hidroelétrica do Picote.

Por fim no sexto capítulo, são apresentadas as principais conclusões e resultados deste projeto.

Capítulo 2

2. Composição da central

A Central Hidroelétrica de Picote integra um conjunto de infraestruturas destinadas à produção de energia elétrica a partir do aproveitamento do caudal do rio Douro. O sistema é constituído essencialmente por três grupos geradores equipados com turbinas Francis.

Desta forma apresenta os principais elementos que constituem a Central Hidroelétrica de Picote:

- Edifício da Central;
- Albufeira
- Conduta;
- Restituição.

2.1. Edifício da central

A Central Hidroelétrica de Picote ilustrada na Figura 1 é totalmente automatizada e telecomandada permitindo que os comandos de operação sejam efetuados a partir do centro de telecomando. O centro de telecomando constitui o modo usual de operação não necessitando de intervenção humana ao nível local da central.

Após a seleção do programa pretendido, o AG conduzirá o grupo para um estado predefinido em conformidade e coerência com a situação de partida.

Para a ativação deste modo de comando o seletor local/telecomando existente nos quadros unitários de cada um dos grupos, deverá ser posicionado em telecomando. Do mesmo modo, o seletor local/remoto existente no autómato de grupo, deverá estar selecionado em modo remoto.



Figura 1 - Edifício da central de Picote.

O edifício da central dispõe de um sistema de comando que permite a validação de ordens emitidas localmente ou a distância a partir do telecomando situado no Porto.

O aproveitamento hidroelétrico do Picote entrou em serviço em 1958 e encontra-se equipado com três grupos geradores, apresentando uma produtividade média anual de 970,1 GWh [1].

2.2. Albufeira

A albufeira apresentada na Figura 2 é criada através da necessidade de reter a água a montante do aproveitamento onde a água vai ser turbinada. A albufeira funciona como um sistema de armazenamento de energia potencial hidráulica que se encontra disponível.

A albufeira da Central Hidroelétrica de Picote consegue armazenar até 13 milhões de metros cúbicos de água. Esta capacidade ajuda a controlar o caudal do rio Douro, permitindo que a central funcione de forma eficiente, mesmo quando há menos água. Além disso, a albufeira também ajuda a manter a estabilidade da rede elétrica ao regular o fluxo de água [2].



Figura 2 - Albufeira da Central Hidroelétrica de Picote [2].

2.3. A conduta

A conduta forçada transporta a água até às turbinas e é normalmente feita em aço com secção cilíndrica e instalada à superfície. Um aspeto importante no seu dimensionamento é o desnível, quanto maior for maior é a pressão da água e consequentemente maior o aproveitamento da energia.

2.4. Restituição

Após a passagem pelas turbinas a água é devolvida ao rio. Cada grupo gerador dispõe de dois servomotores acionados por motores trifásicos que recebem ordens de abertura e de fecho para passagem de água. A restituição apresentada na Figura 3, permanece sempre aberta

mesmo quando os grupos geradores se encontram indisponíveis, permitindo assim a descarga da água proveniente do sistema de refrigeração.

Durante as manobras de regulação e manutenção dos servomotores hidráulicos que acionam as comportas e o distribuidor da turbina, ocorrem perdas residuais e inevitáveis de óleo lubrificante. Esclarece-se que estas descargas térmicas ou químicas são estritamente controladas por sistemas de filtragem locais. O impacto residual desta operação encontra-se devidamente enquadrado na legislação em vigor, estando sujeito ao pagamento das taxas de recursos hídricos e contrapartidas ambientais reguladas junto do Estado, não configurando qualquer situação de incumprimento ambiental descontrolado.



Figura 3 - Restituição da central de Picote.

2.5. Tipos de turbinas

Os principais dispositivos de uma central hidroelétrica são as turbinas hidráulicas e os geradores, os quais representam uma parcela muito significativa do custo total de construção da central. A turbina hidráulica é responsável pela conversão da energia cinética da água, associada ao seu movimento, em energia de rotação, transformando-a posteriormente em energia mecânica. Esta energia mecânica é então transmitida ao gerador, onde é convertida em energia elétrica.

Na seleção da turbina a instalar, devem ser considerados diversos parâmetros fundamentais, nomeadamente a potência requerida, a queda hidráulica disponível e o caudal. As turbinas hidráulicas podem ser classificadas em dois grandes grupos: turbinas de ação e turbinas de reação conforme ilustrado na Tabela 1 [3].

Tabela 1. Classificação das turbinas hidráulicas

Turbinas de Reação	Turbinas de Ação
Francis e Kaplan	Pelton

As turbinas de ação: são acionadas pela força da água proveniente de um ou mais injetores, que dirigem jatos de água sobre as pás do rotor, provocando o seu movimento.

Turbinas de reação: o rotor encontra-se totalmente imerso em água e instalado no interior de uma caixa protetora sob pressão. As pás do rotor possuem um perfil aerodinâmico adequado, de forma que as diferenças de pressão entre as suas superfícies gerem forças capazes de induzir o movimento rotativo do rotor.

2.5.1. Turbina Francis

A turbina Francis ilustrada na Figura 4 é um tipo de turbina hidráulica utilizada em centrais hidroelétricas. É conhecida pela sua eficiência em converter a energia potencial em energia mecânica.

Na central de Picote a turbina Francis é utilizada devido à sua elevada eficiência para quedas médias, sendo particularmente adequada às características hidráulicas do aproveitamento, a qual é posteriormente transformada em energia elétrica com o auxílio de um gerador.

Este tipo de turbina é o mais comum nas centrais hidroelétricas que operam com base no escoamento de massas de água através do sistema de produção.

A sua ampla utilização deve-se à elevada eficiência e à sua capacidade de operar numa vasta gama de quedas e caudais [4].

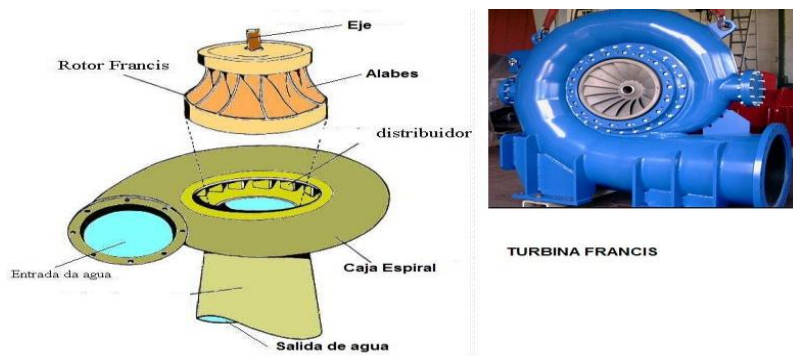


Figura 4 - Turbina Francis [4].

2.5.2. Características principais da turbina da central de Picote

A turbina Francis é uma turbina de reação o que significa que a água atua tanto na pressão quanto na velocidade. É ideal para quedas de água médias a altas (geralmente entre 10 e 70,0 metros). A turbina Francis é altamente eficiente, com eficiências que podem ultrapassar 90%. Comum em centrais hidroelétricas devido à sua versatilidade e capacidade de gerar eletricidade em uma ampla faixa de condições de operação. A água entra na turbina através de um tubo de entrada, onde é direcionada para as pás da roda da turbina. A água faz com que a roda da turbina gire, convertendo a energia cinética em energia mecânica rotativa. Após passar pelas pás, a água sai da turbina, geralmente para um canal de descarga [5].

Tabela 2. Características principais da turbina Francis da central de Picote [5]

Tipo de turbinas	Francis de eixo vertical
Potência turbinas Picote I	93.000 CV
Tipo de geradores	Trifásicos, síncronos
Transformadores	15.75 kV / 400 kV
Capacidade útil da albufeira	13 milhões m ³
Subestação	Integrada, com ligação direta à REN
Ano de entrada de funcionamento	Picote I: 1958
Velocidade	166,7 rpm

2.6. Tipo de alternador instalado

Na Central Hidroelétrica de Picote a produção de energia elétrica é assegurada por um alternador síncrono da Secheron Genève. Este equipamento converte a energia mecânica da turbina em energia elétrica em corrente alternada trifásica, garantindo um funcionamento fiável e eficiente.

O sistema é constituído por dois conjuntos: o alternador principal e o alternador auxiliar, cada um com funções próprias no funcionamento da central.

2.6.1. Alternador principal

O alternador principal ilustrado na Figura 5 é o equipamento responsável pela produção da energia elétrica destinada à injeção na rede elétrica. Este opera em regime síncrono,

mantendo a frequência constante de 50 Hz , de acordo com os padrões europeus de funcionamento do sistema elétrico.

Do ponto de vista construtivo o alternador principal é constituído essencialmente por:

- Estator, parte fixa onde se encontram os enrolamentos trifásicos responsáveis pela geração da tensão elétrica;
- Rotor, parte móvel excitada por corrente contínua, que cria o campo magnético necessário à indução eletromagnética;
- Sistema de excitação, responsável pelo fornecimento da corrente contínua ao rotor;
- Sistema de arrefecimento, destinado à dissipação do calor gerado durante o funcionamento, garantindo a operação segura do equipamento.



Figura 5 - Alternador principal da central de Picote.

2.6.1.1. Características gerais construtivas do alternador principal

Nesta secção são apresentadas as principais características do alternador do grupo gerador, como o número de polos o peso do estator e do rotor, o peso de cada polo, bem como o tipo

de ligador interpolar, circuito amortecedor e enrolamento do estator. São também identificados os principais elementos construtivos, resumidos na Tabela 3.

Tabela 3. Características gerais do alternador principal [5]

Características Construtivas de alternador principal	
Altura máxima dos polos	2166
Número de polos	36
Peso do estator (t)	105,8
Peso do rotor (t)	212
Peso de cada polo (kg)	1700
Tipo do enrolamento estatórico	Trifásico - Estrela / Ondulado
Tipo de fecho da estrela do enrolamento estatórico	Exterior com neutro acessível
Número de vias do enrolamento estatórico	4
Número/tipo de sondas do cobre	9 / PT 100W, 0°C
Número/tipo de sondas do ferro	3 / PT 100W, 0°C
Tipo de ventilação	Axial/ Radial forçada em circuito fechado
Número de refrigeradores	8
Número de resistências de aquecimento	6 x 2500 W
Número de macacos de frenagem	6

2.6.2. Alternador auxiliar

O alternador auxiliar apresentado na Figura 6 é constituído por duas partes principais: o estator que é onde se encontram os enrolamentos que geram a tensão, e o rotor equipado com ímanes permanentes que criam o campo magnético necessário à produção de corrente que é injetada ao rotor principal.

Inclui ainda componentes como os enrolamentos, o sistema de ventilação, excitatriz, anel rotórico e ímanes.



Figura 6 - Alternador auxiliar.

2.6.2.1 Características gerais construtivas do alternador auxiliar

Relativamente às características gerais de alternador auxiliar, destacam-se os principais componentes ilustrados na Tabela 4. Estes parâmetros são determinantes para a seleção do equipamento, devendo estar adequados às necessidades específicas do sistema em que o alternador será integrado.

Tabela 4. Características gerais do alternador auxiliar [5]

Características Gerais do Alternador de PICOTE	
Fabricante	Secheron Geneve
Modelo/Tipo	SV-36-690-200
Eixo da máquina	Vertical
Entrada em serviço (grupos 1/2/3)	1958
Potência aparente (MVA)	72
Tensão estatórica (kV)	15 (+5%/-5%)
Intensidade estatórica (A)	2563
Tensão rotórica (V)	420
Intensidade rotórica (A)	840
Fator de potência	0,9
Frequência (Hz)	50
Velocidade síncrona (rpm.)	166,7
Aquecimento máximo do estator (°C)	80
Aquecimento máximo do rotor (°C)	90
Tipo de Excitação	Mista

2.6.2.2. Características da excitatriz principal e da excitatriz auxiliar

A Tabela 5 apresenta as principais características da excitatriz principal e da excitatriz auxiliar da Central. A análise destas duas unidades é importante, dado o seu papel no sistema de excitação.

O estudo das suas características permite avaliar o comportamento da máquina ao nível da resposta da regulação e da fiabilidade.

Tabela 5. Características da excitatriz principal e da excitatriz auxiliar de Picote

Características Excitatriz Principal		Características Excitatriz Auxiliar	
Tipo	EV 16.150-42	Tipo	EV 86
Fabricante	S.A. Des Ateliers Secheron	Fabricante	S.A. Des Ateliers Secheron
Potência Nominal	400 kW	Potência Nominal	6.6 kW
Tensão Nominal	420 V	Tensão Nominal	60 V
Corrente Nominal		Corrente Nominal	110 A

2.7. Características gerais da rede elétrica

A rede elétrica associada à Central Hidroelétrica de Picote é fundamental para a produção, transformação e transporte da energia gerada. Está dimensionada para garantir um funcionamento fiável, seguro e eficiente de acordo com os requisitos da REN.

