

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Hydraulic turbines – Testing of governing systems

Turbines hydrauliques – Essais des systèmes de régulation

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60308:2024



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2024 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, no part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester. If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'IEC ou du Comité national de l'IEC du pays du demandeur. Si vous avez des questions sur le copyright de l'IEC ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de l'IEC de votre pays de résidence.

IEC Secretariat
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel.: +41 22 919 02 11
info@iec.ch
www.iec.ch

About the IEC

The International Electrotechnical Commission (IEC) is the leading global organization that prepares and publishes International Standards for all electrical, electronic and related technologies.

About IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC. Please make sure that you have the latest edition, a corrigendum or an amendment might have been published.

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

The advanced search enables to find IEC publications by a variety of criteria (reference number, text, technical committee, ...). It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Stay up to date on all new IEC publications. Just Published details all new publications released. Available online and once a month by email.

IEC Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre: sales@iec.ch.

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

Discover our powerful search engine and read freely all the publications previews, graphical symbols and the glossary. With a subscription you will always have access to up to date content tailored to your needs.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 500 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 25 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

A propos de l'IEC

La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) est la première organisation mondiale qui élabore et publie des Normes internationales pour tout ce qui a trait à l'électricité, à l'électronique et aux technologies apparentées.

A propos des publications IEC

Le contenu technique des publications IEC est constamment revu. Veuillez vous assurer que vous possédez l'édition la plus récente, un corrigendum ou amendement peut avoir été publié.

Recherche de publications IEC -

webstore.iec.ch/advsearchform

La recherche avancée permet de trouver des publications IEC en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études, ...). Elle donne aussi des informations sur les projets et les publications remplacées ou retirées.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Restez informé sur les nouvelles publications IEC. Just Published détaille les nouvelles publications parues. Disponible en ligne et une fois par mois par email.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions contactez-nous: sales@iec.ch.

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

Découvrez notre puissant moteur de recherche et consultez gratuitement tous les aperçus des publications, symboles graphiques et le glossaire. Avec un abonnement, vous aurez toujours accès à un contenu à jour adapté à vos besoins.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 500 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 25 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Hydraulic turbines – Testing of governing systems

Turbines hydrauliques – Essais des systèmes de régulation

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.140

ISBN 978-2-8322-9490-1

Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor.
Attention! Veuillez vous assurer que vous avez obtenu cette publication via un distributeur agréé.

CONTENTS

FOREWORD.....	5
INTRODUCTION.....	7
1 Scope.....	8
2 Normative references	8
3 Terms and definitions	8
4 Recommendations on tests.....	9
4.1 General.....	9
4.2 Recommendations on workshop tests	9
4.3 Recommendations on field tests	9
4.3.1 New governing systems	9
4.3.2 Existing governing systems	10
5 Governing system tests	11
5.1 Test conditions to be fulfilled	11
5.1.1 General	11
5.1.2 Turbine operation conditions.....	11
5.1.3 Hydraulic pressure unit condition	11
5.1.4 Deviation of values from specified operating conditions	11
5.1.5 Provisions for instruments	12
5.1.6 Calibration of instruments	12
5.2 Electrical checks	12
5.2.1 General	12
5.2.2 Selection of test location.....	13
5.2.3 Power supply	13
5.2.4 Overvoltage protection and suppression of interference voltage	13
5.3 Test of the process interface system.....	13
5.4 Test of converters, amplifiers and actuators.....	14
5.4.1 Electrohydraulic and electromechanical converters.....	14
5.4.2 Servomotors.....	18
5.4.3 Dead time, insensitivity	19
5.4.4 Provision of actuating energy.....	19
5.4.5 Oil leakage	20
5.4.6 Test of the positioning loop.....	20
5.5 Tests of governor characteristics	21
5.5.1 General	21
5.5.2 Test of the governing system.....	21
5.5.3 Determination of governing system's parameters.....	21
5.5.4 Test of main control loops.....	23
5.5.5 Considerations for island grid field tests	25
5.6 Servomotor pressure indication test	28
5.7 Safety tests.....	28
5.7.1 General	28
5.7.2 Test strategy	28
5.7.3 Test plan	29
6 Inaccuracies in tests of governing systems	29
7 Simulation of governing and control operations.....	32
8 Organizational aspects of test management	32

Annex A (informative) Test procedures	34
A.1 Insensitivity test procedure	34
A.2 Dead time test procedure	34
A.3 Test procedure for the servomotor pressure indication	35
A.4 Procedure for the measurement of the pressure and flow characteristics of control valves	35
Annex B (informative) Recommendation for testing of turbine governing systems	37
Annex C (informative) Field test of governing systems	41
C.1 General	41
C.2 Data on operating conditions	41
C.3 Pre-start tests prior to filling waterways	41
C.4 Test after filling waterways	42
C.5 Initial run	42
C.6 No-load tests	42
C.7 Load and load rejection tests	43
C.8 Measurement and recordings	43
Annex D (informative) Governing system test examples	44
D.1 General	44
D.2 Insensitivity test under speed control with X-Y recording (example referring to 5.5.3.3.3 and Clause A.1 b))	44
D.3 Insensitivity test under opening control with frequency-opening-droop and time characteristics (example referring to 5.5.3.3.4 and Clause A.1 a))	46
D.4 Insensitivity test under power control with time characteristics (example referring to 5.5.3.3.4 and Clause A.1 a))	48
D.5 Synchronism test of two controlled quantities with X-Y recording (example referring to 5.5.3.4)	50
D.6 Measurement of a unit step response with PID speed controller (example referring 5.5.4.2 and 5.5.3.1)	51
D.7 Measurement of a unit step response with speed control for determination of PID controller parameters (example referring to 5.5.4.2; 5.5.3.1)	53
D.8 Measurement of a unit step response with speed control for determination of PID controller parameters (example referring to 5.5.4.2; 5.5.5)	55
D.9 Measurement of a unit step response in island operation (example referring to 5.5.5.3)	57
D.10 Measurement of unit step responses with power control (example referring to 5.5.4.3 and 5.5.4.6)	59
D.11 Measurement of unit step responses with power control (example referring to 5.5.4.3 and 5.5.4.6)	61
D.12 Measurement of a unit step response with power control for determination of PI-controller parameters (example referring to 5.5.4.3)	63
D.13 Measurement of a unit step response with headwater level control (example referring to 5.5.4.4)	65
D.14 Measurement of the unit step responses with headwater level control, in multi-unit operations (example referring to 5.5.4.4)	67
D.15 Measurement of a load rejection with transition into no-load operation (example referring to 5.5.4.2)	69
D.16 Measurement of a load rejection with limit control of surge and suction waves and with transition into no-load operation (example referring to 5.5.4.2)	71
D.17 Measurement of a start-up process and loading (example referring to 5.5.4)	73
D.18 Measurement of changeover from full turbine load to synchronous condenser operation (example referring to 5.5.4)	75

D.19 Measurement of a power step-response in on-line simulated island operation test (example referring to 5.5.4, 5.5.5)	77
Figure 1 – Oil flow Q function of input current I and pressure drop Δp	14
Figure 2 – Two-stage electrohydraulic control with pilot servomotor	15
Figure 3 – Output stroke Δs of a converter versus input current I	15
Figure 4 – Performance curves of control valves	17
Figure 5 – Example of on-line simulated island grid test	27
Figure D.1 – Insensitivity test under speed control with X-Y recording	45
Figure D.2 – Insensitivity test under opening control with time characteristics	47
Figure D.3 – Insensitivity test under power control with time characteristics	49
Figure D.4 – Synchronism test of two controlled quantities with X-Y recording	50
Figure D.5 – Measurement of a unit step response with PID speed controller	52
Figure D.6 – Measurement of a unit step response with speed control for determination of PID controller parameters	54
Figure D.7 – Measurement of a unit step response with speed control for determination of PID controller parameters	56
Figure D.8 – Measurement of unit step response in island operation	58
Figure D.9 – Measurement of a unit step responses with power control (Pelton turbine)	60
Figure D.10 – Measurement of unit step responses with power control (pump-turbine)	62
Figure D.11 – Measurement of a unit step response with power control for determination of PI-controller parameters	64
Figure D.12 – Measurement of a unit step response with headwater level control	66
Figure D.13 – Measurement of the unit step responses with headwater level control in multi-unit operations	68
Figure D.14 – Measurement of a load rejection with transition into no-load operation	70
Figure D.15 – Measurement of a load rejection with limit control of surge and suction waves and with transition into no-load operation	72
Figure D.16 – Measurement of a start-up process under load	74
Figure D.17 – Measurement of changeover from full turbine load to synchronous condenser operation	76
Figure D.18 – Measurement of a power step response in on-line simulated island operation test	78
Table 1 – Unit and plant categories	30
Table 2 – Admissible measuring instrument inaccuracies	31
Table B.1 – Test plan for units for peak load operation, level I	38
Table B.2 – Test plan for units for base load operation, level II	39
Table B.3 – Test plan for other units without special requirements, level III	40

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**HYDRAULIC TURBINES –
TESTING OF GOVERNING SYSTEMS****FOREWORD**

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as “IEC Publication(s)”). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC itself does not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC is not responsible for any services carried out by independent certification bodies.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) IEC draws attention to the possibility that the implementation of this document may involve the use of (a) patent(s). IEC takes no position concerning the evidence, validity or applicability of any claimed patent rights in respect thereof. As of the date of publication of this document, IEC had not received notice of (a) patent(s), which may be required to implement this document. However, implementers are cautioned that this may not represent the latest information, which may be obtained from the patent database available at <https://patents.iec.ch>. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

IEC 60308 has been prepared by IEC technical committee 4: Hydraulic turbines. It is an International Standard.

This third edition cancels and replaces the second edition published in 2005. This edition constitutes a technical revision.

This edition includes the following significant technical changes with respect to the previous edition:

- a) adoption of parts of IEC 61362:2024 which deal with test matters;
- b) introduction of new technical aspects;

The text of this document is based on the following documents:

Draft	Report on voting
4/497/FDIS	4/503/RVD

Full information on the voting for its approval can be found in the report on voting indicated in the above table.

The language used for the development of this International Standard is English.

This document was drafted in accordance with ISO/IEC Directives, Part 2, and developed in accordance with ISO/IEC Directives, Part 1 and ISO/IEC Directives, IEC Supplement, available at www.iec.ch/members_experts/refdocs. The main document types developed by IEC are described in greater detail at www.iec.ch/publications.

The committee has decided that the contents of this document will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC website under webstore.iec.ch in the data related to the specific document. At this date, the document will be

- reconfirmed,
- withdrawn, or
- revised.

IMPORTANT – The "colour inside" logo on the cover page of this document indicates that it contains colours which are considered to be useful for the correct understanding of its contents. Users should therefore print this document using a colour printer.

INTRODUCTION

The first and second editions of this document were developed to have a comprehensive description for the test of hydraulic turbine governing systems according to the corresponding state of the art. They were published independently of the guide to specification of hydraulic turbine governing systems (IEC 61362). This third edition was developed together with IEC 61362 in order to harmonize their contents and their publishing dates. Furthermore, the standards are kept open for state of the art by introducing new topics and harmonizing the structure as well as the terms and definitions for both standards.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60308:2024

HYDRAULIC TURBINES – TESTING OF GOVERNING SYSTEMS

1 Scope

This document covers acceptance tests and the related specific test procedures for hydraulic turbine governing systems. It can be used to fulfil following tasks:

- verification of system characteristics according to specification;
- verification of technical guarantees;
- verification of general proper functioning in the workshop and/or on site;
- assessment of the actual state of an existing governing system.

This document covers the tests for systems and devices described in IEC 61362.

2 Normative references

The following documents are referred to in the text in such a way that some or all of their content constitutes requirements of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60041, *Field acceptance tests to determine the hydraulic performance of hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines*

IEC 60545, *Guidelines for commissioning and operation of hydraulic turbines, pump-turbines and storage pumps*

IEC 61362, *Guidelines to specification of hydraulic turbine governing systems*

ISO 4406, *Hydraulic fluid power – Fluids – Method for coding the level of contamination by solid particles*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 61362 apply.

ISO and IEC maintain terminology databases for use in standardization at the following addresses:

- IEC Electropedia: available at <https://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: available at <https://www.iso.org/obp>

4 Recommendations on tests

4.1 General

In order to keep the commissioning period as short as possible, it is recommended that the largest part possible of the required contractual tests be carried out in the manufacturer's works (workshop tests). On site tests should be limited to the verification of such characteristics, which:

- are indispensable for the safety, and
- cannot be carried out without the generating unit and the pressure supply system.

In 4.2 and 4.3, some basic aspects are summarised.

4.2 Recommendations on workshop tests

The scope of the tests, the best set up and the extent of the test documentation should be stipulated in the contract in accordance with the requirements.

In case of type tests including EMC (electromagnetic compatibility), type tests already performed by the manufacturer of the equipment or assembly, the corresponding certificates shall be accepted in order to reduce the tests efforts to a reasonable level.

It should be early and clear enough stipulated, who will witness the tests.

For workshop tests, it is not necessary to set up all components of the governing system in a complete loop, the electronic governor and the oil hydraulic governor can rather be tested separately. During these independent tests, signals at interfaces between the electronic governor and the oil hydraulic governor shall be clearly defined and measurable. Only if it is explicitly required in the contract, the complete governing system, including the electronic and the oil hydraulic governor should be assembled in the workshop. In this case the individual testing of the systems is not needed.

In exceptional technically challenging situations, it can be an advantage to employ a plant simulator for the workshop test of the digital governor (see also Clause 7). The use of a plant simulator in the workshop test has to be clearly stipulated in the contract.

4.3 Recommendations on field tests

4.3.1 New governing systems

For governing systems, the following measures and steps apply.

- Safety devices, displays, alarms and trip settings shall be verified prior to conducting the field tests.
- Commissioning of the complete generating unit shall be performed including load rejection tests. The testing of governing systems shall be coordinated with the overall commissioning of the hydro generating equipment; refer to IEC 60545.

For the actual governing system tests:

- The relevant control mode and operational mode to be checked is set, for example speed control in island operation; subsequently defined test signals are superimposed and resulting changes for the specified values through the entire operating range are observed and/or recorded, whereby control settings can be optimized during the process. The results of such tests can be used as baseline values in order to be compared with the results of verification tests which are carried out during the lifetime of the equipment.

- The test of the insensitivity of the governing system is only needed if the power station will be participating in primary regulation of grid frequency, especially in peak load power stations and in power stations with special requirements for high control accuracy (for recommended insensitivities, see IEC 61362; acceptable measuring uncertainties are given in Clause 6).
- In some cases, the parameters of the governing system can be determined based on physical measurements. If the expected behaviour is not achieved and the reason for this has to be identified, then other factors influencing the governing system behaviour shall be examined. These factors can include: inertias, generator-load characteristics and the influence of hydraulic forces on actuating times. The determination of the governing system's parameters and of the turbine transfer function can be used to provide models of the power plant, in order to carry out studies of the power system's dynamic behaviour.
- Special attention shall be given to the test of pump-turbines because of their complex turbine characteristics (e.g. S-shape characteristic).

4.3.2 Existing governing systems

4.3.2.1 Motivation for a field test in an existing governing system

Existing governing systems can have deficiencies causing one or more of the following effects, which can lead to the decision to conduct a field test:

- long settling times of the controlled variable;
- long synchronization times;
- drifting operating points;
- changes in actuator speeds;
- unusual oscillations (e.g. in no-load and/or island grid operation);
- excessive insensitivities and/or hysteresis effects;
- excessive leakages (long pumping periods, high oil temperature, etc.);
- general inconsistent governor performance.

4.3.2.2 Identification of deficiencies

Depending on the observed effects the following checks can be made:

- measurement of the insensitivity and dead time, see Clause A.1 and Clause A.2;
- recording of step responses/transient functions (unit step responses) by applying defined signals at the input (command signal, controlled variable, frequency, etc.), for example see Clause D.6 to Clause D.14;
- indexing the servomotors, see Clause A.3;
- checking the runner/guide vane relationship in Kaplan turbines, i. e. cam relation;
- checking the deflector/nozzle relationship in Pelton turbines;
- identifying possible resonances (with oscillations in the draft tube, surge tank, waterways: penstock and/or channel system, the generator, the grid, etc.);
- measurements of the parameters of the governing system and comparison to the original values recorded during the first commissioning, for example see Clause D.7 and Clause D.8;
- checking of the overall functionality of the oil hydraulic system, for example see Clause A.4.

4.3.2.3 Deciding whether to replace or to repair existing governing systems

The above-mentioned checks give information about the possible causes of the deficiencies, allowing to decide on the measures to be taken, such as for instance:

- overhauling of individual components;
- replacement of components or of complete governing systems;
- changes in the configuration.

Besides the above-mentioned points, the following facts can also influence the decision to replace or repair existing elements or systems:

- the assessment of operating costs;
- the assessment of repair costs;
- the potential for operating and efficiency improvement of replacement versus repair;
- general safety and any other demands required by authorities.

5 Governing system tests

5.1 Test conditions to be fulfilled

5.1.1 General

The following test conditions apply, unless there is an explicit exception made in this document. They can be modified by mutual agreement.

5.1.2 Turbine operation conditions

- Operating head on the turbine shall be within the limits specified in the turbine contract, otherwise the method of correction should be agreed upon.
- Tailwater elevation and power output of the turbine shall be such that the net positive suction head (NPSH), see IEC 60041, is not less than the lower limit of the turbine manufacturer's guarantee or recommendation.
- Steady-state power output of the turbine for constant position of the regulating devices (e.g. wicket gate, runner, needle, deflector) shall not deviate from the specified value by more than $\pm 1,5$ % of rated output.

5.1.3 Hydraulic pressure unit condition

Tests should be performed under approximately constant oil pressure. The fluctuations of the supply oil pressure shall not exceed ± 10 % of average oil pressure.

5.1.4 Deviation of values from specified operating conditions

5.1.4.1 General

It is important that specified values stated in the contract, upon which stated guarantees are based, be adhered to as closely as possible. The relative deviations from specified values under which it is permissible to make a governing system acceptance test are specified in 5.1.4.2 and 5.1.4.3.

5.1.4.2 Speed

If acceptance tests cannot be performed at the specified speed, the permissible deviation from the specified speed and its effect on the acceptance test results shall be agreed upon prior to tests.

5.1.4.3 Oil hydraulic system

The acceptance tests of oil hydraulic systems pertain to the following parameters:

a) Pressure

Acceptance tests, performed on a governing system installed on site with the turbine running or at standstill, shall be performed with the oil pressure as specified in the contract; for tests performed in the workshop of the governing system manufacturer, because of the absence of regulating force required by the turbine, the oil pressure of the last amplification stage of the controller system can be reduced correspondingly after demonstrating satisfactory operation at the specified pressure. This reduction in oil pressure shall be mutually agreed upon prior to performing the tests.

b) Oil quality and temperature

Acceptance tests shall be performed with the oil quality specified in the contract. Otherwise the oil quality should be agreed upon.

The prescriptions of the manufacturers of components regarding oil purity and absence of foam in the oil shall be strictly observed.

Oil temperatures during the tests shall correspond to normal sustained operating conditions and lie within the range indicated by the manufacturers of components.

5.1.5 Provisions for instruments

The final report shall state the manufacturer and manufacturer's serial number of the instruments and completely describe special devices or modifications to standard instruments used in connection with the acceptance test.

5.1.6 Calibration of instruments

All instruments shall carry calibration certificates, valid on the date of the tests, issued by an institution which is acceptable to both parties. The provision of calibration certificates shall be the responsibility of the party providing the test instruments.

5.2 Electrical checks

5.2.1 General

Electronic systems like the digital governor are sensitive to electrical-magnetic interference. Therefore, the following shall be given special attention:

- quality of the power supply;
- overvoltage protection;
- filter and shielding measures;
- immunity of the components to interference;
- grounding;
- anti-static protection.

If certain basic safety measures are taken and guidelines adhered to, testing can concentrate on checking the governing systems for proper functioning. Electrical checking is usually performed in the form of type tests, because electrical checking is expensive and requires qualified personnel as well as special testing equipment. For specifications of the electromagnetic compatibility (EMC) tests refer to IEC 61362.

5.2.2 Selection of test location

To carry out the functional checks on site, a centrally located, quiet place (control room) should be selected where all important signals of the process are available.

If the governor is not located near the generating unit, provision for local emergency operation of the governor should be made in the vicinity of the generating unit.

5.2.3 Power supply

The check of the power supply with a volt- and ampere meter, oscilloscope or transient recorder should normally be carried out in the workshop and is generally limited to:

- tolerance limits and ripple factor;
- current input;
- if applicable, test of switch-over of redundant supply voltage;
- failure monitoring.

5.2.4 Overvoltage protection and suppression of interference voltage

The following can be checked:

- certification of the electronic equipment with respect to EMC;
- the electric isolation of the power supply unit for withdrawable electronic parts;
- the contact separation of the binary and analogue signals during take-over and/or transfer;
- shielding of the cables to the peripheral devices;
- the physical separation of the signal cables from power lines;
- grounding of inactive metal parts;
- protection of the peripheral devices against overvoltage by protective elements;
- wiring of inductive devices (relay coils, solenoid valves).

Ground connections are to be tested with ohmmeters. In the event of interferences, a measurement is to be carried out at the ends of the signal cables with an oscilloscope.

5.3 Test of the process interface system

The electrical signals for actuator position, speed, power, flow, head (up-stream and tail race), etc., shall be checked for:

- open circuit characteristic and hysteresis (actuator position);
- interference;
- filtering (power, flow, water level);
- limit value acquisition;
- fault monitoring, if available.

Signals communicated by bus systems shall also be checked for:

- proper transmission;
- network status.

5.4 Test of converters, amplifiers and actuators

5.4.1 Electrohydraulic and electromechanical converters

5.4.1.1 General

The converters dealt with here are the connecting element between the electronic and the hydraulic-mechanical part of the governing system, as described in IEC 61362. They are of great importance for the overall behaviour of the governing system. Therefore, insensitivity, precision (including temperature stability) and also the dynamic behaviour shall exceed the corresponding properties of the subsequent amplifier stages.

5.4.1.2 Electrohydraulic converters

The most important characteristic is to establish the oil flow rate as a function of the electrical command signal and of the pressure drop.

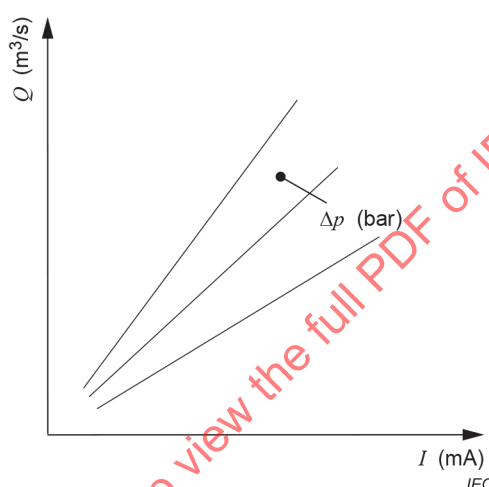


Figure 1 – Oil flow $\bar{Q}$ function of input current I and pressure drop Δp

The curves of Figure 1 should be provided by the supplier of the electrohydraulic converter with various pressure differences and, in addition, oil temperature and type of oil (viscosity grade) should be indicated.

It is furthermore possible to check

- the dead time;
- the actuating forces as a function of the oil pressure;
- the dynamic characteristics.

If an emergency trip and failsafe (for example shutdown in the event of power failure) are available, their function shall also be tested.

Generally, to achieve the specified performance, a vibration (dither) signal is applied, which shall also be checked.

NOTE Multi-stage servo- and/or proportional valves often have an additional position controller for the second stage and can therefore only be tested as a system including the corresponding electronic device.

5.4.1.3 Electromechanical converters

In principle, these converters are electro-motor driven (rotating or linear). For hydro turbines controlled by such electric actuators, they consist of electric motor, gearbox and operating mechanism. These converters are, for instance, used for the direct actuation of the regulating elements (guide vanes, runner blades, nozzle, deflector) or to drive control valve systems.

This type of actuator does not depend on the oil pressure system. It is generally suitable for small hydro turbines, designed to withstand sustained runaway operation, in the event of the total failure of electric supply. Suitable back-up protection shall be provided, to reduce the turbine discharge to an acceptable level. Some examples of the protection are:

- closing of guide vanes by self-closing characteristics;
- closing of inlet valve, with guide vanes open;
- counter weight or spring.

For testing purposes, measurement of current input and actuating times is usually sufficient.

5.4.1.4 Two-stage electrohydraulic control

Two-stage electrohydraulic control is generally composed of an electrohydraulic converter (see 5.4.1.2) which acts on the main distributing valve.

In some special cases, electromechanical/electrohydraulic converters additionally have a small pilot servomotor and a position feedback, (see Figure 2), the pilot servomotor will then actuate the main distributing valve. For measurement, no additional aspects have to be considered.

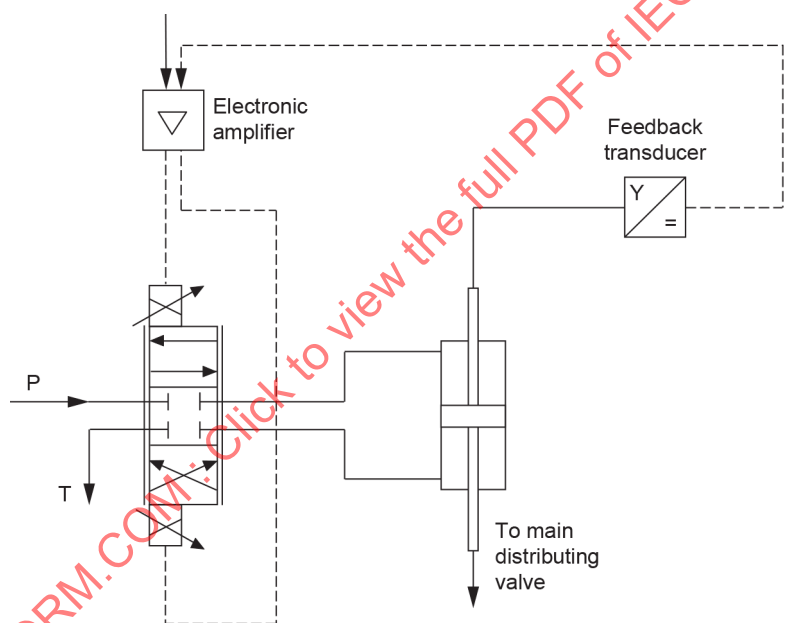


Figure 2 – Two-stage electrohydraulic control with pilot servomotor

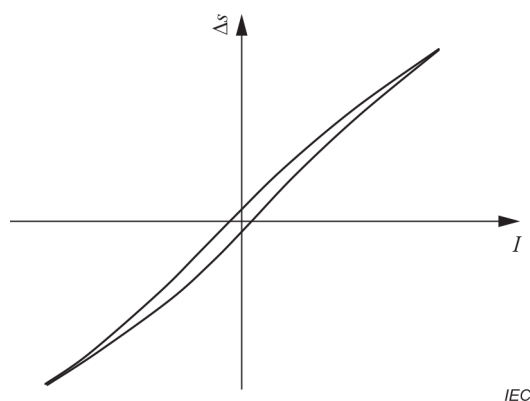


Figure 3 – Output stroke Δs of a converter versus input current I

The correlation between output stroke and input current shall be established or shall be proven by a type test from which the hysteresis can also be seen, see Figure 3,

It is furthermore possible to check

- the dead time;
- the actuating forces as a function of oil pressure;
- the dynamic characteristics.

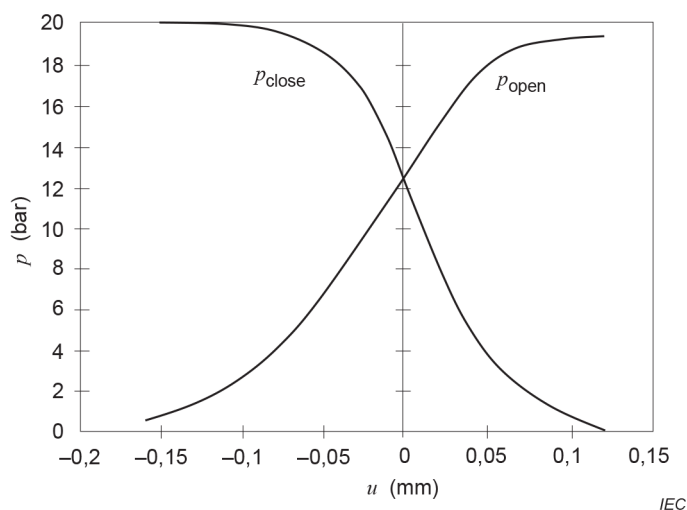
During these checks, the corresponding vibration (dither) signal, oil losses, oil temperature and oil viscosity should be recorded.

5.4.1.5 Main distributing valves

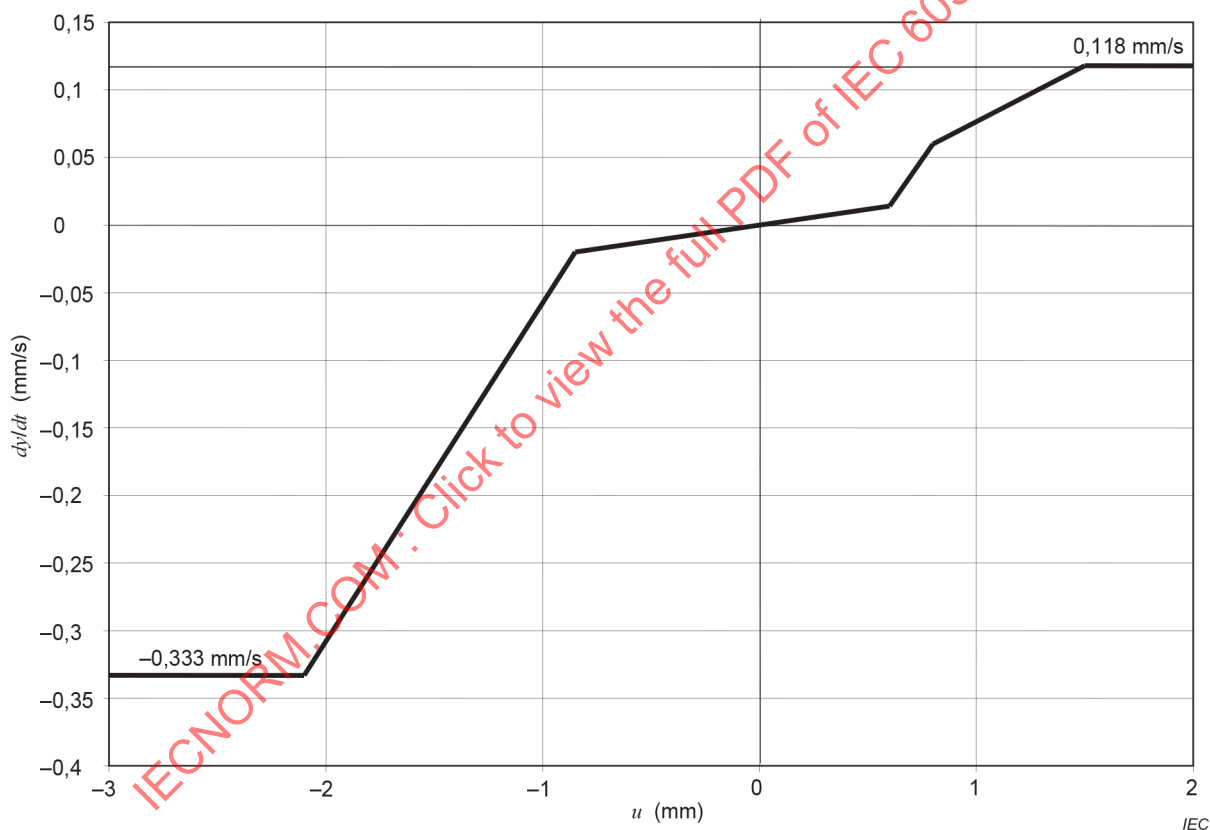
For workshop checks, it is recommended to connect the main distributing valve with the servomotor. If the servomotor is not available, a test servomotor can be used in its place.

The characteristics of the main distributing valve should be established for type testing, troubleshooting or modelling purposes. They are recorded as a function of the valve spool position and consist of the pressure characteristic (pressure in the valve connection ports with the flow to the servomotor blocked or with the servomotor at its end position), see Figure 4 a), and the flow characteristic (actuating speed of the servomotor), see Figure 4 b) (see also Clause A.4).

The slope of the pressure characteristic depends on the internal leakage of the main distributing valve or the main distributing valve and the servomotor.



a) Pressure p curves in closed pipes versus displacement u of the valve spool (example)



b) Servomotor speed dy/dt versus displacement u of the valve spool (example)

Figure 4 – Performance curves of control valves

These measurements are especially important for valves provided with pre-opening notches on the control edges. From the pressure curve, which is only affected by the internal overlap, the displacement necessary to produce the required actuating force of the servomotor can be derived. The flow curve shows the size of the overlap in the individual notches. The widths of the notches are determined on the basis of the chosen time constants. For checking, these can be re-calculated from the inclination of the characteristic curves. The time constants are of importance for the stability and the dynamic performance (overshoot and settling time when positioning), whereas the overlaps are responsible for the governing system insensitivity and/or positioning accuracy.

For onsite testing this measurement can only be made with a spiral casing or a distributor isolated from the water conductor system.

In some Kaplan turbines, the lubrication and cooling of the runner oil supply takes place via the runner control valve. When checking the valve, it has to be made sure that there is sufficient lubrication in the steady state centre position of the piston.

The control valve spool can be overlapped, zero-lapped or underlapped.

5.4.2 Servomotors

5.4.2.1 General

Generally, the servomotor is tested together with the distributing valve assembly. However, it can also be tested without the distributing valve assembly with other pressurization.

5.4.2.2 Servomotor indexing

The measurement of the friction forces, for example via a pressure measurement, is important to ensure the actuator force capacity is suitable for the application. The loading on the servomotor can be measured via pressure measurement during servo movement.

The servomotor full-stroke travel time for hydraulic servomotors is affected by several factors. The mechanical loading of the servomotor affects its rate of travel. This mechanical loading consists of both frictional loading (of the turbine control device and its connecting linkages) and dynamic loading of the water passing through the turbine control device.