A energia produzida pelos alternadores é gerada a uma tensão de 15 kV e é elevada através de transformadores de potência para 220 kV, para permitir o seu transporte em alta tensão até à subestação da REN.

Este processo reduz as perdas ao longo das linhas e contribui para a estabilidade do sistema. A rede elétrica da central de Picote integra dois níveis principais:

- Alta tensão;
- Baixa tensão.

2.7.1 Rede de alta tensão

A rede de alta tensão da central opera a 220 kV, com uma tensão máxima de geração de 245 kV. Cada grupo da central de Picote gera 15 kV, sendo essa tensão conduzida pelos barramentos de fase até ao transformador elevador, que a eleva de 15 kV para 220 kV.

A característica da rede de alta tensão é apresentada na Tabela 6 abaixo.

Tabela 6. Rede alta tensão 220 kV de Picote

Rede de Alta Tensão de Picote	
Tensão mais elevada da rede (kV)	245
Frequência (Hz)	50
Número de Fases	3
Regime de Neutro	à terra
Corrente de curto-circuito máxima (para efeitos de cálculo) (kA)	50

2.7.2 Rede de Média Tensão

Rede de Média tensão apresentada na Tabela 7, opera a tensão nominal de 15 kV, com uma tensão máxima admissível de isolamento de 17,5 kV e uma corrente nominal de corte estipulada em 18 kA

Tabela 7. Rede de média tensão 15 kV de Picote.

Rede de média Tensão de Picote	
Tensão mais elevada da rede (kV)	15
Frequência (Hz)	50
Número de Fases	3
Regime de Neutro	à terra
Corrente de curto-circuito máxima (para efeitos de cálculo) (kA)	18

2.7.3. Rede de baixa tensão

A rede de baixa tensão da central é importante no funcionamento e na operacionalidade da barragem, assegurando a alimentação elétrica dos serviços essenciais e não essenciais.

Entre os principais sistemas que dependem desta rede destacam-se a iluminação, as bombas, os sistemas de controlo, os equipamentos auxiliares e outros dispositivos indispensáveis ao normal funcionamento da central.

Por sua vez, a rede geral de baixa tensão é apresentada as características indicadas na Tabela 8.

Tabela 8. Rede Baixa Tensão Picote

Picote Baixa Tensão	
Tensão da rede (V)	230/400± 15%
Frequência (Hz)	50
Número de Fases	3
Regime de Neutro	à terra
Corrente de curto-circuito máxima(kA)	16

Capítulo 3

3. Máquina Síncrona

3.1. Princípios de funcionamento de uma máquina síncrona

O funcionamento de uma máquina síncrona baseia-se na criação de um campo magnético girante, o qual pode ser gerado pela rotação de um par magnético no rotor. Este campo magnético em movimento induz tensões nos enrolamentos trifásicos do estator, designadamente nas fases (a-a), (b-b) e (c-c) ilustradas na Figura 7 [6].

O funcionamento do gerador síncrono baseia-se na lei de Faraday, sendo a tensão induzida proporcional à variação do fluxo magnético. No caso da central de Picote, este princípio aplica-se diretamente.

A modelação matemática do comportamento dinâmico do gerador exige a distinção rigorosa entre a velocidade angular mecânica do rotor (ω_m) e a velocidade angular elétrica das grandezas estatóricas (ω_e). Atendendo a que o alternador síncrono da central possui uma geometria de polos salientes com 36 polos (18 pares de polos, $p = 18$), a conversão direta é dada por $\omega_e = p * \omega_m$. Esta característica construtiva justifica a baixa velocidade síncrona nominal da máquina, situada na faixa regulada de 163 RPM a 166 RPM, contrapondo-se às máquinas síncronas bipolares standard de alta velocidade.

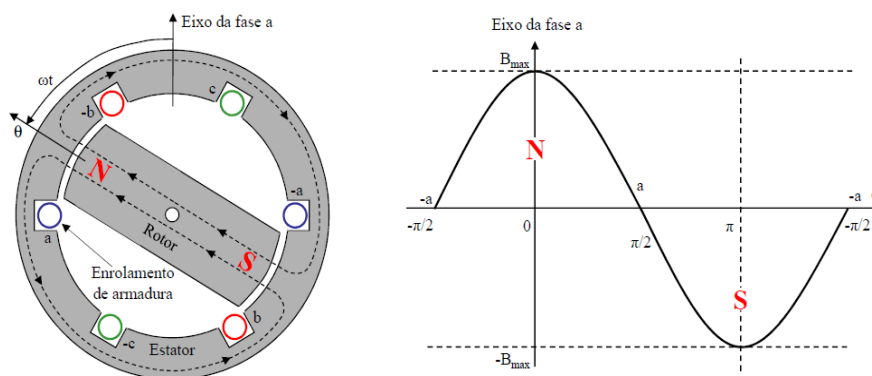


Figura 7 - Tensão induzida do campo magnético girante [6].

À medida que o rotor gira, o fluxo magnético concatenado com os enrolamentos do estator varia de forma sinusoidal.

Este fenómeno resulta do movimento relativo entre os eixos magnéticos do rotor e das bobinas do estator, as quais se encontram desfasadas de 120° geométricos. Admitindo que o rotor gira com velocidade angular mecânica constante ω_m , a tensão induzida na fase (a) pode ser expressa por:

$$e_a = E_{max} \cdot \sin(\omega_m t) \quad (3.1)$$

onde:

$$\omega_e = p \cdot \omega_m \rightarrow \text{Para 36 polos}$$

$\omega_e \rightarrow$ é a velocidade angular elétrica (rad/s);

$p \rightarrow$ é o número de pares de polos da máquina ($p = \frac{36}{2} = 18$).

$e_a(t) \rightarrow$ Tensão instantânea na fase (a) (V)

$E_{max} \rightarrow$ Valor máximo da tensão induzida (V)

$\omega_m \rightarrow$ Velocidade angular mecânica do rotor (rad/s)

$\omega_e \rightarrow$ Velocidade angular elétrica do rotor (rad/s)

$t \rightarrow$ Tempo (s)

As tensões induzidas nas restantes fases apresentam igualmente forma sinusoidal, encontrando-se desfasadas de 120° elétricos relativamente à tensão da fase (a).

$$e_b = E_{max} \cdot \sin(\omega_m t - 120^\circ) \quad (3.2)$$

$$e_c = E_{max} \cdot \sin(\omega_m t + 120^\circ) \quad (3.3)$$

O estator é constituído por três enrolamentos trifásicos, dispostos espacialmente com um desfasamento de 120° geométricos ilustrado na Figura 8.

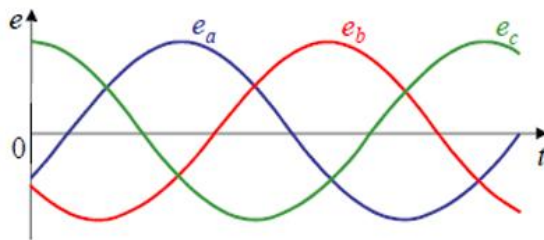


Figura 8 - Tensões senoidais defasadas 120° [6]

O rotor por sua vez é formado por um enrolamento alimentado em corrente contínua, proveniente de uma fonte CC externa, responsável pela criação de um campo magnético praticamente constante no entreferro representado por B_r .

Este rotor é colocado em movimento por uma máquina primária, como por exemplo uma turbina hidráulica, a gás ou a vapor, fazendo com que o campo magnético B_r apresente movimento relativo em relação aos enrolamentos do estator.

Em consequência do movimento relativo entre o campo magnético e os enrolamentos do estator, o fluxo magnético concatenado com estes varia ao longo do tempo.

De acordo com a Lei da Indução Eletromagnética de Faraday, a variação temporal desse fluxo induz uma força eletromotriz nos enrolamentos estatóricos, dando origem a uma tensão elétrica nos respectivos terminais. Este fenómeno, que constitui o princípio fundamental da conversão eletromecânica de energia, encontra-se ilustrado na Figura 9.

Uma característica fundamental da máquina síncrona é que a frequência elétrica da tensão induzida se encontra sincronizada com a velocidade mecânica do rotor, o que justifica a designação síncrona [7].

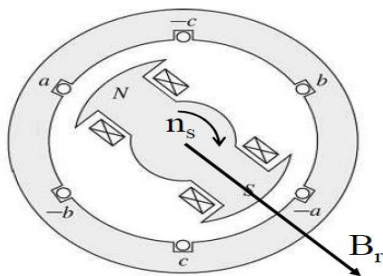


Figura 9 - Esquema elétrico dos enrolamentos do estator e rotor [7].

O gerador síncrono é uma máquina responsável pela conversão de energia mecânica em energia elétrica em corrente alternada, operando a uma velocidade constante denominada velocidade síncrona [7]. Essa velocidade é função direta da frequência do sistema elétrico e do número de polos da máquina, conforme a equação 3.4 abaixo.

$$n_s = \frac{120 \cdot f}{p} \quad (3.4)$$

Onde:

$n_s \rightarrow$ representa a velocidade síncrona em rotações por minuto (rpm);

$f \rightarrow$ a frequência do sistema elétrico em hertz (Hz);

$P \rightarrow$ o número de polos do gerador.

O campo girante corresponde a uma onda de força magneto motriz (f.m.m.) que se desloca ao longo do entreferro à velocidade síncrona, formando (P) polos magnéticos girantes [8].

Considerando uma frequência de alimentação de 50 Hz, pode estabelecer-se a seguinte Tabela 9 de velocidades síncronas em função do número de polos.

Tabela 9. Velocidades síncronas em função do número de polos

Nº polos	2	4	6	36
n_s	3000	1500	1000	166.66

Em centrais hidroelétricas, o gerador síncrono é acoplado mecanicamente à turbina hidráulica, desempenhando papel fundamental na geração de energia elétrica a partir de uma fonte renovável, com elevada fiabilidade e capacidade de regulação.

O gerador síncrono é constituído essencialmente por duas partes principais: o estator e o rotor. O estator corresponde à parte fixa da máquina, onde estão localizados os enrolamentos trifásicos responsáveis pela geração da tensão elétrica. O rotor, por sua vez, é a parte móvel, onde se encontra o enrolamento de campo alimentado em corrente contínua, responsável pela criação do campo magnético.

Durante a operação, o campo magnético produzido pelo rotor gira à mesma velocidade do campo girante do estator, mantendo o sincronismo com a rede elétrica. Esse sincronismo é uma característica fundamental do gerador síncrono e garante a estabilidade de frequência do sistema elétrico [8].

3.2. Diagrama de capacidade da máquina síncrona

Entende-se por diagrama de capacidade o gráfico que fornece o lugar geométrico dos pontos possíveis para a operação segura de um gerador. Normalmente estes gráficos são apresentados em potência, onde no eixo x é colocada a potência reativa e no eixo y a potência ativa. Neste diagrama são considerados diversos limites operacionais da máquina, nomeadamente:

- limites térmicos do rotor, associados à corrente máxima de excitação;

- limites térmicos do estator, associados à corrente terminal máxima;
- limite imposto pela turbina;
- limite de estabilidade;
- limite de corrente mínima de excitação.

Conforme evidenciado no diagrama de limites de funcionamento na Figura 10, o gerador elétrico síncrono não atinge a sua potência ativa unitária teórica (1 p.u.) em regime de fator de potência unitário (potência reativa nula). Esta restrição não decorre de uma limitação da máquina elétrica isolada, mas sim do sobredimensionamento estratégico do alternador face à capacidade máxima de fornecimento de binário mecânico no veio por parte da turbina hidráulica acoplada. Por fim, ressalva-se que as curvas em V apresentadas nesta secção foram obtidas através de ensaios experimentais sob carga e modelos de simulação computacional validados, refletindo as características reais de regulação da corrente de excitação.

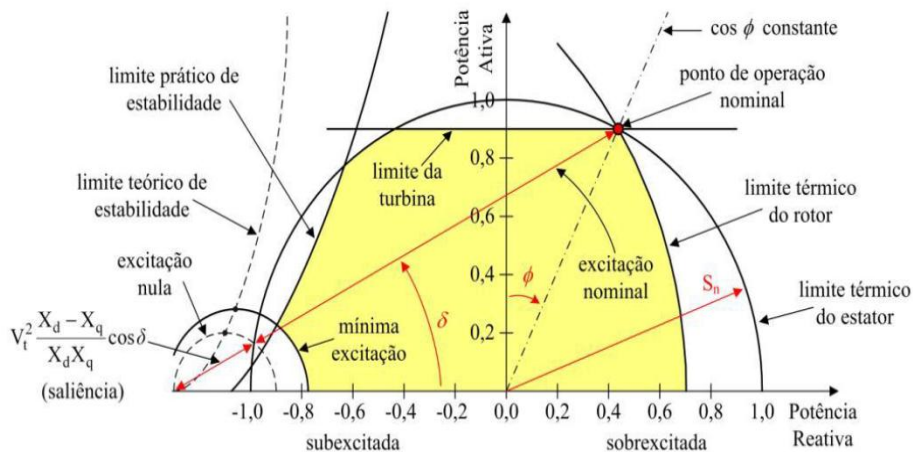


Figura 10 - Diagrama de capacidade típico [9].

3.3. Curvas em V da máquina síncrona

As curvas em V de uma máquina síncrona representam a variação da corrente de armadura em função da corrente de excitação quando a tensão de rede e a potência ativa são mantidas constantes. A estabilidade da máquina síncrona está limitada pelo ângulo de carga; para uma dada potência ativa constante, alterações na excitação provocam variações na corrente do estator que originam a família de curvas conhecida por curvas em V conforme apresentado na Figura 11.

Essas curvas evidenciam claramente os regimes de sobreexcitação (excitação excessiva, potência reativa fornecida pelo gerador) e subexcitação (excitação insuficiente, potência reativa absorvida pelo gerador).

As curvas em V são fundamentais para a definição dos limites seguros de operação do gerador e para a correta parametrização dos limitadores do sistema de excitação e do regulador automático de tensão, uma vez que permitem identificar pontos de operação com potência reativa e correntes que não comprometem a integridade térmica e eletromecânica da máquina.

Num gráfico típico, o eixo horizontal representa a corrente de excitação (corrente do rotor) e o eixo vertical a corrente de armadura (corrente do estator). Para diferentes valores de potência ativa constante obtém-se uma família de curvas em V; o ponto mínimo de cada curva corresponde, em geral, ao fator de potência unitário. No mesmo diagrama podem ser traçadas curvas de potência reativa constante e o diagrama de capacidade (capability curve), que delimita as combinações admissíveis de corrente de rotor e de estator em função de restrições térmicas e de estabilidade [10].

Sobreexcitação → o gerador fornece potência reativa;

Subexcitação → o gerador absorve potência reativa.

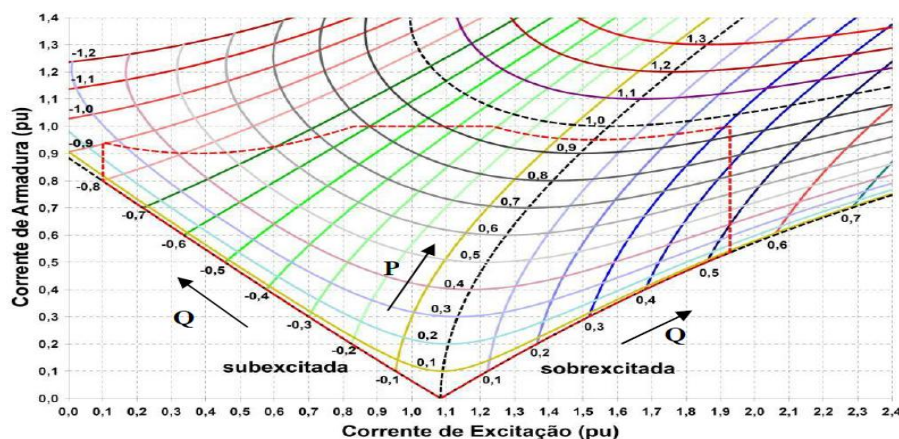


Figura 11 - Curvas em V de um gerador síncrono [11].

A Figura 12 representa o gráfico com as curvas V correspondente à unidade a vapor de 208 MVA para tensão terminal nominal de uma central termelétrica em ciclo combinado (gás vapor) da Termo Rio [11].

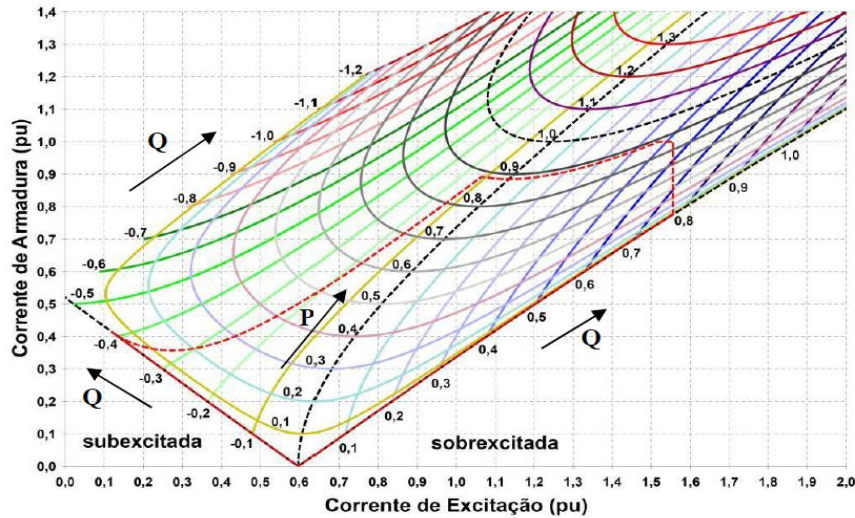


Figura 12 - Corrente de excitação [11].

3.4. Sistema de excitação do gerador síncrono

O sistema de excitação de um gerador síncrono tem como principal função fornecer corrente contínua ao enrolamento de campo do rotor. A variação desta corrente permite controlar a tensão terminal do gerador e o fluxo de potência reativa trocado com a rede elétrica.

Neste enquadramento, o regulador automático de tensão atua diretamente sobre o sistema de excitação, ajustando continuamente a corrente de campo com o objetivo de manter a tensão do gerador dentro dos limites estabelecidos pelos requisitos técnicos e operacionais [12].

A principal função do sistema de excitação consiste em garantir a regulação da tensão terminal de saída do gerador. Numa máquina síncrona, o campo magnético girante necessário à indução de tensão nos enrolamentos do estator é produzido pela corrente contínua que circula no enrolamento de campo do rotor [13].

A tensão de excitação pode ser expressa por:

$$E_f = \frac{\omega L_{af} i_f}{\sqrt{2}} \quad (3.6)$$

onde:

- E_f representa a tensão de excitação;

- ω é a velocidade angular;
- L_{af} corresponde à indutância mútua entre armadura e campo;
- i_f representa a corrente de excitação.

A corrente contínua que alimenta o enrolamento do rotor é fornecida pelo sistema de excitação. Em regime permanente, pode ser determinada pela relação entre a tensão aplicada e a resistência do enrolamento de campo:

$$i_f = \frac{E_{df}}{r_f} \quad (3.7)$$

em que:

- E_{df} é a tensão contínua de excitação;
- r_f representa a resistência do enrolamento de campo.

O circuito de campo apresenta uma autoindutância L_{ff} , sendo possível definir a constante de tempo transitória do eixo direto (com circuito de campo aberto) como:

$$T'_{do} = \frac{L_{ff}}{r_f} \quad (3.8)$$

Esta constante de tempo, cujo valor é tipicamente da ordem de alguns segundos, indica que a tensão nos terminais do gerador síncrono não pode variar instantaneamente. Em outras palavras, a corrente no enrolamento de campo varia de acordo com esta constante de tempo quando o circuito de campo se encontra aberto [14].

Os sistemas de excitação constituem um elemento essencial no funcionamento do gerador síncrono, assegurando não só o fornecimento de corrente de campo, mas também funções de controlo, regulação e proteção. Entre as suas principais funções destacam-se a regulação da tensão terminal, o controlo da potência reativa e a limitação das condições de operação dentro dos limites admissíveis do gerador.

Historicamente, os primeiros sistemas de excitação eram operados manualmente, sendo posteriormente introduzidos reguladores automáticos que permitiram melhorar significativamente a estabilidade do sistema. Estes sistemas evoluíram para soluções digitais,

caracterizadas por elevada rapidez de resposta, maior precisão e melhor capacidade de integração em sistemas de automação [15].

A utilização de excitatrizes em corrente alternada veio permitir a eliminação de escovas e anéis coletores em determinadas configurações, reduzindo as necessidades de manutenção e aumentando a fiabilidade. Em resultado, os sistemas baseados em excitatrizes de corrente contínua têm vindo a ser progressivamente substituídos.

Os principais elementos que constituem o sistema de excitação são os seguintes:

- Regulador automático de tensão (AVR);
- Excitatriz (ou sistema de conversão de energia);
- Elementos de medição e aquisição de sinais;
- Estabilizador do sistema de potência;
- Dispositivos de proteção e limitação.

Esta configuração encontra-se representada esquematicamente na Figura 13.

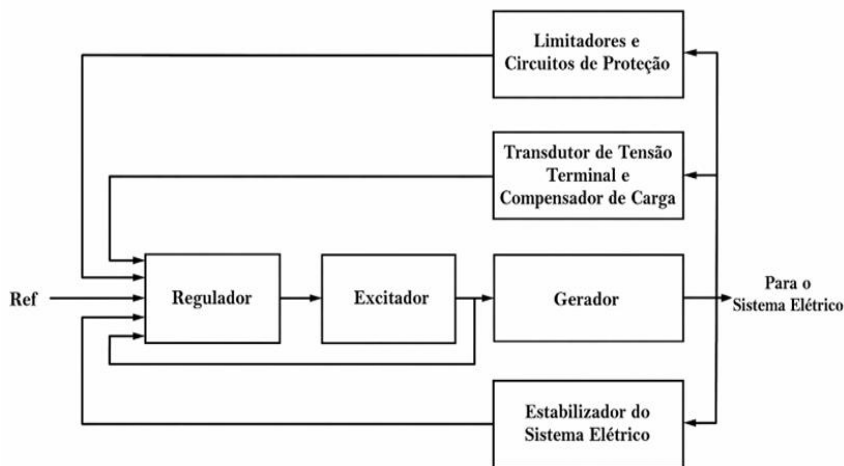


Figura 13 - Diagrama esquemático de um sistema de excitação [15].

O regulador automático de tensão recebe um valor de referência e compara-o com a tensão medida nos terminais do gerador. A diferença entre estas grandezas origina um sinal de erro que é processado pelo regulador, permitindo ajustar a corrente de excitação.

O compensador trata o sinal de tensão medido, filtrando-o e adaptando-o para comparação com o valor de referência. Por sua vez, o estabilizador do sistema de potência introduz um

sinal adicional no regulador, com o objetivo de melhorar o amortecimento das oscilações do sistema elétrico [16].

Os blocos de proteção e limitação asseguram que não são ultrapassados os limites térmicos e elétricos do gerador e do sistema de excitação, garantindo a operação segura do equipamento.

Nos sistemas modernos de excitação estática, conforme ilustrado na Figura 14, a energia necessária ao processo de excitação é normalmente obtida a partir dos próprios terminais do gerador. Um transformador de excitação reduz a tensão para níveis adequados, alimentando uma ponte retificadora trifásica controlada.

Esta ponte, geralmente constituída por tirístores, converte a tensão alternada em tensão contínua, que é aplicada ao enrolamento de campo do rotor através de escovas e anéis coletores [17].

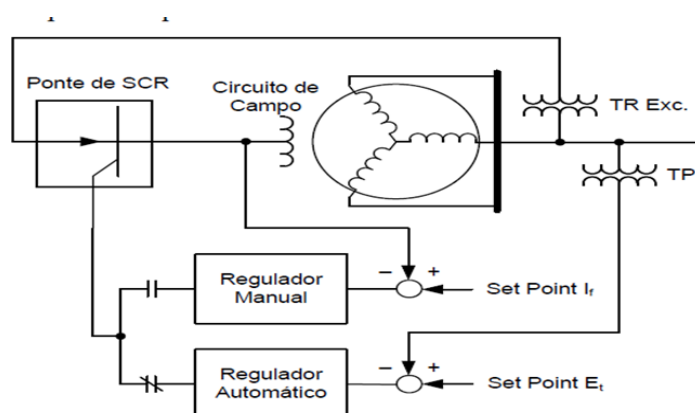


Figura 14 - Princípio do AVR com gerador de autoexcitação [17].

No modo automático, o regulador ajusta o ângulo de disparo dos tiristores em função do erro de tensão, de forma a manter a tensão terminal igual ao valor de referência definido (*set point*). Em regime permanente, o erro tende para zero, garantindo a estabilidade da tensão.

No modo manual, o controle da excitação é realizado diretamente pelo operador, permitindo ajustar a corrente de campo de forma independente do regulador automático.

Do ponto de vista funcional, o sistema de excitação pode ser representado por um modelo simplificado conforme mostrado na Figura 15, em que o sinal de erro entre a tensão de referência V_{ref} e a tensão medida V_t alimenta o regulador. Este sinal pode ser complementado

por entradas adicionais, como o sinal do estabilizador do sistema de potência, contribuindo para o controle dinâmico do sistema e para sua estabilidade.