The mechanical loading of a turbine control servomotor is reflected as a differential pressure across the servomotor piston considering the area of each chamber.

Both the frictional loading and the hydraulic loading on the turbine control devices determine the servomotor differential pressure required to move the servomotor in the opening or closing direction.

The hydraulic loading on a servomotor can be evaluated at a position by calculating the average between the force to move the servomotor in the opening and closing direction at that position.

The friction loading can be evaluated by calculating one half of the difference between the force to move the servomotor in the opening and closing direction at that position under the assumption that the friction force is roughly equal in both directions and always opposes the motion. Friction loading should be measured during operation of the turbine as the loading on the turbine regulating devices affects the friction load.

Care should be taken to perform the test at a slow enough rate of movement that hydraulic transients and losses in the piping system do not affect the test results.

5.4.2.3 Servomotor opening and closing laws

The actuating times and actuating laws shall be recorded.

In many cases, the closing and opening velocities of the servomotors are not constant but result in two or more velocity steps. All timing controls slopes shall be verified separately.

For safety reasons, the actuating times and actuating laws are pre-checked at maximum supply oil pressure of the plant prior to filling waterways during dry testing.

Upon commissioning, the opening and closing laws shall in any case be retested and adjusted, if necessary, in order to be sure that unacceptable pressure variations in the water passages are avoided.

5.4.3 Dead time, insensitivity

For dead time measurement, the main distributing valve and/or the pilot control valve is(are) displaced stepwise into both directions from the centre position. The time between displacement and the beginning of the servomotor movement is recorded. It is recommended that this measurement shall be carried out in connection with a dead time measurement of the complete governing system.

The insensitivity of the amplifier stage is determined by the valve overlap, the servomotor friction and frictional forces of the positioning mechanism; to overcome these, a corresponding pressure difference and the corresponding valve displacement (see Figure 4 a) are required. Oil leakages also can have a considerable influence.

Measurement of the governing systems insensitivity is of particular interest for units which are used for primary control. The various possibilities are described in 5.5.3.3.

5.4.4 Provision of actuating energy

5.4.4.1 Systems without accumulator

The hydraulic pumps shall have enough capacity to achieve the desired turbine maximum opening and closing velocities under the worst operating conditions, amongst others the maximum servomotor load.

In order to check the safety margin it is recommended to make a servomotor indexing, see 5.4.2.2.

The characteristics of the system required for achieving the amount of the actuating energy are described in IEC 61362.

5.4.4.2 Systems with accumulator

The hydraulic system shall have enough capacity to achieve the desired number of opening and closing servomotor strokes.

Under steady state conditions the accumulator gas temperature is the same as the ambient temperature. The gas temperature has an influence on the capacity of the accumulator. The test shall be carried out considering the specified range of the ambient temperature, for example 10 °C to 35 °C.

The test begins at the minimum operating pressure p_{omin} and the pumps are deactivated. After achieving the desired number of opening and closing servomotor strokes the remaining pressure in the accumulator shall be higher than the minimum required oil pressure (p_R), as described in IEC 61362.

This test can only be done during dry testing.

In order to check the safety margin it is recommended to make a servomotor indexing, see 5.4.2.2.

5.4.4.3 Filtering (see ISO 4406)

For a reliable and safe operation from oil hydraulic control systems, it is necessary to check that:

- the total oil volume is very well cleaned with off-line or in-line filters, as specified by the equipment supplier;
- the electrohydraulic converters (servo valves, proportional valves) are protected by in-line filters directly in front of their supply port as specified by the equipment supplier.

In order to check the cleanliness of the oil according to ISO 4406, a sample of oil has to be taken and has to be analysed by a specialised laboratory.

5.4.5 Oil leakage

It is difficult to measure the oil leakage of the control valves and of the servomotor separately.

Normally oil leakages are measured for steady state position of the servomotor. In this case the proportional valve is around the centre position.

The oil leakage can be measured using the signal of the oil level in the pressure accumulator.

When using a fixed displacement pump in systems with accumulator, the shutoff or unloading period should be considered during steady state operation, as a measure to detect increased leakages.

When using a pressure-controlled adjustable pump, for example an axial or radial piston pump, the increase in no-load electric power consumption of the motor can be taken as a measure to detect increased leakages.

5.4.6 Test of the positioning loop

The positioning loop is the basic control loop in the system. To adjust it properly is a precondition for a good performance of the main control functions. The adjustment needs to consider one or two-stage configurations, where a main distributing valve is used.

The performance and stability criteria, which apply for these tests are described in IEC 61362.

The control equipment consists of the following elements: position controller, electrohydraulic converter and servomotor.

- Input signals: position set-point value, actual position value.
- Output signal: servomotor, main distributing valve position, if available.
- Limit values:
 - servomotor opening ramp,
 - servomotor closing ramp,
 - mechanical limits.

A special design of the turbine control is the provision of individual guide vane servomotors and electrohydraulic controls requiring synchronization, to maintain all guide vanes at the same position. The synchronization is achieved with the help of mechanical linkages or electronically, depending on the system adopted.

5.5 Tests of governor characteristics

5.5.1 General

Examples of the tests described in the following are included in Annex A and results of real measurements are shown in Annex D.

5.5.2 Test of the governing system

The most important steps are:

- activation of the respective control mode;
- input of defined test signals, i.e.:
 - command variables;
 - set-point changes of the follow-up controls;
 - auxiliary and disturbance variables.

Each of the above defined operating points shall be within the control range maintaining limits (for example with respect to pressure range, servomotor speed etc.);

- determining the criteria for evaluating the results achieved by optimization of the controller settings;
- according to specified criteria of control quality (for example determining the damping ratio $0,8 < D < 1,1$ for a time response, measuring the control area (integral criterion) etc.);
- adhering to the admissible limit values and loads (for example minimum system deviation, limitation of speed changes, pressure surge, and surge and suction waves);
- using recommended uncertainties in measurement according to Clause 6.

NOTE For the damping ratio D (or sometimes denoted as ζ) the formula $D = 0,5 (T_1/T_2)$ applies, whereby T_1 and T_2 are the time constants of an element of second order delay; $D = 0$ is zero damping and $D \geq 1$ is aperiodic damping.

5.5.3 Determination of governing system's parameters

5.5.3.1 Step responses, transient functions

Prior to the test, the following is important:

- determination of operating states;
- selection of step amplitudes. The input signals shall be such that they cannot be invalidated by possible disturbing influences;
- choice of the evaluation criteria of the results for determination of the parameters, particularly if non-linearities occur during the tests (for example actuating speed limitations).

5.5.3.2 Frequency response characteristics

Since the control behaviour can usually be better evaluated on the basis of transient functions and since, on the other hand, measurements and evaluations are costly, frequency response measurements should only be made in special cases. The execution of such measurements is to be stipulated in special agreements. Type test results should be acceptable.

5.5.3.3 Insensitivities

5.5.3.3.1 General

Insensitivity testing is only to be carried out on governing systems in power plants with special importance on the grid stability. Suitable input and output variables should be agreed within selected opening ranges. It can be performed for speed control, power control water level control and flow control.

For power control, the actual power value often includes superimposed noise and therefore should not be used for evaluation of insensitivity. As an input parameter, the frequency, which via the frequency-power droop is always available as an additional input variable, or the power set-point can be chosen instead. However, in this case the power measurement device is not included in the insensitivity test.

For the recommended insensitivity, see IEC 61362. Acceptable measuring inaccuracies are given in Clause 6.

5.5.3.3.2 Localization of insensitivities

The localization of insensitivities can be achieved as described below:

- The tests are started with the servomotor position as an output variable. In some instances, for example with individual wicket gate control, the mean value can be chosen as output variable.
- If insensitivity is too high, it is recommended to measure the output variables of each device in the control loop in opposite direction of the signal flow up to the controller output.

5.5.3.3.3 Insensitivity test with X-Y recording

The controller shall have a short reset time since otherwise the insensitivity appears to be increased. For instance, the quotient of integral action time T_i and proportional-action gain K_P should be as low as possible (ideally, proportional action only). Therefore, it is necessary to change the parameters of the controller during the test.

The most important steps are

- recording of the interdependence between output variable and input variable for selected operating openings;
- determination of insensitivity $i_X/2$ from the dead band.

5.5.3.3.4 Insensitivity test by means of transient response functions (time characteristics)

The controller shall have a short reset time since otherwise the insensitivity appears to be increased. For instance, the quotient of integral action time T_i and proportional-action gain K_P should be as low as possible (ideally, proportional action only). It is therefore necessary to change during the test the parameters of the controller to carry out the test.

The main steps include:

- recording of input and output variables with small defined changes of the input variable for selected operating openings;
- determination of the insensitivity $i_X/2$ from the dead band. If the input variable is superposed by high noise, the insensitivity cannot be measured correctly.

5.5.3.4 Synchronism tests of two mechanical or hydraulic variables with X-Y recording

The synchronism tests are carried out with synchronous operation of positioners and serve to record mechanical and/or hydraulic discontinuities. It is assumed that in the steady-state condition the absolute positions are in accordance with each other.

The tests can for instance include:

- the position of two pump-turbine guide vanes during load operation (admissible deviation with slow adjustment usually $< 1\%$);
- the position of one guide vane against the mean value of all guide vane positions with individual guide vane control (admissible deviation usually $< 0,5\%$).

The most important steps are:

- selection of a suitable input variable;
- recording of the movement of both output variables when changing the input variable in both directions by the same amount for selected openings;
- determination of mechanical or hydraulic deviations from synchronous operation from the hysteresis.

5.5.4 Test of main control loops

5.5.4.1 Opening control

The opening control works either as an operating mode in grid operation or as a backup control of main control operations (for example speed control).

The control equipment consists of the elements: opening controller and the servo positioner.

- Input signals: opening set-point value, if necessary, speed dependent with permanent droop, actual opening value.
- Output signal: servomotor set-point.
- Limit values:
 - servomotor opening ramp,
 - servomotor closing ramp,
 - opening limiter.

5.5.4.2 Speed control

The control equipment consists of:

- a series arrangement of speed controller and servo positioner
 - Input signals:
 - i) speed set-point value;
 - ii) actual speed value;
 - iii) necessary, auxiliary and/or disturbance parameters (for example spiral pressure, water level, head, power, servomotor position).
 - Output signal: controller output resp. the servomotor set-point.
 - Limit values: admissible speed changes in the event of load rejection; surge, suction wave and pressure changes in the event of loading, unloading and load rejections; maximum frequency changes in island operation with defined load changes.

5.5.4.3 Power control

The control equipment consists of:

- a series arrangement of power controller and servo positioner
 - Input signals:
 - i) power set-point; if necessary, speed dependent with permanent droop;
 - ii) actual power value;
 - iii) if necessary, auxiliary and/or disturbance parameters (for example spiral pressure, water level, head).
 - Output signal: controller output respectively the servomotor set-point.
 - Limit values: upper and lower power limitation and prohibited zones dependent on head, cavitation, partial load and dynamic condition of the system (for example surge-tank condition).

5.5.4.4 Water level control

The control equipment either consists of:

- a series arrangement of water level controller and servo positioner, or
- a series arrangement of water level controller, flow controller and servo positioner
 - Input signals:
 - i) water level set-point; if necessary, speed dependent with permanent droop;
 - ii) actual water level value;
 - iii) if necessary, auxiliary and/or disturbance variables (for example gate position, discharge of station, locking).
 - Output signal: controller output respectively the servomotor set-point.
 - Limit values:
 - i) maximum value of head race water level;
 - ii) minimum value of tail race water level.

5.5.4.5 Flow control

The control equipment consists of:

- a series arrangement of flow and servo positioner
 - Input signals:
 - i) flow set-point; if necessary speed dependent on speed with permanent droop;
 - ii) actual flow value (mostly calculated);
 - iii) if necessary, auxiliary and/or disturbance variables (for example gate position, water level).
 - Output signal: controller output respectively the servomotor set-point.
 - Limit values:
 - i) water level;
 - ii) surge and suction waves in the event of flow changes.

5.5.4.6 Primary control

An evaluation of the primary control capability of the governor requires a closed loop test together with the power unit connected to the grid. Generally applicable test criteria cannot be given in this document because they depend on the regulations as defined in the local grid codes.

An example for a common test is to simulate the grid frequency measurement and test the response of the power unit to frequency steps around nominal frequency while the set-point of the underlying control loop (opening, power, water level, flow) is held constant.

This test verifies whether the power output of the unit responds to frequency disturbances in the grid according to the specification in the relevant grid code. Commonly used criteria are to check whether the final steady-state value according to the specified permanent droop is reached and the evaluation of the power variation with time regarding delay and deviation of the linear gradient.

However, it is important to note that the dynamic behaviour of the primary control depends not only on the governor but also on the properties of power unit, water passages and grid. This is valid especially for the limitations.

The control equipment consists of:

- Closed loop control using opening, power, water level or flow controller with frequency influence
 - Input signals:
 - i) simulated grid frequency
 - ii) opening, power, water level or flow set-point
 - Output signals:
 - i) controller output respectively the servomotor opening,
 - ii) actual power value
 - iii) water level or flow if applicable
 - Limit values:
 - i) delay
 - ii) deviation of linear gradient
 - iii) settling time

5.5.5 Considerations for island grid field tests

5.5.5.1 Preconditions

The decision whether to perform an island grid test and the type of testing to be performed should be stated by the station owner/operator at the time of the tender. The following factors should be considered by the owner/operator when defining the scope of island grid testing:

- the performance constraints of the turbine, for example due to maximum opening and closing rates;
- the intended role of the machines in the grid management philosophy;
- cost implications such as direct costs (for example cost of test and equipment) and indirect costs (for example lost generation revenue);
- the details of the test should be based on the predicted island grid conditions;
- the owner/operator shall co-ordinate with the grid managing body to determine the details of the test. It should be remembered that the response of the control system is affected by the characteristics of the island grid and the generator.

Three methods to investigate the behaviour of the plant operating on an island grid can be considered: numerical simulation of all components (see Clause 7), field tests by simulated island operation and field tests on a real island grid.

5.5.5.2 Tests by simulated island operation

A very practical test method is on-line simulation and is usually sufficient for most cases. The stability of island grid operation depends essentially on the optimum selection of the dynamic parameters of the speed control system which are used for this mode. Before the field tests, the suitable values of these parameters are generally calculated with optimization specific software, based on more or less accurate models of water passages, turbine, generator and load.

However, real power plants are sometimes different from mathematical models, data can be erroneous, and equipment subject to contingencies and modifications during their lifetime: therefore, the quality of numerical calculations can appear relatively inadequate in certain cases.

For this reason, it is often desirable, before or in place of carrying out real island grid field tests, to develop an intermediate method, based on an "on-line island grid simulator".

Figure 5 represents the main scheme of such a simulator (the variables are in relative values): the generating unit is operating in parallel with the interconnected power system at different values of power output (corresponding to the different operating points desired for the island grid operation). Therefore, the speed of the unit is held constant (or nearly constant) by the power system.

The principle of the simulator can be described as follows: a signal, representing the speed/frequency variations which would occur if the unit were supplying an island grid load, is developed by calculation from the measured electrical power output of the generator. This simulated speed/frequency signal is then delivered to the controller in place of (or in addition to) the actual speed/frequency signal.

The simulated frequency is obtained by integration of the difference between the power output measurement and an adjustable power reference (sum of the initial value of the power and of a test signal); it takes into account:

- the inertia of the unit (unit acceleration constant T_a);
- the inertia of the load (load acceleration constant T_b ; this constant is often taken to be equal to zero);
- the controlled system self-regulation factor (e_n), which is the difference between the load self-regulation (e_g) factor and the turbine self-regulation factor (e_t).

One typical simulated island operation test is the step-response test: a step signal is applied to the adjustable power reference, and the simulated speed/frequency signal following this step change is recorded in the time domain. Attention should be paid to the magnitude of the step signal, which shall be significant, but with a typical maximum value corresponding to 10 % of the rated power output.

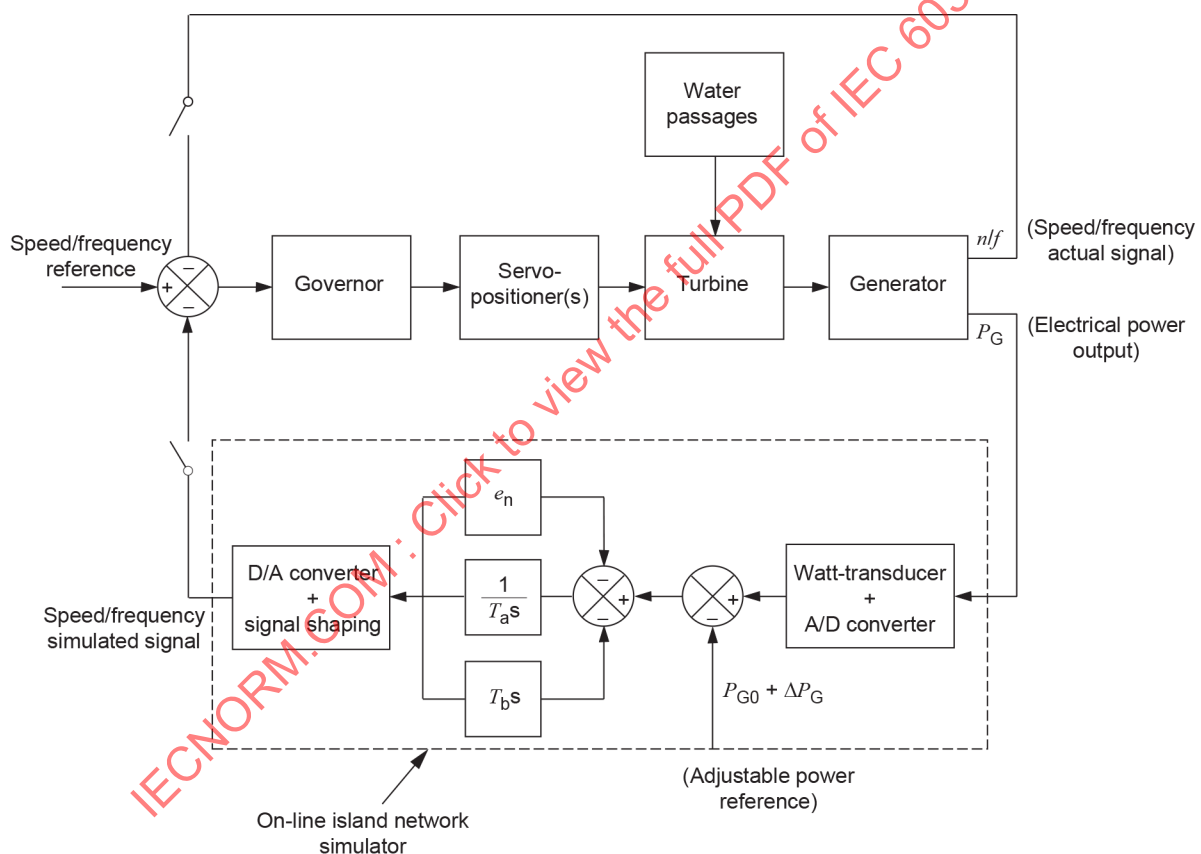
In this on-line simulation, the dynamic effects of the real components of the hydraulic system are included, i.e. the waterway hydraulic dynamics, the turbine (for simplicity, its dependence on the speed can also be taken into account by the turbine self-regulation factor), the controller, including all non-linearities.

The effect of the simulated unit speed change to turbine flow in these tests is neglected as the actual unit speed is held constant, therefore the inaccuracy will be increased by this simplification.

One particular point is the behaviour of the generator, which is different in interconnected grid operation and island grid operation. In interconnected grid operation, the generator can be represented as a second-order system (natural frequency typically between 0,8 Hz and 1,5 Hz); the power output is affected by electromechanical oscillations at this natural frequency. In most cases (except in cases with fast acting deflector control of Pelton turbines) the response time of the speed control is longer, so that the influence of this phenomenon can usually be neglected and the power output of the generator can be assumed equal with the mechanical power of the turbine (losses of the generator neglected).

Moreover, the island grid can be modelled very simply, neglecting the complex dynamical behaviour of the loads.

As a precautionary measure, for safety reasons, it is necessary that the simulator allows the controller to quickly revert back to normal operating conditions of the control system, i.e. to the measured frequency of the interconnected grid in place of the simulated frequency; these precautions are essential in case of divergent oscillations during the test, for example due to un-adapted values of parameters of the speed control system.



IEC

Figure 5 – Example of on-line simulated island grid test

5.5.5.3 Tests on real island grid

Real island grid tests are usually carried out only if the grid operator requires them specifically. They can be costly, with the involvement of numerous parties (the operators of the power plant, of the transmission grid and of the distribution or of the industrial consumer to be supplied in island operation mode). They require careful planning and execution in order to prevent unacceptable disruption to the island grid.

The amplitude of the load change when transferring from the interconnected grid to the island grid should be initially relatively small. This amplitude and the dynamic parameters of the speed control system can be pre-determined by calculation and/or on-line simulation.

The amplitude of the load changes can be gradually increased to determine the point at which the frequency variations become unacceptable.

Figure D.8 presents a field recording of such a step-response with a Pelton turbine.

5.6 Servomotor pressure indication test

The pressures in the opening and closing sides are measured to determine the size and direction of the hydraulic and frictional torque (both in the opening and in the closing direction).

These torques depend on:

- machine size;
- head and/or flow rate;
- opening of the servomotor;
- friction;
- geometric form of wicket gate, runner blades, needles or deflectors.

Servomotors shall be moved slowly and uniformly to achieve sliding friction.

The test can be carried out in dry and wet conditions.

Pressure measuring instruments shall be connected as near as possible to the servomotor chambers and not to a supply piping, but in between servomotor chamber and orifice.

On control devices with water pressurized chambers, the water pressure shall also be measured or recorded over the whole stroke, since the pressure is not constant because of the varying penstock pressure.

5.7 Safety tests

5.7.1 General

The function and the scope of the safety devices, such as:

- quick shutdown;
- emergency shutdown;
- overspeed protection device;
- interlocks;

are described in IEC 61362. While safety functions can include parts which are not in the scope of the supply of the governing system, the critical reliance on those safety functions requires that safety systems shall be tested as a complete system. The safety tests shall prove that the protection devices fulfil their tasks. Safety tests often subject equipment to additional stress and equipment risk than under normal operating conditions (overspeed, load rejection, pressure surges). Therefore, the manufacturer, owner respectively the operator and, if required, public authorities should agree on the test plan.

5.7.2 Test strategy

5.7.2.1 General

All signal routes shall be checked. In order to limit the number of stressing tests like trips, the monitoring and protection equipment can be checked in sections. This can be necessary when testing complex protection systems. The number of sections should be optimized by ensuring that there is no interruption of the signal route.

The function of the individual safety actuators (inlet valve, wicket gate) shall be verified by specific tests.

5.7.2.2 Sensor test

The function of the sensors shall be checked under the most realistic conditions (for example real pressure reduction in the accumulator tank respectively pressure vessel down to the tripping value).

5.7.2.3 Functional check

Interlocking conditions and the various tripping possibilities shall be checked during standstill (dry test) as far as possible.

5.7.3 Test plan

The scope, sequence and procedure of the tests as well as the responsibility shall be defined in a test plan. In addition, the initial and boundary conditions (for example head, power) have to be specified for the individual tests.

If necessary, additional measuring and recording facilities shall be installed. This can include equipment to measure:

- valve switching times;
- delay times of emergency and safety shutdown valves;
- actuating pressures in servomotor;
- pressures in the water ways;
- actuator openings;
- control oil pressures;
- turbine speed, power.

The test signals can be generated either internally or externally.

6 Inaccuracies in tests of governing systems

Generally, all tests have errors up to a certain extent.

Systematic errors cannot be eliminated by repetition of measurements, as they are defined by the characteristics of the measuring instruments and by the measuring arrangement.

However, random errors can be reduced by repeated measurements. In case of measurements of governing systems, random errors can only seldomly be determined since these measurements are hardly ever repeated several times.

Therefore, systematic uncertainties are dealt with in the following paragraphs. If no random errors are determined, the real uncertainty of measurements is larger by an unknown but generally small random portion.

In the following, recommendations are given for the admissible, systematic inaccuracies with respect to the most important measured variables dependent on the task to be carried out.

The inaccuracies always cover the complete measuring chain from the transmitter to the display and/or recording including telecontrol transmission.

Disturbing oscillations or noise on the measured variables can be filtered out. The filter should be selected taking into account the essential frequency to avoid perceptible damping and a major phase shift of the signal. For digital acquisition appropriate sampling frequency and proper anti-aliasing have to be considered.

For all measured variables the difference is to be made between plants grouped in the categories defined in Table 1.

Table 1 – Unit and plant categories

Level	Description
I	Units for peak load operation
II	Units for base load operation Units for island operation
III	Other units without special requirements

Tables listing the specific test plans are presented in Annex B.

The admissible values of the instrument inaccuracies for the different categories are shown in Table 2.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60308:2024

Table 2 – Admissible measuring instrument inaccuracies

Item No.	Description	Level I and II	Level III
6.1	Frequency, speed		
6.1.1	Insensitivity measurements Inaccuracy relative to rated value f_r absolute inaccuracy (with $f_r = 50$ Hz)	$\pm 0,002$ % $\pm 0,001$ Hz	$\pm 0,1$ % $\pm 0,05$ Hz
6.1.2	Frequency/speed when measuring static curves Inaccuracy relative to rated value f_r Absolute inaccuracy (with $f_r = 50$ Hz)	$\pm 0,1$ % $\pm 0,05$ Hz	$\pm 0,4$ % $\pm 0,2$ Hz
6.1.3	Speed during start-up and switching-off processes Inaccuracy relative to rated value f_r absolute inaccuracy (with $f_r = 50$ Hz)	$\pm 0,5$ % $\pm 0,25$ Hz	± 2 % ± 1 Hz
6.1.4	Speed during synchronization Inaccuracy relative to rated value f_r Absolute inaccuracy (with $f_r = 50$ Hz)	$\pm 0,05$ % $\pm 0,025$ Hz	± 2 % ± 1 Hz
6.2	Strokes		
6.2.1	Insensitivity measurement inaccuracy relative to maximum value	$\pm 0,05$ %	$\pm 0,5$ %
6.2.2	Synchronism test (synchronous operation) measurements (guide vane – guide vane) Inaccuracy relative to maximum value	$\pm 0,05$ %	$\pm 0,5$ %
6.2.3	Strokes during start-up and shut down processes, interconnected grid and island grid operation Inaccuracy relative to maximum value	± 1 %	± 2 %
6.3	Power inaccuracy relative to rated power	$\pm 0,5$ %	± 2 %
6.4	Pressure/heads		
6.4.1	Water passages Pressure/heads during steady state and transient conditions, for example start-up and shut-down processes, interconnected grid and island grid operation Inaccuracy relative to rated head	± 2 %	± 2 %
6.4.2	Oil pressures Inaccuracy relative to the design pressure p_D	± 1 %	± 1 %
6.5	Water levels		
6.5.1	Water level control Absolute inaccuracy	$\pm 0,5$ cm	± 2 cm
6.5.2	Water level fluctuation in surge tanks. Inaccuracy relative to the difference between the highest and lowest water level in the surge tank	± 1 %	± 1 %
6.6	Time		
6.6.1	Dead times absolute inaccuracy	$\pm 0,02$ s	$\pm 0,05$ s
6.6.2	Actuating, synchronising and transient times absolute inaccuracy	$\pm 0,2$ s	$\pm 0,2$ s
6.7	Oil flow		
	Inaccuracy relative to rated flow	± 5 %	± 5 %

7 Simulation of governing and control operations

The simulation of physical processes can reduce the number of tests on the real unit, which saves time and effort.

Workshop acceptance tests of governing and control system can be performed by simulation of physical processes. In those tests, parts of the controlled system which cannot be physically present at the test are simulated. For this, a real time simulator is provided, see also IEC 61362.

The simulation can run as part of the digital governing system or in a separate device, which is connected as hardware-in-the-loop simulator to the governing system.

Different extensions of the simulation can include:

- oil hydraulic system (servomotor, electrohydraulic amplifier);
- unit (water passages, turbine, generator, etc.);
- power plant (multi-unit operation, etc.);
- grid (inertia, island operation, etc.).

The advantage of the separate device is that the interfaces between the control system and the plant simulator can be used just like in the plant itself.

When simulating electronic control functions in workshop tests, important interlocking functions which shall operate reliably have to be implemented.

Regarding inaccuracies introduced by the simulator in the control loop refer to IEC 61362.

8 Organizational aspects of test management

In the process of verifying guarantees set up according to IEC 61362, the following is recommended in case of new governing systems for new plants as well as for existing power plants:

- identify the characteristics of the controlled system (e.g. turbine characteristics, properties of the water passages, servomotor operating times, etc.);
- define scope of governing system tests to verify guarantees and scope of documentation;
- define measures to be taken in the event of failure to comply with guarantees.

For rehabilitation projects, the actual state of the existing governing system shall be verified based on existing documents or site assessment including tests which are agreed upon.

For each test, the following shall be documented:

- instrument parameters;
- list of measured variables;
- limit values;
- test conditions;
- test procedure;
- test results.

The documentation shall be usable as reference for repetitions of the test in order to validate the performance and safety requirements.

The measured values can be recorded and processed either:

- by using suitable data acquisition system with or without separate sensors; or
- directly by internal data acquisition of the digital governing system.

The final report should demonstrate that

- the unit is operating according to specification;
- the safety requirements are fulfilled;
- the specific contractual guarantees are fulfilled.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60308:2024

Annex A (informative)

Test procedures

A.1 Insensitivity test procedure

(Speed control)

a) Test method 1 (Figure D.2 and Figure D.3)

Measuring values to be recorded:

- ordinate: injected value of speed/frequency or value of set-point corresponding to control mode, actual value of servo motor stroke;
- abscissa: time.

Test procedure:

The desired value of speed/frequency has to be changed in steps (with a disturbance signal) with defined plus/minus steps after reaching steady state. From step to step, the amplitude of speed/frequency change becomes reduced until the servo motor shows no more movement caused by the speed/frequency changes.

The corresponding value of the amplitude of speed/frequency change shows the insensitivity of the governing system. This test should prove that the insensitivity is below a specified value.

b) Test method 2 (Figure D.1)

Measuring values to be recorded:

- ordinate: actual value of speed/frequency (measured from the grid or from an injected signal);
- abscissa: actual value of servo motor stroke.

Test procedure:

If the frequency fluctuations in the grid are too high, an injected signal should be preferred. In the range of insensitivity, where only the speed/frequency signal is changing, the record shows the insensitivity as a band with accumulated, partly vertical lines.

The test should be performed for an appropriate duration until the dead band is identified properly.

The inclination from the band of insensitivity corresponds to the adjusted permanent speed droop.

A.2 Dead time test procedure

Test method:

Measuring values to be recorded:

- ordinate: injected value of speed/frequency, actual value of servomotor stroke;
- abscissa: time.

Test procedure:

The speed/frequency has to be changed in one step which, regarding the droop, corresponds to a change of the servomotor position of more than 10 %. The time between the step of the injected value of speed/frequency and the beginning of the movement of servomotor is the dead time. The test should be performed both in the opening and in the closing direction.

On site the dead time can also be derived from a load rejection. It is the time between the beginning of speed increase and the beginning of the movement of the servomotor.

A.3 Test procedure for the servomotor pressure indication

Test method:

Measuring values to be recorded:

- ordinate: the pressures measured on the opening and closing sides of the servomotor;
- abscissa: the servomotor stroke and/or the corresponding angle;
- with the unit in operation the following additional values can be recorded:
 - oil system pressure;
 - the static head;
 - the tail race level;
 - the generator power.

Test procedure:

In general, the servomotor shall be moved slowly and uniformly to ensure dynamic sliding friction.

The test shall be carried out with the generator connected to the grid from full open position to no-load position and vice versa.

A.4 Procedure for the measurement of the pressure and flow characteristics of control valves

a) Pressure characteristic (see Figure 4 a))

Measuring values to be recorded:

- ordinate: pressure in the valve connection ports for opening and closing;
- abscissa: valve spool position.

Test procedure:

The valve connection ports shall be closed or the servomotor shall be in the corresponding end position, where the servomotor piston cannot move, when the control valve opens. The slope of the pressure curve depends on the internal leakage of the control valve or the control valve and the servomotor.

b) Flow characteristic (see Figure 4 b))

Measuring values to be recorded:

- ordinate: servomotor speed (flow);
- abscissa: valve spool position.

Test procedure:

The valve spool is displaced to a defined stroke. The inclination from the curve of the servomotor stroke is proportional to the flow under a specified pressure drop. The flow can be calculated with the formula:

$Q = A \times v$ with the servomotor area A and the velocity v of the servomotor piston.

$v = \frac{Y}{t}$ with the servomotor stroke Y and the measuring time t .

The test shall be repeated for several values of the valve spool position.

The flow also depends on the pressure difference Δp between the control valve connection ports to pressure source and tank. The relation is shown by the formula:

$$Q \approx \sqrt{\Delta p}$$

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60308:2024

Annex B

(informative)

Recommendation for testing of turbine governing systems

Some of the field tests, as per the Table B.1 to Table B.3, shall be conducted during the pre-start stage prior to filling waterways, commonly referred to as dry tests. All the other field tests are commonly referred to as wet test. Refer to Annex C.

Some of the tests are required to be performed on the hydro-generating unit prior to rehabilitation in order to get reference test results, etc.

The equipment under test shall be operating in the same conditions as in the intended normal operation.