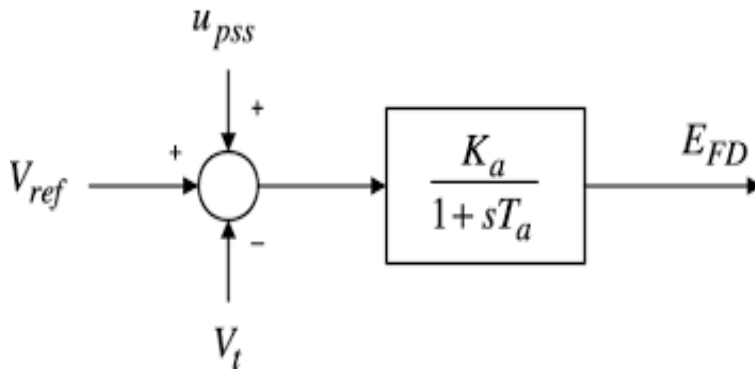


Figura 15 - Princípio de funcionamento de AVR [18].

3.5. Modelo matemático do regulador automático de tensão

O AVR tem como objetivo controlar a tensão terminal de geradores síncronos, assegurando a sua estabilidade perante variações de carga e perturbações na rede elétrica. A modelação matemática deste sistema permite analisar o seu comportamento dinâmico e avaliar o impacto dos diferentes parâmetros no desempenho global.

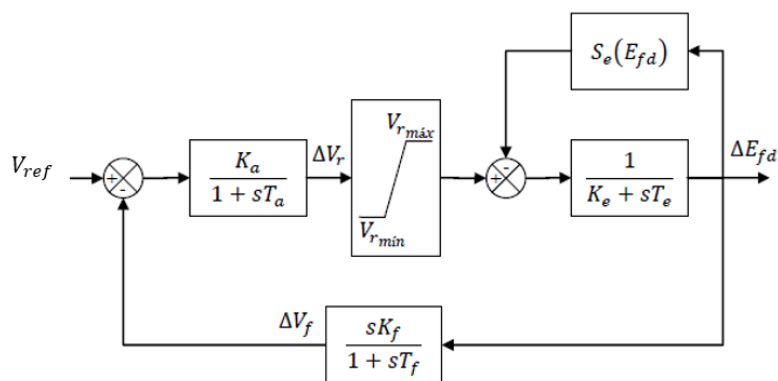


Figura 16 - Diagrama de Blocos do AVR IEEE tipo 1 [18].

Na Figura 16 está representada a tensão terminal do gerador onde o AVR está instalado. A variável V_{ref} define a tensão de referência do regulador. Já V_r , V_{rmax} e V_{rmin} correspondem à tensão de saída do AVR e aos seus limites máximo e mínimo.

A tensão de campo do gerador é dada por E_{fd} , enquanto $S_e(E_{fd})$ representa a saturação da excitatriz, dependente dessa tensão. O parâmetro K_a é o ganho do AVR e T_a a sua constante de tempo.

Relativamente à excitatriz, K_e e T_e são, respetivamente, o ganho e a constante de tempo. Na malha de estabilização, K_f e T_f representam o ganho e a constante de tempo, sendo V_f a sua tensão de saída.

Em certas ocasiões, utiliza-se R_f em vez de V_f , por ser mais adequado para descrever os modos de oscilação [18]. A relação é dada por:

$$R_f = \frac{K_f}{T_f} E_{fd} - V_f \quad (3.9)$$

3.5.1. Modelo simplificado do AVR

O funcionamento do AVR baseia-se no erro de tensão, definido como a diferença entre a tensão de referência e a tensão terminal do gerador:

$$e(t) = V_{ref}(t) - V_t(t) \quad (3.10)$$

onde:

- V_{ref} : representa a tensão de referência;
- V_t : tensão terminal.

3.5.2. Função de transferência do AVR

O comportamento dinâmico do regulador pode ser descrito, de forma simplificada, por um modelo de primeira ordem:

- **Regulador:**

$$G_A(s) = \frac{K_A}{1+T_A s} \quad (3.11)$$

Onde:

- K_A : é ganho do regulador
- T_A : é o constante de tempo

De acordo com a literatura especializada, o ganho K_A situa-se tipicamente entre 10 e 40, enquanto T_A assume valores entre 0,02 s e 0,1 s [19].

O sistema de excitação pode ser modelado através de dois blocos principais: Excitatriz e Gerador.

- **Excitatriz:**

A excitatriz é representada por:

$$G_e(s) = \frac{K_e}{1+T_e s} \quad (3.12)$$

Onde:

- K_e : corresponde ao ganho da excitatriz;
- T_e : representa a constante de tempo da excitatriz.

Os valores típicos indicam que K_e varia entre 1 e 2, e T_e entre 0,4 s e 1,0 s.

- **Gerador:**

O comportamento dinâmico do gerador pode ser descrito por:

$$G_g(s) = \frac{K_g}{1+T_g s} \quad (3.13)$$

Onde:

- K_g : é o ganho do regulador

- T_g : é a constante de tempo associada.

Em funcionamento com ou sem carga, considera-se geralmente K_g entre 0,7 e 1,0 e T_g entre 1,0 s e 2,0 s [19].

Da análise das equações acima, podem retirar-se as seguintes conclusões:

- O aumento do ganho K_A tende a reduzir o tempo de resposta do sistema;
- As constantes de tempo T_A , T_e e T_g influenciam diretamente a estabilidade e o amortecimento da resposta;
- Um aumento excessivo da rapidez de resposta pode comprometer o amortecimento, conduzindo ao aparecimento de oscilações indesejadas [19].

Capítulo 4

4. Sistemas de excitação clássica e estática

4.1. Sistema de excitação clássica

Na instalação atual, existe um quadro de interface de grupo que concentra as informações da excitação destinadas aos AG, RCA e ASA, bem como, recebe destas informações (comandos e estados) designadamente do AG e do telecomando para a instalação.

As informações destinadas aos circuitos de controlo e enclavamentos, não necessárias aos equipamentos acima referidos, transitam diretamente entre equipamentos ao nível de campo. Estão a seguir indicados os equipamentos que possuem interfaces com os sistemas de excitação:

- Sistema de Regulação de Velocidade;
- Registador Cronológico de Acontecimentos (RCA);
- Telecomando;
- Autómato de Grupo (AG);
- Sistema de Sincronização (SY);
- Sistema de Sinalização Local (Alarmes e Disparos);
- Interfaces de grupo (encaminha para AG, ASA e RCA);
- Disjuntor de Grupo (DG);
- Disjuntor de Alternador (DA);
- Disjuntor de Excitação (DE);
- Barramento de Produção;
- Proteção Terra Rotor;
- Quadro de Distribuição de Corrente Alternada – 400 Vca / 230 Vca; 50 Hz;
- Quadro de Distribuição de Corrente Contínua – 220 Vcc e 24Vcc.

O método de excitação da central usada é o sistema de excitação de enrolamento auxiliar conforme ilustrado na Figura 17. O método apresenta como vantagem a utilização de um regulador automático de tensão para fornecer saída CC ao estator da excitatriz.

A saída CA do rotor da excitatriz é retificada para uma entrada CC para o rotor do gerador principal. O método possui campo de excitação separado de alternador principal e de alternador auxiliar usando equipamentos ligados no rotor do alternador auxiliar.

O sistema utiliza a rotação do rotor auxiliar e ímãs permanentes para assegurar a excitação adicional do grupo gerador.

O estator do rotor auxiliar possui enrolamentos monofásicos instalados. Conforme o eixo do gerador gira, os enrolamentos principais do estator fornecem tensão ao regulador automático de tensão. Isso cria a tensão de excitação extra necessária ao fornecer cargas [20].

Devido à sua antiguidade, o sistema de excitação clássico apresenta uma elevada necessidade de manutenção, bem como uma frequência significativa de falhas operacionais. Estas limitações comprometem a fiabilidade do sistema e reduzem a capacidade de fornecer a potência nominal desejada, justificando a sua substituição por uma solução mais moderna.

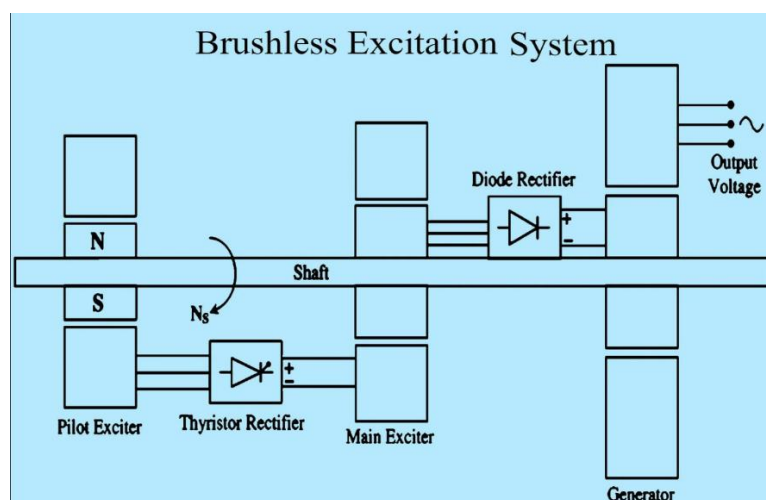


Figura 17 - Sistema de excitação com alternador auxiliar [20].

4.2. Disjuntor de grupo

O DG ilustrado na Figura 18, tem a função de proteger a instalação elétrica contra possíveis danos causados por curto-circuitos e sobrecargas elétricas e efetuar o paralelo com a rede da REN distribuição. Este equipamento é importante para a segurança da operação, assegurando a desconexão rápida do sistema em caso de anomalias e protegendo os equipamentos associados.



Figura 18 - Disjuntor do grupo.

4.3. Disjuntor de alternador.

No caso do DA ilustrado na Figura 19, foi escolhido um disjuntor tripolar a vácuo da ABB adequado para instalações de média tensão em ambiente interior. Este tipo de disjuntor utiliza o vácuo para extinguir o arco elétrico, destacando-se pelo seu funcionamento fiável e baixos custos de manutenção.

A sua construção inclui três câmaras de interrupção a vácuo e um mecanismo de operação com molas pré-carregadas que armazenam a energia necessária para as manobras de abertura e fecho. Este sistema pode ser acionado manualmente ou por motor [21].



Figura 19 - Disjuntor de alternador.

4.4. Disjuntor de excitação

O DE ilustrado na Figura 20, atua diretamente no circuito de corrente contínua que alimenta o enrolamento de campo do rotor.

As suas principais funções incluem:

- Ligação e desligamento da corrente de excitação;
- Proteção contra sobrecorrentes e falhas no circuito de campo;
- Desenergização do rotor em condições de manutenção;
- Interrupção rápida do circuito em situações de falha.

Durante o funcionamento normal, o disjuntor permanece fechado. Em caso de abertura, a energia armazenada no campo magnético é dissipada numa resistência de descarga evitando sobretensões e danos nos equipamentos.

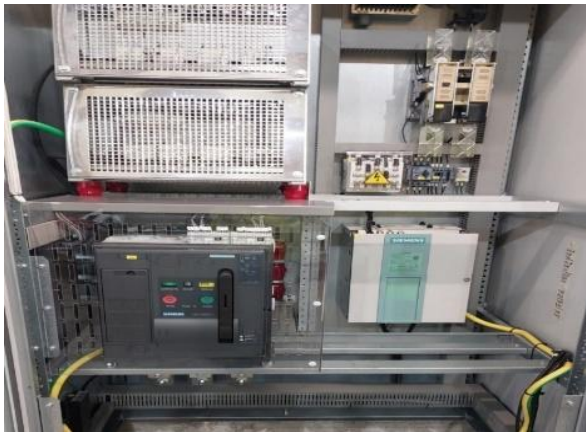


Figura 20 - Disjuntor de excitação

4.5. Sincronizador

O sincronizador apresentado na Figura 21, é responsável por garantir as condições necessárias para a ligação do gerador à rede elétrica.

Para que o fecho do disjuntor de grupo seja autorizado, é necessário que:

- A tensão do gerador e da rede sejam iguais em amplitude;
- As frequências coincidam;
- As fases estejam sincronizadas.

Apenas quando estas condições são cumpridas é emitida a ordem de fecho, garantindo uma ligação segura e sem perturbações.



Figura 21 - Sincronizador

4.6. Limitações operacionais e de manutenção do sistema clássico

O sistema de excitação clássico da central, funciona com gerador trifásico de 72 MVA baseado num alternador auxiliar. Ao longo do tempo tem vindo a evidenciar algumas limitações sobretudo ao nível da eficiência energética, da rapidez de resposta e das necessidades de manutenção.

Por depender totalmente de componentes mecânicos como o alternador auxiliar e a excitatriz auxiliar, este sistema está sujeito a desgaste contínuo. Isso obriga a intervenções de manutenção frequentes.

Para além disso a sua capacidade de resposta a variações rápidas de carga e a perturbações da rede é inferior à dos sistemas de excitação estáticos modernos o que pode comprometer a estabilidade do sistema elétrico em situações mais exigentes.

Por outro lado, este sistema apresenta dificuldades de integração com soluções modernas de automação e monitorização limitando a sua adaptação às exigências atuais.

Portanto, decidiu-se avançar com a substituição do sistema clássico por um sistema estático Thyripol S. A tecnologia de Thyripol S permitiu um bom nível de controlo, a fiabilidade e a eficiência do gerador.

O Thyripol S baseia-se em tirístores, possibilitando um controlo mais preciso da corrente de excitação, uma resposta dinâmica muito mais rápida e um menor consumo de energia.

4.7. Estudo de novo regulador de tensão

Para além do estudo e desenvolvimento de cada equipamento a fornecer, o fornecimento inclui também a sua integração na instalação existente, garantindo funcionamento, segurança, coerência operacional e enquadramento estético.

Assim, quaisquer alterações necessárias como cablagens, realocização de equipamentos, ou recolha ou envio de sinais analógicos e digitais devem ser analisadas, previstas, aprovadas pela entidade adjudicante e executadas no âmbito do fornecimento.

4.7.1. Dispositivos e blocos principais

Os principais dispositivos e blocos funcionais a integrar nos armários do sistema de excitação, ilustrado na Figura 23, são os seguintes:

- Dispositivo e bloco principal;
- Disjuntor de Excitação;
- Resistência de descarga da energia rotórica;
- Conversor de medida mV/mA;
- Sistema de monitorização e supervisão;
- Seletores de comando.
- Transformador de excitação.

O sistema deverá integrar um regulador automático de tensão de tecnologia digital, alimentado a 24 Vcc. Para além da sua função principal de regulação da tensão, este equipamento deverá possuir capacidade para processar sinais binários e lógicos associados às condições de operação automática, supervisão e segurança do próprio sistema de excitação.

Recomenda-se que o regulador disponha funcionalidades avançadas tais como:

- Controlo em modo automático e manual;
- Regulação de tensão, potência reativa (Mvar) e fator de potência ($\cos \phi$);
- Detecção de falhas internas;
- Comunicação com sistemas de supervisão e controlo;
- Registo de alarmes e eventos.
- Conversor 220 Vcc / 24 Vcc

- Deverá ser instalado um conversor CC/CC com separação galvânica, destinado à alimentação auxiliar dos dispositivos que operem a 24 Vcc.

As características principais são:

- Tensão de entrada: $220\text{ Vcc} \pm 30\%$;
- Tensão de saída: 24 Vcc;
- Isolamento galvânico entre entrada e saída;
- Alimentação a partir dos serviços auxiliares de 220 Vcc do grupo gerador.
- Este conversor assegura a alimentação estável dos sistemas eletrônicos e de controle do armário de excitação.
- Conversor de potência CA/CC totalmente controlado
- O armário deverá integrar um conversor de potência CA/CC totalmente controlado, responsável pela alimentação do circuito de excitação do rotor.

Sistemas de proteção contra:

- Sobre corrente;
- Sobre tensão;
- Sobre temperatura;
- Falhas externas;
- Defeitos internos.

Em caso de avaria o sistema deverá minimizar os danos e preservar a integridade funcional dos restantes equipamentos [21].

4.7.2. Disjuntor de excitação

O sistema deverá incluir um disjuntor de excitação com características funcionais e construtivas definidas em especificação técnica própria. Este dispositivo é essencial para a manobra e proteção do circuito rotórico.

4.7.3. Resistência de descarga rotórica

Deverá ser prevista uma resistência de descarga juntamente com o respetivo circuito associado, destinada à dissipação segura da energia armazenada no enrolamento do rotor após a abertura do circuito de excitação.

A sua função é reduzir rapidamente a tensão residual e proteger os componentes do sistema.

4.7.4. Conversor de medida mV/mA

Deverá ser previsto um conversor de medida mV/mA com separação galvânica, destinado à medição da corrente de excitação.

O conversor possui as seguintes características principais:

- Alimentação auxiliar: 24 Vcc
- Sinal de saída: 4 a 20 mA
- Alimentação auxiliar: 24 Vcc
- Sinal de saída auxiliar: 4 a 20 mA

4.7.5. Seletores de comando

Deverão igualmente existir seletores de comando com as seguintes funções:

Seletor local / distância;

Seletor fechar – 0 – Abrir do disjuntor de excitação;

Seletor aumentar – 0 – Diminuir da referência de excitação.

4.7.6. Transformador de excitação

O transformador deverá possuir as características construtivas especificadas em formulário próprio conforme mostrado na Figura 22, e a ser instalado na cela junto do disjuntor de alternador situado no piso da turbina do aproveitamento do PT.

O transformador de excitação tem como função assegurar a redução da tensão operando a transformação de 15 kV para 400 V.



Figura 22 - Transformador de excitação [22].

4.8. Sistema de excitação estático (Thyripol S)

No âmbito de fornecimento é baseado no sistema Thyripol S para o AVR do gerador para controlar a corrente de excitação. Thyripol S é o sistema de excitação estático da Siemens Energy utilizado para o controlo excitação, potência reativa e fator de potência de máquinas síncronas dotadas de escovas.

Aplica-se igualmente em geradores síncronos acionados por turbina hidráulica, a vapor ou a gás, bem como a compensadores síncronos em subestações. O Thyripol S pode ser adaptado facilmente às condições técnicas da central de geração de energia elétrica.

O que torna este sistema adequado não só a centrais novas como também à modernização de centrais já existentes que é o nosso caso.

Esta descrição técnica aborda o sistema Thyripol S para correntes de excitação de até 2000 A [22]. A Figura 23 abaixo, ilustra novo quadro de regulador automático de tensão Thyripol S da nova geração a ser substituído.



Figura 23 - Sistema de excitação estático Thyripol S [22].

No sistema de excitação estático, a corrente do campo do gerador é substituída por um retificador trifásico. Os terminais de saída DC do mesmo estão ligados a um conjunto de escovas que fecha o circuito através do contacto com um par de anéis coletores [22].

O retificador é uma ponte trifásica tiristorizada com 6 pulsos que é alimentada no lado AC por um transformador isolado a seco ilustrado na Figura 22, denominado transformador de excitação conforme demonstrado na Figura 24.

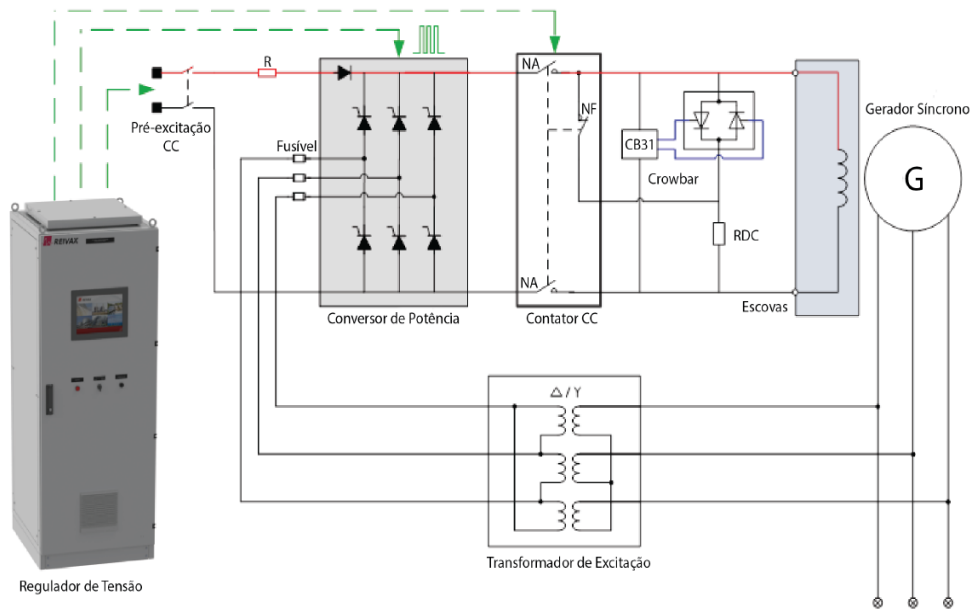


Figura 24 - Sistema de excitação estático [22].

4.8.1. As características operacionais essenciais do Thyripol S

As características operacionais essenciais do Thyripol S são as seguintes:

- Elevado nível de segurança;
- Elevada fiabilidade;
- Elevada disponibilidade;
- Grande adaptabilidade;
- Baixíssima manutenção;
- Resposta rápida;
- Excelente comportamento dinâmico;
- Execução robusta.

O Thyripol S é um regulador automático de tensão completamente digital que controla a excitação da máquina síncrona diretamente através de um conversor de tirístores [22]. O AVR possui um poderoso microprocessador para executar todas as funções do AVR como os limitadores, o comando, o controlo e a supervisão do sistema de excitação.

Para que excitação seja feita, são necessárias alimentações provenientes de serviços essenciais do aproveitamento. A Tabela 10 abaixo ilustra especificamente as fontes de alimentações.

Tabela 10. Alimentações necessárias para o sistema de excitação [22]

Alimentações necessárias para o sistema de excitação		
Fonte de alimentação principal do sistema	Transformador de excitação a seco GEAFOL a ser alimentado pelo próprio gerador.	
Fonte auxiliar para os circuitos de comando	Baterias da Central: Tensão: 220 V DC Consumo Permanente: 800 W Consumo por curto tempo (5 s): 1500 W	
Fonte auxiliar para os circuitos de regulação e controlo	Fontes internas redundantes de 24 V DC (uma alimentada pelo serviço auxiliar AC e outra pelas baterias da central)	
Fonte auxiliar para excitação inicial ou arranque	Serviços auxiliares em C.A. da planta: Consumo: 10 kVA durante no máximo 10s	
Fonte auxiliar para a alimentação dos ventiladores	Retirado do secundário do transformador de excitação ou dos serviços auxiliares.	
Fonte auxiliar para os circuitos de aquecimento, iluminação e tomadas dos armários	Serviços auxiliares da planta, mono ou bifásico Consumo: 2 kVA	
Conexão a TPs de Média Tensão	3 TPs	Fases A, B e C (10 VA* / fase)
Conexão a TIs de Média Tensão	3 TCs	Fases A, B e C (10 VA* / fase)

O sistema de excitação estático baseado em retificadores controlados a tirístores, alimentado a partir dos terminais do gerador projetado para garantir controlo preciso da tensão e da potência reativa com elevada fiabilidade e rápida resposta dinâmica.

As principais características do sistema de excitação proposto, são a apresentadas na Tabela 11.

Tabela 11. Características do sistema de excitação proposto [22]

Características do sistema de excitação proposto	
Tipo de solução	Excitação estática THYRIPOL® S monocanal, com retificador trifásico totalmente controlado (execução sem redundância).
Corrente nominal de saída (IEN)	1011 A
Fator para a tensão de teto (referida a UFN)	1,6 p.u.
Tensão de teto (UP)	712 V
Tensão de teto negativa	-570 V
Fator para a corrente de teto (referida a IFN)	1,4 p.u.
Corrente de Teto (IP)	1176 A
Duração da corrente de teto	10 s
Interface com o comando e controle	Fiação convencional (contatos livres de potencial) e protocolo PROFIBUS DP
Operação local	Através de interface homem-máquina com monitor a cores sensível ao toque (15 polegadas). A IHM oferece as seguintes funcionalidades: Indicação de valores instantâneos (valores reais) das grandezas do gerador e excitação, em diversas formas de exibição; Comando do sistema de excitação e ajuste dos diversos setpoints (valores de referência); Memória de falhas Classificação de funções por níveis de acesso do usuário Parametrização completa do sistema de excitação Acesso à documentação do projeto (diagramas elétricos e manuais) Acesso à memória de falhas do sistema para um diagnóstico detalhado (apenas para especialistas)

4.8.2. Modos de comando

O sistema dispõe de um seletor de modos de comando designado por Local / Distância associado ao controlo dos sistemas e subsistemas periféricos do respetivo grupo gerador.

Este seletor define a origem dos comandos de operação, permitindo escolher entre comando local ou remoto consoante as necessidades de operação e supervisão do sistema.

Modo local

Quando o seletor se encontra na posição local, ficam ativos exclusivamente os comandos locais instalados nos armários do AVR.

Neste modo, todas as operações de comando e controlo são realizadas diretamente a partir do equipamento local, permitindo a intervenção técnica no local da instalação.

Esta configuração é normalmente utilizada durante operações de manutenção, ensaios, calibração ou situações em que seja necessário um controlo direto e imediato do sistema.

Modo distância

Na posição distância, são ativados os comandos localizados no exterior do armário do AVR, permitindo a operação remota do sistema.

Os principais pontos de comando disponíveis neste modo incluem:

- Painel da Sala de comando;
- Autómato do grupo;
- Modo de funcionamento normal.