Table B.1 to Table B.3 provide recommended test plans for use in the workshop or on site for the different categories of units.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60308:2024

Table B.3 – Test plan for other units without special requirements, level III

			Workshop tests			Field tests		
Functional group	Part	Test	N ^a	C ^b	Test conditions	N ^a	C ^b	Test conditions
Overall system	Assembled system	Sensitivity/dead band	-	-		-	-	
		Dead time	-	-		-	-	
		Closed loop control (frequency step, load step)	-	-		-	-	
		Full load rejection	-	-		-	-	
Overall system	Complete system	No-load stability	-	-		-	-	Wet test
		Load stability	-	-		-	-	
		Load rejections	-	-		-	-	
		Shutdowns (ESD, QSD)	-	-		X	X	
		Isolated operation stability test	-	-			-	
Subsystems	Servo systems	Static characteristic and accuracy	-	-		-	X	
		Dynamic test (step or harmonic response, normally only for type test)	-	-		-	-	Dry test
Main modules	Oil hydraulic governor	Servo/proportional valve functional test	X	X		X	X	Wet test
		Distribution valve assembly characteristic	-	-		-	-	
		Shut down functions	X	X		X	X	
		Opening/closing speed	X	X		X	X	
		Manual functions	X	X		X	X	
		Check the overall oil leakage in steady state position of the servomotor	-	-		-	-	
	Electronic governor	Opening control	X	X		X	X	Wet test
		Permanent droop and other control functions	-	-		-	-	
		Sequences (if part of the governor)	-	-		X	X	
		Multiple actuator control	-	-		-	-	
		Optimization of parameters	-	-		-	-	
		Supervision/alarms	X	X		X	X	
		Other functions if applicable	-	-		-	-	
Sub-modules	Oil pressure system	Pressure control (if part of the governor)	X	X	Oil quality and temperature within "normal" range	X	X	Wet test
		Pump capacity	-	X		-	-	
		Energy storage capacity	-	X		-	-	
		Power supply	-	X		-	X	
		Alarm/trip signals	X	X		X	X	
	Speed monitoring system	Speed levels	X	X		X	X	
		Supervision/alarms	X	X		X	X	

^a Normal test plan.

^b Comprehensive test plan.

Annex C (informative)

Field test of governing systems

C.1 General

The commissioning procedure of hydro turbines is described in detail in IEC 60545.

C.2 Data on operating conditions

The following data shall be available prior to the commissioning of the governing system:

- guide vane opening (or needle opening of impulse turbines) for no-load, starting and cavitation limits as function of headwater and tail water levels respectively the head and where applicable, runner blade or deflector opening;
- servomotor opening and closing laws;
- turbine governing system (controllers, etc.) and servomotor characteristics;
- adjustment of overspeed protection device;
- maximum steady-state runaway speed and allowed maximum speed
- water pressure variations according to hydraulic transients limits;
- information about type and cleanliness of the fluid for the oil pressure system;
- information on oil pressures and levels at which the pumps and accumulator should be normally operated;
- maximum and minimum pressures of the oil pressure system.

C.3 Pre-start tests prior to filling waterways

Step No. 1 is as follows:

- calibration of scales and feedback devices for guide vane opening (or needle opening of impulse turbines) and where applicable, for runner blade or deflector opening;
- operation of the oil pressure system consisting of pumps, accumulator, automatic and manually operated starting and stopping devices (control valves, isolating valves etc.) and signalling devices;
- check oil levels and pressures of the oil pressure system; oil pressure system capacity check;
- check protective devices, such as oil level, pressure and temperature alarms and trips, with final adjustments;
- check gatelock operation and interlock function where required, calibration of power transducer;
- check operating time of the servomotors, only limited by orifices, not applicable for some impulse turbines with operating needles by water pressure;
- check operating time of the servomotors with emergency shutdown device.

Step No. 2 is as follows:

- operation of converters (servo valve, proportional valve, etc.);
- check operating times of the servomotors with use of the governing systems, not applicable for some impulse turbines with operating needles by water pressure;
- check the correct operation of the positioning loops;
- verification of safety functions relevant to the governing system.

C.4 Test after filling waterways

Automatic protection devices which actuate the wicket gate (or needles/deflectors for impulse turbines) shall be checked. If required, the operating time of the servomotor can be determined after filling the turbine from the tailrace side. For impulse turbines the operating time of the needles can be checked with the penstock filled and the deflector closed.

C.5 Initial run

During the initial run the operation of the speed measurement systems shall be checked by manually opening the guide vanes or needles until the unit starts turning.

C.6 No-load tests

The generating unit shall be kept under manual control at or above the starting speed (depending on the design of thrust bearing and other bearings). The machine speed shall be increased to the rated value, in order to check that the generator is balanced.

The speed shall be kept at the rated value, until the bearings reach their steady state temperature, which is known as bearing run.

Afterwards a shutdown shall be initiated by a stop command, first by manual operation and then by automatic operation by simulating a fault.

After the bearing run, the generating unit shall be started under automatic control. It shall be checked that the governing system controls the guide vane opening (or needle opening of impulse turbines) and where applicable, for runner blade or deflector opening and that the steady state speed is attained without excessive speed overshoot taking care of the water pressure in the penstock.

The controller parameters shall be optimized for unsynchronised speed no-load operation. The performance shall be checked by varying the speed set point by approximately 1 % to 5 % followed by the governing system to stabilise the speed at the set value.

Machine trips shall be performed by simulating faults, ensuring that the generating unit is not harmed.

Before the load rejection test, the generator unit shall be subject to overspeed test to check the functionality of the mechanical overspeed device or overspeed monitoring system.

C.7 Load and load rejection tests

The synchronizing of the generator to the grid shall be tested. The frequency adjustment is realized by the turbine speed governor as commanded from the synchronizer.

The function of the governing system for load variations shall be checked and the controller parameters for stable operation on the grid shall be optimized.

The operating time of the servomotors shall be re-checked.

The maximum speed rise and pressure rise during load rejection tests, to be performed at 25 %, 50 %, 75 % and 100 % of the rated load shall be determined. For the case that the 100 % of the rated power cannot be reached, the last test shall be performed with the maximum available power.

C.8 Measurement and recordings

The following variables shall be recorded during the above mentioned tests:

- headwater and tailwater levels;
- power output;
- servomotor opening;
- pressure at turbine inlet;
- pressure in draft tube;
- unit speed;
- pressure of the oil pressure system;
- pressure in the servomotor opening and closing chambers;
- any additional governing system variables useful for interpretation.

Annex D (informative)

Governing system test examples

D.1 General

The following examples refer to specific plants with special governing systems and requirements. Therefore, they cannot be transferred directly to other plants. The test scope, the admissible values as well as the type and extent of the representation can differ considerably from case to case. The examples show briefly the corresponding test procedure, the evaluation methods and the results.

D.2 Insensitivity test under speed control with X-Y recording (example referring to 5.5.3.3.3 and Clause A.1 b))

6-jet Pelton turbine, $H_r = 1\,260$ m, $P_{Gr} = 260$ MW; electronic PI speed controller; unit in interconnected grid operation; minimum integral action time T_i , maximum proportional-action gain K_P for stable operation; insensitivity of a needle position to frequency variations.

a) Measuring recording, see Figure D.1

- Ordinate: power system frequency, taken from wall socket, filtered (low-pass filter, frequency 55 Hz).
 - Measuring instrument: cycle measuring instrument with 0,25 mHz resolution within 2 s integration time.
 - Measuring uncertainty:

$$|f_n| = 10^{-5} = 0,001 \%, \quad |\Delta f| = 0,5 \text{ mHz.}$$
- Abscissa: needle stroke Y_{nz} in percent.
 - Measuring instrument: capacitive angular transmitter, resolution approximately 0,01 mm needle stroke.
 - Measuring uncertainty:

$$|f_y| = 0,01 \% \text{ needle stroke.}$$

b) Evaluation and results

- Dead band (vertical distance of the envelope line):
 $i_x = 0,011 \text{ Hz, related to } 50 \text{ Hz in p.u.: } 2,2 \times 10^{-4}.$
- Insensitivity (dead band / 2):
 $i_x/2 = 1,1 \times 10^{-4} \text{ corresponding to } 0,0055 \text{ Hz.}$
 (recommended limit according to IEC 61362: 2×10^{-4}).
- Permanent speed droop:
- $$b_p = \frac{\Delta f [\text{Hz}]/50}{\Delta Y_{nz}/Y_{nz \max}} \times 100 \% \sim 4 \, \%.$$
- The requirement for a peak-load power plant is fulfilled.

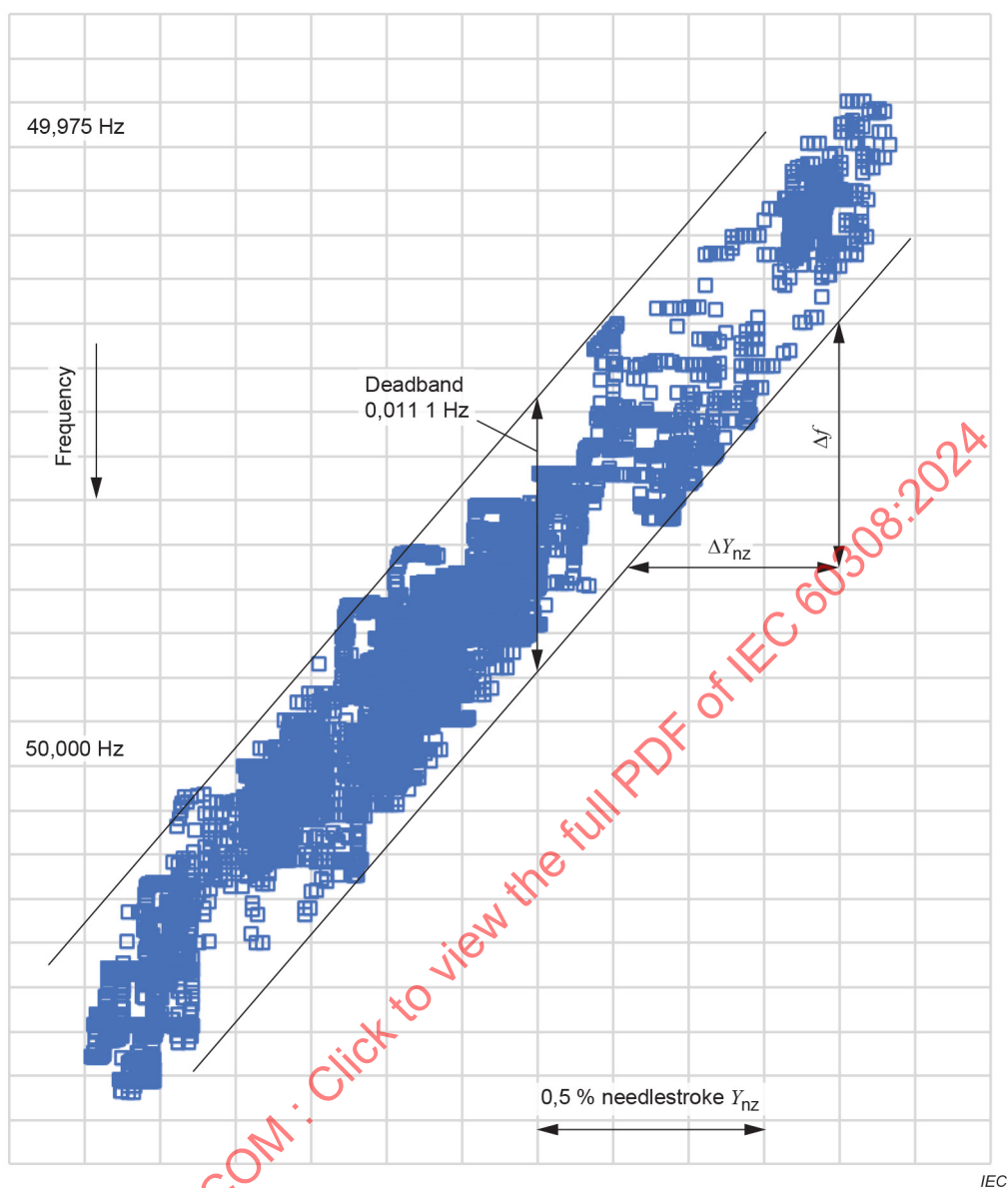


Figure D.1 – Insensitivity test under speed control with X-Y recording

D.3 Insensitivity test under opening control with frequency-opening-droop and time characteristics (example referring to 5.5.3.3.4 and Clause A.1 a)

4-jet Pelton turbine, $H_r = 748$ m, $P_{Gr} = 72$ MW; electronic opening controller; machine in interconnected grid operation; frequency-opening-droop switched on; insensitivity of a jet needle with frequency step change; minimum step amplitude $\pm 0,003$ Hz.

a) Measuring recording, see Figure D.2

- Ordinate: needle stroke Y_{nz} as unit step response.
- Measuring instrument: linear sensor, resolution approximately 0,1 mm.
- Measuring uncertainty: $|f_y| =$ approximately 0,05 % needle stroke.
- Abscissa: time.

b) Result and evaluation

- Clear response to a set-point step change of $\pm 0,06$ % of full load
- Insensitivity: $i_x/2 < 0,6 \times 10^{-4}$ (recommended limit according to IEC 61362: $i_x/2 < 2 \times 10^{-2}$).
- The requirement for a peak-load power plant is fulfilled.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60308:2024

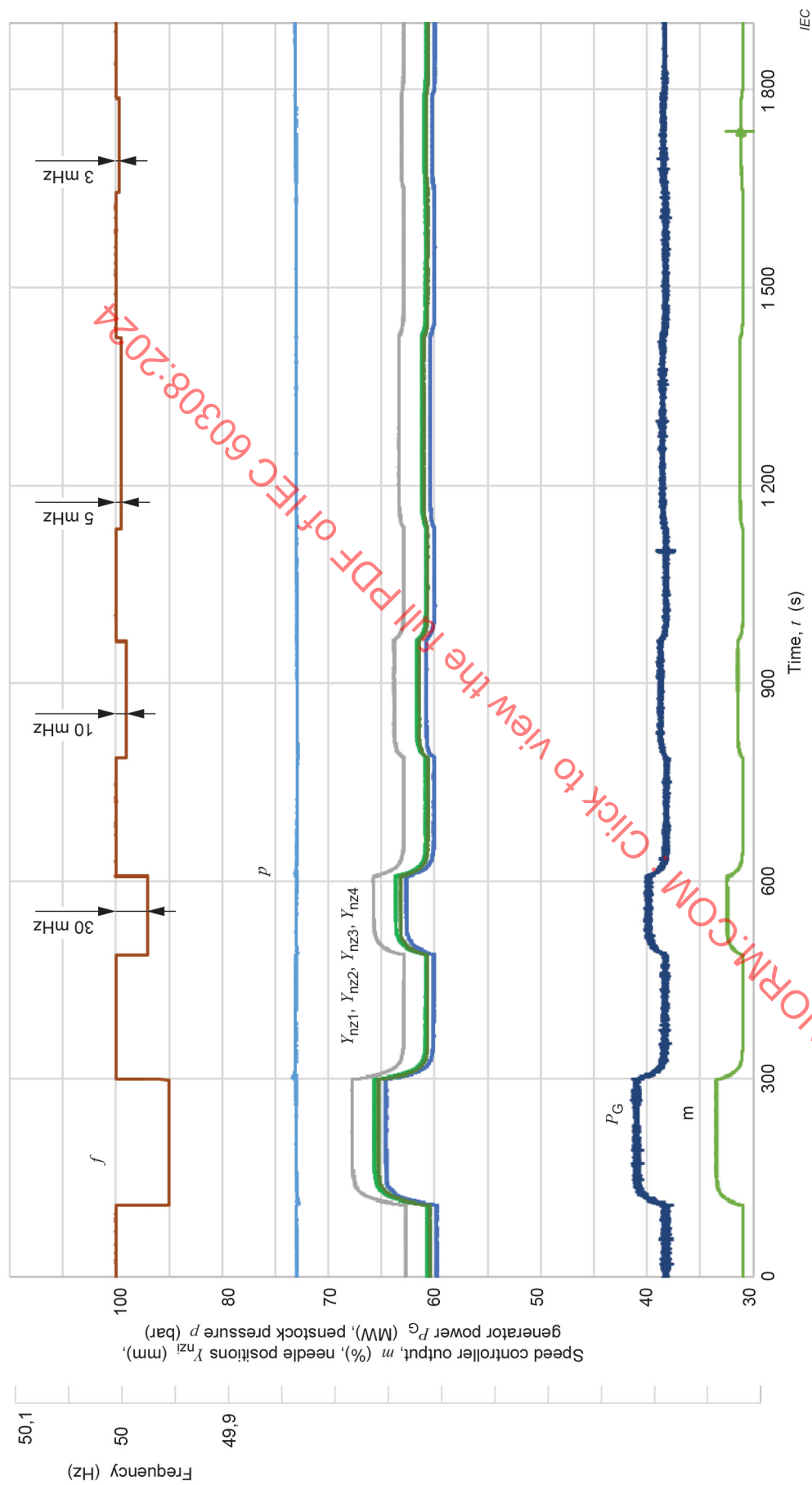


Figure D.2 – Insensitivity test under opening control with time characteristics

D.4 Insensitivity test under power control with time characteristics (example referring to 5.5.3.3.4 and Clause A.1 a)

6-jet Pelton turbine, $H_r = 1260$ m, $P_{Gr} = 260$ MW; electronic PI power controller; machine in interconnected grid operation; frequency-power-droop switched off; insensitivity of a jet needle with power set-point step changes; minimum step value in negative direction: -3 mV corresponding to -320 kW or -0,12 % of total load.

a) Measuring recording, see Figure D.3

- Ordinate: needle stroke Y_{nz} as unit step response.
- Measuring instrument: capacitive angular transmitter, resolution approximately 0,01 mm.
- Measuring uncertainty: $|f_y| =$ approximately 0,01 % needle stroke.
- Abscissa: time.

b) Result and evaluation

- Clear response to set-point step change of -0,12 % of full load in negative direction.
- dead band: $i_x < 0,12 \% = 12 \times 10^{-4}$
- Insensitivity: $i_x/2 < 6 \times 10^{-4}$ (recommended limit according to IEC 61362: $i_x/2 < 1 \times 10^{-2}$).
- The requirement for a peak-load power plant is fulfilled.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60308:2024

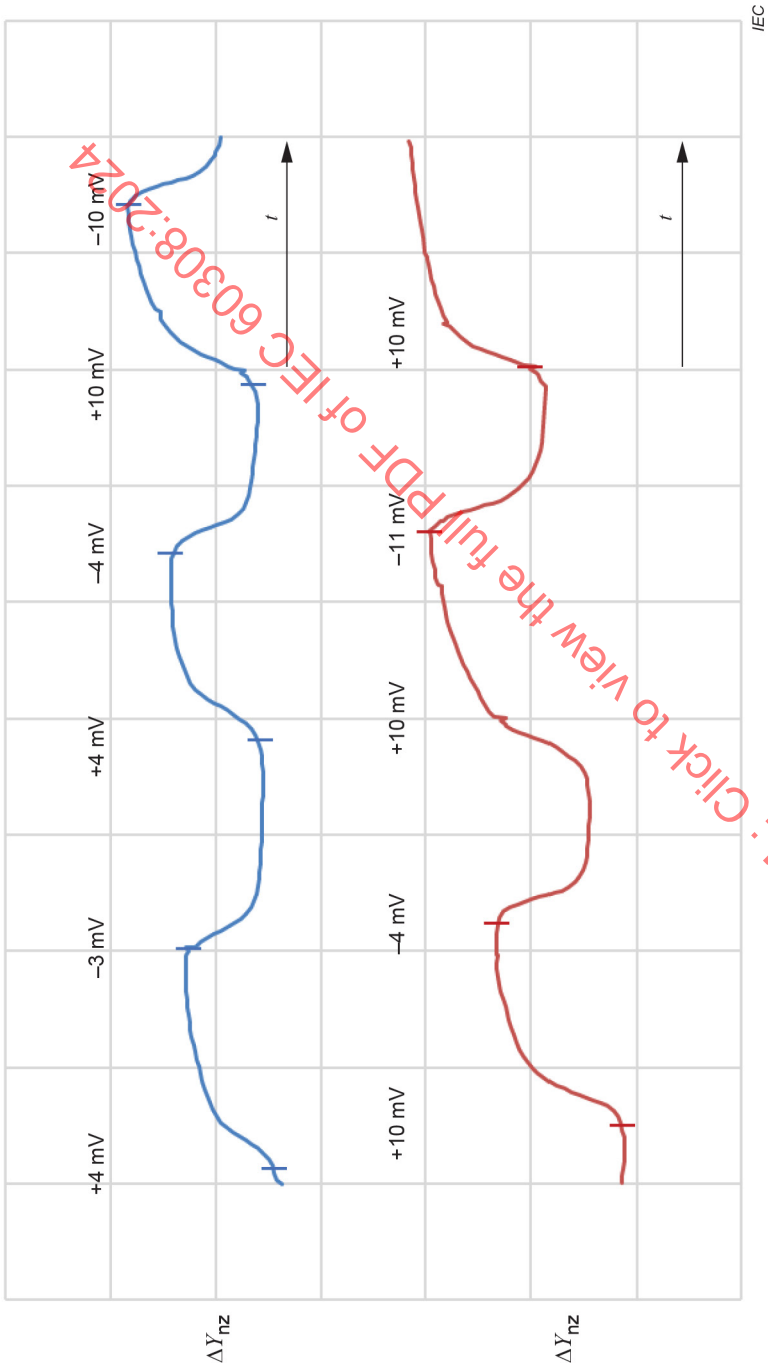


Figure D.3 – Insensitivity test under power control with time characteristics

D.5 Synchronism test of two controlled quantities with X-Y recording (example referring to 5.5.3.4)

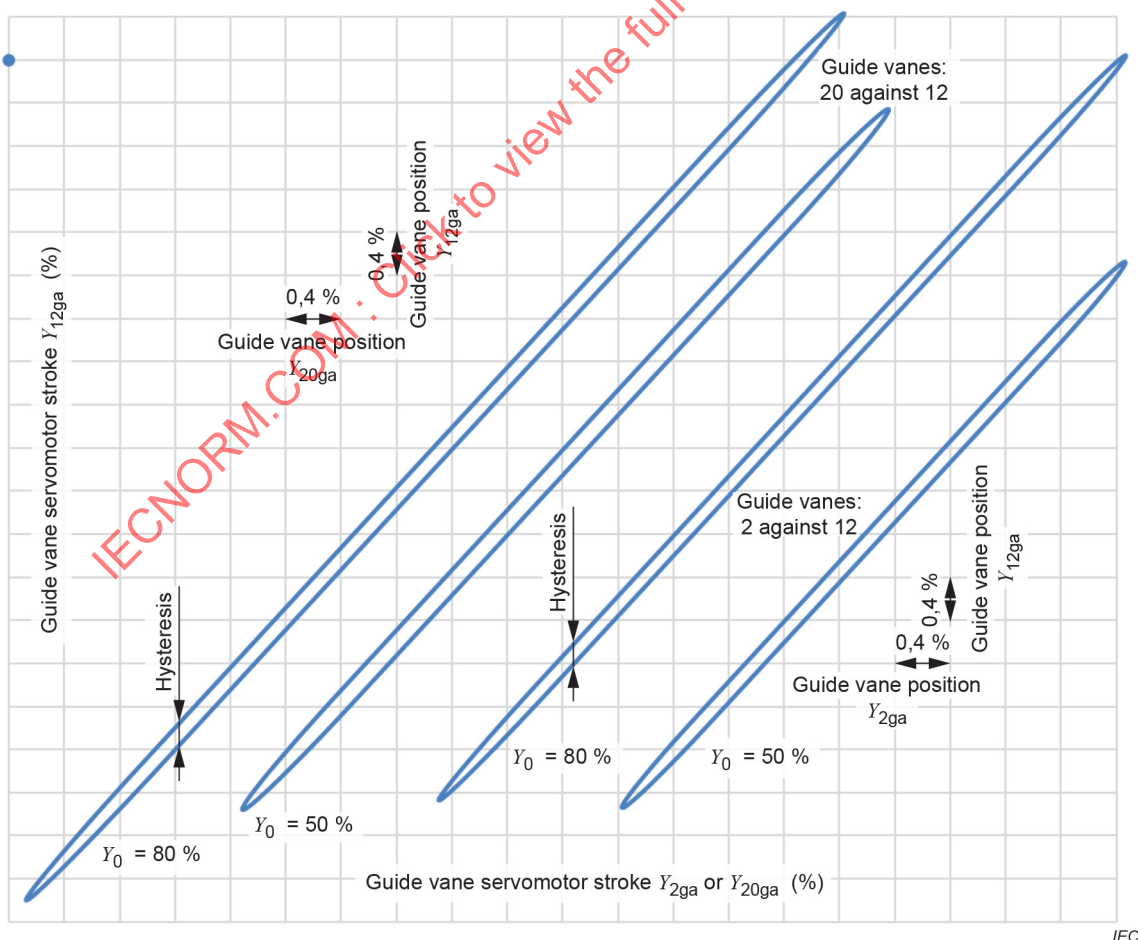
Pump-turbine, $H_r = 350$ m, $P_{Gr} = 275$ MW; electronic speed and power controller with power feed-forward-control; individual guide vane control; slow adjustment of gate limiter in the range between 50 % and 80 % of the guide vane opening.

a) Measuring recording, see Figure D.4

- Ordinate: stroke of guide vane No. 12, Y_{12ga} in percent.
- Abscissa: stroke of guide vanes No. 2 and No. 20, Y_{2ga} , Y_{20ga} in percent.
- Measuring instruments for ordinate and abscissa.
- Angular transmitter (feedback transducer), resolution approximately 0,005 % of full guide vane angle.
- Measuring uncertainty: $|f_y| = 0,01$ % of full guide vane angle.

b) Result and evaluation

- Synchronism performance: largest deviation (hysteresis) approximately 0,27 % between guide vanes 20 and 12, and approximately 0,16 % between guide vanes 2 and 12.
- The synchronous operation of the guide vanes is good.



IEC

Figure D.4 – Synchronism test of two controlled quantities with X-Y recording

D.6 Measurement of a unit step response with PID speed controller (example referring 5.5.4.2 and 5.5.3.1)

Pump-turbine, $H_r = 430$ m, $P_{Gr} = 154$ MW; electronic PID speed controller with permanent speed droop, individual guide vane control; unit in grid operation, controller speed input open, controller mode “island operation”, Triggering: input of a simulated speed step of +1 %.

a) Measuring recording, see Figure D.5

- Ordinate for triggering signal: without scale.
- Ordinate 1, percent values: speed controller output m_1 , input to the servo-positioner m_2 (according to actuator laws), mean value of servomotor stroke Y_{ga} , generator actual power value P_G .
- Ordinate 2: head on pressure side ΔH in m.
- Measuring instruments: industrial measuring instruments.
- Measuring uncertainty (estimation):
- For all percentage values related to the nominal range, approximately ± 1 % absolute; for the head ± 2 m.
- Abscissa: time.

b) Result and evaluation

- The speed controller output shows a clear PID behaviour.
- Due to the limitation of the actuating speed, the derivative action at the input to the servo-positioner can hardly be recognised. The same applies to the servomotor stroke. The derivative action mainly serves for compensating delays and insensitivities.
- The average servomotor movement starts delayed by approximately $T_q \approx 0,25$ s.
- The power characteristic clearly shows the influence of the pressure surge; power only starts changing in the correct direction after approximately 3,6 s (non-minimum phase behaviour).

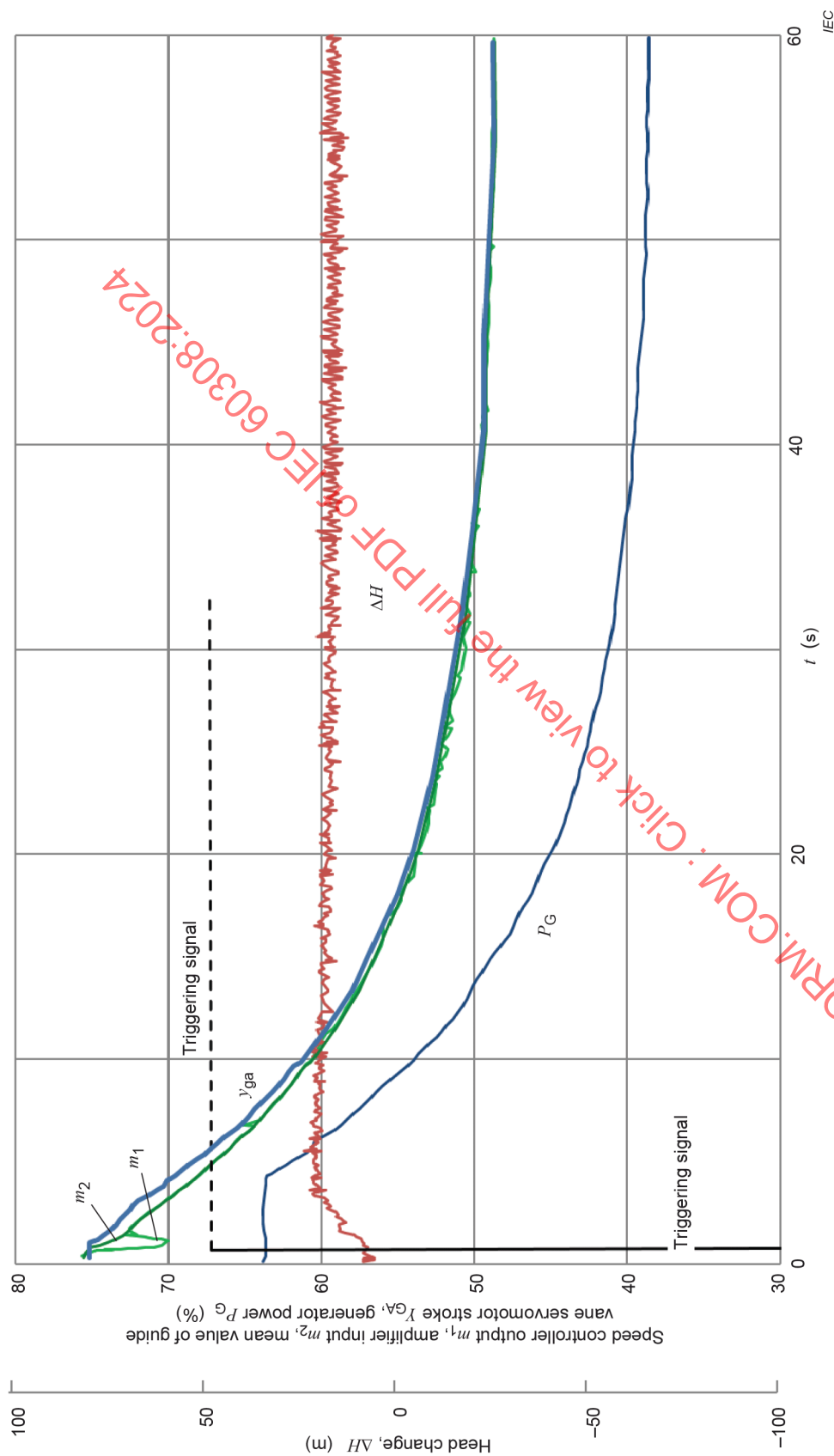


Figure D.5 – Measurement of a unit step response with PID speed controller

D.7 Measurement of a unit step response with speed control for determination of PID controller parameters (example referring to 5.5.4.2; 5.5.3.1)

2-jet Pelton turbine, $H_r = 1\,250$ m, $P_{Gr} = 85$ MW; digital speed controller with PID algorithm and permanent speed droop; unit in grid operation; frequency controller input open; mode of speed controller – “Opening Control”; input of a simulated frequency step of ± 200 mHz.

a) Measuring recording, see Figure D.6

- Ordinate 1: penstock pressure in bar (measured with a dedicated sensor)
- Ordinate 2: injector position in mm (measured with a dedicated sensor).
- Ordinate 3: PID controller output in % (measured on an analogue output of the controller)
- Ordinate 4: deflector position in mm (measured with a dedicated sensor)
- Ordinate 5: power in MW (measured with a dedicated sensor)
- Ordinate 6: simulated frequency (injected by a frequency generator and measured with a dedicated sensor)
- Abscissa: time.

b) Result and evaluation

- The speed controller output shows PID behaviour.
- Considering the sudden frequency change of $-0,2$ Hz the following controller parameters result with reference to the controller output:

Proportional gain: $K_p = (1/0,004) \times 0,008 = 2$ (PID controller output deviation = 0,8 %)

Integral action time: $T_i = 0,8$ s

Permanent speed droop: $b_p = 100 \times (0,004/0,10) = 4$ % (PID controller output deviation = 10 %)

These calculations can also be done by measuring the relative injector position deviation instead of the PID controller output deviation but results are less relevant.

If the PID controller structure is well known, it is possible to compare the time response for a 63 % deviation and to compare it to the theoretical time response.

For example: Theoretical 63 % time response for this controller is equal to

$$(K_p \times b_p) \times T_i / (1 + K_p \times b_p) = 8,1 \text{ s}$$

The "63 % time response measured" = 8,3 s (positive sense) 8,2 s (negative sense)

Additional comments:

The D-part at the speed controller output can be clearly recognised; it is practically eliminated by the limitation of the positioning speed of the servomotor.

For this example, deflector's positions are also controlled by the PID controller (with a special structure developed to improve the behaviour of the turbine for island grid operation or load rejection mode).