Em condições normais de operação, o sistema de excitação opera em modo distância conforme mostrado na Figura 25, este representa a configuração padrão para a operação do grupo permitindo o comando centralizado a partir da sala de controlo situado no piso 7 no edifício da central e outra situada na sala de comando no Porto.



Figura 25 - Painéis de autómato do grupo [23].

4.8.3. Modo de regulação

O modo de funcionamento normal do sistema de regulação na central é o modo automático. Quando o sistema se encontra em modo manual, não deve ser permitido o arranque da máquina, nem a sua ligação à rede.

Contudo, se a comutação para o modo manual quer por defeito quer por seleção do técnico ocorrer, e o grupo se encontra ligado à rede, este deve manter-se em serviço garantindo a continuidade da operação e evitando desligamentos desnecessários.

A transição entre os modos de regulação deve ocorrer de forma contínua e sem perturbações na variável regulada. Portanto, a comutação provocada por defeito interno do sistema no sentido automático para manual, ou a comutação em ambos os sentidos por seleção externa, deve processar-se sem variações bruscas da grandeza regulada, assegurando a estabilidade do sistema.

Em caso de falha do canal de regulação em modo automático, seja por defeito de hardware ou por ausência do sinal correspondente à medição da tensão de produção, o sistema deve assumir automaticamente o modo de regulação manual.

Após esta comutação automática, o sistema deverá permanecer em modo manual mesmo que a causa do defeito deixe de existir.

Nestas condições o retorno ao modo automático apenas poderá ser efetuado por intervenção explícita do técnico através do respetivo seletor de modo reforçando assim os requisitos de segurança e controlo operacional.

A passagem automática para o modo manual, resultante de defeito interno do sistema, deve ser classificada como uma condição de defeito não grave, configurando uma situação de alarme. Esta condição deverá ser identificada com a designação por defeito do canal automático.

Por outro lado, a passagem para o modo manual por ação voluntária do técnico através do seletor correspondente, não deve gerar qualquer situação de alarme, uma vez que não resulta de uma anomalia do sistema, mas sim de uma decisão operacional deliberada.

A mudança entre os modos de regulação automático, manual, M_{var} e $\cos \phi$, através dos respetivos seletores, apenas deve ser permitida quando o seletor de modo de condução Local/Distância, instalado nos armários do Regulador automático de Tensão do respetivo grupo, se encontrar na posição Local.

Sempre que um determinado modo de regulação entre em serviço, quer por atuação do técnico quer por ocorrência de defeito, o autômato de regulação apresentada na Figura 26, deverá gerar a correspondente informação de estado, garantindo a coerência entre a sinalização, o sistema de supervisão e o modo real de operação [23].



Figura 26 - Painel de regulação Picote

4.8.4. Autorização de comandos

A ordem normal de fecho do disjuntor de excitação é transmitida ao sistema de excitação através de um contacto livre de potencial, proveniente do CLP. Esta ordem tem origem em condições normais de operação na mesa de comando ou no AG.

A ordem de abertura do disjuntor de excitação pode chegar ao sistema através de diferentes vias funcionais e de segurança, nomeadamente:

- Ordem normal com origem no Painel de Comando ou no AG, via CLP;
- Sinal de velocidade do grupo inferior ou igual a 80% da velocidade nominal, proveniente do armário do regulador de turbina, via CLP;

- Atuação da cadeia de paragem, com origem no painel de turbina, via CLP;
- Atuação das proteções elétricas, provenientes do armário de proteções elétricas.

Todas as ordens de abertura do disjuntor de excitação quer sejam ordens normais quer resultem de disparo por proteção devem atuar prioritariamente sobre a bobina principal de 220 Vcc do disjuntor.

A bobina de recurso de 24 Vcc apenas deverá ser utilizada em condições excepcionais, nomeadamente quando se verificar pelo menos uma das seguintes situações:

- Ausência da tensão de 220 Vcc de comando do disjuntor;
- Incumprimento da ordem de abertura após um tempo previamente definido, compreendido entre 0,5 s e 3 s;
- Falha funcional da bobina principal.

Adicionalmente, as ordens de aumento e diminuição da excitação, provenientes do painel de comando ou do sincronizador devem estar disponíveis através do CLP.

4.8.5. Seguranças encravamentos e condicionamentos

As funções de segurança, encravamento e condicionamento descritas nesta secção devem ser integralmente implementadas no sistema de excitação, devendo, para esse efeito, ser previstas todas as entradas e saídas digitais necessárias à sua correta materialização [24].

4.8.5.1. Condições para fecho do disjuntor de excitação

O fecho do disjuntor de excitação apenas deverá ser permitido quando se verificarem cumulativamente todas as seguintes condições:

- Inexistência de ordem de abertura normal ou de disparo;
- DA inserido, ou em alternativa, seccionador de terra do da na posição de aberto;
- Velocidade do grupo igual ou superior a 90% da velocidade nominal.

4.8.5.2. Condições para abertura do disjuntor de excitação

A abertura do disjuntor de excitação por ordem normal ou por disparo, apenas deverá ser autorizada quando o grupo se encontrar fora da rede.

4.8.5.3. Condições de abertura automática

O DE deverá abrir automaticamente sempre que ocorra uma das seguintes condições:

- Velocidade do grupo inferior ou igual a 80% da velocidade nominal;
- DA em posição extraída.

Estas condições constituem mecanismos fundamentais de proteção operacional, destinados a preservar a integridade do alternador e do respetivo sistema de excitação durante regimes anómalos ou transitórios.

4.8.6. Defeitos situações de alarme e disparo

As situações de defeito apresentadas nesta secção resultam dos requisitos funcionais e de segurança anteriormente definidos.

Para além das situações explicitamente identificadas, deverão ainda ser consideradas todas as condições adicionais que os equipamentos instalados permitam discriminar desde que enquadráveis nas categorias de alarme ou disparo.

4.8.6.1. Situações de alarmes

Devem originar sinalização de alarme as seguintes ocorrências:

- Falta da tensão 220 Vcc correspondente à alimentação geral do sistema;
- Falta da tensão 24 Vcc da alimentação de recurso;
- Falta da tensão 220 Vcc destinada à bobina principal de abertura e à bobina de fecho do DE;
- Falta da tensão 220 Vcc do circuito de pré-excitação;
- Falta da tensão 24 Vcc da bobina de recurso do DE;
- Defeito da fonte principal (conversor $24 \pm 30\%$ Vcc / 24 Vcc);
- Defeito da fonte redundante (conversor CA/CC proveniente do transformador de excitação);
- Defeito do SIL;
- Defeito na medição da tensão de produção;
- Defeito do ventilador 1;
- Defeito do ventilador 2;

- Defeito simultâneo do ventilador 1 e ventilador 2;
- Falha de pré-excitação por ultrapassagem do tempo máximo previsto;
- Defeito do canal automático de regulação;
- Defeitos de outros dispositivos ou equipamentos integrados no sistema que não comprometam a disponibilidade do sistema de excitação.

Importa ainda salientar que interrupções momentâneas da alimentação decorrentes da comutação dos serviços auxiliares da central não deverão ser classificadas como defeito [25].

4.8.6.2. Situações de disparo

Devem originar disparo imediato do sistema de excitação as seguintes condições:

- Fusão de pelo menos um dos fusíveis de proteção do transformador de excitação;
- Atuação da proteção de sobretensões rotóricas;
- Defeito simultâneo de ambos os conversores cc/cc e ca/cc.

4.9. Comissionamento do novo sistema

Todos os equipamentos e sistemas instalados na central foram colocados em serviço com base num plano de comissionamento e inspeção preparado pela Siemens Energy, Reivax, e posteriormente aprovado pela Engie.

O comissionamento foi realizado por técnicos e engenheiros qualificados, o trabalho estava inicialmente previsto durar 5 semana. No entanto, registou-se um ligeiro atraso devido a questões internas ocorridas durante o processo na central.

Face a esta situação, todas as atividades foram realizadas com cumprimento das normas de segurança garantindo a proteção das pessoas, dos equipamentos e das instalações em geral.

4. 9.1. Entrada em serviço

A entrada em serviço de todos os equipamentos e sistemas foi realizada com base num plano específico, elaborado pela Siemens Energy. Este processo permitiu assegurar a correta integração do novo sistema no funcionamento do aproveitamento hidroelétrica do Picote bem como a validação do seu desempenho em condições reais de operação.

Após a instalação e entrada em serviço, foram realizados diversos ensaios técnicos com o objetivo de validar o desempenho, a fiabilidade e a robustez do sistema, nomeadamente:

- Ensaios em vazio;
- Ensaios em carga nominal;
- Testes de rejeição de carga;
- Testes de curto-circuito;
- Ensaios de resposta a perturbações da rede.

Estes ensaios foram fundamentais para confirmar a conformidade do sistema com os requisitos operacionais e de segurança estabelecidos no projeto.

4.9.2. Desafios encontrados

Durante a implementação do novo sistema, surgiram alguns desafios técnicos e operacionais dos quais se destacam os seguintes:

- A adaptação da infraestrutura existente ao novo sistema;
- A integração do Thyripol S com os restantes sistemas de controlo e proteção;
- A formação da equipa para garantir a sua correta utilização.

Desta forma, foram feitos alguns ajustes nos quadros elétricos, na cablagem e nos pontos de ligação garantindo a compatibilidade com o novo sistema de excitação sem necessidade de alterações profundas na infraestrutura existente.

Foram também criadas as interfaces de comunicação necessárias para assegurar a correta integração do Thyripol S com o sistema de automação da central e com as proteções já em serviço.

Por fim, a equipa de operação e manutenção recebeu formação prática e teórica sobre o novo sistema, ficando preparada para a sua operação diária e para a identificação e resolução de eventuais avarias.

Capítulo 5

5. Análise do desempenho dos sistemas de excitação

Este capítulo tem como objetivo analisar o desempenho dos sistemas de excitação no âmbito da modernização do AVR de um gerador síncrono da central hidroelétrica do PT. A análise baseia-se nos resultados dos ensaios funcionais e dos ensaios dinâmicos realizados antes e depois da instalação conforme mostrado na Figura 27, permitindo comparar o comportamento do sistema nas duas situações.

A substituição do sistema de excitação clássico, foi uma intervenção importante para uma estabilidade e a fiabilidade do grupo gerador. O trabalho foi realizado de acordo com os procedimentos técnicos definidos, com a participação das equipas da Engie, Siemens e Reivax, garantindo a consistência dos resultados.

Ao nível do desempenho, os ensaios mostraram um progresso claro na resposta do AVR. O tempo de resposta melhorou de 1,5 s para 0,3 s, o que significa uma reação muito mais rápida a variações de carga e perturbações na rede elétrica.

Dados Técnicos			
<u>Gerador :</u>			
Potência nominal	:	72 MVA	
Tensão nominal	:	15 kV	
Corrente nominal	:	2771 A	
Fator de potência nominal	:	167 ppm	
Rotação nominal	:	150 rpm	
Frequência nominal	:	50 Hz	
Corrente de excitação nominal	:	840 A	
Tensão de excitação nominal	:	400 V	
Corrente de máxima excitação	:	1117 A	
Corrente de teto (10s)	:	713 A	
Tensão de teto	:	550 V	
Corrente de excitação a vazio	:	528,5 A $\rightarrow$ 532,5 A (xcel)	
<u>Transformador de Excitação</u>			
Potência nominal	:	820 kVA	
Tensão primária	:	15 kV	
Tensão secundária	:	570 V	
Impedância	:	6%	
<u>Alimentações auxiliares</u>			
Entrada AC 1	:	3~ 400 V	
Entrada AC 2	:	1~ 230 V	
Entrada DC	:	220 V DC	
<u>Transformador de potencial</u>			
Primário	:	15 kV / 3 kV	
Secundário	:	110V / 3 V	
<u>Transformador de corrente</u>			
Primário	:	3000 A	
Secundário	:	1 A	
<u>Transformador de corrente</u>			
Primário	:	3000 A	
Secundário	:	1 A	

+L002					SISTEMA DE EXCITAÇÃO ESTATICA	FOLHA:
DESENHO	AGI	AH Picote - UGL, UG2 e UG3			THYRIPOL-S	Nº DO L
PROJETADO	CARIT	Gerador 72 MVA - 15 kV			Dados técnicos	REV.
					Nº Cliente	2

Figura 27 - Dados técnicos de resultados obtidos.

5.1. Estabilidade da tensão

A estabilidade resulta da maior rapidez de resposta do sistema estático que permite corrigir variações de carga em menos tempo. No sistema clássico, essa lentidão acabava por provocar oscilações.

Antes da modernização eram frequentes desvios de tensão que não se mantinha estável e podia subir ou descer bastante quando havia variações de carga.

Estes desvios estavam ligados à resposta lenta do regulador e a dificuldades no funcionamento em paralelo com REN.