Controller parameters: $b_p = 4$ %, $K_p = 2$, $T_i = 0,6$ s, $T_d = 0,3$ s, $K_d = 5$

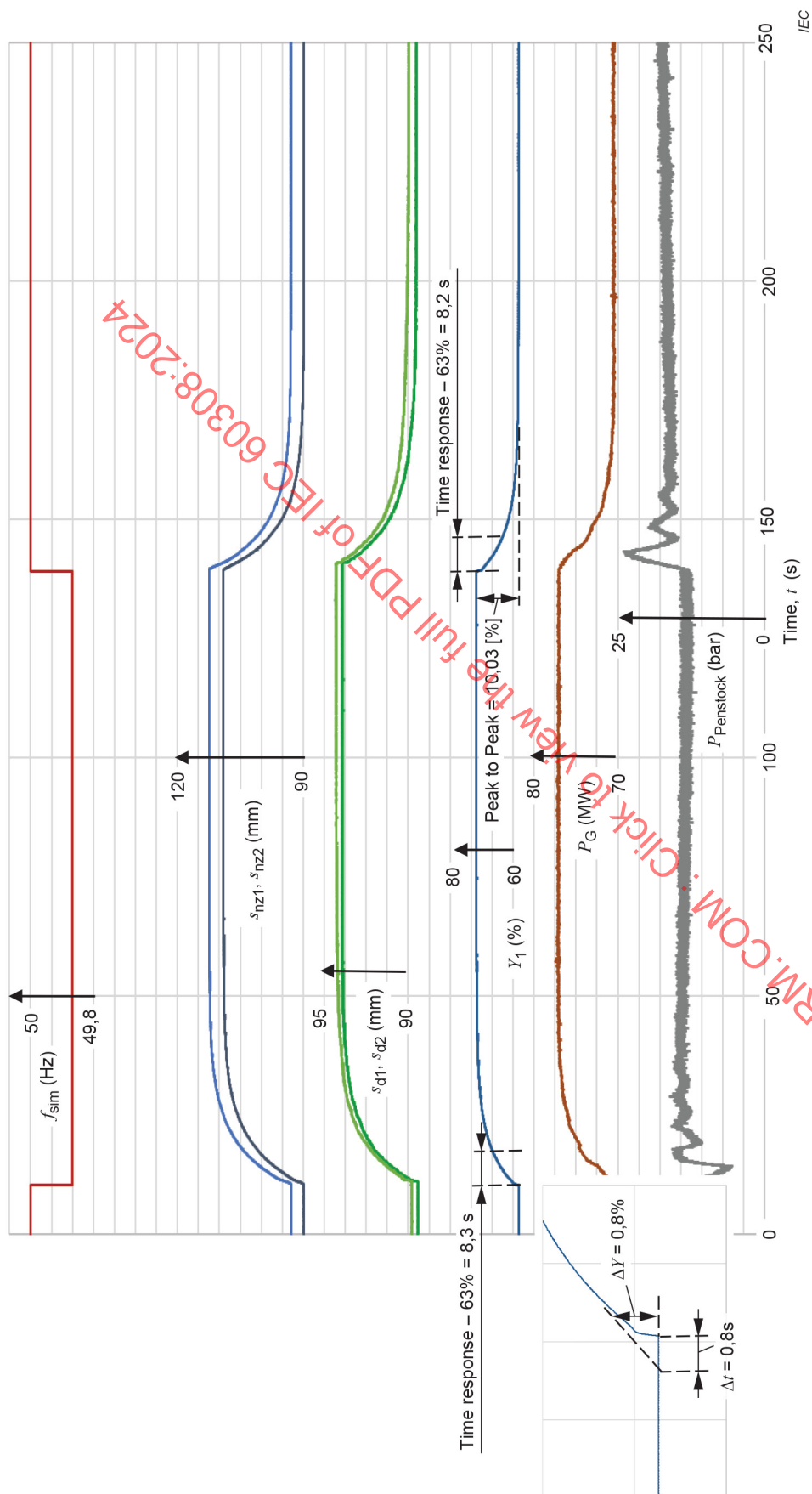


Figure D.6 – Measurement of a unit step response with speed control for determination of PID controller parameters

D.8 Measurement of a unit step response with speed control for determination of PID controller parameters (example referring to 5.5.4.2; 5.5.5)

Two-jet Pelton turbine, $H_r = 714$ m, $P_{Gr} = 30$ MW; digital speed controller with PID algorithm and permanent speed droop; unit in grid operation; speed controller input open; mode of speed controller – “island operation”; input of a simulated speed step of $-0,42$ %.

a) Measuring recording, see Figure D.7 a)

- Ordinate 1: speed n in percent.
- Ordinate 2: penstock pressure H in m.
- Ordinate 3: percentage scale for speed controller output m , needle stroke Y_{nz} and generator power output P_G .
- Measuring instruments for ordinates: industrial measuring instruments.
- Measuring uncertainty (estimation):
- For all percentage values related to the nominal range, approximately ± 1 % absolute; for the head ± 2 m.
- Abscissa: time.

b) Measuring recording, see Figure D.7 b)

The controller output m and the needle stroke Y_{nz} are plotted scaled up.

c) Result and evaluation

- The speed controller output shows PID behaviour.
- Considering the sudden frequency change of $-0,21$ Hz respectively $-0,42$ % the following controller parameters result with reference to the controller output:
 - proportional gain: $K_p = \frac{1}{0,0042} \times 0,0125 = 3$ (servomotor stroke: 1,25 %);
 - integral action time: $T_i \sim 6,5$ s (sub-tangent);
 - permanent speed-opening droop: $b_p = \frac{0,0042}{0,106} \times 100 \% = 4$ % (servomotor stroke: 10,6 %).
- The derivative action at the speed controller output can be clearly recognised; it is practically eliminated by the limitation of the positioning speed of the servomotor.

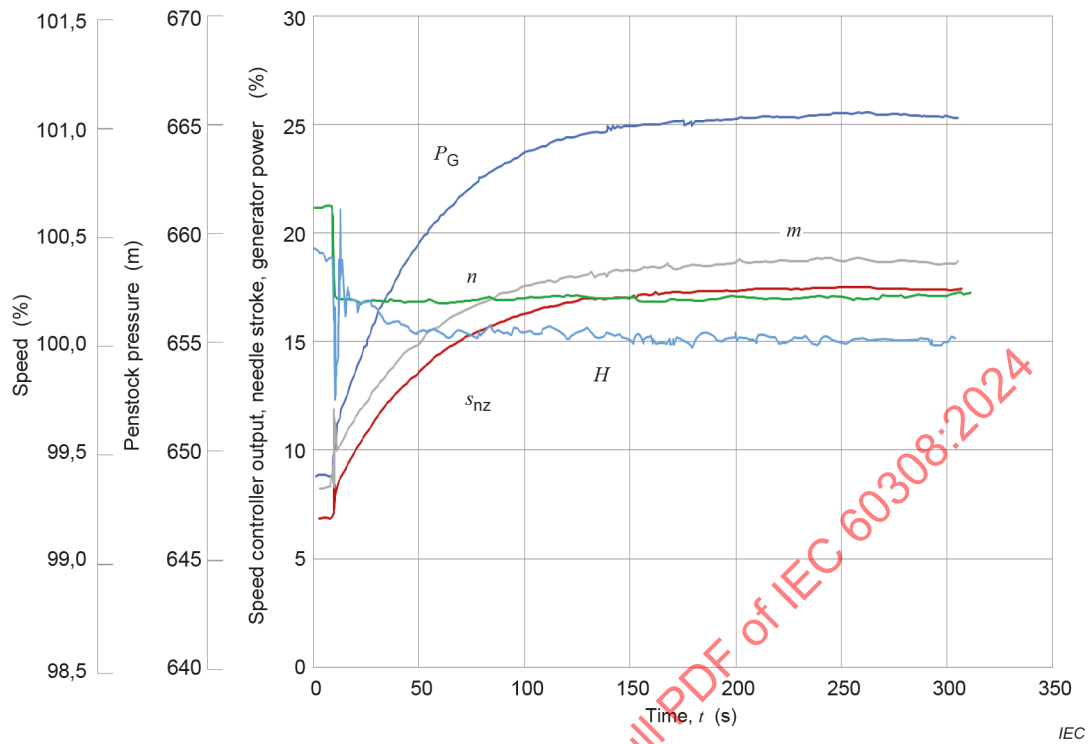


Figure D.7a)

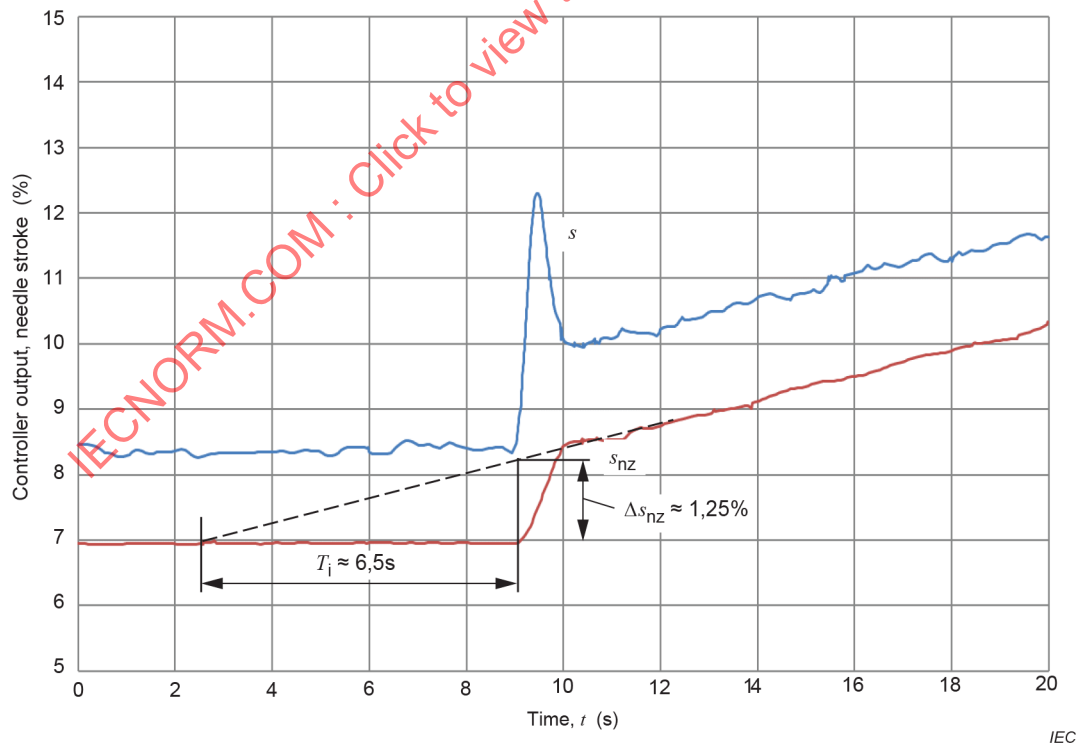


Figure D.7b)

Figure D.7 – Measurement of a unit step response with speed control for determination of PID controller parameters

D.9 Measurement of a unit step response in island operation (example referring to 5.5.5.3)

Two-jet Pelton turbine, $H_r = 714$ m, $P_{Gr} = 30$ MW; digital speed controller with PI – algorithm and permanent speed droop; island operation with load from pumps; load step $-4,6$ MW = $-15,3$ % P_{Gr} .

a) Measuring recording, see Figure D.8

- Ordinate 1: speed n in percent.
- Ordinate 2: percentage scale for penstock pressure H and deflector stroke Y_{de} .
- Ordinate 3: percentage scale for speed controller output m , needle stroke Y_{nz} and generator power P_G .
- Measuring instruments for ordinates: industrial measuring instruments.
- Measuring uncertainty (estimation):
- For all percentage values related to the nominal range approximately ± 1 % absolute; for the head ± 2 m.
- Abscissa: time.

b) Result and evaluation

- The frequency rises temporarily by approximately 3 % causing the deflectors to engage. After a short undershoot, the frequency reaches the new final value after approximately 45 s.
- The speed controller output overrides in the closing direction.
- The needles close for about 7 s with maximum velocity until speed decreases again and reaches the new final value after about 30 s.
- The pressure variations are damped relatively quickly, a small power oscillation remains with an amplitude of approximately 0,75 %. Frequency variations can hardly be noticed.
- The control circuit is stable.

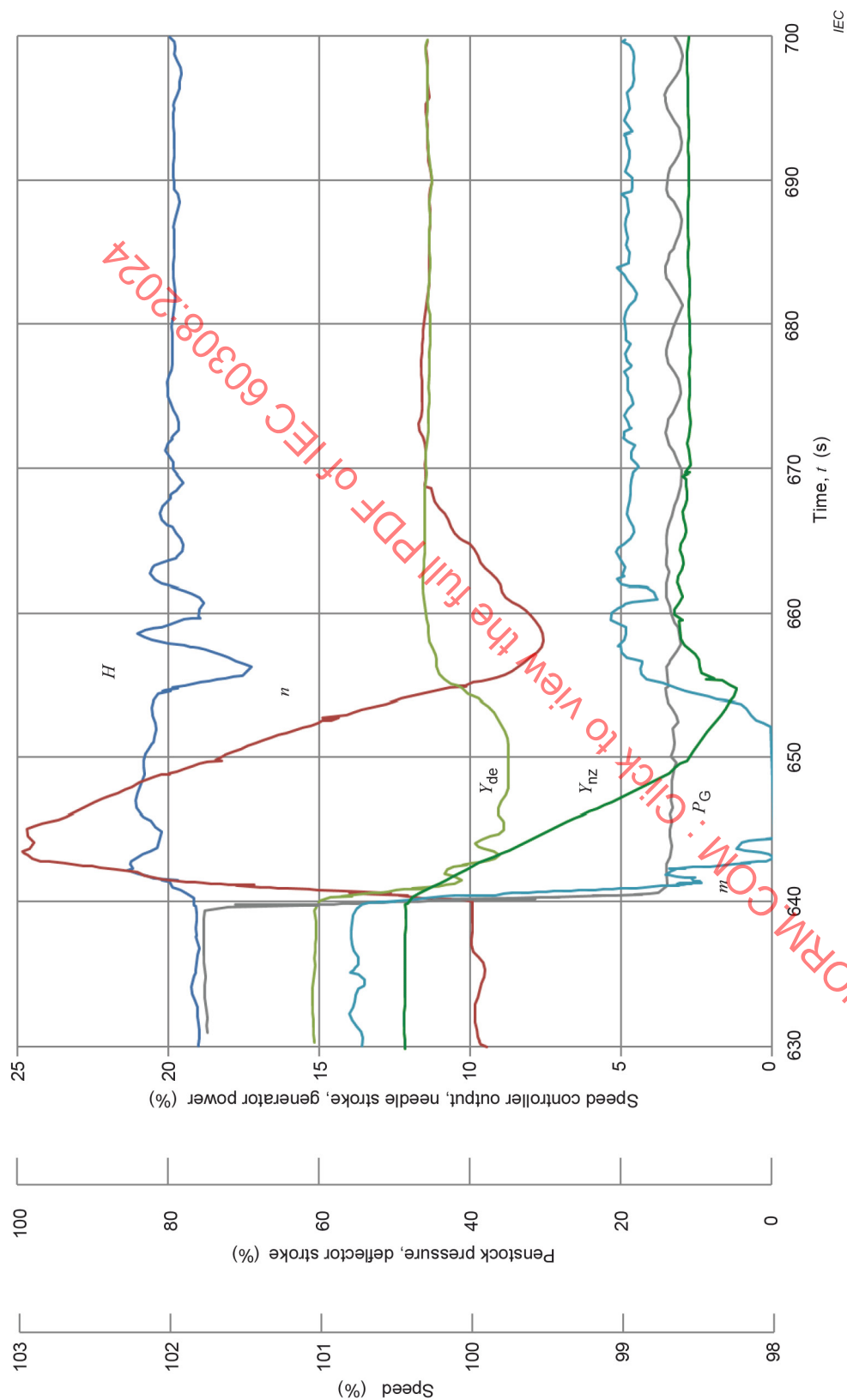


Figure D.8 – Measurement of unit step response in island operation

D.10 Measurement of unit step responses with power control (example referring to 5.5.4.3 and 5.5.4.6)

Two-jet Pelton turbine, $H_r = 714$ m, $P_{Gr} = 30$ MW; digital power controller with PI algorithm and permanent speed droop without power feedforward control; unit connected to the grid with power controller; input of simulated frequency steps of $\pm 0,42$ % at the power controller frequency input.

a) Measuring recording, see Figure D.9

- Ordinate 1: speed n in percent.
- Ordinate 2: penstock pressure H in m.
- Ordinate 3: percentage scale for controller output m , needle stroke Y_{nz} and generator power P_G .
- Measuring instruments for ordinates: industrial measuring instruments.
- Measuring uncertainty (estimation):
- For all percentage values related to the nominal range approximately ± 1 % absolute; for the head ± 2 m.
- Abscissa: time.

b) Result and evaluation

- The power controller output shows PI behaviour.
- The limitation of the closing velocity can clearly be noted.
- In each case, the steady-state load is reached after approximately 40 s.
- Permanent speed-power droop. $b_p = \frac{0,0042}{0,14} \times 100\% = 3\%$ (power change 14 %).

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60308:2024

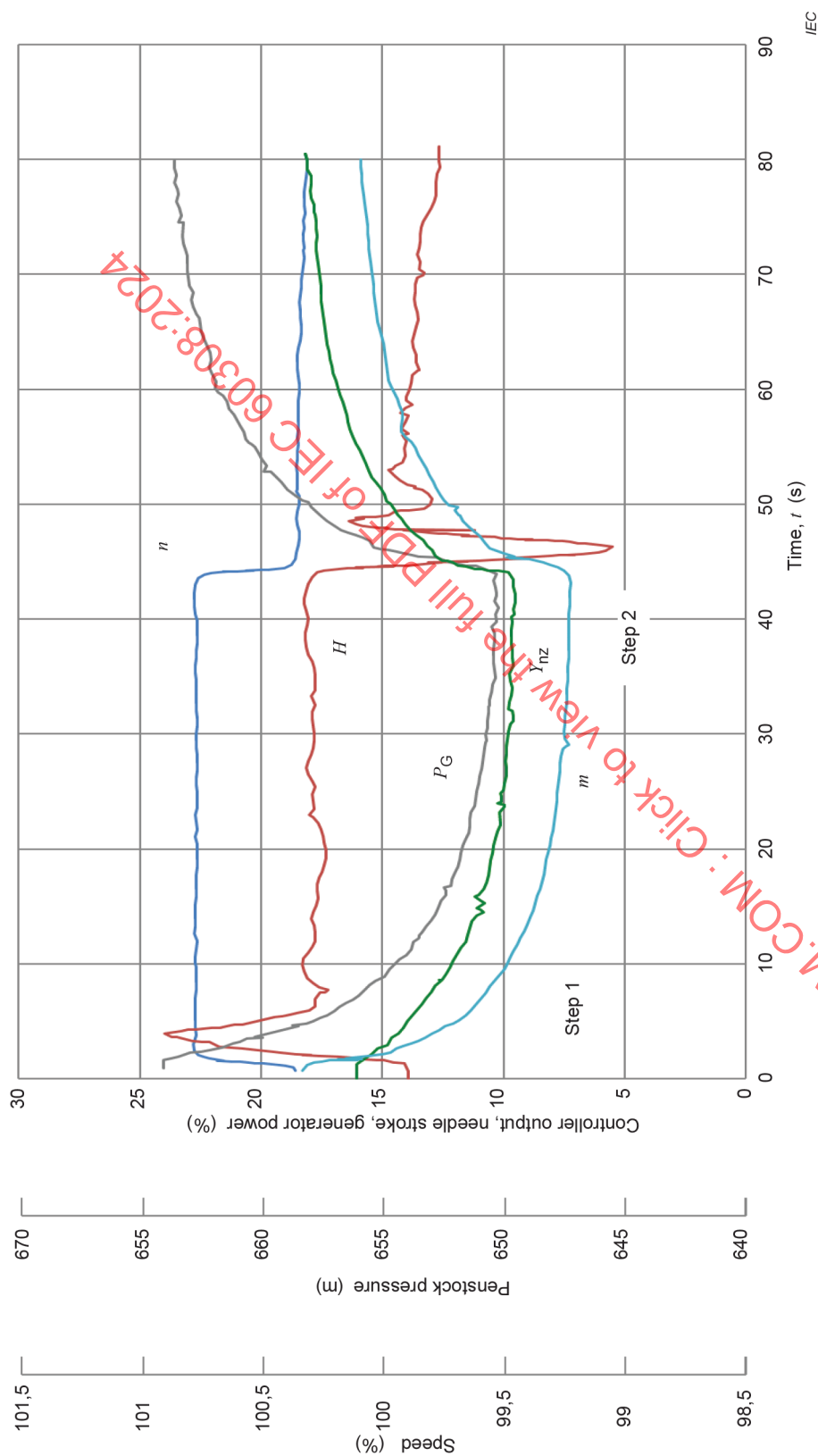


Figure D.9 – Measurement of a unit step responses with power control (Pelton turbine)

D.11 Measurement of unit step responses with power control (example referring to 5.5.4.3 and 5.5.4.6)

Pump-turbine, $H_r = 350$ m, $P_{Gr} = 275$ MW; electronic power controller with power feed-forward control; individual guide vane control; unit connected to the grid with power control; step change of the power set-point.

a) Measuring recording, see Figure D.10

- Ordinate 1: percentage scale for guide vane position Y_{ga} and generator power P_G .
- Ordinate 2: penstock pressure H in bar.
- Measuring instruments for ordinates: industrial measuring instruments.
- Measuring uncertainty (estimation):
- For all percentage values related to the nominal range approximately ± 1 % absolute; for the head, $\pm 0,2$ bar.
- Abscissa: time.

b) Result and evaluation

- Due to the effect of the feed-forward control, the guide vane movement is almost linear up to the final position. Because the change of power is delayed, the guide vane overrides a little.
- Due to the pressure surge, the power changes first in the opposite direction (approximately 1 %) and shows a time delay referred to the change of the guide vane position (approximately 1,5 s when closing and 3 s when opening).

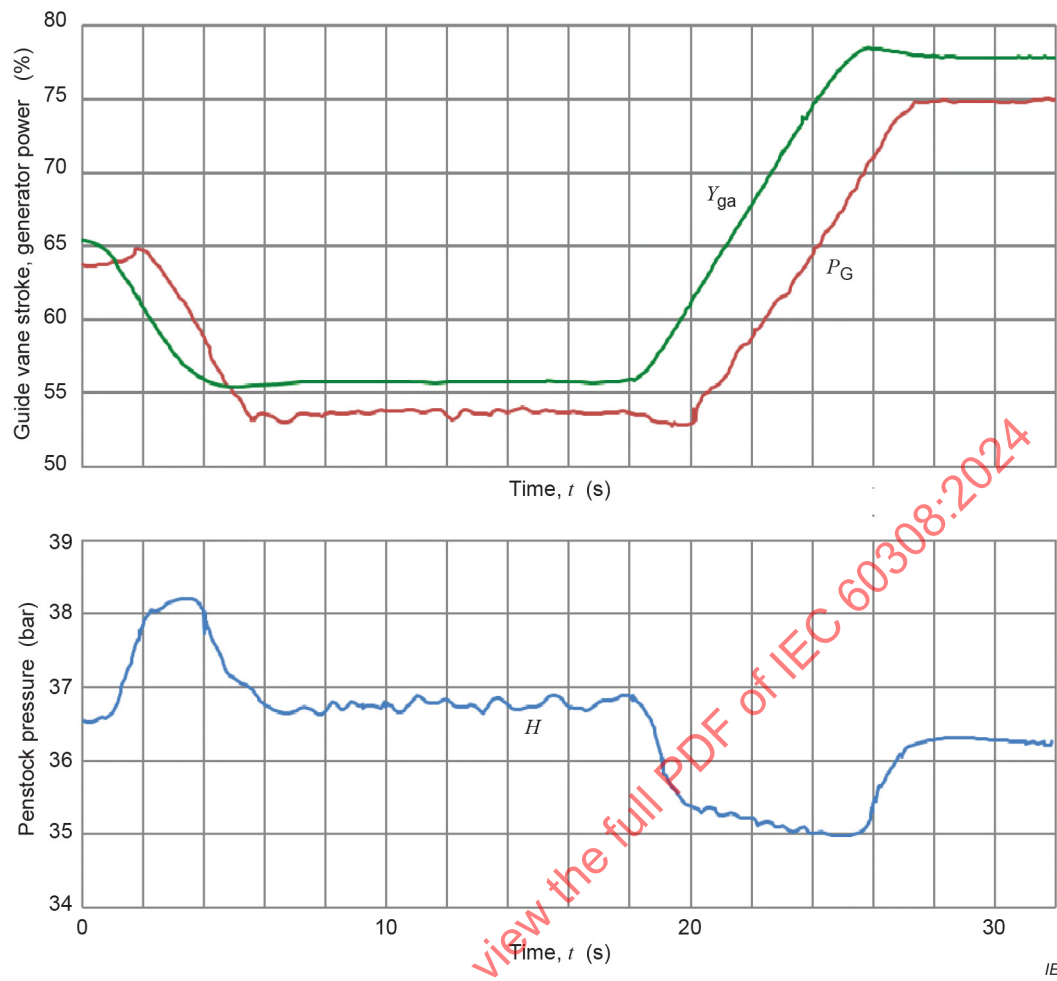


Figure D.10 – Measurement of unit step responses with power control (pump-turbine)

D.12 Measurement of a unit step response with power control for determination of PI-controller parameters (example referring to 5.5.4.3)

Pump-turbine, $H_r = 430$ m, $P_{Gr} = 154$ MW; electronic PI power controller with power feed-forward control; individual guide vane control; unit connected to the grid, controller inputs for the actual speed and power values are open; input of a simulated permanent power variation of 5 % (power feed-forward not active), simulated speed remains constant.

a) Measuring recording, see Figure D.11

- Ordinate 1: percentage scale for power controller output Y , mean value of the servomotor strokes Y_{ga} , generator power P_G , (trigger signal without scale).
- Ordinate 2: change of penstock pressure ΔH in m on pressure side.
- Measuring instruments for ordinates: industrial measuring instruments.
- Measuring uncertainty (estimation):
- For all percentage values related to the nominal range approximately ± 1 % absolute; for the head ± 2 m.
- Abscissa: time.

b) Result and evaluation

- The power controller output has an almost ideal PI behaviour.
- The average servomotor movement starts with a delay of $T_q = 0,27$ s; the limitation of the closing velocity can clearly be seen.
- Considering a simulated 5 % power variation on the actual power value, the following controller parameters result related to the controller output:
- Proportional gain: $K_p = \frac{1}{0,05} \times 0,0247 = 0,49$ (servomotor stroke = 2,47 %).
- Integral action time $T_i = 4,2$ s (sub-tangent).
- The measuring uncertainty is estimated to be: $|\Delta K_p| \approx 0,1$; $|\Delta T_i| \approx 0,5$ s.
- The power curve clearly shows the influence of the pressure surge.

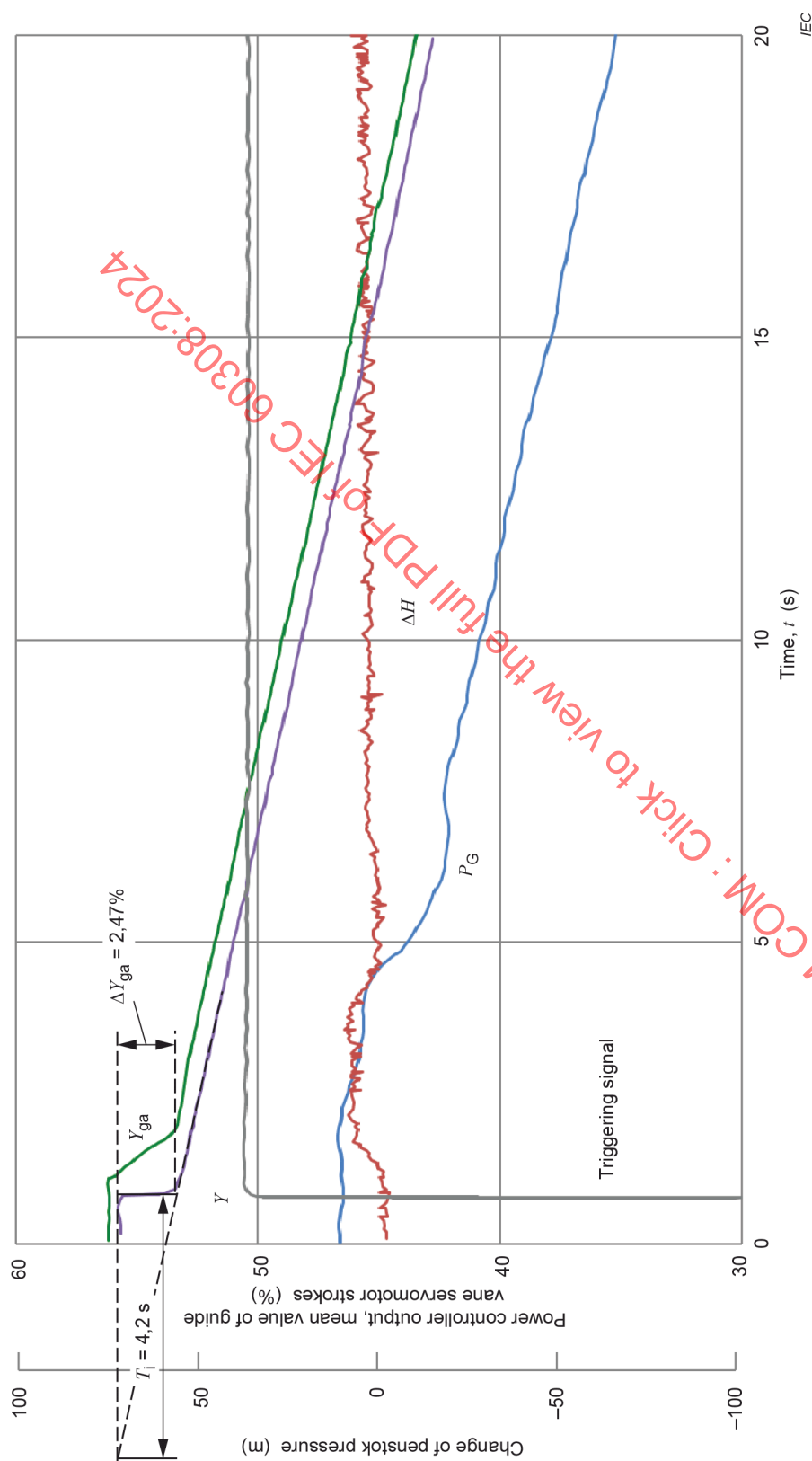


Figure D.11 – Measurement of a unit step response with power control for determination of PI-controller parameters

D.13 Measurement of a unit step response with headwater level control (example referring to 5.5.4.4)

Plant with two Francis and two Pelton turbines, $H_r = 190$ m; for each turbine $P_{Gr} = 6$ MW, $Q_r = 3,5$ m³/s; equalising basin of approximately 2 000 m² surface; mechanical turbine speed controller with superimposed digital level controller acting on the opening limiters of the four mechanical turbine controllers via a three-position controller; input of a 0,5 m set-point step change when operating a Pelton turbine with $P_G \sim 4,9$ MW.

Limits: minimum load 1 MW, maximum load 5,9 MW.

a) Measuring recording, see Figure D.12 a) and Figure D.12 b)

Figure D.12 a)

- Ordinate: headwater level set-point and actual value in m.
- Abscissa: time.

Figure D.12 b)

- Ordinate 1: variation of penstock pressure ΔH in m.
- Ordinate 2: generator power P_G in MW.
- Abscissa: time.

Measuring instruments: industrial measuring instruments, digital recorder.

Measuring uncertainty (estimation): level $\pm 0,02$ m, load $\pm 0,1$ % of nominal load.

b) Result and evaluation

The actual level value reaches the new set-point value after an overshoot; the largest overshoot is approximately 0,1 m, thus remaining below the admissible deviation of 0,2 m.

Temporarily, the turbine is reaching both load limits.

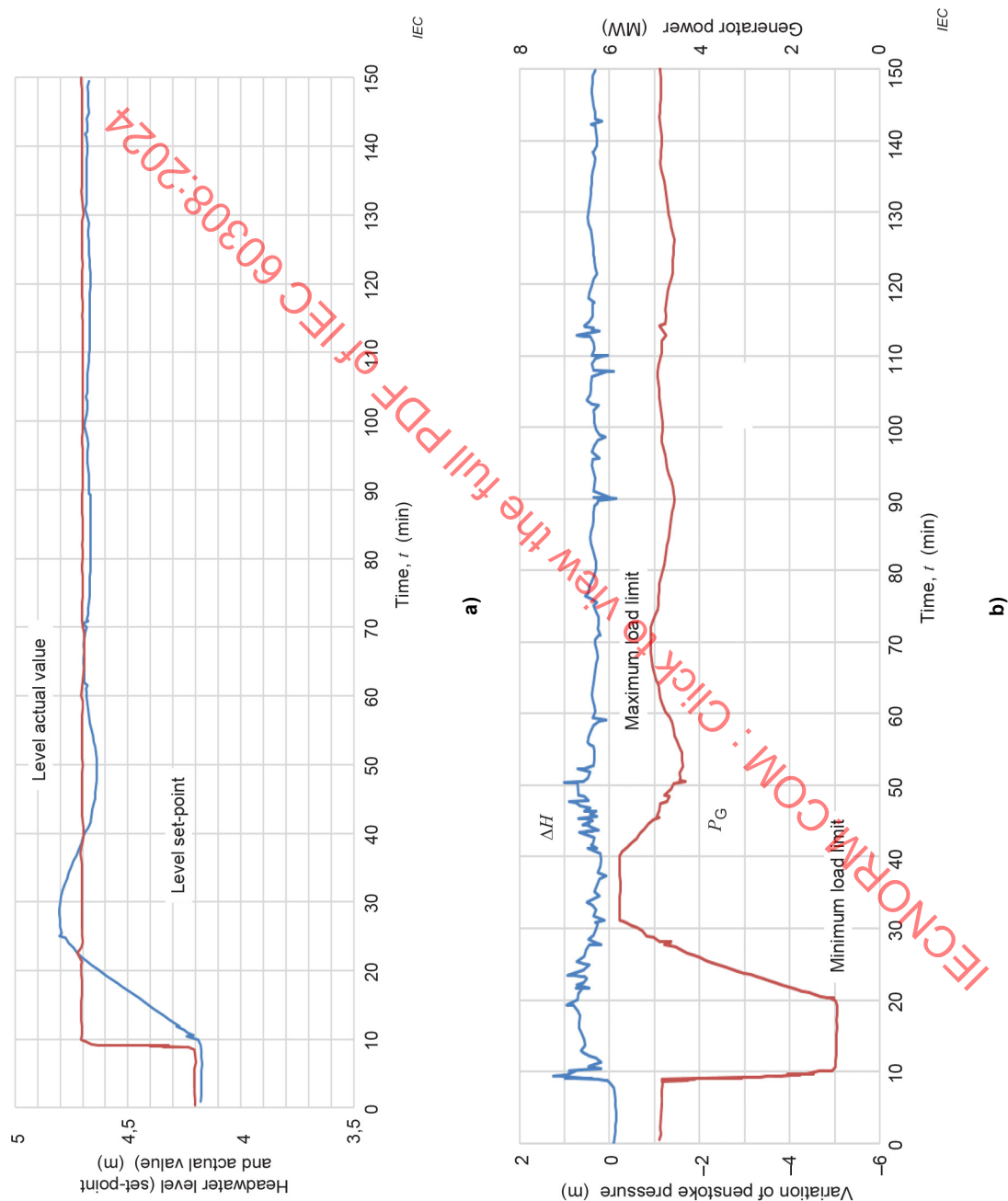


Figure D.12 – Measurement of a unit step response with headwater level control

D.14 Measurement of the unit step responses with headwater level control, in multi-unit operations (example referring to 5.5.4.4)

Plant with two Francis and two Pelton turbines, $H_r = 190$ m; for each turbine $P_{Gr} = 6$ MW, $Q_r = 3,5$ m³/s; equalising basin of approximately 2 000 m² surface; mechanical turbine controller with superimposed digital level controller acting on the opening limiters of the four mechanical turbine controllers via a three-position controller; plant operating two Francis and one Pelton turbine; after 5 min, input of a $-0,5$ m set-point step change; after 38 min, input of a $+0,5$ m set-point step change; after 96 min – unit 3 switched off from level control and machine load reduced to 1 MW.

Limits: minimum load – Francis turbine – 2 MW; minimum load – Pelton turbine – 1 MW; maximum load – 5,5 MW.

a) Measuring recording, see Figure D.13 b)

Figure D.13 a)

- Ordinate: headwater level set-point and actual value in m.
- Abscissa: time.

Figure D.13 b)

- Ordinate 1: variation of penstock pressure ΔH in m.
- Ordinate 2: turbine loads in MW.
- Abscissa: time.
- Measuring instruments: industrial measuring instruments, digital recorder.
- Measuring uncertainty (estimation): level $\pm 0,02$ m; load $\pm 0,1$ % of nominal load.

b) Result and evaluation

- The actual level value reaches the new set-point value after an overshoot. The overshoot is approximately 0,1 m, thus remaining below the admissible deviation of 0,2 m.
- Temporarily, the turbines are reaching both load limits

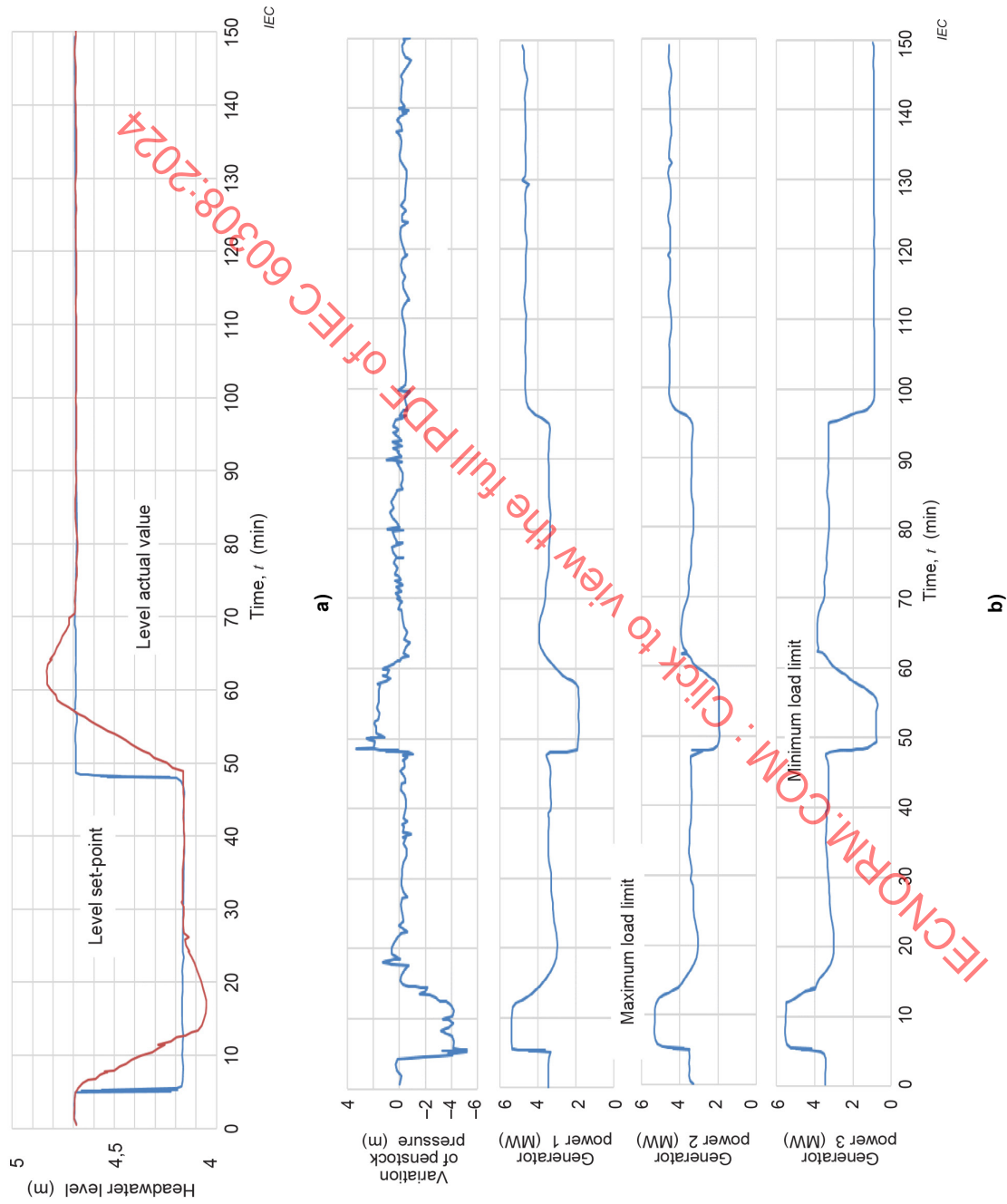


Figure D.13 – Measurement of the unit step responses with headwater level control in multi-unit operations

D.15 Measurement of a load rejection with transition into no-load operation (example referring to 5.5.4.2)

Kaplan turbine, $H_r = 2,75$ m, $P_{Gr} = 1\,395$ kW; electronic PID speed controller; generator separated from the grid at $P_G = 1\,360$ kW.

a) Measuring recording, see Figure D.14

- Ordinate 1: runner servomotor position Y_{ru} in percent.
- Ordinate 2: wicket gate servomotor position Y_{ga} in percent.
- Ordinate 3: speed n in percent.
- Measuring instruments for ordinates: industrial measuring instruments.
- Measuring uncertainty (estimation): for all percentage parameters approximately $\pm 1,5$ % in relation to the nominal range.
- Abscissa: time.

b) Result and evaluation

- In order to avoid a speed undershoot after the overshoot, the wicket gate closes at maximum velocity until the edge point (maximum speed) and after that with a reduced gradient.
- At approximately 103 % speed, the wicket gate reopens without having reached the closed position.
- The runner blades close with the value corresponding to the cam relation. In the no-load range, they are held constant to achieve better stability.
- The speed reaches the nominal value almost aperiodically.

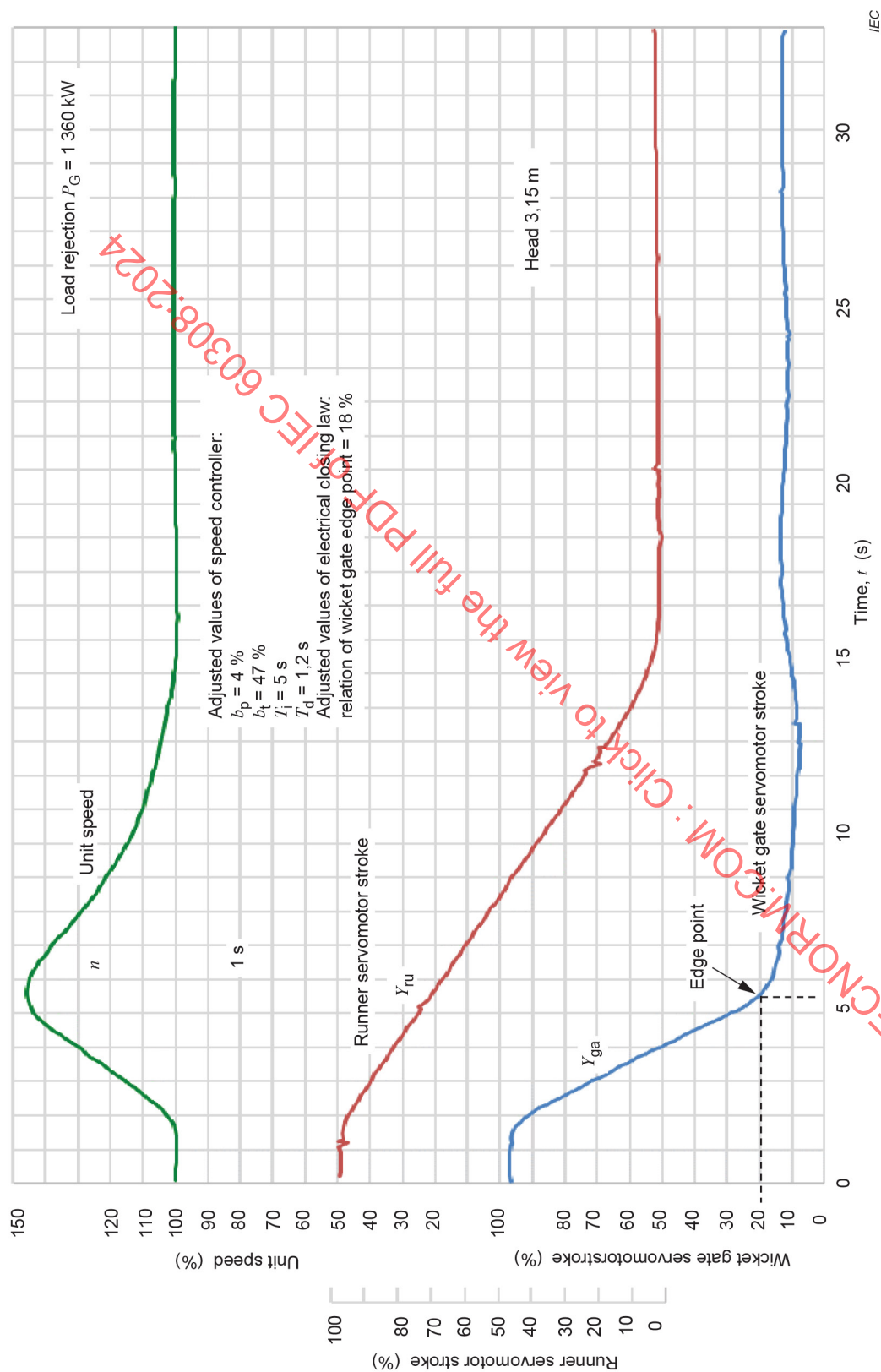


Figure D.14 – Measurement of a load rejection with transition into no-load operation

D.16 Measurement of a load rejection with limit control of surge and suction waves and with transition into no-load operation (example referring to 5.5.4.2)

Kaplan turbine, $H_r = 2,75$ m, $P_{Gr} = 1\,395$ kW; electronic PID speed controller; generator is disconnected from the system at $P_G = 1\,300$ kW.

a) Measuring recording, see Figure D.15

- Ordinate 1: runner servomotor position Y_{ru} in percent.
- Ordinate 2: wicket gate servomotor position Y_{ga} in percent.
- Ordinate 3: speed n in percent.
- Measuring instruments for ordinates: industrial measuring instruments assigned voltage signals from the controller.
- Measuring uncertainty (estimation): for all percentage parameters approximately $\pm 1,5$ % in relation to the nominal range.
- Abscissa: time.

b) Result and evaluation

- In comparison to the example in Clause D.15, the runner is fixed at the so-called “surge-opening” for limitation of flow change and thus surge and suction waves. When this state is reset, the runner slowly closes to the normal cam position.
- Initially, the wicket gate closes at the maximum closing speed, but is regulating at a relatively large opening, because the runner is fixed at a larger opening.
- Due to the turbulent surge operation (draft tube vortex), the wicket gate performs large control movements in order to be able to maintain a steady speed. The speed shows slight variations.
- The maximum speed increase is, due to the larger runner opening, smaller than in the example in Clause D.15.

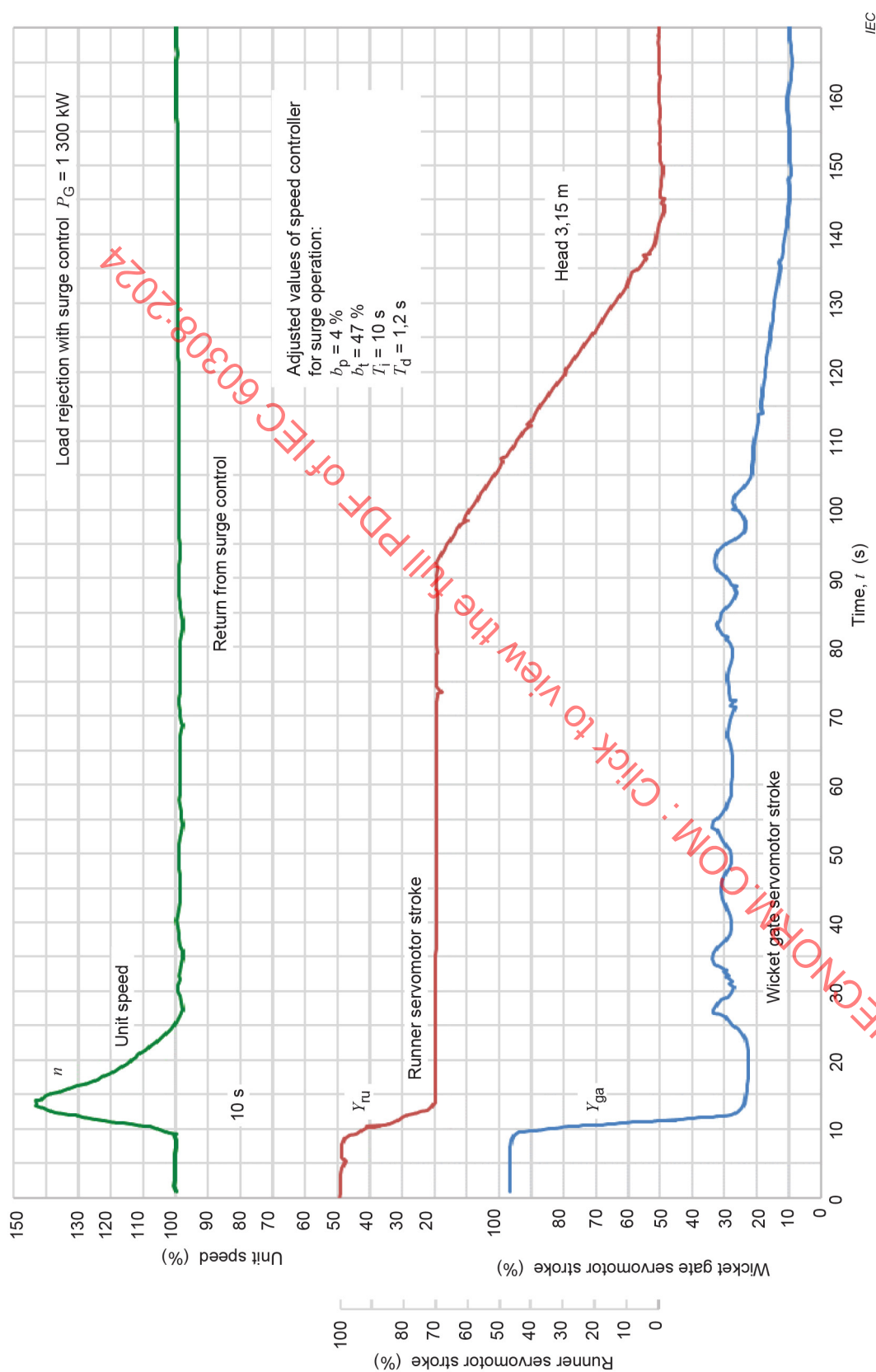


Figure D.15 – Measurement of a load rejection with limit control of surge and suction waves and with transition into no-load operation

D.17 Measurement of a start-up process and loading (example referring to 5.5.4)

Six-jet Pelton turbine, $H_r = 1\,260$ m, $P_{Gr} = 260$ MW. Needle No. 6 is controlled to open for start-up, when reaching 20 % of nominal speed the needles 1 to 5 open temporarily in addition for faster acceleration of the unit.

a) Measuring recording, see Figure D.16

- Ordinate 1: head change ΔH in m.
- Ordinate 2: percentage scale for needle positions 1 to 6 Y_{nz} , generator load setpoint $P_{G\ set}$, actual generator load $P_{G\ act}$, speed n .
- Measuring instruments for ordinates: industrial measuring instruments.
- Measuring uncertainty (estimation): for all percentage parameters approximately ± 1 % absolute in relation to the nominal range; for head change ± 4 m.
- Abscissa: time.

b) Result and evaluation

- 80 % of the nominal speed is reached after $t_{0,8} = 38$ s.
- Readiness for synchronising reached after $t_{SR} \approx 70$ s = $1,84 \times t_{0,8}$ (value according to recommendation of IEC 61362 $t_{SR}/t_{0,8} = 1,5$ to $5,0$).
- Synchronization after $t_s \approx 71$ s = $1,87 \times t_{0,8}$.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60308:2024

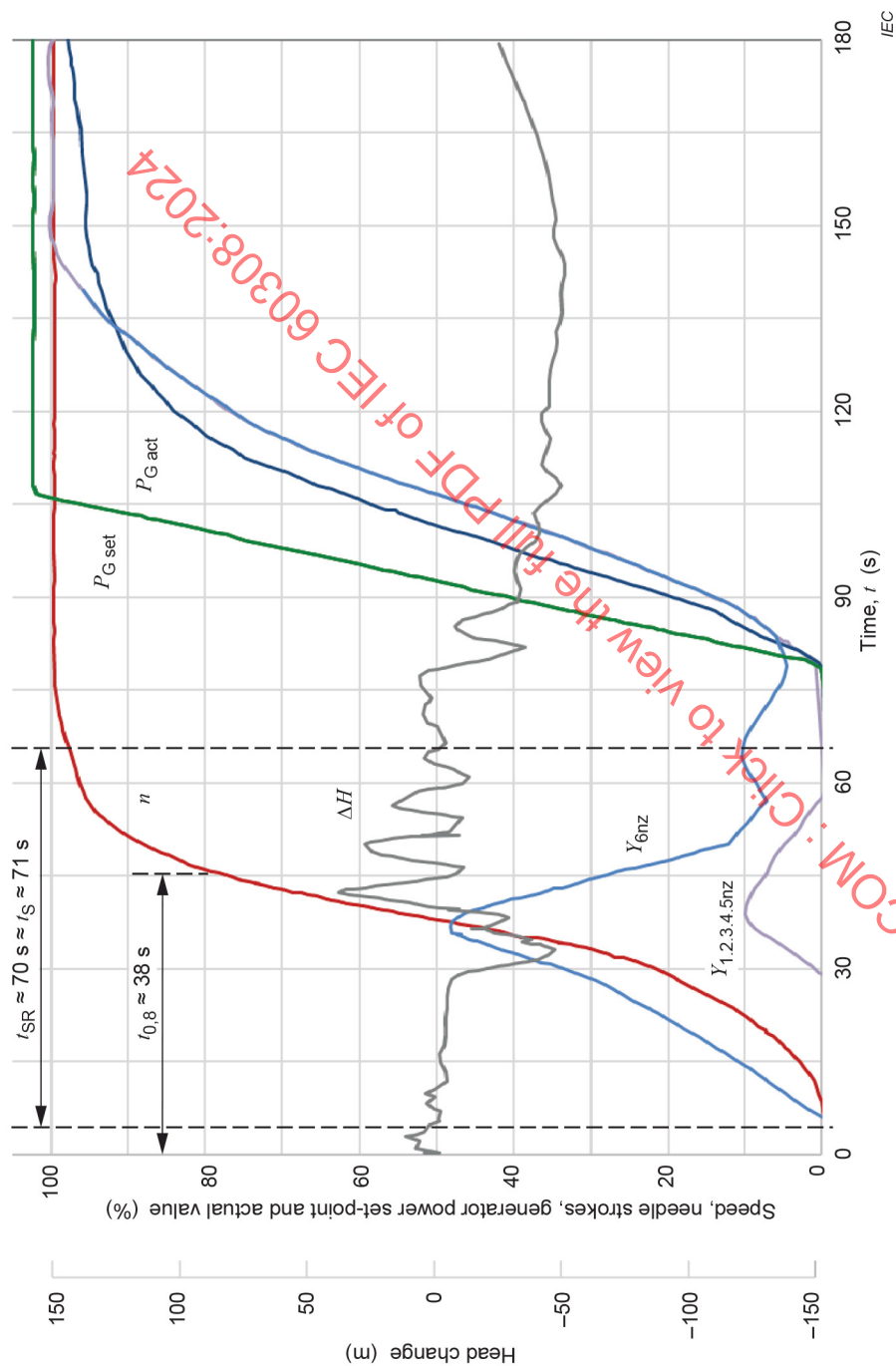


Figure D.16 – Measurement of a start-up process under load

D.18 Measurement of changeover from full turbine load to synchronous condenser operation (example referring to 5.5.4)

Six-jet Pelton turbine, $H_r = 1\,260$ m, $P_{Gr} = 260$ MW; the six needles close with maximum closing speed.

a) Measuring recording, see Figure D.17

- Ordinate 1: head change ΔH in m.
- Ordinate 2: percentage scale for needle stroke Y_{nz} , actual generator load P_G , speed n .
- Measuring instruments for ordinates: industrial measuring instruments.
- Measuring uncertainty (estimation): for all percentage parameters approximately ± 1 % absolute in relation to the nominal range; for head change ± 4 m.
- Abscissa: time.

b) Result and evaluation

- Linear change of needle and load set-point values (not shown in Figure D.17).
- The needle movement in the upper opening range is non-linear as a result of the effect of the hydraulic forces.
- Slower closing for small needle openings is necessary due to the pressure surge. Needle No. 6 closes somewhat faster.
- The maximum head increase is 112 m, far below the admissible value.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60308:2024

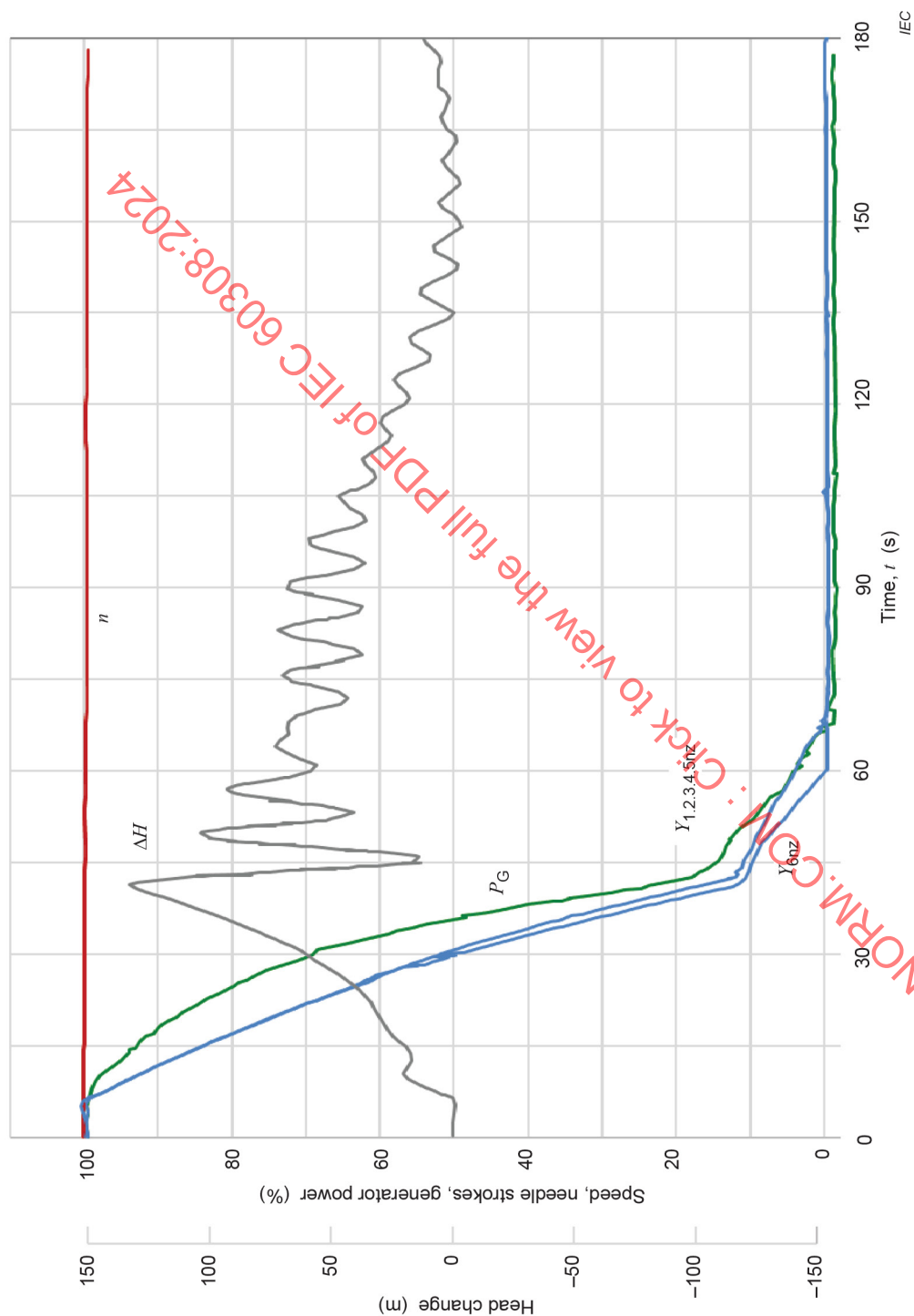


Figure D.17 – Measurement of changeover from full turbine load to synchronous condenser operation

D.19 Measurement of a power step-response in on-line simulated island operation test (example referring to 5.5.4, 5.5.5)

Francis turbine, $H_r = 90$ m, $P_{Gr} = 13$ MW; servomotor stroke $Y_{max} = 273$ mm; electronic PID speed controller; generator connected with the interconnected grid, controller connected to the on-line island grid simulator.

Simulation of a power step-response with the following characteristics of the simulated island grid:

- initial power output $P_{G0} = 10,5$ MW,
- unit acceleration time constant $T_a = 7,2$ s,
- load acceleration time constant $T_b = 0$,
- controlled system net self-regulation factor $e_n = 1$,
- simulated power load step $\Delta P_G = 2 \% P_{Gr}$.

a) Measuring recording, see Figure D.18

- Ordinate 1: simulated frequency.
- Ordinate 2: electrical power output.
- Ordinate 3: servomotor position.
- Ordinate 4: mechanical power (normally not required).
- Abscissa: time.
- Measuring instruments for ordinates: industrial measuring instruments (except the torque meter combined with a remote transmission for the measurement of the mechanical power), digital recorder.
- Measuring uncertainty (estimation): less than $\pm 1 \%$ for all variables related to the nominal range.

b) Result and evaluation

- The simulated frequency has a stable behaviour, similar to the result of numerical simulation; the undershoot reaches about 0,8 % of the nominal frequency for a power step of 2 % of the rated output.
- The servomotor opening, the mechanical power and the electrical power come close to their final values in less than 3 s.
- The electrical power output is affected by electromechanical oscillations at a natural frequency between 1 Hz and 2 Hz; the amplitude of these oscillations is relatively small, and with an adapted filter on this measurement of power, the calculation of the simulated frequency is not disturbed.

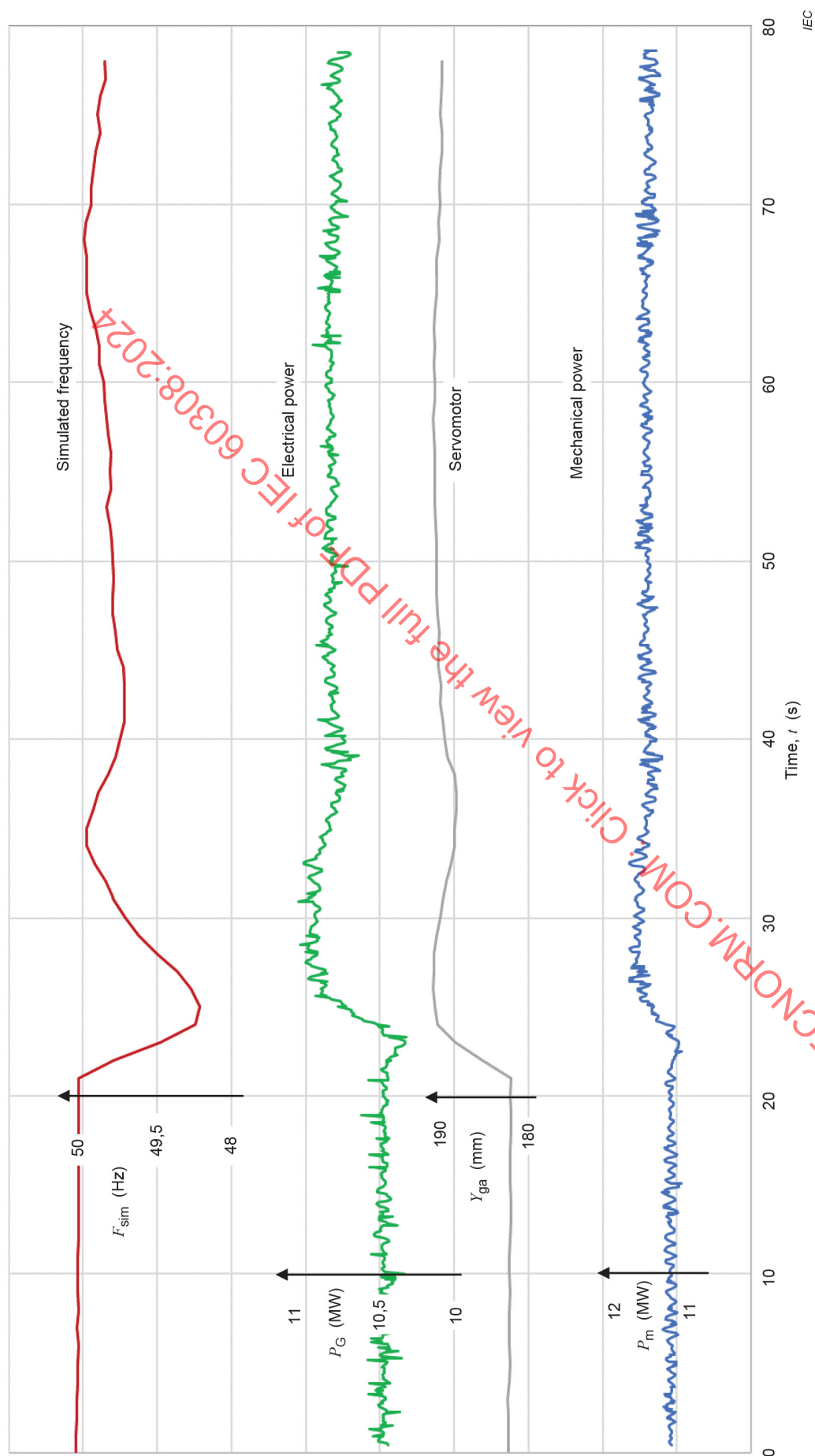


Figure D.18 – Measurement of a power step response in on-line simulated island operation test

aux essais sur site
lation
régulation
e
ment de la turbine
oléohydraulique du groupe
apport aux conditions de fonctionnement
strumentation
mentation
tensions et suppression des tensions parasites
e avec le processus
mplificateurs et actionneurs
drauliques et électromécaniques
s
e commande
sition

AVANT-PROPOS	84
INTRODUCTION	86
1 Domaine d'application	87
2 Références normatives	87
3 Termes et définitions	87
4 Recommandations relatives aux essais	88
4.1 Généralités	88
4.2 Recommandations relatives aux essais en atelier	88
4.3 Recommandations relatives aux essais sur site	88
4.3.1 Systèmes neufs de régulation	88
4.3.2 Systèmes existants de régulation	89
5 Essais du système de régulation	90
5.1 Conditions d'essai à satisfaire	90
5.1.1 Généralités	90
5.1.2 Conditions de fonctionnement de la turbine	90
5.1.3 Conditions de pression oléohydraulique du groupe	90
5.1.4 Écarts des valeurs par rapport aux conditions de fonctionnement spécifiées	91
5.1.5 Mise à disposition de l'instrumentation	91
5.1.6 Étalonnage de l'instrumentation	91
5.2 Vérifications électriques	92
5.2.1 Généralités	92
5.2.2 Choix du centre d'essai	92
5.2.3 Alimentation électrique	92
5.2.4 Protection contre les surtensions et suppression des tensions parasites d'interférence	92
5.3 Essais du système d'interface avec le processus	93
5.4 Essais des convertisseurs, amplificateurs et actionneurs	93
5.4.1 Convertisseurs électrohydrauliques et électromécaniques	93
5.4.2 Servomoteurs	98
5.4.3 Temps mort, insensibilité	99
5.4.4 Fourniture de l'énergie de commande	99
5.4.5 Fuites d'huile	100
5.4.6 Essai de la boucle de position	101
5.5 Essais des caractéristiques du régulateur	101
5.5.1 Généralités	101
5.5.2 Essai du système de régulation	101
5.5.3 Détermination des paramètres du système de régulation	102
5.5.4 Essai des boucles principales de régulation	104
5.5.5 Considérations relatives aux essais sur site en réseau isolé	106
5.6 Essai d'indexation de la pression des servomoteurs	108
5.7 Essais de sécurité	109
5.7.1 Généralités	109
5.7.2 Stratégie d'essai	109
5.7.3 Programme d'essai	110
6 Imprécisions d'essai dans les systèmes de régulation	110
7 Simulation du fonctionnement de la régulation et de la commande	113