Com a instalação do novo sistema, a regulação passou a ser estável permitindo um controlo muito mais rápido e uma boa compensação da potência reativa.

Os ensaios mostraram ainda que o sistema ajusta continuamente a corrente de campo conforme as necessidades de potência reativa, garantindo o funcionamento do gerador dentro dos limites de segurança e proteções.

5.2. Eficiência energética

No que diz respeito à eficiência energética, foi analisado o consumo médio do sistema nos dois cenários em estudo. Verificou-se que a modernização implementada conduziu a uma redução do consumo energético.

Este resulta essencialmente da substituição de equipamentos antigos por sistemas mais modernos com maior rendimento e menores perdas internas.

A eficiência energética do sistema de 85% para 95% conforme apresentado na Figura 33, contribuindo para a redução dos custos de operação e para a otimização do desempenho energético.

5.2.1. Avaliação do rendimento

O rendimento do AVR a apresentado na Figura 28, foi obtido com base na relação entre a potência útil fornecida e a potência elétrica absorvida pelo regulador a partir da rede de alimentação dos serviços essenciais. A equação (5.1), indica a eficiência do sistema na conversão de energia elétrica em potência útil de excitação.

$$\eta = \frac{P_{campo}}{P_{entrada}} \times 100 \quad (5.1)$$

Onde:

P_{campo} : Potência elétrica da excitação (kW);

$P_{entrada}$: Potência ativa do AVR (k W);

η_1 : Rendimento (%)

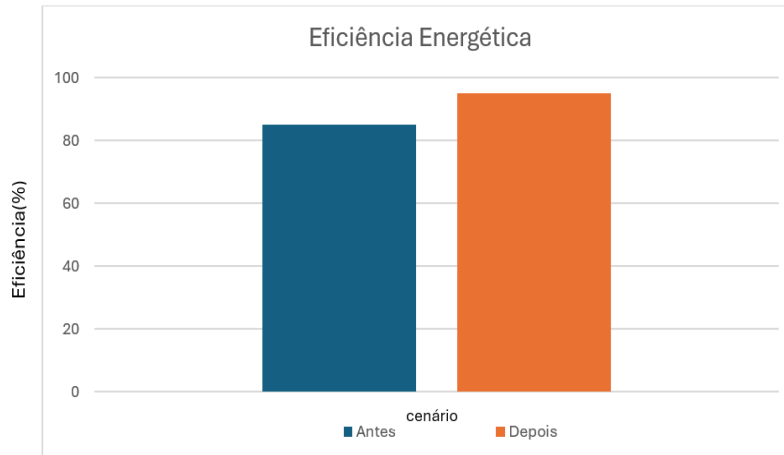


Figura 28 - Comparação da Eficiência Energética dos Sistemas de Excitação

5.2.2. Medição da potência de entrada

A equação (5.2), representa a potência ativa fornecida ao sistema de excitação a partir da rede auxiliar, considerando um sistema trifásico equilibrado do aproveitamento.

A potência de entrada do regulador foi obtida através da medição das grandezas elétricas no lado de alimentação em corrente alternada:

$$U = 400V$$

$$I_1 = 831 \text{ A (sistema estático)}$$

$$I_2 = 930 \text{ A (sistema clássico)}$$

$$Pf = 0.95$$

Onde:

U : Tensão composta(V);

I : Corrente de linha(A);

Pf : Fator de potência.

A potência de entrada foi calculada por:

Sistema estático

$$P_{entrada} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot Pf \quad (5.2)$$

$$P_{entrada} = \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 831 \cdot 0.95$$

$$P_{entrada} = 547 \text{ kW}$$

Sistema clássico

$$P_{entrada} = \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 930 \cdot 0.95$$

$$P_{entrada} = 612 \text{ kW}$$

5.2.3. Medição da potência de excitação

Esta potência corresponde à energia elétrica convertida em campo magnético no rotor, sendo fundamental para a regulação da tensão do gerador.

A potência fornecida ao circuito de excitação foi determinada a partir da medição direta das grandezas em corrente contínua.

A potência de excitação foi calculada por:

$$P_{campo} = V_f \cdot I_f \quad (5.3)$$

Onde:

V_f : Tensão do campo (V);

I_f : Corrente do campo (A);

$P_{entrada}$: Potência da entrada (kW).

$$V_f = 220 \text{ V}$$

$$I_f = 2350 \text{ A}$$

$$P_{campo} = 220 \times 2350 = 520 \text{ kW}$$

$$P_{entrada1} = 547 \text{ kW}$$

$$\eta_1 = \frac{520}{547} \times 100$$

$$\eta_1 = 95\%$$

$$P_{entrada2} = 612 \text{ kW}$$

$$\eta_2 = \frac{520}{612} \times 100$$

$$\eta_2 = 85\%$$

A equação (5.4) representa a energia não aproveitada, dissipada sob a forma de calor, principalmente em:

- Condutores
- Dispositivos eletrônicos
- Componentes mecânicos (no sistema clássico)

A potência de perdas foi calculada por:

$$P_{perdas} = P_{entrada} - P_{campo} \quad (5.4)$$

$$P_{perdas1} = 547 - 520 = 27 \text{ kW}$$

$$P_{perdas2} = 612 - 520 = 92 \text{ kW}$$

5.3. Análise comparativa dos sistemas de excitação clássico e estático

Do ponto de vista energético a análise comparativa evidencia um avanço significativo da eficiência do sistema estático conforme ilustrada na Figura 32. Enquanto o sistema clássico apresentava perdas associadas a componentes eletromecânicos, escovas, comutadores e reguladores eletromecânicos, o sistema estático elimina grande parte destas fontes de dissipação.

Os resultados obtidos conforme ilustrado na Tabela 12, apresenta um aumento da eficiência energética de 10%, contribuindo para a redução das perdas do aproveitamento da potência gerada.

Tabela 12. Comparação do desempenho antes e depois da modernização

Parâmetro	Sistema Clássico	Sistema Estático	Impacto da Modernização
Tempo de resposta	Lento (0.8 – 1.5 s)	Muito rápido (0.5 – 0.3 s)	Melhoria significativa na resposta a variações de carga
Estabilidade tensão	Moderada	Elevada	Maior qualidade da tensão
Eficiência energética	Menor (85 – 90 %)	Maior (95 – 99 %)	Redução de perdas energéticas
Manutenção	Frequente	Reduzida	Menos intervenções técnicas

5.4. Fator de potência e potência reativa

O fator de potência é um parâmetro fundamental na operação de geradores síncronos em paralelo, influenciando a estabilidade e a distribuição da potência reativa.

No sistema de excitação clássico, verificavam-se oscilações na potência reativa devido à resposta lenta do sistema de regulação, comprometendo a repartição da carga entre os grupos geradores. Com a implementação do sistema de excitação estático, o fator de potência passou a manter-se estável entre 0,95 e 1,0, e o controlo da potência reativa tornou-se mais preciso, conforme ilustrado na Figura 29.

Esta melhoria contribuiu para a redução das perdas na rede, uma utilização mais eficiente da energia produzida e uma maior estabilidade da qualidade de fornecimento.

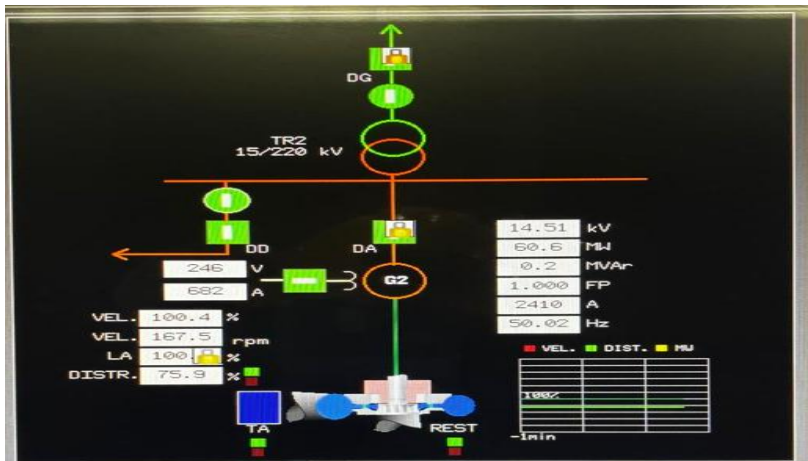


Figura 29 - Autômetro do grupo 2 de Picote em funcionamento com carga base de 60 MW.

5.5. Análise do sistema de controlo e interface gráfica

Na Figura 30 são apresentados os resultados através do autômetro do regulador de velocidade, juntamente com a resposta da tensão terminal utilizados na análise do comportamento do sistema de controlo de excitação.

Durante o período em estudo o sistema encontra-se em regime de funcionamento normal operando com carga base, o que permite avaliar de forma estável a resposta dos valores obtidos.



Figura 30 - Autômetro de regulador de velocidade

O diagrama de blocos apresentado na Figura 31, permite visualizar a estrutura funcional do AVR implementado de acordo com a norma IEEE 421.5 [25].

É possível identificar os principais elementos do sistema, nomeadamente a referência da tensão terminal, fixada em 1,000 pu, o bloco de compensação de corrente bem como os limitadores de excitação (UEL, OEL e SCL) e o controlo V/Hz.

Estes componentes têm um papel essencial na proteção e no bom funcionamento do gerador e funcionam dentro dos limites elétricos e térmicos admissíveis [26].

Na parte inferior da Figura é apresentado o registo temporal da tensão terminal onde se observam variações em forma de patamares resultantes de alterações introduzidas na referência.

A resposta do sistema revela um comportamento estável com bom seguimento da referência demonstrando o bom desempenho do sistema de excitação e da estratégia de controlo utilizada [27].

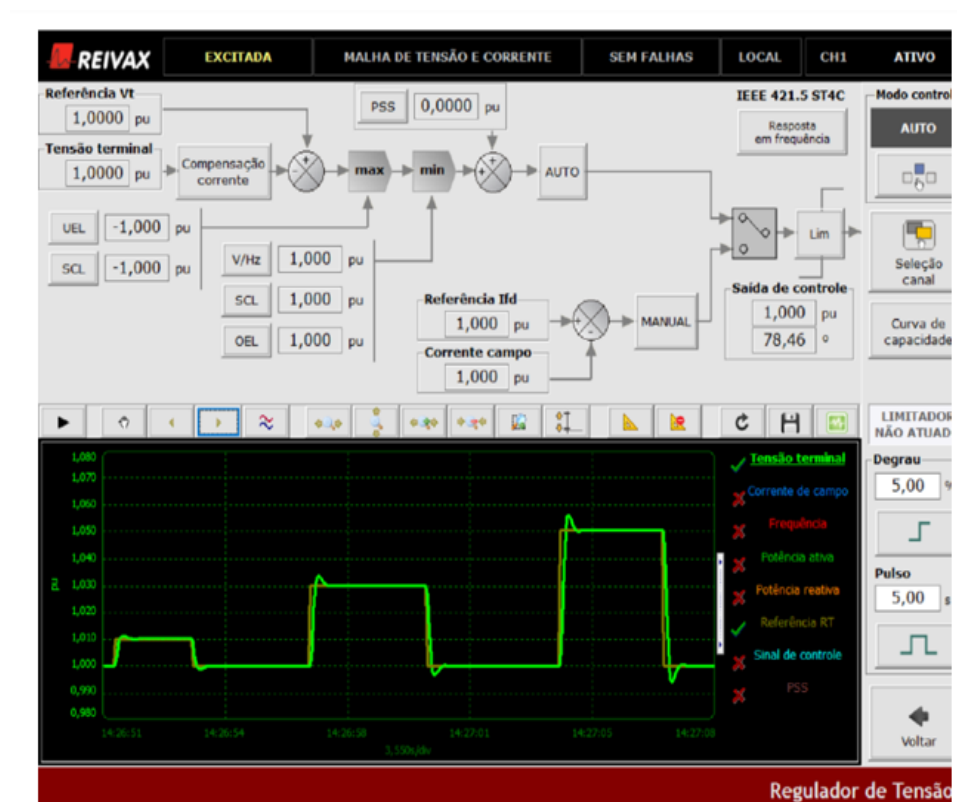


Figura 31 - Interface de AVR

A Figura 32 mostra o gráfico de produção permitindo acompanhar a evolução temporal da potência ativa e reativa. A curva amarela representa a potência ativa e a curva vermelha a potência reativa.

Verifica-se que a potência ativa varia entre 0 e cerca de 65 MW evidenciando diferentes fases de operação e de paragem do GR. Ao longo do tempo, nota-se vários patamares em que a produção se mantém constante intercalados com períodos em que a potência desce para zero [28].

Estes momentos correspondem à indisponibilidade do grupo, paragens programadas ou ausência de despacho de carga.

Este comportamento evidencia um funcionamento por ciclos ajustado às necessidades da rede elétrica com períodos de produção estável ou alternados com base a necessidade do grupo pela REN [29].

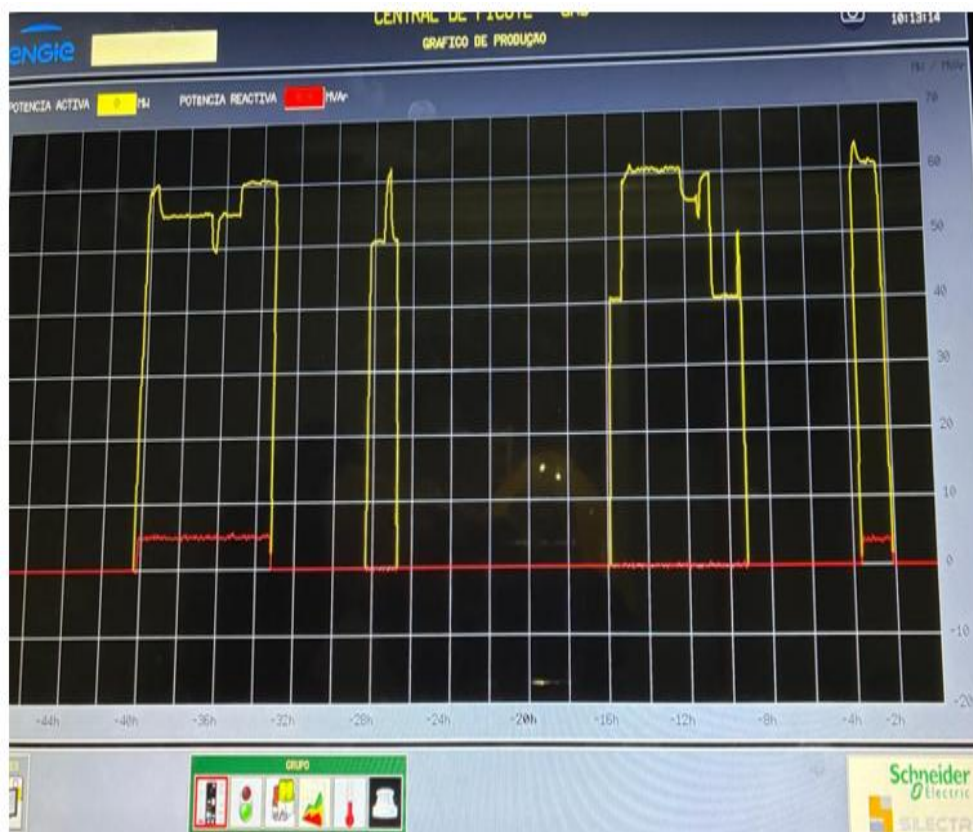


Figura 32 - Gráficos da potência ativa e reativa do grupo 3 da central de Picote.

5.6. Custos operacionais

A redução dos custos de manutenção é uma das principais vantagens da modernização. No sistema antigo, a existência de componentes mecânicos implicava intervenções frequentes.

Com o sistema de excitação estático Thyripol S, esses problemas praticamente desapareceram. A diminuição de peças mecânicas reduz a necessidade de manutenção e aumenta a disponibilidade e fiabilidade do gerador.

O custo de modernização foi muito elevado na qual não foi divulgado. Os custos foram bastante elevados porque houve a necessidade de novos componentes como transformar, barramentos, construção de nova cela e muitas horas extras adicionais.

5.7. Discussão dos resultados

Os resultados obtidos demonstram o desempenho do sistema de excitação após a modernização, principalmente ao nível do tempo de resposta, estabilidade da tensão e eficiência energética.

A redução do tempo de resposta de aproximadamente 1,5 s para 0,3 s evidencia a elevada capacidade dinâmica do novo sistema, permitindo uma resposta quase instantânea as variações de carga.

Esta solução deve-se essencialmente a utilização de eletrónica de potência baseada em tirístores que permite um controlo mais rápido e preciso da corrente de excitação.

5.7.1. Impacto operacional na REN

A modernização do sistema de excitação tem um efeito direto no desempenho do grupo gerador quando está ligado à REN.

Com um controlo mais eficaz da potência reativa, tornou-se possível regular uma tensão eficaz na rede, o que contribui para uma maior estabilidade do sistema elétrico. Além disso, a resposta mais rápida do sistema ajuda a reduzir o risco de oscilações eletromecânicas e redução no comportamento do grupo em situações de perturbação como rejeições de carga ou variações repentinas no consumo.

O novo sistema permite assegurar de forma mais consistente o cumprimento dos requisitos técnicos definidos pela REN, especialmente no que diz respeito à qualidade da tensão e ao apoio em potência reativa.

5.7.2. Metodologia

Os dados apresentados nas equações (5.2), (5.3) e (5.4), foram recolhidos a partir do sistema de supervisão da central, com base no registo das principais grandezas elétricas como a tensão, a corrente e a potência.

As medições foram feitas em vários modos de funcionamento, incluindo operação em vazio, em carga nominal e também em situações de resposta a perturbações.

Os resultados apresentados correspondem a valores médios obtidos a partir de vários ensaios, procurando assim garantir que são representativos do comportamento real do sistema.

5.7.3. Limitações do estudo

Apesar dos bons resultados alcançados, há algumas limitações que importa referir.

Desde o início, a análise baseia-se num número ainda limitado de ensaios o que significa que pode não refletir todas as situações possíveis de funcionamento do sistema.

Por outro lado, não foi avaliada a incerteza associada às medições, o que pode introduzir pequenas diferenças nos valores apresentados.

Por fim, não foi realizada uma comparação detalhada com modelos dinâmicos avançados nem com simulações em software especializado, o que poderia permitir uma análise mais aprofundada do comportamento do sistema.

Capítulo 6

6. Conclusão

6.1. Conclusões gerais

O presente trabalho teve como principal objetivo acompanhar e analisar a modernização do sistema de excitação dos grupos geradores da Central Hidroelétrica de Picote, com especial foco no plano de substituição do AVR clássico por um sistema de excitação estático.

A viabilidade económica da maioria destas centrais hídricas depende diretamente da possibilidade de operar em regime automático, sem necessidade de presença permanente de técnicos. Nessas condições, os sistemas de automação e controlo assumem um papel fundamental.

Sendo a primeira vez que participei de forma mais aprofundada desde a fase de projeto até à implementação de novo sistema, tive oportunidade de perceber as várias dificuldades associadas a um projeto desta dimensão. Entre estas, destacam-se imprevistos, atrasos e alterações que tiveram de ser introduzidas ao longo do processo. As maiores dificuldades fizeram-se sentir no comissionamento, na fase de ensaios e entrada em serviço, onde surgiram problemas técnicos que acabaram por atrasar a colocação em funcionamento do grupo gerador.

Ao longo do acompanhamento e análise deste projeto, consegui consolidar o meu entendimento sobre o funcionamento de uma central hídrica, bem como sobre o seu sistema de comando e controlo e os diversos equipamentos que a constituem.

O projeto da instalação elétrica geral é particularmente exigente, pois requer um conhecimento abrangente dos vários equipamentos, de forma a garantir uma correta interligação entre eles. É essencial compreender que sistemas comunicam entre si e que tipo de informação deve circular em cada ponto do processo.

Apesar no meu dia a dia profissional, já tenho a lidar frequentemente com esta área, este projeto permitiu-me contactar com vertentes que não fazem habitualmente parte das minhas funções. Nesse sentido, tanto os conhecimentos adquiridos ao longo de estudo como a experiência profissional revelaram-se extremamente importantes para a concretização deste trabalho.

6.2. Recomendações para trabalhos futuros

Com base na experiência adquirida e nos resultados obtidos, apresentam-se as seguintes recomendações:

- Recomenda-se a aplicação do sistema de excitação Thyripol S em outras centrais hidroelétricas com tecnologia ultrapassada;
- Recomenda-se a formação contínua dos técnicos de manutenção e operação, para garantir o domínio das novas tecnologias digitais e sistemas automáticos;
- Manutenção preventiva trimestral para aumentar ainda mais a fiabilidade e reduzir custos operacionais;

Recomenda-se ainda a integração de software de supervisão avançadas que permite:

- Monitorização em tempo real;
- Análise de falhas.

Referências

- [1] ENGIE. (2024). Dados operacionais da Central Hidroelétrica de Picote [documento interno não publicado].
- [2] Movhera, “Aproveitamento Hidroelétrico de Picote”. [Online]. Disponível em: <https://www.movhera.pt/pt/barragem-de-picote>. [Acedido em: agosto de 2025].
- [3] Dixon, S. L., & Hall, C. A. (2014). Fluid Mechanics and Thermodynamics of Turbomachinery (7.^a ed.). Oxford: Butterworth-Heinemann. Oxford: Butterworth-Heinemann, 2014.
- [4] OER Commons, “Lesson”. [Online]. Disponível em: <https://oercommons.org/courseware/lesson/104598/student/>. [Acedido em: março. 2026].
- [5] CNPGB, “ENGIE Hidroelétricas do Douro – Energia que gera vida”. [Online]. Disponível em: <https://cnpgb.apambiente.pt/content/picote>. [Acedido em: agosto de 2025].
- [6] Sá, C. A. (1994). Máquinas Síncronas Trifásicas – Método de Blondel. Porto: FEUP.
- [7] Chapman, S. J. (1999). Electric Machinery Fundamentals (3.^a ed.). New York: McGraw-Hill.
- [8] Carvalho, C. C. (1971). Máquinas Síncronas. Porto: FEUP.
- [9] Guimarães, C. H. (2021). Sistemas Elétricos de Potência e seus Principais Componentes (2.^a ed.). Editora Viseu.
- [10] IEEE Power Engineering Society. (2025). IEEE Std 421.5 – Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. New York: IEEE.
- [11] Guimarães, C. H. C. (2003). Simulação dinâmica de sistemas elétricos de potência considerando os fenómenos de longa duração, Tese de doutoramento, COPPE/UFRJ,
- [12] Castelli Dezza, F. (s.d.). “Fundamentals of Synchronous Machines”. Politecnico di Malano. [Online]. Disponível em: <https://castellidezza.faculty.polimi.it/wp-content/uploads/fundamentalsSynchronous11.pdf>. [Acedido em: fevereiro de 2026].

- [13] Fitzgerald, A. E., Kingsley, C., & Umans, S. D. (2013). *Electric Machinery* (7.^a ed.). New York: McGraw-Hill Education.
- [14] SEL Inc., “Excitation System Documentation”. [Online]. Disponível em: <https://selinc.com/api/download/3490/?lang=pt>. [Acedido em: janeiro de 2026].
- [15] IEEE. (1992). *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies* (IEEE Std 421.5-1992). New York: IEEE.
- [16] Krause, P. C., Wasynczuk, O., Sudhoff, S. D., & Pekarek, S. (2013). *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems* (3.^a ed.). Hoboken: Wiley-IEEE Press.
- [17] PowerWorld, “Exciters and Governors”. [Online]. Disponível em: <https://www.powerworld.com/files/D04ExcitersGovernors.pdf>. [Acedido em: março de 2025].
- [18] Rajagopalan, C., Lesieutre, B., Sauer, P. W., & Pai, M. A. (1992). *Dynamic Aspects of Voltage/Power Characteristics*. Vol. 7, pp. 990-1000.
- [19] Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill.
- [20] Boldea, I. (2015). *Synchronous Generators* (2.^a ed.). Boca Raton: CRC Press.
- [21] Siemens Energy, Solutions Gestão Integrada de funcionamento S.A. (2025). *Condições técnicas [Relatório técnico]*.
- [22] Siemens Energy, “Omnivise Electrical Solutions”. [Online]. Disponível em: <https://www.siemens-energy.com/br/pt/home/products-services/product-offerings/omnivise-digital-solutions/omnivise-electrical-solutions/electricals-excitation.html>. [Acedido em: setembro de 2025].
- [23] REIVAX. (2025). *Dados operacionais da Central Hidroelétrica de Picote [documento interno]*.
- [24] D. Reimert, D. (2006). *Protective Relaying for Power Generation Systems*. Boca Raton: CRC Press.

- [25] IEEE. (2016). IEEE Std 421.5 – IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. New York: IEEE.
- [26] Power Grids, “GL 313”. [Online]. Disponível em:
<https://www.powergrids.pl/en/product/gl-313/>. [Acedido em: abril de 2026].
- [27] Siemens Energy. (2020). Thyripol S – Static Excitation System for Synchronous Machines: Technical Description and Application Manual.
- [28] EDP Global Solutions Gestão Integrada de Serviços S.A. (2021). Condições técnicas [Relatório técnico].
- [29] REN – Rede Elétrica Nacional. (2020). Mapa das Infraestruturas de Produção de Energia Elétrica em Portugal. Lisboa: REN
- [30] Comissão Europeia. (2015). Guia Técnico sobre Energias Renováveis – Hidroelétrica. Bruxelas: Direção-Geral de Energia.