8	Aspects organisationnels de la gestion des essais	113
Annexe A	(informative) Procédures d'essai	115
A.1	Procédure pour les essais d'insensibilité	115
A.2	Procédure d'essai de temps mort	115
A.3	Procédure d'essai pour les indications de pression du servomoteur	116
A.4	Procédure pour le mesurage des caractéristiques de pression et de débit des vannes de régulation	116
Annexe B	(informative) Recommandation pour les essais des systèmes de régulation des turbines	118
Annexe C	(informative) Essais sur site des systèmes de régulation	122
C.1	Généralités	122
C.2	Données relatives aux conditions de fonctionnement	122
C.3	Essais de prédémarrage avant de remplir les adductions hydrauliques	122
C.4	Essai après remplissage des adductions hydrauliques	123
C.5	Mise en marche initiale	123
C.6	Essais en marche à vide	123
C.7	Essais en charge et en délestage de charge	124
C.8	Mesurages et enregistrements	124
Annexe D	(informative) Exemples d'essais de systèmes de régulation	125
D.1	Généralités	125
D.2	Essais d'insensibilité en régulation de vitesse avec enregistrement X-Y (exemple faisant référence à 5.5.3.3.3 et à l'Article A.1 b))	125
D.3	Essai d'insensibilité en régulation d'ouverture avec caractéristiques de fréquence-ouverture-statisme et de temps (exemple faisant référence à 5.5.3.3.4 et à l'Article A.1 a))	127
D.4	Essai d'insensibilité en régulation de puissance avec caractéristiques temporelles (exemple faisant référence à 5.5.3.3.4 et l'Article A.1 a))	129
D.5	Essai de synchronisation de deux grandeurs réglées avec enregistrement X-Y (exemple faisant référence à 5.5.3.4)	131
D.6	Mesurage de la réponse à échelon d'un groupe en régulation de vitesse, régulateur PID (exemple faisant référence à 5.5.4.2 et 5.5.3.1)	132
D.7	Mesurage de la réponse à échelon d'un groupe en régulation de vitesse pour la détermination des paramètres du régulateur PID (exemple faisant référence à 5.5.4.2 et 5.5.3.1)	134
D.8	Mesurage de la réponse à échelon d'un groupe en régulation de vitesse pour la détermination des paramètres du régulateur PID (exemple faisant référence à 5.5.4.2; 5.5.5)	137
D.9	Mesurage de la réponse à échelon d'un groupe à fonctionnement en réseau séparé (exemple faisant référence à 5.5.5.3)	139
D.10	Mesurage des réponses à échelon d'un groupe en régulation de puissance (exemple faisant référence à 5.5.4.3 et 5.5.4.6)	141
D.11	Mesurage des réponses à échelon d'un groupe en régulation de puissance (exemple faisant référence à 5.5.4.3 et 5.5.4.6)	143
D.12	Mesurage de la réponse à échelon d'un groupe en régulation de puissance pour la détermination des paramètres du régulateur PI (exemple faisant référence à 5.5.4.3)	145
D.13	Mesurage de la réponse à échelon d'un groupe en régulation du niveau d'eau amont (exemple faisant référence à 5.5.4.4)	147
D.14	Mesurage des réponses à échelon d'un groupe en régulation du niveau d'eau amont, en fonctionnement à plusieurs groupes (exemple faisant référence à 5.5.4.4)	149
D.15	Mesurage d'un délestage de charge avec passage en marche à vide (exemple faisant référence à 5.5.4.2)	151

D.16	Mesurage d'un délestage de charge avec passage en déchargeur puis retour en marche à vide (exemple faisant référence à 5.5.4.2)	153
D.17	Mesurage d'un démarrage et d'une prise de charge (exemple faisant référence à 5.5.4)	155
D.18	Mesurage du passage de la turbine à pleine charge à un fonctionnement en compensateur synchrone (exemple faisant référence à 5.5.4)	157
D.19	Mesurage d'une réponse à échelon de puissance dans l'essai de fonctionnement d'une simulation en ligne de réseau séparé (exemple faisant référence à 5.5.4, 5.5.5)	159
Figure 1	– Débit d'huile Q en fonction de l'entrée de courant I et de la chute de pression Δp	94
Figure 2	– Commande électrohydraulique à deux étages avec servomoteur pilote	95
Figure 3	– Course en sortie Δs d'un convertisseur en fonction d'un courant d'entrée I	95
Figure 4	– Courbes de performance des vannes de régulation	97
Figure 5	– Exemple d'essai de simulation en ligne de réseau isolé	108
Figure D.1	– Essai d'insensibilité en régulation de vitesse avec enregistrement X-Y	126
Figure D.2	– Essai d'insensibilité en régulation d'ouverture avec caractéristiques temporelles	128
Figure D.3	– Essai d'insensibilité en régulation de puissance avec caractéristiques temporelles	130
Figure D.4	– Essai de synchronisation de 2 grandeurs réglées avec enregistrement X-Y	131
Figure D.5	– Mesurage de la réponse à échelon d'un groupe en régulation de vitesse, régulateur PID	133
Figure D.6	– Mesurage de la réponse à échelon d'un groupe en régulation de vitesse pour la détermination des paramètres du régulateur PID	136
Figure D.7	– Mesurage de la réponse à échelon d'un groupe en régulation de vitesse pour la détermination des paramètres du régulateur PID	138
Figure D.8	– Mesurage de la réponse à échelon d'un groupe à fonctionnement en réseau séparé	140
Figure D.9	– Mesurage des réponses à échelon d'un groupe en régulation de puissance (turbine Pompe)	142
Figure D.10	– Mesurage des réponses à échelon d'un groupe en régulation de puissance (turbine Pompe)	144
Figure D.11	– Mesurage de la réponse à échelon d'un groupe en régulation de puissance pour la détermination des paramètres du régulateur PI	146
Figure D.12	– Mesurage de la réponse à échelon d'un groupe en régulation du niveau d'eau amont	148
Figure D.13	– Mesurage des réponses à échelon d'un groupe en régulation du niveau d'eau amont, en fonctionnement à plusieurs groupes	150
Figure D.14	– Mesurage d'un délestage de charge avec passage en marche à vide	152
Figure D.15	– Mesurage d'un délestage de charge avec passage en déchargeur puis retour en marche à vide	154
Figure D.16	– Mesurage d'un démarrage et d'une prise de charge	156
Figure D.17	– Mesurage du passage de la turbine à pleine charge à un fonctionnement en compensateur synchrone	158
Figure D.18	– Mesurage d'une réponse à échelon de puissance dans l'essai de fonctionnement d'une simulation en ligne de réseau séparé	160

Tableau 1 – Catégories de groupes et de centrales	111
Tableau 2 – Imprécisions admissibles des appareils de mesure	112
Tableau B.1 – Programme d'essai pour groupes fonctionnant en puissance de crête, niveau I.....	119
Tableau B.2 – Programme d'essai pour groupes fonctionnant en puissance de base, niveau II.....	120
Tableau B.3 – Programme d'essai pour les autres groupes exempts d'exigences particulières, niveau III.....	121

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60308:2024

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TURBINES HYDRAULIQUES – ESSAIS DES SYSTÈMES DE RÉGULATION

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Électrotechnique Internationale (IEC) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de l'IEC). L'IEC a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. À cet effet, l'IEC – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de l'IEC"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec l'IEC, participent également aux travaux. L'IEC collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de l'IEC concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de l'IEC intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de l'IEC se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que l'IEC s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; l'IEC ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de l'IEC s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de l'IEC dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de l'IEC et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) L'IEC elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de l'IEC. L'IEC n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à l'IEC, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de l'IEC, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de l'IEC ou de toute autre Publication de l'IEC, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments du présent document de l'IEC peuvent faire l'objet de droits de brevets. L'IEC ne prend pas position quant à la preuve, à la validité et à la portée de ces droits de propriété. À la date de publication du présent document, l'IEC n'a reçu aucune déclaration relative à des droits de brevets, qui pourraient être exigés pour la mise en œuvre du présent document. Toutefois, il est rappelé aux responsables de cette mise en œuvre qu'il ne s'agit peut-être pas des informations les plus récentes, qui peuvent être obtenues dans la base de données disponible à l'adresse <https://patents.iec.ch>. L'IEC ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets.

L'IEC 60308 a été établie par le comité d'études 4 de l'IEC: Turbines hydrauliques. Il s'agit d'une Norme internationale.

Cette troisième édition annule et remplace la deuxième édition parue en 2005. Cette édition constitue une révision technique.

Cette édition inclut les modifications techniques suivantes par rapport à l'édition précédente:

- a) prise en compte des paragraphes de l'IEC 61362, parue en 2024, qui traite des essais à réaliser;
- b) présentation de nouveaux aspects techniques.

Le texte de ce document est issu des documents suivants:

Projet	Rapport de vote
4/497/FDIS	4/503/RVD

Le rapport de vote indiqué dans le tableau ci-dessus donne toute information sur le vote ayant abouti à son approbation.

La langue employée pour l'élaboration de cette Norme internationale est l'anglais.

La version française de la norme n'a pas été soumise au vote.

Ce document a été rédigé selon les directives ISO/IEC, Partie 2, il a été développé selon les directives ISO/IEC, Partie 1 et les directives ISO/IEC, Supplément IEC, disponibles sous www.iec.ch/members_experts/refdocs. Les principaux types de documents développés par l'IEC sont décrits plus en détail sous www.iec.ch/publications.

Le comité a décidé que le contenu de ce document ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous webstore.iec.ch dans les données relatives au document recherché. À cette date, le document sera

- reconduit,
- supprimé, ou
- révisé.

IMPORTANT – Le logo "colour inside" qui se trouve sur la page de couverture de cette publication indique qu'elle contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer cette publication en utilisant une imprimante couleur.

INTRODUCTION

La première édition et la deuxième édition du présent document ont été élaborées pour disposer d'une description claire des essais qui portent sur les systèmes de régulation des turbines hydrauliques conformément à l'état de l'art. Elles ont été publiées indépendamment du guide pour la spécification des systèmes de régulation des turbines hydrauliques (IEC 61362). Cette troisième édition a été élaborée conjointement avec l'IEC 61362 afin d'harmoniser leur contenu et leurs dates de publication. De plus, les normes restent ouvertes à l'état de l'art en présentant de nouveaux sujets et en harmonisant leur structure ainsi que les termes et définitions des deux normes.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60308:2024

TURBINES HYDRAULIQUES – ESSAIS DES SYSTÈMES DE RÉGULATION

1 Domaine d'application

Le présent document traite des essais de réception pour des systèmes de régulation des turbines hydrauliques et des procédures d'essai associées. Elle peut être utilisée pour accomplir les tâches suivantes:

- vérification des caractéristiques du système conformément aux spécifications;
- vérification des garanties techniques;
- vérification du bon fonctionnement global en atelier et/ou sur site;
- évaluation de l'état réel d'un système de régulation existant.

Le présent document couvre les essais relatifs aux systèmes et dispositifs décrits dans l'IEC 61362.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités dans le texte de sorte qu'ils constituent, pour tout ou partie de leur contenu, des exigences du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

IEC 60041, *Essais de réception sur place des turbines hydrauliques, pompes d'accumulation et pompes-turbines, en vue de la détermination de leurs performances hydrauliques*

IEC 60545, *Lignes directrices pour la mise en service et l'exploitation des turbines hydrauliques, des pompes-turbines et des pompes d'accumulation*

IEC 61362, *Guide pour la spécification des systèmes de régulation des turbines hydrauliques*

ISO 4406, *Hydraulic fluid power – Fluids – Method for coding the level of contamination by solid particles* (disponible en anglais seulement)

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et les définitions de l'IEC 61362 s'appliquent.

L'ISO et l'IEC tiennent à jour des bases de données terminologiques destinées à être utilisées en normalisation, consultables aux adresses suivantes:

- IEC Electropedia: disponible à l'adresse <https://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: disponible à l'adresse <https://www.iso.org/obp>

4 Recommandations relatives aux essais

4.1 Généralités

Afin que la période de mise en service soit la plus courte possible, il est recommandé que la majeure partie des essais contractuels exigés soit effectuée dans les ateliers du fabricant (essais en atelier). Il convient de limiter les essais sur site à la vérification des caractéristiques suivantes qui:

- sont indispensables à la sécurité, et
- ne peuvent être pratiquées sans le groupe de production et le système d'alimentation en pression.

Dans les paragraphes 4.2 et 4.3, certains aspects de base sont résumés.

4.2 Recommandations relatives aux essais en atelier

Il convient que le domaine d'application, la meilleure installation et l'étendue de la documentation des essais soient stipulés dans le contrat conformément aux exigences.

En cas de réalisation d'essais de type, y compris les essais de type CEM (compatibilité électromagnétique) déjà effectués par le fabricant de l'équipement ou de l'assemblage, les certificats associés doivent être pris en compte dans le but de limiter le nombre d'essais à une quantité raisonnable.

Il convient de stipuler de façon suffisamment claire et anticipée la personne désignée pour assister aux essais.

Pour les essais en atelier, il n'est pas nécessaire d'installer tous les composants d'un système de régulation sur une boucle complète; le régulateur électronique et le régulateur oléohydraulique peuvent être plutôt soumis à l'essai séparément. Pendant ces essais indépendants, les signaux aux interfaces entre le régulateur électronique et le régulateur oléohydraulique doivent être clairement définis et mesurables. Il convient d'installer le système de régulation complet en atelier, y compris le régulateur électronique et le régulateur oléohydraulique, uniquement si le contrat l'exige de façon explicite. Dans ce cas, l'essai individuel des systèmes n'est pas nécessaire.

Dans des cas exceptionnels hautement techniques, il peut être intéressant d'utiliser un simulateur de centrale pour les essais en atelier des performances du régulateur numérique (voir l'Article 7). L'utilisation d'un simulateur de centrale pour les essais en atelier doit être clairement stipulée dans le contrat.

4.3 Recommandations relatives aux essais sur site

4.3.1 Systèmes neufs de régulation

Pour les systèmes de régulation, les mesures et dispositions suivantes s'appliquent.

- Les dispositifs de sécurité, d'affichage, d'alarme et d'arrêt doivent être vérifiés préalablement à la conduite des essais sur site.
- La mise en service du groupe de production complet doit être effectuée, y compris les essais en délestage de charge. Les essais des systèmes de régulation doivent être coordonnés avec la mise en service de l'ensemble de la turbine et des équipements de production hydroélectriques associés; se reporter à l'IEC 60545.

Pour les essais du système de régulation des turbines proprement dit:

- les modes de régulation et de fonctionnement adéquats à vérifier sont fixés, par exemple en régulation de vitesse en réseau séparé; puis des signaux d'essai définis sont superposés et les variations résultantes des valeurs spécifiées sont observées et/ou enregistrées dans toute la plage de fonctionnement; grâce à cela, les réglages du régulateur peuvent être optimisés au cours de l'essai. Les résultats de tels essais peuvent être utilisés comme valeurs de base de comparaison pour les résultats des essais de vérification qui sont réalisés au cours de la durée de vie de l'équipement;
- l'essai d'insensibilité du système de régulation n'est nécessaire que lorsque la centrale hydroélectrique participe au réglage primaire de la fréquence du réseau, en particulier pour les centrales de puissance de crête et pour les centrales dont les exigences particulières prescrivent une exactitude de régulation élevée (les insensibilités recommandées sont données dans l'IEC 61362 et les incertitudes de mesure admissibles à l'Article 6);
- dans certains cas, les paramètres du système de régulation peuvent être déterminés à partir de mesurages physiques. Si le comportement attendu n'est pas observé pour une raison qu'il faut identifier, alors d'autres facteurs qui influencent le comportement du système de régulation doivent être examinés. Ces facteurs peuvent comprendre: les inerties, les caractéristiques de l'alternateur et de la charge, l'influence des efforts hydrauliques mis en œuvre sur les temps de commande. Les paramètres du système de régulation et la fonction de transfert de la turbine peuvent être déterminés pour fournir des modèles de la centrale hydroélectrique, afin de réaliser des études analytiques sur le comportement dynamique du système électrique;
- une attention particulière doit être portée à l'essai des turbines pompes du fait de la complexité de leurs caractéristiques (par exemple, caractéristique en "S").

4.3.2 Systèmes existants de régulation

4.3.2.1 Motifs pour la réalisation d'essais sur site d'un système existant de régulation

Les systèmes existants de régulation peuvent présenter des imperfections qui entraînent un ou plusieurs des effets suivants, pouvant motiver la réalisation d'essais sur site:

- temps d'ajustement des grandeurs variables réglées trop longs;
- temps de synchronisation trop longs;
- dérive des points de fonctionnement;
- variations des vitesses de l'actionneur;
- oscillations anormales (par exemple, en marche à vide et/ou fonctionnement en réseau isolé);
- insensibilités excessives et/ou effets d'hystérésis;
- fuites excessives (longue période de pompage, température d'huile élevée, etc.);
- performances globales du régulateur incohérentes.

4.3.2.2 Identification des imperfections

En fonction des effets observés, les vérifications suivantes peuvent être faites:

- mesurage de l'insensibilité et du temps mort, voir les Articles A.1 et A.2;
- enregistrement des réponses à échelon/fonctions de transfert (réponses à échelon du groupe) en appliquant des signaux définis à l'entrée (signal de consigne, grandeur variable réglée, fréquence, etc.), par exemple, voir les Articles D.6 à D.14;
- indexation des servomoteurs, voir l'Article A.3;
- vérification de la relation de conjugaison roues/vannage de turbines Kaplan, c'est-à-dire la came de conjugaison;
- vérification de la relation de conjugaison déflecteur/injecteurs de turbines Pelton;

- identification d'éventuelles résonances (avec oscillations au niveau de l'aspirateur, de la cheminée d'équilibre, des adductions hydrauliques: la conduite forcée et/ou les canaux, de l'alternateur, du réseau, etc.);
- mesurages pour vérifier les paramètres du système de régulation et comparaison avec les valeurs d'origine enregistrées lors de la première mise en service, par exemple, voir les Articles D.7 et D.8;
- vérification de l'ensemble des fonctionnalités du système oléohydraulique, par exemple, voir l'Article A.4.

4.3.2.3 Décision de remplacer ou de réparer les systèmes existants de régulation

Les vérifications susmentionnées informent des causes éventuelles d'imperfections, permettant ainsi de décider des mesures à adopter, par exemple:

- la révision de composants individuels;
- le remplacement des composants ou des systèmes de régulation complets;
- des modifications de la configuration.

Outre les points susmentionnés, les faits suivants peuvent également influencer la décision de remplacer ou de réparer des éléments ou des systèmes existants:

- l'évaluation des coûts de fonctionnement;
- l'évaluation des coûts de réparation;
- le potentiel d'amélioration du fonctionnement et du rendement induit par le remplacement par opposition à la réparation;
- les exigences de sécurité générale ou autres exigences émises par les autorités compétentes.

5 Essais du système de régulation

5.1 Conditions d'essai à satisfaire

5.1.1 Généralités

Les conditions d'essai suivantes s'appliquent, sauf exception mentionnée explicitement dans le présent document. Elles peuvent être modifiées d'un commun accord.

5.1.2 Conditions de fonctionnement de la turbine

- La hauteur de chute de fonctionnement de la turbine doit être comprise dans les limites spécifiées dans le contrat de la turbine. Sinon, il convient que la méthode de correction fasse l'objet d'un accord.
- Les valeurs du niveau d'eau aval et de puissance de la turbine doivent être telles que la hauteur énergétique nette absolue à l'aspiration (NPSH - net positive suction head), voir l'IEC 60041, ne soit pas plus basse que la limite inférieure de la garantie ou de la recommandation du fabricant de la turbine.
- La puissance en régime établi de la turbine, pour une position fixe des dispositifs de régulation (par exemple, vannage, roues, injecteur, déflecteur) ne doit pas s'écarter de la valeur spécifiée de plus de $\pm 1,5$ % de la valeur assignée.

5.1.3 Conditions de pression oléohydraulique du groupe

Il convient de réaliser les essais sous une pression oléohydraulique constante. Les variations de la pression d'huile d'alimentation ne doivent pas dépasser ± 10 % de la pression d'huile moyenne.

5.1.4 Écarts des valeurs par rapport aux conditions de fonctionnement spécifiées

5.1.4.1 Généralités

Il est important que les valeurs spécifiées énoncées dans le contrat, sur lesquelles les garanties énoncées sont fondées, soient respectées aussi précisément que possible. Les paragraphes 5.1.4.2 et 5.1.4.3 précisent les écarts relatifs par rapport aux valeurs spécifiées pour lesquels il est admis d'effectuer un essai de réception du système de régulation.

5.1.4.2 Vitesse

Si les essais de réception ne peuvent pas être réalisés à la vitesse spécifiée, l'écart admissible par rapport à la vitesse spécifiée et son incidence sur les résultats de l'essai de réception doivent faire l'objet d'un accord avant les essais.

5.1.4.3 Système oléohydraulique

Les essais de réception des systèmes oléohydrauliques se rapportent aux paramètres suivants:

a) Pression

Les essais de réception, réalisés sur un système de régulation installé sur site avec la turbine en marche ou à l'arrêt, doivent être réalisés avec la pression d'huile spécifiée dans le contrat. En ce qui concerne les essais réalisés dans les ateliers du fabricant du système de régulation, en raison de l'absence d'effort de manœuvre nécessaire à la turbine, la pression de l'huile du dernier étage d'amplification du système de régulation peut être réduite en conséquence après avoir démontré que le fonctionnement à la pression spécifiée est satisfaisant. Cette réduction de la pression d'huile doit faire l'objet d'un accord avant de procéder aux essais.

b) Qualité et température de l'huile

Les essais de réception doivent être réalisés avec la qualité d'huile définie dans le contrat. Sinon, il convient que la qualité d'huile utilisée fasse l'objet d'un accord.

Les prescriptions des fabricants de composants, concernant la pureté de l'huile et l'absence de mousse dans l'huile, doivent être strictement respectées.

Les températures de l'huile au cours des essais doivent correspondre aux conditions normales de fonctionnement en continu et se trouver dans une plage indiquée par le fabricant des composants.

5.1.5 Mise à disposition de l'instrumentation

Le compte-rendu définitif doit comporter le nom du fabricant et le numéro de série des instruments indiqué par le fabricant, et décrire entièrement les dispositifs spéciaux ou les modifications apportées aux instruments standards utilisés en relation avec l'essai de réception.

5.1.6 Étalonnage de l'instrumentation

Tous les instruments doivent être accompagnés de certificats d'étalonnage, valables à la date des essais, établis par un institut accepté par les deux parties. La partie qui fournit les instruments d'essai doit se charger de fournir des certificats d'étalonnage.

5.2 Vérifications électriques

5.2.1 Généralités

Les systèmes électroniques tout comme le régulateur numérique sont sensibles aux interférences électromagnétiques. De ce fait, une attention particulière doit être portée aux points suivants:

- qualité de l'alimentation en énergie électrique;
- protection contre les surtensions;
- dispositions de filtrage et de blindage;
- insensibilité des composants vis-à-vis des interférences;
- mises à la terre;
- protections antistatiques.

Si certaines mesures de sécurité de base sont prises et les lignes directrices observées, les essais peuvent se concentrer sur la vérification du bon fonctionnement des systèmes de régulation. Les vérifications électriques sont généralement réalisées sous forme d'essais de type, parce qu'elles sont onéreuses et nécessitent du personnel qualifié ainsi qu'un équipement d'essai spécial. Pour les spécifications d'essais de compatibilité électromagnétique (CEM), se reporter à l'IEC 61362.

5.2.2 Choix du centre d'essai

Pour réaliser les vérifications fonctionnelles sur site, il convient de choisir un espace central, calme (salle de régulation) dans lequel tous les signaux importants du processus sont disponibles.

Dans le cas où le régulateur n'est pas situé à proximité du groupe de production, il convient que des dispositions pour un fonctionnement d'urgence local du régulateur soient prises à proximité du groupe de production.

5.2.3 Alimentation électrique

En temps normal, il convient de réaliser la vérification de l'alimentation de puissance à l'aide d'un voltmètre, d'un ampèremètre, d'un oscilloscope ou d'un enregistreur de transitoires en atelier et elle est généralement limitée:

- aux limites de tolérance et facteur d'ondulation;
- aux entrées en courant;
- le cas échéant, aux essais de variation de la tension d'alimentation vers une source de tension redondante;
- à la surveillance des défauts.

5.2.4 Protection contre les surtensions et suppression des tensions parasites d'interférence

Les points suivants peuvent être vérifiés:

- la certification de l'équipement électronique conformément à la compatibilité électromagnétique;
- l'isolation électrique du groupe d'alimentation électrique pour les parties électroniques débouchables;
- la séparation des contacts des signaux binaires et analogiques pendant le transport à la livraison et/ou le changement;
- la protection des câbles de connexion aux dispositifs périphériques;
- la séparation physique des câbles de signaux des câbles de puissance;

- la mise à la terre des parties métalliques inactives;
- la protection des dispositifs périphériques contre la surtension au moyen d'organes protecteurs;
- le câblage des dispositifs inductifs (bobines de relais, vannes à solénoïde).

Les connexions à la terre doivent être soumises à l'essai à l'aide d'ohmmètres. En cas d'interférences, un mesurage doit être effectué aux extrémités des câbles de signaux au moyen d'un oscilloscope.

5.3 Essais du système d'interface avec le processus

Les signaux électriques relatifs, entre autres, à la position de l'actionneur, à la vitesse, à la puissance, au débit, aux hauteurs de chute (amont et aval), doivent être vérifiés quant:

- à la caractéristique en circuit ouvert et l'hystérésis (position de l'actionneur);
- aux interférences;
- au filtrage (puissance, débit, niveau de l'eau);
- à l'acquisition des valeurs limites;
- à la surveillance des défauts, lorsqu'elle est disponible.

Les signaux émis par des systèmes de bus doivent également être vérifiés quant:

- à la bonne transmission;
- à l'état du réseau.

5.4 Essais des convertisseurs, amplificateurs et actionneurs

5.4.1 Convertisseurs électrohydrauliques et électromécaniques

5.4.1.1 Généralités

Les convertisseurs dont il est question ici sont les organes de raccordement entre la partie électronique et la partie hydromécanique du système de régulation, comme cela est décrit dans l'IEC 61362. Ils sont d'une importance cruciale pour le comportement global de ce système. Pour cette raison, leur insensibilité, leur précision (y compris la stabilité de la température), ainsi que leur comportement dynamique doivent être supérieurs aux propriétés correspondantes des étages ultérieurs d'amplification.

5.4.1.2 Convertisseurs électrohydrauliques

La caractéristique la plus importante à établir est le débit d'huile en fonction du signal électrique de consigne et de la chute de pression.

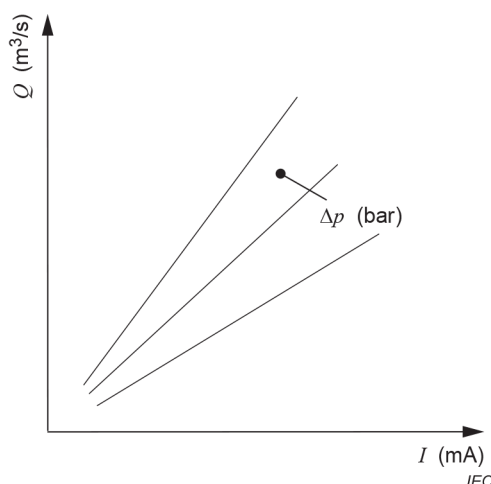


Figure 1 – Débit d'huile Q en fonction de l'entrée de courant I et de la chute de pression Δp

Il convient que les courbes de la Figure 1 soient fournies par le fournisseur du convertisseur électrohydraulique pour différents écarts de pression et qu'il spécifie, en outre, la température et le type d'huile (degré de viscosité).

En outre, il est possible de vérifier

- le temps mort;
- les efforts de commande en fonction de la pression d'huile;
- les caractéristiques dynamiques.

Si un arrêt d'urgence et une sécurité intégrée (par exemple, arrêt en cas de défaut d'alimentation électrique) sont installés, leur fonction doit également être soumise à l'essai.

En règle générale, pour atteindre la performance spécifiée, un signal vibratoire (vibration) est appliqué, qu'il faut également vérifier.

NOTE Les servovalves et/ou les vannes proportionnelles multiétages sont souvent équipées d'un régulateur de position supplémentaire pour le second étage, et ne peuvent donc être soumises à l'essai qu'avec le dispositif électronique correspondant.

5.4.1.3 Convertisseurs électromécaniques

En principe, ces convertisseurs sont entraînés par un moteur électrique (tournant ou linéaire). Pour les turbines hydrauliques réglées par de tels actionneurs électriques, ils sont composés d'un moteur électrique, d'une boîte d'engrenages et d'un mécanisme de fonctionnement. Ces convertisseurs sont, par exemple, utilisés pour manœuvrer directement les organes de régulation (directrices, pales de roue, injecteur, déflecteur) ou pour entraîner les systèmes équipés de vannes de régulation.

Ce type d'actionneur ne dépend pas du système à huile sous pression. Il est généralement adapté aux petites turbines hydrauliques, conçues pour résister à un fonctionnement prolongé à vitesse d'emballement en cas de panne totale de l'alimentation électrique. Une protection adaptée de retour en mode de sécurité doit être prévue pour réduire la décharge de la turbine à un niveau acceptable. Quelques exemples de cette protection sont:

- la fermeture des directrices par des fonctions de fermeture automatique;
- la fermeture de la vanne de garde, avec les directrices ouvertes;
- un contrepoids ou ressort.

Pour procéder aux essais, le mesurage du courant d'entrée et des temps de commande est habituellement suffisant.

5.4.1.4 Régulations électrohydrauliques à deux étages

Les régulations électrohydrauliques à deux étages sont généralement composées d'un convertisseur électrohydraulique (voir 5.4.1.2), qui actionne la vanne principale de distribution.

Dans certains cas particuliers, les convertisseurs électromécaniques/électrohydrauliques possèdent en outre un petit servomoteur pilote et un retour de position (voir la Figure 2), le servomoteur pilote actionne alors la vanne principale de distribution. En vue des mesurages, aucun aspect supplémentaire ne doit être pris en considération.

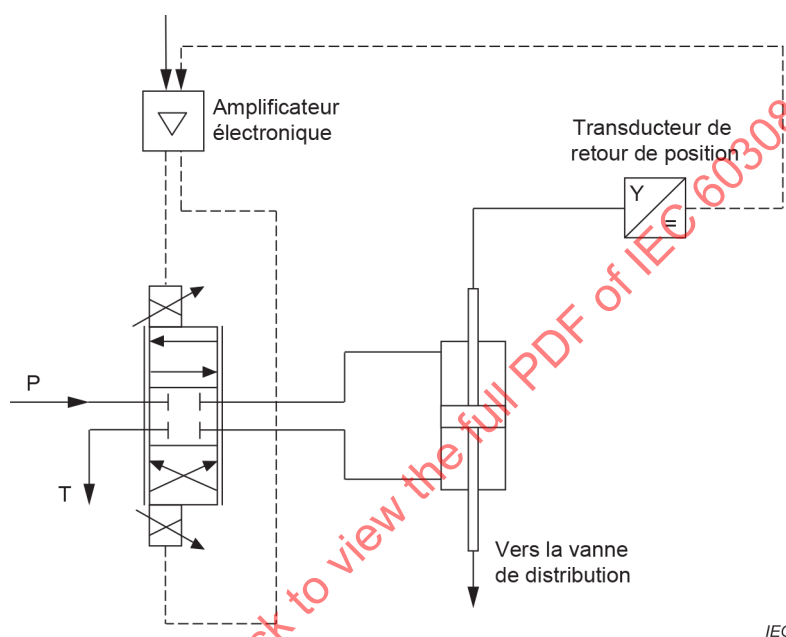


Figure 2 – Commande électrohydraulique à deux étages avec servomoteur pilote

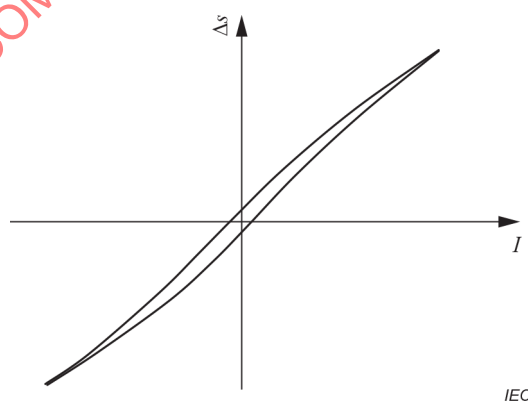


Figure 3 – Course en sortie Δs d'un convertisseur en fonction d'un courant d'entrée I

La corrélation entre la course en sortie et le courant d'entrée doit être établie ou prouvée par un essai de type, lequel permet également de visualiser l'hystérésis, voir la Figure 3.

En outre, il est possible de vérifier

- le temps mort;
- les efforts de commande en fonction de la pression d'huile;
- les caractéristiques dynamiques.

Pendant ces vérifications, il convient d'enregistrer le signal vibratoire (vibration) correspondant, les fuites d'huile, la température et la viscosité de l'huile.

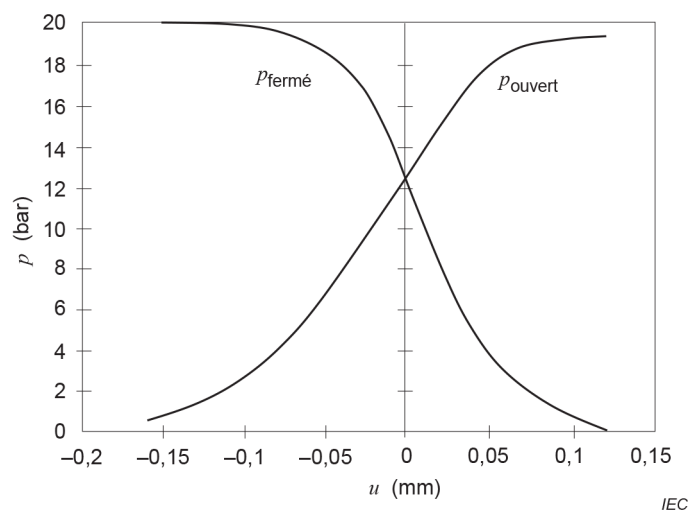
5.4.1.5 Vannes principales de distribution

Pour les vérifications en atelier, il est recommandé de raccorder la vanne principale de distribution au servomoteur. Si le servomoteur n'est pas disponible, un servomoteur d'essai peut le remplacer.

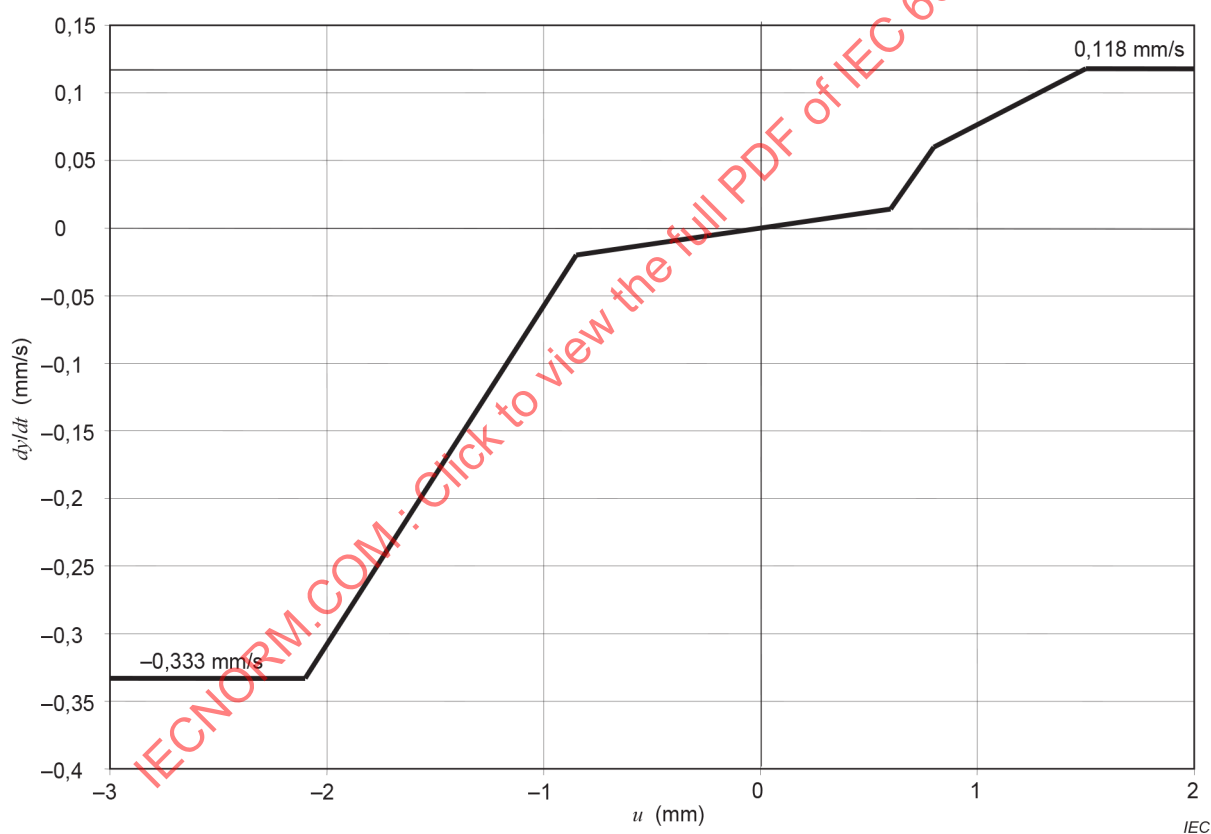
Il convient d'établir les caractéristiques de la vanne principale de distribution à des fins d'essais de type, de dépannage ou de modélisation. Cela passe par un enregistrement de la caractéristique de pression en fonction de la position du tiroir de la vanne (pression dans les ports de commande de vanne avec le débit vers le servomoteur bloqué ou avec le servomoteur en position finale), voir la Figure 4 a), et de la caractéristique de débit (vitesse de commande du servomoteur), voir la Figure 4 b) (voir également l'Article A.4).

La pente de la caractéristique de pression dépend des fuites internes de la vanne principale de distribution ou de la vanne principale de distribution et du servomoteur.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60308:2024



a) Courbes de pression p dans les tuyaux fermés en fonction du déplacement u du tiroir de la vanne (exemple)



b) Vitesse du servomoteur dy/dt en fonction du déplacement u du tiroir de la vanne (exemple)

Figure 4 – Courbes de performance des vannes de régulation

Ces mesurages sont particulièrement importants pour les vannes équipées d'encoches de préouverture sur les arêtes de régulation. Le déplacement nécessaire pour produire l'effort de commande exigée du servomoteur peut être déduit de la courbe de pression qui n'est affectée que par le recouvrement interne. La courbe de débit présente la taille du recouvrement dans les encoches individuelles. Les largeurs d'encoches sont déterminées sur la base des constantes de temps choisies. Pour les vérifications, celles-ci peuvent être calculées à nouveau à partir de la pente des courbes caractéristiques. Les constantes de temps sont des paramètres importants pour la stabilité et la performance dynamique (dépassement et temps d'ajustement au cours du positionnement), tandis que les recouvrements sont responsables de l'insensibilité du système de régulation et/ou de l'exactitude du positionnement.

Pour les essais sur site, ce mesurage ne peut être effectué qu'en isolant une bêche spirale ou un distributeur du système d'adduction hydraulique.

Dans certaines turbines Kaplan, la lubrification et la réfrigération de l'alimentation en huile de la roue ont lieu par le biais de la vanne de régulation des roues. Pendant la vérification de la vanne, il faut assurer que la lubrification est suffisante dans la position centrale en régime établi du piston.

Le tiroir de la vanne de régulation peut être en recouvrement, sans recouvrement ou en découverture.

5.4.2 Servomoteurs

5.4.2.1 Généralités

En règle générale, le servomoteur est soumis à l'essai conjointement avec l'assemblage de vannes de distribution. Cependant, il peut également être soumis à l'essai sans l'assemblage de vannes de distribution avec une pressurisation différente.

5.4.2.2 Indexation du servomoteur

Le mesurage des efforts de frottement, par exemple au moyen d'un mesurage de pression, est important afin d'assurer que le dimensionnement de l'actionneur est adapté. La charge sur le servomoteur peut être déterminée par un mesurage de la pression pendant le déplacement du servomoteur.

Le temps de manœuvre pour la pleine course du servomoteur pour les servomoteurs hydrauliques est conditionné par plusieurs facteurs. Le chargement mécanique sur le servomoteur a une influence sur sa vitesse de déplacement. Ce chargement mécanique est constitué à la fois d'un frottement (des dispositifs de régulation de la turbine et de leurs liaisons) et d'un chargement dynamique de l'eau sur les organes de régulation de la turbine.

Le chargement mécanique d'un servomoteur de régulation des turbines se traduit par une pression différentielle au niveau du piston du servomoteur en prenant en considération la surface de chacune des chambres.

Le frottement et la charge hydraulique sur les dispositifs de régulation de la turbine déterminent la pression différentielle du servomoteur exigée pour manœuvrer le servomoteur dans le sens de l'ouverture ou de la fermeture.

La charge hydraulique sur un servomoteur peut être déterminée, pour une position donnée, en calculant la moyenne entre l'effort pour déplacer le servomoteur dans le sens ouverture et le sens fermeture autour de cette position.

Le frottement peut être déterminé en calculant la moitié de la différence entre l'effort nécessaire pour déplacer le servomoteur dans le sens ouverture et le sens fermeture autour de cette position, en partant du principe que l'effort de frottement est à peu près égal dans les deux sens et s'oppose toujours au mouvement. Il convient de mesurer le frottement pendant le fonctionnement de la turbine, car la charge sur les dispositifs de régulation de la turbine a une influence sur le frottement.

Il convient de veiller à réaliser l'essai à une vitesse de déplacement suffisamment lente pour que les transitoires hydrauliques et les pertes de charge dans la tuyauterie n'affectent pas les résultats d'essai.

5.4.2.3 Lois d'ouverture et de fermeture des servomoteurs

Les temps et lois de commande doivent être enregistrés.

Dans de nombreux cas, les vitesses d'ouverture et de fermeture des servomoteurs ne sont pas constantes, mais résultent de deux niveaux de vitesse ou plus. Toutes les pentes de contrôle du temps doivent être vérifiées séparément.

Pour des raisons de sécurité, les temps de commande et les lois de commande sont soumis à des vérifications préalables à la pression maximale de l'huile d'alimentation de la centrale pendant les essais à sec et avant le remplissage des adductions hydrauliques.

À la mise en service, les lois d'ouverture et de fermeture doivent dans tous les cas faire l'objet de nouveaux essais et, au besoin, de réglages, de sorte à éviter des variations inacceptables de la pression dans les adductions hydrauliques.

5.4.3 Temps mort, insensibilité

Pour le mesurage du temps mort, la vanne principale de distribution et/ou la vanne pilote de régulation sont déplacées pas à pas dans les deux directions à partir de la position centrale. Le temps entre le déplacement et le début du mouvement du servomoteur est enregistré. Ce mesurage doit être effectué en liaison avec le mesurage du temps mort du système de régulation complet.

L'insensibilité de l'étage d'amplification est déterminée par le recouvrement de la vanne, les efforts de frottement du servomoteur et ceux du mécanisme de positionnement. Pour les compenser, une différence de pression correspondante et un déplacement de la vanne correspondante sont exigés (voir la Figure 4 a). Les fuites d'huile peuvent également avoir une influence considérable.

Le mesurage de l'insensibilité des systèmes de régulation revêt un intérêt particulier pour les groupes qui sont utilisés pour la régulation primaire. Les différentes possibilités sont décrites en 5.5.3.3.

5.4.4 Fourniture de l'énergie de commande

5.4.4.1 Systèmes sans accumulateur

Les pompes hydrauliques doivent avoir une capacité suffisante pour atteindre les vitesses d'ouverture et de fermeture maximales souhaitées dans les conditions de fonctionnement les plus défavorables, entre autres le chargement maximal du servomoteur.

Afin de vérifier la marge de sécurité, il est recommandé d'effectuer une indexation du servomoteur, voir 5.4.2.2.

Les caractéristiques du système exigées pour obtenir la quantité nécessaire d'énergie de commande totale sont décrites dans l'IEC 61362.

5.4.4.2 Systèmes avec accumulateur

Le système hydraulique doit avoir une capacité suffisante pour obtenir le nombre souhaité d'ouvertures et de fermetures des courses du servomoteur.

En régime établi, la température du gaz de l'accumulateur est la même que la température ambiante. La température du gaz influe sur la capacité de l'accumulateur. L'essai doit être effectué en prenant en considération la plage spécifiée de la température ambiante, par exemple de 10 °C à 35 °C.

L'essai commence à la pression minimale de fonctionnement p_{omin} et les pompes sont désactivées. Après avoir atteint le nombre souhaité d'ouvertures et de fermetures des courses du servomoteur, la pression restante dans l'accumulateur doit être supérieure à la pression minimale d'huile exigée (p_R), comme cela est décrit dans l'IEC 61362.

Cet essai peut uniquement être effectué lors d'essais à sec.

Afin de vérifier la marge de sécurité, il est recommandé de procéder à une indexation du servomoteur, voir 5.4.2.2.

5.4.4.3 Filtration (voir l'ISO 4406)

Pour un fonctionnement fiable et sûr des systèmes de régulation hydrauliques, il est nécessaire de vérifier que:

- le volume d'huile total est bien épuré par des filtres hors ligne ou en ligne, comme le spécifie le fournisseur des équipements;
- les convertisseurs électrohydrauliques (servovalves, vannes proportionnelles) sont protégés par des filtres en ligne directement avant leur point d'alimentation, comme le spécifie le fournisseur des équipements.

Afin de vérifier la propreté de l'huile conformément à l'ISO 4406, un échantillon d'huile doit être prélevé et analysé par un laboratoire spécialisé.

5.4.5 Fuites d'huile

Il est difficile de mesurer séparément les fuites d'huile de la vanne de régulation et du servomoteur.

En temps normal, les fuites d'huile sont mesurées pour une position du servomoteur en régime établi. Dans ce cas, la vanne proportionnelle se trouve autour de la position centrale.

La fuite d'huile peut être mesurée à l'aide du signal du niveau d'huile dans l'accumulateur de pression.

Lorsqu'une pompe à déplacement fixe est utilisée dans des systèmes avec accumulateur, il convient d'utiliser la période de mise en charge ou en décharge de la pompe durant un fonctionnement en régime établi, comme un moyen de mesure de la progression des fuites.

Lorsqu'une pompe à pression réglée et variable est utilisée, par exemple une pompe à piston axial ou radial, la hausse de consommation de puissance électrique du moteur en marche à vide peut être utilisée comme un moyen de mesure de la progression des fuites.

5.4.6 Essai de la boucle de position

La boucle de position est la boucle de régulation de base du système. La régler correctement est une condition préalable au bon fonctionnement des fonctions principales de régulation. Le réglage doit prendre en considération les configurations à un ou deux étages, dans lesquelles une vanne principale de distribution est utilisée.

Les critères de performance et de stabilité qui s'appliquent à ces essais sont décrits dans l'IEC 61362.

L'équipement de régulation se compose des organes suivants: régulateur de position, convertisseur électrohydraulique et servomoteur.

- Signaux d'entrée: valeur de la consigne de position, valeur de position effective;
- Signaux de sortie: position du servomoteur, position de la vanne principale de distribution, lorsqu'il est disponible.
- Valeurs limites:
 - rampe d'ouverture du servomoteur;
 - rampe de fermeture du servomoteur;
 - limites mécaniques.

Une conception spéciale de la régulation de turbine est la fourniture de servomoteurs des directrices individuelles et de régulations électrohydrauliques qui nécessitent une synchronisation, afin de maintenir toutes les directrices dans la même position. La synchronisation est réalisée à l'aide de liaisons mécaniques ou de façon électronique, selon le système adopté.

5.5 Essais des caractéristiques du régulateur

5.5.1 Généralités

Des exemples des essais décrits ci-après sont présentés dans l'Annexe A et des résultats de mesure réels sont présentés à l'Annexe D.

5.5.2 Essai du système de régulation

Les étapes les plus importantes sont les suivantes:

- activer le mode de régulation respectif;
- entrer des signaux d'essai définis, c'est-à-dire:
 - grandeurs variables de consigne;
 - variations des consignes des régulations de suivi;
 - grandeurs variables auxiliaires et de perturbation.

Chacun des points de fonctionnement définis précédemment doit rester dans les limites de la plage de régulation (par exemple, en ce qui concerne la plage de pressions, la vitesse du servomoteur, etc.);

- déterminer les critères d'évaluation des résultats obtenus par optimisation des réglages du régulateur;
- conformément aux critères spécifiés pour la qualité de la régulation (par exemple, déterminer le taux d'amortissement $0,8 < D < 1,1$ pour un certain temps de réponse, mesurer l'aire de régulation (critère intégral), etc.);
- en respectant les valeurs et charges limites admissibles (par exemple, écart minimal du système, limitation des variations de vitesse, suppressions, ondes d'intumescence ou d'aspiration);

- en utilisant les incertitudes de mesure recommandées, conformément à l'Article 6.

NOTE Pour le taux d'amortissement D (parfois noté ζ), la formule $D = 0,5 (T_1/T_2)$ s'applique, où T_1 et T_2 sont les constantes de temps d'un filtre du second ordre; $D = 0$ pour un amortissement nul et $D \geq 1$ pour un comportement apériodique.

5.5.3 Détermination des paramètres du système de régulation

5.5.3.1 Réponses à échelon, fonctions transitoires

Avant d'effectuer les essais, il est important de:

- déterminer les états de fonctionnement;
- sélectionner les amplitudes des échelons. Les signaux d'entrée doivent être tels qu'ils ne peuvent pas être rendus invalides par suite des influences perturbatrices possibles;
- choisir des critères d'évaluation des résultats pour la détermination des paramètres, en particulier si des non-linéarités surviennent pendant les essais (par exemple, les limites de vitesse de commande).

5.5.3.2 Caractéristiques de réponse fréquentielle

Étant donné que le comportement de régulation peut habituellement être mieux évalué sur la base des fonctions transitoires et que d'autre part, les évaluations et les mesurages sont coûteux, il convient de réaliser les mesurages de la réponse fréquentielle uniquement dans des cas spéciaux. La réalisation de ces mesurages doit être stipulée dans des accords spéciaux. Il convient que les résultats d'essais de type soient acceptables.

5.5.3.3 Insensibilités

5.5.3.3.1 Généralités

Les essais d'insensibilité ne doivent être réalisés que sur les systèmes de régulation des centrales qui revêtent une importance particulière pour la stabilité du réseau électrique. Il convient que les grandeurs variables d'entrée et de sortie soient cohérentes avec les plages d'ouverture choisies. Ces essais peuvent être effectués pour le mode régulation de vitesse, régulation de puissance, régulation de niveau et régulation de débit.

Pour la régulation de puissance, la valeur effective de puissance comporte souvent un bruit additionnel et il convient donc de ne pas l'utiliser pour l'évaluation de l'insensibilité. En tant que grandeur d'entrée, il est possible de choisir la fréquence qui est en permanence disponible, en tant que grandeur variable d'entrée supplémentaire par le statisme, ou de choisir la consigne de puissance. Dans ce cas, le dispositif de mesure de puissance n'est cependant pas inclus dans l'essai d'insensibilité.

Pour les insensibilités recommandées, se reporter à l'IEC 61362. Les imprécisions de mesure acceptables sont données à l'Article 6.

5.5.3.3.2 Localisation des insensibilités

La localisation des insensibilités peut être réalisée comme cela est décrit ci-dessous:

- les essais sont démarrés avec la position du servomoteur comme grandeur variable de sortie. Dans quelques cas, par exemple avec des commandes individuelles du vannage, la valeur moyenne peut être choisie en tant que grandeur variable de sortie;
- si l'insensibilité est trop élevée, il est recommandé de mesurer les grandeurs variables de sortie de chaque dispositif de la boucle de régulation dans le sens inverse du cheminement du signal, en remontant jusqu'à la sortie du régulateur.

5.5.3.3.3 Essai d'insensibilité avec enregistrement X-Y

Le régulateur doit avoir un temps d'initialisation court, car autrement l'insensibilité semble surévaluée. Par exemple, il convient que le quotient du temps d'action intégrale T_i et du gain de l'action proportionnelle K_p soit le plus faible possible (dans l'idéal, une action proportionnelle uniquement). Il est, par conséquent, nécessaire de modifier les paramètres du régulateur pendant l'essai.

Les étapes les plus importantes sont

- l'enregistrement de l'interdépendance entre la grandeur variable de sortie et la grandeur variable d'entrée pour les points de fonctionnement en ouverture choisis;
- la détermination de l'insensibilité $i_x/2$ à partir de la zone morte.

5.5.3.3.4 Essai d'insensibilité au moyen des fonctions de la réponse transitoire (caractéristiques temporelles)

Le régulateur doit avoir un temps d'initialisation court, car autrement l'insensibilité semble surévaluée. Par exemple, il convient que le quotient du temps d'action intégrale T_i et du gain de l'action proportionnelle K_p soit le plus faible possible (dans l'idéal, une action proportionnelle uniquement). Il est par conséquent nécessaire, pendant l'essai, de modifier les paramètres du régulateur pour réaliser l'essai.

Les étapes principales comprennent:

- l'enregistrement des grandeurs variables d'entrée et de sortie avec de petites variations définies de la grandeur variable d'entrée pour les points de fonctionnement en ouverture choisis;
- la détermination de l'insensibilité $i_x/2$ à partir de la zone morte. Si la grandeur variable d'entrée est superposée à des fluctuations aléatoires, l'insensibilité ne peut pas être mesurée convenablement.

5.5.3.4 Essais de synchronisation de deux grandeurs variables mécaniques ou hydrauliques avec enregistrement X-Y

Les essais de synchronisation sont réalisés avec des positionneurs synchronisés, et servent à enregistrer les discontinuités mécaniques et/ou hydrauliques. Il est admis qu'en régime établi, les positions absolues sont en concordance entre elles.

Les essais peuvent, par exemple, concerner:

- la position des directrices de deux turbines-pompes pendant le fonctionnement en charge (écart admissible avec ajustement lent, habituellement $< 1 \%$);
- la position d'une directrice vis-à-vis de la valeur moyenne de toutes les positions des directrices dans le cas d'une commande individuelle de chaque directrice (écart admissible habituellement $< 0,5 \%$).

Les étapes les plus importantes sont les suivantes:

- le choix d'une grandeur variable d'entrée appropriée;
- l'enregistrement du déplacement des deux grandeurs variables de sortie lorsque la grandeur variable d'entrée est modifiée dans les deux directions de la même valeur pour les ouvertures choisies;
- la détermination des écarts mécaniques ou hydrauliques par rapport à un fonctionnement synchrone à partir de la courbe d'hystérésis.

5.5.4 Essai des boucles principales de régulation

5.5.4.1 Régulation d'ouverture

La régulation d'ouverture est utilisée soit en tant que mode de fonctionnement sur le réseau, soit comme une fonction de régulation de secours des fonctions principales de régulation (par exemple, régulation de vitesse).

L'équipement de régulation est composé des organes suivants: régulateur d'ouverture et servopositionneur.

- Signaux d'entrée: valeur de la consigne d'ouverture, au besoin, qui dépend de la vitesse avec le statisme permanent, valeur effective de l'ouverture.
- Signal de sortie: consigne du servomoteur.
- Valeurs limites:
 - rampe d'ouverture du servomoteur,
 - rampe de fermeture du servomoteur,
 - limiteur d'ouverture.

5.5.4.2 Régulation de vitesse

L'équipement de régulation est composé:

- d'une combinaison série d'un régulateur de vitesse et du servopositionneur
 - Signaux d'entrée:
 - i) valeur de consigne de vitesse;
 - ii) valeur effective de la vitesse;
 - iii) au besoin, paramètres auxiliaires et/ou de perturbation (par exemple, pression de la bêche spirale, niveau d'eau, hauteur de chute, puissance, position du servomoteur).
 - Signal de sortie: sortie du régulateur ou consigne du servomoteur.
 - Valeurs limites: variations de vitesse admissibles en cas de délestage de charge; variations des ondes d'intumescence ou d'aspiration et de pression en cas de prise de charge, de baisse de charge et de délestages de charge; variations maximales de fréquence à fonctionnement en réseau séparé pour des variations de charge définies.

5.5.4.3 Régulation de puissance

L'équipement de régulation est composé:

- d'une combinaison série d'un régulateur de puissance et d'un servopositionneur
 - Signaux d'entrée:
 - i) consigne de puissance; au besoin, dépendant de la vitesse par le statisme permanent;
 - ii) valeur de puissance effective;
 - iii) au besoin, paramètres auxiliaires et/ou de perturbation (par exemple, pression de la bêche spirale, niveau d'eau, hauteur de chute).
 - Signal de sortie: sortie du régulateur ou consigne du servomoteur.
 - Valeurs limites: limites supérieure et inférieure de puissance et zones interdites en fonction de la hauteur de chute, de la cavitation, des conditions de charge partielle et dynamiques du système (par exemple, l'état de la cheminée d'équilibre).

5.5.4.4 Régulation du niveau d'eau

L'équipement de régulation est composé:

- soit d'une combinaison série d'un régulateur du niveau d'eau et d'un servopositionneur;
- soit d'une combinaison série d'un régulateur du niveau d'eau, d'un régulateur de débit et d'un servopositionneur
 - Signaux d'entrée:
 - i) consigne du niveau d'eau; au besoin, dépendant de la vitesse par le statisme permanent;
 - ii) valeur du niveau d'eau effectif;
 - iii) au besoin, grandeurs variables auxiliaires et/ou de perturbation (par exemple, position des directrices, décharge de la centrale, verrouillage).
 - Signal de sortie: sortie du régulateur ou consigne du servomoteur.
 - Valeurs limites:
 - i) valeur maximale du niveau d'eau amont;
 - ii) valeur minimale du niveau d'eau aval.

5.5.4.5 Régulation de débit

L'équipement de régulation est composé:

- d'une combinaison série de régulateurs de débit et d'un servopositionneur
 - Signaux d'entrée:
 - i) consigne de débit; au besoin, dépendant de la vitesse par le statisme permanent;
 - ii) valeur du débit effectif (calculé le plus souvent);
 - iii) au besoin, grandeurs variables auxiliaires et/ou de perturbation (par exemple, position des directrices, niveau d'eau).
 - Signal de sortie: sortie du régulateur ou consigne du servomoteur.
 - Valeurs limites:
 - i) niveau d'eau;
 - ii) ondes d'intumescence et d'aspiration en cas de variations de débit.

5.5.4.6 Régulation primaire

Une évaluation de la capacité de régulation primaire de la fréquence du régulateur exige un essai en boucle fermée conjointement avec le groupe raccordé au réseau. Les critères d'essai généralement applicables ne peuvent pas être indiqués dans le présent document, car ils dépendent des règlements tels qu'ils sont définis dans les codes locaux de réseau.

Un exemple d'essai type consiste à simuler le mesurage de la fréquence du réseau puis soumettre à l'essai la réponse du groupe à des échelons de fréquence autour de la fréquence nominale tandis que la consigne de la boucle de régulation sous-jacente (ouverture, puissance, niveau d'eau, débit) est maintenue constante.

Cet essai permet de vérifier si la puissance du groupe réagit aux perturbations de fréquence du réseau conformément aux spécifications du code réseau applicable. Les critères couramment utilisés consistent à vérifier l'obtention de la valeur finale en régime établi, selon le statisme permanent spécifié et à évaluer la variation de puissance en fonction du temps en analysant le retard et l'écart par rapport au gradient attendu.

Cependant, il est important de noter que le comportement dynamique de la régulation primaire dépend non seulement du régulateur, mais aussi des caractéristiques du groupe, des adductions hydrauliques et du réseau. Ceci est particulièrement applicable aux limitations.

L'équipement de régulation est composé:

- d'une régulation en boucle fermée qui utilise le régulateur d'ouverture, de puissance, du niveau d'eau ou de débit avec l'influence de la fréquence
 - Signaux d'entrée:
 - i) fréquence simulée du réseau;
 - ii) consigne d'ouverture, de puissance, du niveau d'eau ou de débit
 - Signal de sortie:
 - i) sortie du régulateur ou ouverture du servomoteur;
 - ii) valeur effective de puissance;
 - iii) valeur du niveau d'eau ou du débit, le cas échéant
 - Valeurs limites:
 - i) Retard;
 - ii) écart par rapport au gradient attendu;
 - iii) temps d'ajustement.

5.5.5 Considérations relatives aux essais sur site en réseau isolé

5.5.5.1 Conditions préalables

Il convient que la décision de procéder ou non à un essai en réseau isolé et le choix du type d'essai à réaliser soient pris par le propriétaire/l'exploitant de la centrale au moment de l'appel d'offres. Il convient que le propriétaire/l'exploitant prenne en considération les facteurs suivants au moment de définir le domaine d'application des essais en réseau isolé:

- les limites de performance de la turbine, par exemple en raison des vitesses maximales d'ouverture et de fermeture;
- le rôle prévu des machines dans la philosophie de gestion du réseau;
- l'aspect coûts, tel que les coûts directs (par exemple, le coût de l'essai et de l'équipement) et les coûts indirects (par exemple, perte de revenu de production);
- il convient que les informations détaillées de l'essai reposent sur les conditions prévues du réseau isolé;
- le propriétaire/l'exploitant doit se coordonner avec les gestionnaires du réseau pour déterminer les informations détaillées de l'essai. Il convient de rappeler que la réponse du système de régulation est affectée par les caractéristiques du réseau isolé et de l'alternateur.

Trois méthodes peuvent être envisagées pour examiner le comportement de la centrale en réseau isolé: la simulation numérique de tous les composants (voir l'Article 7), les essais sur site avec simulation du réseau séparé et les essais sur site sur un réseau isolé réel.

5.5.5.2 Essais avec simulation de réseau séparé

La simulation en ligne constitue une méthode d'essai particulièrement utile et elle suffit dans la plupart des cas. La stabilité du fonctionnement en réseau isolé dépend essentiellement du choix optimal des paramètres dynamiques du système de régulation de vitesse qui sont utilisés pour ce mode de fonctionnement. Avant les essais sur site, les valeurs appropriées de ces paramètres sont généralement calculées à l'aide d'un logiciel spécifique d'optimisation, fondé sur des modèles plus ou moins exacts d'adductions hydrauliques, de turbine, d'alternateur et des charges.

Toutefois, les centrales hydroélectriques réelles sont parfois différentes des modèles mathématiques, les données pouvant être erronées et les équipements sujets à des aléas et à des modifications pendant leur durée de vie. De ce fait, la qualité des calculs numériques peut, dans certains cas, paraître relativement inadéquate.

C'est la raison pour laquelle il est souvent souhaitable, avant de procéder aux essais réels en réseau isolé sur site ou au lieu de les réaliser, de mettre au point une méthode intermédiaire fondée sur un "simulateur en ligne de réseau isolé".

La Figure 5 représente le schéma de principe d'un tel simulateur (les grandeurs variables sont en valeurs relatives): le groupe de production fonctionne en parallèle sur le système électrique interconnecté à différentes valeurs de puissance (correspondant à différents points de fonctionnement souhaités pour le fonctionnement en réseau isolé). Par conséquent, la vitesse du groupe est maintenue constante (ou presque constante) par le système électrique.

Le principe du simulateur peut être décrit comme suit: un signal, représentant les variations de vitesse/fréquence qui se produisent si le groupe alimentait une charge isolée, est élaboré par calcul à partir de la puissance électrique mesurée aux bornes de l'alternateur. Ce signal simulé de vitesse/fréquence est ensuite envoyé au régulateur à la place (ou en superposition) du signal réel de vitesse/fréquence.

La fréquence simulée est obtenue en intégrant la différence entre le mesurage de la puissance et une valeur de référence de la puissance réglable (somme de la valeur initiale de la puissance et d'un signal d'essai). Elle tient compte de:

- l'inertie du groupe (constante d'accélération du groupe T_a);
- l'inertie de la charge (constante d'accélération de la charge T_b ; cette constante est souvent réputée égale à zéro);
- le coefficient d'autorégulation du système réglé (e_n), qui est la différence entre le coefficient d'autorégulation de la charge (e_g) et le coefficient d'autorégulation de la turbine (e_t).

Un essai de fonctionnement type d'une simulation de réseau séparé est l'essai de réponse à échelon: un signal échelon est appliqué sur la valeur de référence de la puissance réglable, et le signal simulé de la vitesse/fréquence par suite de cette variation d'échelon est enregistrée dans le domaine temporel. Il convient de porter une attention particulière à l'amplitude du signal échelon, qui doit être significative, mais dont la valeur type maximale correspond à 10 % de la puissance assignée.

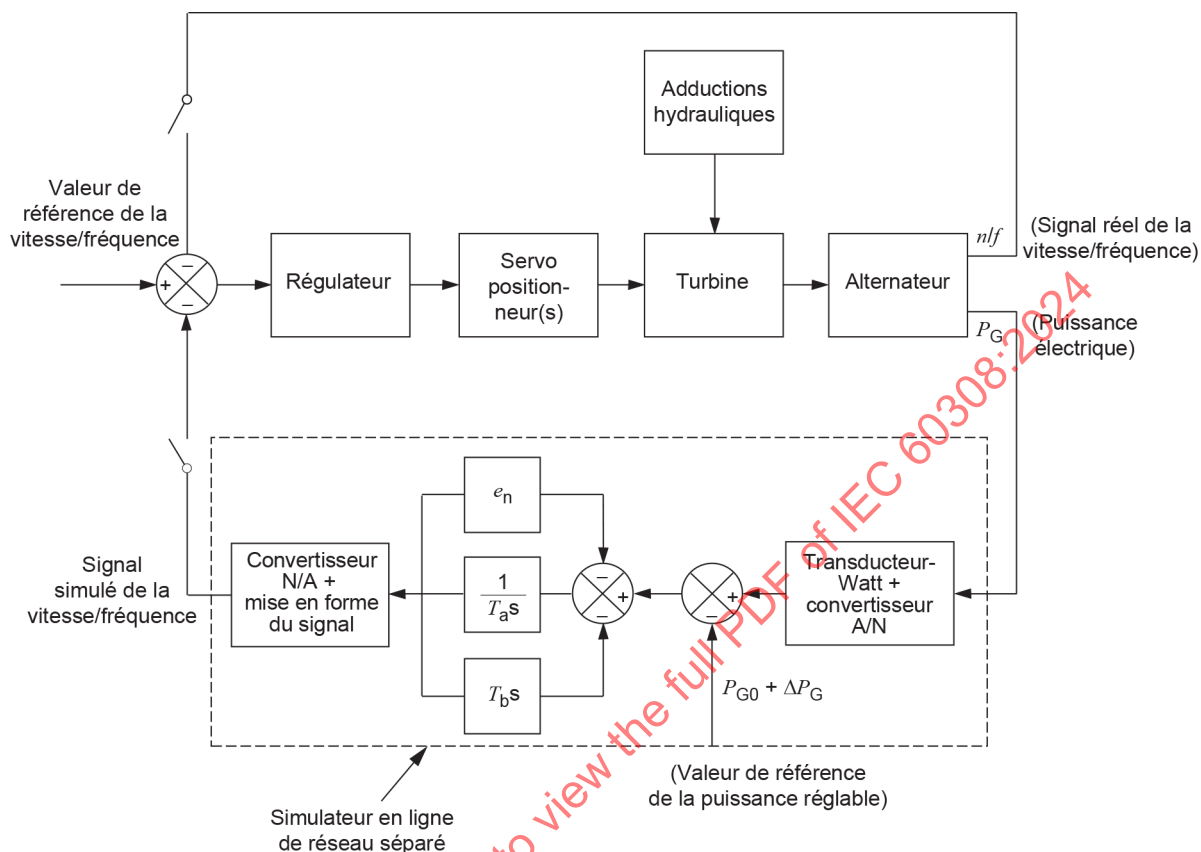
Dans cette simulation en ligne, les effets dynamiques des composants réels du système hydraulique sont inclus, c'est-à-dire la dynamique des adductions hydrauliques, la turbine (aux fins de simplifications, sa dépendance à la vitesse peut également être prise en compte dans le coefficient d'autorégulation de la turbine), le régulateur, y compris toutes les non-linéarités.

L'effet des variations de vitesse simulées du groupe sur le débit de la turbine au cours de ces essais est toutefois omis, du fait que la vitesse réelle du groupe est maintenue constante. Par conséquent, l'imprécision est accrue par cette simplification.

Un aspect intéressant est le comportement de l'alternateur, qui est différent en fonctionnement en réseau interconnecté et en réseau isolé. Au cours du fonctionnement en réseau interconnecté, l'alternateur peut être représenté comme un système du second ordre (fréquence propre type comprise entre 0,8 Hz et 1,5 Hz); la puissance est affectée par des oscillations électromécaniques à cette fréquence propre. Dans la plupart des cas (à l'exception des cas de la commande à action rapide des déflecteurs de la turbine Pelton), le temps de réponse de la régulation de vitesse est plus élevé, de sorte que l'influence de ce phénomène peut habituellement être omise et la puissance de l'alternateur peut, par hypothèse, être égale à la puissance mécanique de la turbine (pertes de l'alternateur omises).

Par ailleurs, le réseau isolé peut être modélisé très simplement, en omettant le comportement dynamique complexe des charges.

Comme mesure de précaution, pour des raisons de sécurité, il est nécessaire que le simulateur permette au régulateur de rapidement revenir aux conditions normales de fonctionnement du système de régulation, c'est-à-dire à la fréquence mesurée du réseau interconnecté à la place de la fréquence simulée.



IEC

Figure 5 – Exemple d'essai de simulation en ligne de réseau isolé

5.5.5.3 Essais réels en réseau isolé

Les essais réels en réseau isolé ne sont habituellement réalisés que si l'exploitant du réseau les exige expressément. Ils peuvent être coûteux, en impliquant la participation de nombreuses parties (les opérateurs de la centrale, des réseaux de transport et de distribution ou du client industriel à alimenter en mode de réseau séparé). Ils exigent d'apporter un soin particulier à la planification et à l'exécution de façon à éviter toute interruption inacceptable du réseau isolé.

Il convient que l'amplitude de la variation de charge lors du passage du réseau interconnecté au réseau isolé soit initialement relativement faible. Cette amplitude et les paramètres dynamiques du système de régulation de vitesse peuvent être prédéterminés par le calcul et/ou par la simulation en ligne.

L'amplitude des variations de charge peut ensuite être augmentée progressivement pour déterminer le point auquel les variations de fréquences deviennent inacceptables.

La Figure D.8 représente un enregistrement sur site d'une telle réponse à échelon au moyen d'une turbine Pelton.

5.6 Essai d'indexation de la pression des servomoteurs

Les pressions des côtés ouverture et fermeture sont mesurées pour déterminer les dimensions et la direction du couple hydraulique et de frottement (à la fois dans le sens d'ouverture et de fermeture).

Ces couples dépendent de:

- la taille de la machine;
- la hauteur de chute et/ou le débit;
- l'ouverture du servomoteur;
- les frottements;
- la forme géométrique du vannage, des pales de roues, des injecteurs ou des déflecteurs.

Les servomoteurs doivent être déplacés lentement et uniformément pour obtenir un frottement de glissement.

L'essai peut être effectué à sec et en eau.

Les appareils de mesure de la pression doivent être raccordés au plus près des chambres des servomoteurs et non d'une tuyauterie d'alimentation, mais entre la chambre du servomoteur et le diaphragme.

Pour les dispositifs de régulation équipés de chambres sous pression d'eau, la pression d'eau doit également être mesurée ou enregistrée sur toute la course, car la pression n'est pas constante, la pression de la conduite forcée étant sujette à des variations.

5.7 Essais de sécurité

5.7.1 Généralités

La fonction et le domaine d'application des dispositifs de sécurité, tels que:

- l'arrêt rapide;
- l'arrêt d'urgence;
- le dispositif de protection contre la survitesse;
- le verrouillage;

sont décrits dans l'IEC 61362. Bien que les fonctions de sécurité puissent comprendre des parties exclues de la fourniture du système de régulation, en raison de la forte dépendance à l'égard de ces fonctions de sécurité, les systèmes de sécurité doivent être soumis à l'essai comme un système complet. Les essais de sécurité doivent prouver que les dispositifs de protection remplissent leurs tâches. Les essais de sécurité soumettent souvent l'équipement à des contraintes et à des risques supplémentaires par rapport aux conditions normales de fonctionnement (survitesse, délestage de charge, surpressions). Par conséquent, il convient que le fabricant, le propriétaire ou l'exploitant et, au besoin, les autorités publiques conviennent du programme d'essai.

5.7.2 Stratégie d'essai

5.7.2.1 Généralités

Tous les cheminements de signaux doivent être vérifiés. Afin de limiter le nombre d'essais contraignants comme les déclenchements, les équipements de surveillance et de protection peuvent être vérifiés par tronçons. Cela peut s'avérer nécessaire pendant l'essai des systèmes de protection complexes. Il convient d'optimiser le nombre de tronçons en veillant à ce que le cheminement du signal ne soit pas interrompu.

Le bon fonctionnement des actionneurs de sécurité individuels (vanne de garde, vannage) doit être vérifié par des essais spécifiques.

5.7.2.2 Essai des capteurs

Le bon fonctionnement des capteurs doit être vérifié dans les conditions les plus réalistes (par exemple, réduction de la pression réelle dans l'accumulateur ou dans le réservoir sous pression jusqu'à la valeur de déclenchement).

5.7.2.3 Vérification du fonctionnement

Les conditions de verrouillage et les différentes possibilités de fermeture doivent être vérifiées dans la mesure du possible pendant l'arrêt (essai à sec).

5.7.3 Programme d'essai

Le domaine d'application, la séquence et la procédure des essais, ainsi que la responsabilité, doivent être définis dans un programme d'essai. De plus, les conditions initiales et limites (par exemple, hauteur de chute, puissance) doivent être spécifiées pour chacun des essais individuels.

Au besoin, des dispositifs supplémentaires de mesure et d'enregistrement doivent être installés. Cela peut inclure des équipements qui visent à mesurer:

- les temps de manœuvre des vannes;
- les temps de retard des vannes d'arrêt d'urgence et de sécurité;
- les pressions de commande dans le servomoteur;
- les pressions dans les adductions hydrauliques;
- les ouvertures des actionneurs;
- les pressions de l'huile de régulation;
- la vitesse, la puissance de la turbine.

Les signaux d'essai peuvent être générés de façon interne ou externe.

6 Imprécisions d'essai dans les systèmes de régulation

En règle générale, tous les essais comportent des erreurs dans une certaine mesure.

Les erreurs systématiques ne peuvent pas être éliminées en répétant les mesurages, étant donné qu'elles sont définies par les caractéristiques des instruments de mesure et par le procédé de mesure.

En revanche, les erreurs fortuites peuvent être réduites en répétant les mesurages. Lors des mesurages du système de régulation, les erreurs fortuites ne peuvent être détectées que rarement étant donné que la répétition de ces mesurages reste exceptionnelle.

C'est pourquoi seules les incertitudes systématiques sont traitées dans les alinéas suivants. Si aucune erreur fortuite n'est détectée, l'incertitude réelle de mesure est majorée d'une part aléatoire inconnue, mais généralement faible.

Ci-après, des recommandations sont données pour les imprécisions systématiques admissibles quant aux grandeurs variables mesurées les plus importantes en fonction de la tâche à accomplir.

Les imprécisions couvrent toujours l'ensemble de la chaîne de mesure depuis le transmetteur jusqu'à l'affichage et/ou l'enregistrement, y compris la transmission télécommandée.

Les oscillations ou bruits perturbateurs sur les grandeurs variables mesurées peuvent être filtrés. Il convient de choisir le filtre en tenant compte de la fréquence fondamentale pour éviter un amortissement perceptible et un déphasage du signal trop important. Pour l'acquisition numérique, une fréquence d'échantillonnage et un anticrénelage appropriés doivent être pris en considération.

Pour toutes les grandeurs variables mesurées, les centrales regroupées doivent être distinguées selon les catégories définies dans le Tableau 1.

Tableau 1 – Catégories de groupes et de centrales

Niveau	Description
I	Groupes fonctionnant en puissance de crête
II	Groupes fonctionnant en puissance de base Groupes fonctionnant en réseau séparé
III	Autres groupes exempts d'exigences particulières

Des tableaux qui énumèrent les programmes d'essai spécifiques sont présentés à l'Annexe B.

Les valeurs admissibles pour les différentes catégories d'imprécisions des appareils de mesure sont présentées dans le Tableau 2.

Tableau 2 – Imprécisions admissibles des appareils de mesure

Élément n°	Description	Niveaux I et II	Niveau III
6.1	Fréquence, vitesse		
6.1.1	Mesurages de l'insensibilité Imprécision relative à la valeur assignée f_r imprécision absolue (avec $f_r = 50$ Hz)	$\pm 0,002$ % $\pm 0,001$ Hz	$\pm 0,1$ % $\pm 0,05$ Hz
6.1.2	Fréquence/vitesse lors de la mesure des courbes statiques imprécision relative à la valeur assignée f_r imprécision absolue (avec $f_r = 50$ Hz)	$\pm 0,1$ % $\pm 0,05$ Hz	$\pm 0,4$ % $\pm 0,2$ Hz
6.1.3	Vitesse pendant les opérations de démarrage et d'arrêt imprécision relative à la valeur assignée f_r imprécision absolue (avec $f_r = 50$ Hz)	$\pm 0,5$ % $\pm 0,25$ Hz	± 2 % ± 1 Hz
6.1.4	Vitesse pendant la synchronisation Imprécision relative à la valeur assignée f_r Imprécision absolue (avec $f_r = 50$ Hz)	$\pm 0,05$ % $\pm 0,025$ Hz	± 2 % ± 1 Hz
6.2	Courses		
6.2.1	Mesurage de l'insensibilité Imprécision relative à la valeur maximale	$\pm 0,05$ %	$\pm 0,5$ %
6.2.2	Mesurages (directrices – directrices) pendant les essais de synchronisation (fonctionnement synchrone) Imprécision relative à la valeur maximale	$\pm 0,05$ %	$\pm 0,5$ %
6.2.3	Courses pendant les opérations de démarrage et d'arrêt, de fonctionnement en réseau interconnecté et en réseau isolé Imprécision relative à la valeur maximale	± 1 %	± 2 %
6.3	Imprécision relative à la puissance assignée	$\pm 0,5$ %	± 2 %
6.4	Pressions/hauteurs de chute		
6.4.1	Adductions hydrauliques Pressions/hauteurs de chute en régime établi et durant les fonctionnements transitoires, par exemple les opérations de démarrage et d'arrêt, de fonctionnement en réseau interconnecté et en réseau isolé Imprécision relative à la hauteur de chute assignée	± 2 %	± 2 %
6.4.2	Pressions d'huile Imprécision relative à la pression de dimensionnement p_D	± 1 %	± 1 %
6.5	Niveaux d'eau		
6.5.1	Régulation du niveau d'eau Imprécision absolue	$\pm 0,5$ cm	± 2 cm
6.5.2	Variation du niveau d'eau dans les cheminées d'équilibre Imprécision relative à la différence entre le niveau d'eau le plus haut et celui le plus bas dans la cheminée d'équilibre	± 1 %	± 1 %
6.6	Temps		
6.6.1	Temps morts Imprécision absolue	$\pm 0,02$ s	$\pm 0,05$ s
6.6.2	Temps de commande, de synchronisation et transitoires Imprécision absolue	$\pm 0,2$ s	$\pm 0,2$ s
6.7	Débit d'huile		
	Imprécision relative au débit assigné	± 5 %	± 5 %

7 Simulation du fonctionnement de la régulation et de la commande

La simulation des processus physiques peut permettre de réduire le nombre d'essais à réaliser sur le groupe réel, ce qui permet d'économiser du temps et des efforts.

Les essais de réception en atelier du système de régulation et de commande peuvent être effectués par simulation des processus physiques. Dans ces essais, les parties du système réglé qui ne peuvent pas être physiquement présentes lors de l'essai sont simulées. Pour cela, un simulateur à temps réel est fourni, voir également l'IEC 61362.

La simulation peut s'exécuter au sein du système de régulation numérique ou dans un dispositif séparé connecté en tant que simulateur avec "matériel incorporé" au système de régulation.

Différents compléments de la simulation peuvent inclure:

- le système oléohydraulique (servomoteur, amplificateur électrohydraulique);
- le groupe (adductions hydrauliques, turbine, alternateur, etc.);
- la centrale électrique (exploitation multigroupes, etc.);
- le réseau (inertie, fonctionnement en réseau séparé, etc.).

L'avantage du dispositif séparé est que les interfaces entre le système de régulation et le simulateur de centrale peuvent exactement être utilisées comme dans la centrale elle-même.

Lors de la simulation de fonctions de régulation électronique pendant les essais en atelier, il est nécessaire de mettre en œuvre d'importantes fonctions de verrouillage qui doivent fonctionner de manière fiable.

Concernant les imprécisions introduites par le simulateur dans la boucle de régulation, se reporter à l'IEC 61362.

8 Aspects organisationnels de la gestion des essais

Au cours du processus de vérification des garanties établies conformément à l'IEC 61362, dans le cas de systèmes neufs de régulation, tant pour les nouvelles centrales que pour les centrales existantes, il est recommandé de:

- identifier les caractéristiques du système réglé (par exemple, caractéristiques de la turbine, propriétés des adductions hydrauliques, temps de fonctionnement du servomoteur, etc.);
- définir le domaine d'application des essais du système de régulation pour vérifier les garanties ainsi que le domaine d'application de la documentation;
- définir les mesures à adopter si la conformité aux garanties n'est pas satisfaite.

Pour les projets de rénovation, l'état réel du système de régulation existant doit être vérifié sur la base des documents disponibles ou d'un état des lieux qui comprennent les essais convenus.

Pour chaque essai, les éléments suivants doivent être documentés:

- paramètres de l'appareil;
- liste des grandeurs variables mesurées;
- valeurs limites;
- conditions d'essai;
- procédure d'essai;
- résultats d'essai.

La documentation doit être utilisable comme référence pour des essais ultérieurs en vue de valider les exigences de performance et de sécurité.

Les valeurs mesurées peuvent être enregistrées et traitées:

- en utilisant un système d'acquisition de données approprié avec ou sans capteurs séparés;
ou
- directement par l'acquisition des données internes du système de régulation numérique.

Il convient que le rapport final démontre que

- le groupe fonctionne conformément aux spécifications;
- les exigences de sécurité sont satisfaites;
- les garanties contractuelles spécifiques sont satisfaites.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60308:2024

Annexe A (informative)

Procédures d'essai

A.1 Procédure pour les essais d'insensibilité

(Régulation de vitesse)

a) Méthode d'essai 1 (Figure D.2 et Figure D.3)

Valeurs mesurées à enregistrer:

- ordonnées: valeur injectée de la vitesse/fréquence ou valeur de la consigne qui correspond au mode de régulation, valeur réelle de la course du servomoteur;
- abscisses: temps.

Procédure d'essai:

La valeur souhaitée pour la vitesse/fréquence doit être modifiée par échelons (avec un signal de perturbation), avec des échelons positifs/négatifs définis, après avoir atteint le régime établi. D'échelon en échelon, l'amplitude des variations de la vitesse/fréquence se trouve réduite jusqu'à ce que le servomoteur ne soit plus sujet aux déplacements liés aux variations de vitesse/fréquence.

La valeur correspondante de l'amplitude de la variation de vitesse/fréquence donne l'insensibilité du système de régulation. Il convient que cet essai prouve que l'insensibilité est inférieure à une valeur spécifiée.

b) Méthode d'essai 2 (Figure D.1)

Valeurs mesurées à enregistrer:

- ordonnées: valeur réelle de la vitesse/fréquence (mesurée à partir du réseau ou d'un signal injecté);
- abscisses: valeur réelle de la course du servomoteur.

Procédure d'essai:

Si les fluctuations de la fréquence du réseau sont trop importantes, il convient de privilégier un signal injecté. Dans la plage d'insensibilité, dans laquelle seul le signal de vitesse/fréquence est modifié, l'enregistrement démontre l'insensibilité à partir d'une bande avec une accumulation de lignes, en partie verticales.

Il convient d'effectuer l'essai pendant une durée appropriée jusqu'à ce que la zone morte soit correctement identifiée.

L'inclinaison de la bande d'insensibilité correspond à la valeur réglée de statisme permanent de la vitesse.

A.2 Procédure d'essai de temps mort

Méthode d'essai:

Valeurs mesurées à enregistrer:

- ordonnées: valeur de vitesse/fréquence injectée, valeur réelle de la course du servomoteur;
- abscisses: temps.

Procédure d'essai:

La vitesse/fréquence doit être modifiée selon un échelon qui, en matière de statisme, correspond à une variation de la position du servomoteur supérieure à 10 %. La durée entre l'échelon de la valeur injectée de vitesse/fréquence et le début du déplacement du servomoteur correspond au temps mort. Il convient d'effectuer l'essai dans le sens d'ouverture et dans le sens de fermeture.

Sur site, le temps mort peut également être déduit à partir d'un délestage de charge. Il correspond à la durée entre le début de l'augmentation de vitesse et le début du déplacement du servomoteur.

A.3 Procédure d'essai pour les indications de pression du servomoteur

Méthode d'essai:

Valeurs mesurées à enregistrer:

- ordonnées: les pressions mesurées des côtés ouverture et fermeture du servomoteur;
- abscisses: la course du servomoteur et/ou l'angle correspondant;
- avec le groupe en fonctionnement, les valeurs supplémentaires suivantes peuvent être enregistrées:
 - la pression dans le circuit oléohydraulique;
 - la hauteur de chute statique;
 - le niveau d'eau aval;
 - la puissance de l'alternateur.

Procédure d'essai:

En règle générale, le servomoteur doit être déplacé lentement et uniformément pour assurer un frottement dynamique.

L'essai doit être effectué avec le groupe raccordé au réseau, depuis la pleine ouverture vers la position de marche à vide et inversement.

A.4 Procédure pour le mesurage des caractéristiques de pression et de débit des vannes de régulation

a) Caractéristique de la pression (voir la Figure 4 a))

Valeurs mesurées à enregistrer:

- ordonnées: pression dans les ports de commande de vanne d'ouverture et de fermeture;
- abscisses: position du tiroir de la vanne.

Procédure d'essai:

Les ports de commande de vanne doivent être fermés ou le servomoteur doit se trouver dans la position finale correspondante, dans laquelle le piston du servomoteur ne peut pas bouger, lorsque la vanne de distribution s'ouvre. La pente de la courbe de pression dépend des fuites internes de la vanne de distribution ou de la vanne de distribution et du servomoteur.

b) Caractéristique du débit (voir la Figure 4 b))

Valeurs mesurées à enregistrer:

- ordonnées: vitesse du servomoteur (débit);
- abscisses: position du tiroir de la vanne.

Procédure d'essai:

Le tiroir de la vanne est déplacé sur une course définie. L'inclinaison de la courbe de la course du servomoteur est proportionnelle au débit sous une chute de pression spécifiée. Le débit peut être calculé à partir de la formule suivante:

$Q = A \times v$ avec la section A du servomoteur et la vitesse v du piston du servomoteur.

$v = \frac{Y}{t}$ avec la course du servomoteur Y et le temps t mesuré.

L'essai doit être répété pour plusieurs valeurs de la position du tiroir de la vanne.

Le débit dépend également de la différence de pression Δp entre les ports de commande de vanne de régulation et la source et le réservoir sous pression. Le rapport est donné par la formule suivante:

$$Q \approx \sqrt{\Delta p}$$

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60308:2024

Annexe B (informative)

Recommandation pour les essais des systèmes de régulation des turbines

Quelques-uns de ces essais sur site, selon les tableaux du Tableau B.1 au Tableau B.3, doivent être réalisés pendant la phase du prédémarrage, avant de remplir les adductions hydrauliques, appelés communément essais à sec. Tous les autres essais sur site sont communément appelés essais en eau. Se reporter à l'Annexe C.

Certains des essais doivent être effectués sur le groupe de production hydroélectrique avant la rénovation afin d'obtenir des résultats d'essai de référence, etc.

L'équipement soumis à l'essai doit fonctionner dans les mêmes conditions que celles prévues en fonctionnement normal.

Les éléments présentés du Tableau B.1 au Tableau B.3 suivants donnent les programmes d'essai recommandés à utiliser en atelier ou sur site pour les différentes catégories de groupes.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60308:2024

Tableau B.1 – Programme d’essai pour groupes fonctionnant en puissance de crête, niveau I

Groupe fonctionnel	Partie	Essai	Essais en atelier			Essais sur site		
			N ^a	C ^b	Conditions d'essai	N ^a	C ^b	Conditions d'essai
Ensemble du système	Système assemblé	Sensibilité/zone morte	-	X	Servomoteur réel ou faux Groupe, système hydraulique et réseau simulés	-	-	
		Temps mort	-	X		-	-	
		Régulation en boucle fermée (échelon de fréquence, échelon de charge)	-	X		-	-	
		Délestage de charge	-	X		-	-	
Ensemble du système	Système complet	Stabilité en marche à vide	-	-		X	X	Essai en eau Essai en fonctionnement en réseau isolé: Fonctionnement en réseau séparé ou en réseau interconnecté avec écart de vitesse simulé
		Stabilité en charge	-	-		X	X	
		Délestages de charge	-	-		X	X	
		Arrêts (AU, AR)	-	-		X	X	
		Essais de stabilité de fonctionnement en réseau isolé	-	-		-	X	
Sous-systèmes	Servosystèmes	Caractéristique statique et exactitude	-	X	Servomoteur réel ou faux	-	X	Essai à sec Essai en eau
		Essai dynamique (réponse à échelon ou harmonique, habituellement uniquement destiné aux essais de type)	-	X		-	X	
Modules principaux	Régulateur oléohydraulique	Essai fonctionnel de la servovalve/vanne proportionnelle	X	-	Servomoteur réel ou faux	X	X	Essais en eau
		Caractéristique de la vanne de distribution	-	X		-	-	
		Fonctions de fermeture	X	X		X	X	
		Vitesse d'ouverture/de fermeture	X	X		X	X	
		Fonctions manuelles	X	X		X	X	
		Vérification de l'ensemble des fuites d'huile en position régime établi du servomoteur	-	-		-	X	
	Régulateur électronique	Régulation d'ouverture	X	X	Servosystèmes réels ou simulés Groupe, système hydraulique et réseau simulés	X	X	Essai en eau
		Statisme permanent et autres fonctions de régulation	-	X		-	X	
		Séquences (si elles font partie du régulateur)	-	X		X	X	
		Commande multiple	X	X		X	X	
		Optimisation des paramètres	-	X		X	X	
		Supervision/alarmes	X	X		X	X	
		Autres fonctions le cas échéant	X	X		X	X	
Sous-modules	Système à huile sous pression	Régulation de la pression (si elle fait partie du régulateur)	X	X	Qualité et température de l'huile dans la plage "normale"	X	X	Essais en eau
		Capacité de la pompe	X	X		-	-	
		Capacité de stockage de l'énergie	-	X		-	-	
		Alimentation électrique	X	X		X	X	
		Signaux d'alarme/de déclenchement	X	X		X	X	
	Système de surveillance de la vitesse	Niveaux de vitesse	X	X		X	X	
		Supervision/alarmes	X	X		X	X	

^a Programme normal d'essai.
^b Programme complet d'essai.

Tableau B.2 – Programme d’essai pour groupes fonctionnant en puissance de base, niveau II

Groupe fonctionnel	Partie	Essai	Essais en atelier			Essais sur site		
			N ^a	C ^b	Conditions d'essai	N ^a	C ^b	Conditions d'essai
Ensemble du système	Système assemblé	Sensibilité/zone morte	-	X	Servomoteur réel ou faux Groupe, système hydraulique et réseau simulés	-	-	
		Temps morts	-	X		-	-	
		Régulation en boucle fermée (échelon de fréquence, échelon de charge)	-	X		-	-	
		Délestage de charge	-	-		-	-	
Ensemble du système	Système complet	Stabilité en marche à vide	-	-		-	-	Essai en eau Essai en fonctionnement en réseau isolé: Fonctionnement en réseau séparé ou en réseau interconnecté avec écart de vitesse simulé
		Stabilité en charge	-	-		-	-	
		Délestages de charge	-	-		X	X	
		Arrêts (AU, AR)	-	-		X	X	
		Essais de stabilité de fonctionnement en réseau séparé	-	-		-	X	
Sous-systèmes	Servosystèmes	Caractéristique statique et exactitude	-	X	Servomoteur réel ou faux	-	X	Essai à sec Essai en eau
		Essai dynamique (réponse à échelon ou harmonique, habituellement uniquement destiné aux essais de type)	-	X		-	X	
Modules principaux	Régulateur oléohydraulique	Essai fonctionnel de la servovalve/vanne proportionnelle	X	-	Servomoteur réel ou faux	X	X	Essai en eau
		Caractéristique de la vanne de distribution	-	X		-	-	
		Fonctions de fermeture	X	X		X	X	
		Vitesse d'ouverture/de fermeture	X	X		X	X	
		Fonctions manuelles	X	X		X	X	
		Vérification de l'ensemble des fuites d'huile en position régime établi du servomoteur	-	-		-	X	
	Régulateur électronique	Régulation d'ouverture	X	X	Servosystèmes réels ou simulés Groupe, système hydraulique et réseau simulés	X	X	Essai en eau
		Statisme permanent et autres fonctions de régulation	-	X		-	X	
		Séquences (si elles font partie du régulateur)	-	X		X	X	
		Commande multiple	X	X		X	X	
		Optimisation des paramètres	-	X		X	X	
		Supervision/alarmes	X	X		X	X	
		Autres fonctions le cas échéant	X	X		X	X	
Sous-modules	Système à huile sous pression	Régulation de la pression (si elle fait partie du régulateur)	X	X	Qualité et température de l'huile dans la plage "normale"	X	X	Essai en eau
		Capacité de la pompe	X	X		-	-	
		Capacité de stockage de l'énergie	-	X		-	-	
		Alimentation électrique	X	X		X	X	
		Signaux d'alarme/de déclenchement	X	X		X	X	
	Système de surveillance de la vitesse	Niveaux de vitesse	X	X		X	X	
		Supervision/alarmes	X	X		X	X	

^a Programme normal d'essai.
^b Programme complet d'essai.

Annexe C (informative)

Essais sur site des systèmes de régulation

C.1 Généralités

La procédure de mise en service des turbines hydrauliques est décrite en détail dans l'IEC 60545.

C.2 Données relatives aux conditions de fonctionnement

Les données suivantes doivent être disponibles avant la mise en service du système de régulation:

- ouverture des directrices (ou ouverture des injecteurs des turbines à action) pour la marche à vide, le démarrage et les limites de cavitation, en fonction des niveaux d'eau amont ou aval, le cas échéant, l'ouverture des pales de roue de roue ou du déflecteur;
- lois d'ouverture et de fermeture des servomoteurs;
- caractéristiques du système de régulation des turbines (régulateurs, etc.) et du servomoteur;
- réglage du dispositif de protection contre la survitesse;
- vitesse maximale d'emballement en régime établi et vitesse maximale admise;
- variations de pression d'eau conformément aux limites imposées par les transitoires hydrauliques;
- informations sur le type et la propreté des fluides pour le système à huile sous pression;
- informations sur les pressions et niveaux d'huile auxquels il convient que les pompes et l'accumulateur fonctionnent normalement;
- pressions maximale et minimale du système à huile sous pression.

C.3 Essais de prédémarrage avant de remplir les adductions hydrauliques

L'étape n° 1 est la suivante:

- calibrage des dispositifs de graduation et de retour de position pour l'ouverture des directrices (ou l'ouverture des injecteurs pour les turbines à action) et, le cas échéant, pour les pales de roue de roue et les déflecteurs;
- fonctionnement du système à huile sous pression composé de pompes, de l'accumulateur, des dispositifs de démarrage et d'arrêt actionnés automatiquement et manuellement (vannes de régulation, vannes d'isolement, etc.) et dispositifs de signalisation;
- vérification des niveaux et pressions du système à huile sous pression; vérification de la capacité du système à huile sous pression;
- vérification des dispositifs de protection, tels que les alarmes et déclenchements de niveau, de pression et de la température d'huile, avec les réglages définitifs;
- vérification du fonctionnement du verrou et du système de verrouillage – lorsque cela est exigé, calibrage du transducteur de puissance;
- vérification du temps de fonctionnement des servomoteurs, seulement limités par les diaphragmes, non applicable pour certaines turbines à action avec commande des injecteurs par pression d'eau;
- vérification des temps de fonctionnement des servomoteurs avec le dispositif d'arrêt d'urgence.

L'étape n° 2 est la suivante:

- fonctionnement des convertisseurs (servovalve, vanne proportionnelle, etc.);
- vérification des temps de fonctionnement des servomoteurs avec utilisation du système de régulation, non applicable pour certaines turbines à action avec commande des injecteurs par pression d'eau;
- vérification du bon fonctionnement des boucles de positionnement;
- vérification des fonctions de sécurité relatives au système de régulation.

C.4 Essai après remplissage des adductions hydrauliques

Les dispositifs automatiques de protection qui actionnent le vannage (ou les injecteurs/défecteurs pour les turbines à action) doivent être vérifiés. Au besoin, le temps de fonctionnement du servomoteur peut être déterminé après avoir rempli le conduit de la turbine du côté du canal de fuite. Pour les turbines à action, le temps de fonctionnement des injecteurs peut être vérifié avec la conduite forcée remplie et le défecteur fermé.

C.5 Mise en marche initiale

Au cours de la mise en marche initiale, le fonctionnement des systèmes de mesure de vitesse doit être vérifié en ouvrant manuellement les directrices ou les injecteurs jusqu'à ce que le groupe commence à tourner.

C.6 Essais en marche à vide

Le groupe de production doit être maintenu en commande manuelle à une vitesse égale ou supérieure à la vitesse de démarrage (en fonction de la conception du palier de butée et des autres paliers). La vitesse de la machine doit être augmentée jusqu'à la valeur assignée, afin de vérifier que l'alternateur est équilibré.

La vitesse doit être maintenue à la valeur assignée jusqu'à ce que les paliers atteignent leur température de régime établi, ce qui est appelé le "palier turbine".

Ensuite, un arrêt doit être actionné par une commande d'arrêt, d'abord par une action manuelle, puis par une action automatique en simulant un défaut.

Après le palier turbine, le groupe de production doit être démarré en commande automatique. Il faut vérifier que le système de régulation contrôle l'ouverture des directrices (ou l'ouverture des injecteurs des turbines à action) et, le cas échéant, l'ouverture des pales de roue ou des défecteurs et que la vitesse en régime établi est atteinte sans dépassement excessif de la vitesse en tenant compte de la pression de l'eau dans la conduite forcée.

Les paramètres du régulateur doivent être optimisés pour un fonctionnement en marche à vide à vitesse non synchrone. Les performances doivent être vérifiées en faisant varier la consigne de vitesse d'environ 1 % à 5 %, le système de régulation devant ensuite stabiliser la vitesse à cette valeur de consigne.

Des déclenchements de la machine doivent être réalisés en simulant des défauts, en assurant qu'il ne subit pas de dommage.

Avant les essais en délestage de charge, le groupe à alternateur doit être soumis à un essai de survitesse pour vérifier les fonctionnalités du dispositif mécanique de survitesse ou du système de surveillance de survitesse.

C.7 Essais en charge et en délestage de charge

La synchronisation du générateur avec le réseau doit être soumise à l'essai. Le réglage de la fréquence est réalisé par le régulateur de vitesse de la turbine, comme commandé par le synchrocoupleur.

Le fonctionnement du système de régulation doit être vérifié au niveau des variations de charge et les paramètres du régulateur doivent être optimisés pour un fonctionnement stable sur le réseau.

Le temps de fonctionnement des servomoteurs doit être vérifié à nouveau.

Les hausses maximales de la vitesse et de la pression doivent être déterminées pendant les essais en délestage de charge à effectuer à hauteur de 25 %, 50 %, 75 % et 100 % de la charge assignée. Dans le cas où 100 % de la puissance assignée ne peut pas être atteint, le dernier essai doit être effectué à la puissance maximale disponible.

C.8 Mesurages et enregistrements

Les grandeurs variables suivantes doivent être enregistrées lors des essais susmentionnés:

- niveaux d'eau amont et aval;
- puissance;
- ouverture du servomoteur;
- pression à l'entrée de la turbine;
- pression dans l'aspirateur;
- vitesse du groupe;
- pression du système à huile sous pression;
- pression dans les chambres d'ouverture et de fermeture du servomoteur;
- toutes grandeurs variables supplémentaires du système de régulation, utiles pour l'interprétation.

Annexe D (informative)

Exemples d'essais de systèmes de régulation

D.1 Généralités

Les exemples suivants se réfèrent à des centrales spécifiques qui possèdent des systèmes particuliers de régulation et des exigences particulières. C'est pourquoi ils ne peuvent pas être transposés directement à d'autres centrales. Le domaine d'application de l'essai, les valeurs admissibles, ainsi que le type et l'étendue de la représentation peuvent différer considérablement d'un cas à l'autre. Les exemples présentent brièvement la procédure, les méthodes d'évaluation et les résultats correspondants des essais.

D.2 Essais d'insensibilité en régulation de vitesse avec enregistrement X-Y (exemple faisant référence à 5.5.3.3.3 et à l'Article A.1 b))

Turbine Pelton à 6 jets, $H_r = 1\,260$ m, $P_{Gr} = 260$ MW; régulateur de vitesse PI électronique; groupe en fonctionnement en réseau interconnecté; temps minimal d'action intégrale T_i , gain maximal d'action proportionnelle K_p pour un fonctionnement stable; insensibilité de la position d'un injecteur aux variations de fréquence.

a) Enregistrement de mesure, voir la Figure D.1

- Ordonnée: fréquence du système électrique, mesurée à la prise de courant murale, filtrée (filtre passe-bas, fréquence de coupure de 55 Hz).
 - Instrument de mesure: instrument de mesure du cycle avec une résolution de 0,25 mHz et une durée d'intégration de 2 s).
 - Incertitude de mesure:

$$|f_n| = 10^{-5} = 0,001 \%, \quad |\Delta f| = 0,5 \text{ mHz}.$$
- Abscisse: course de l'injecteur Y_{nz} en pourcentage.
 - Instrument de mesure: transmetteur angulaire capacitif, résolution d'environ 0,01 mm de la course de l'injecteur.
 - Incertitude de mesure:

$$|f_y| = 0,01 \% \text{ de course de l'injecteur}.$$

b) Résultat et évaluation

- Zone morte (distance verticale de l'enveloppe):
 $i_x = 0,011 \text{ Hz}$, par rapport à 50 Hz en par unité (p.u.): $2,2 \times 10^{-4}$.
- Insensibilité (zone morte / 2):
 $i_x/2 = 1,1 \times 10^{-4}$ correspondant à 0,005 5 Hz.
 (valeur limite recommandée conformément à l'IEC 61362: 2×10^{-4}).
- Statisme permanent de la vitesse:
- $$b_p = \frac{\Delta f [\text{Hz}]/50}{\Delta Y_{nz}/Y_{nz \text{ max}}} \times 100 \% \sim 4 \%$$
- L'exigence relative à une centrale de puissance de crête est satisfaite.

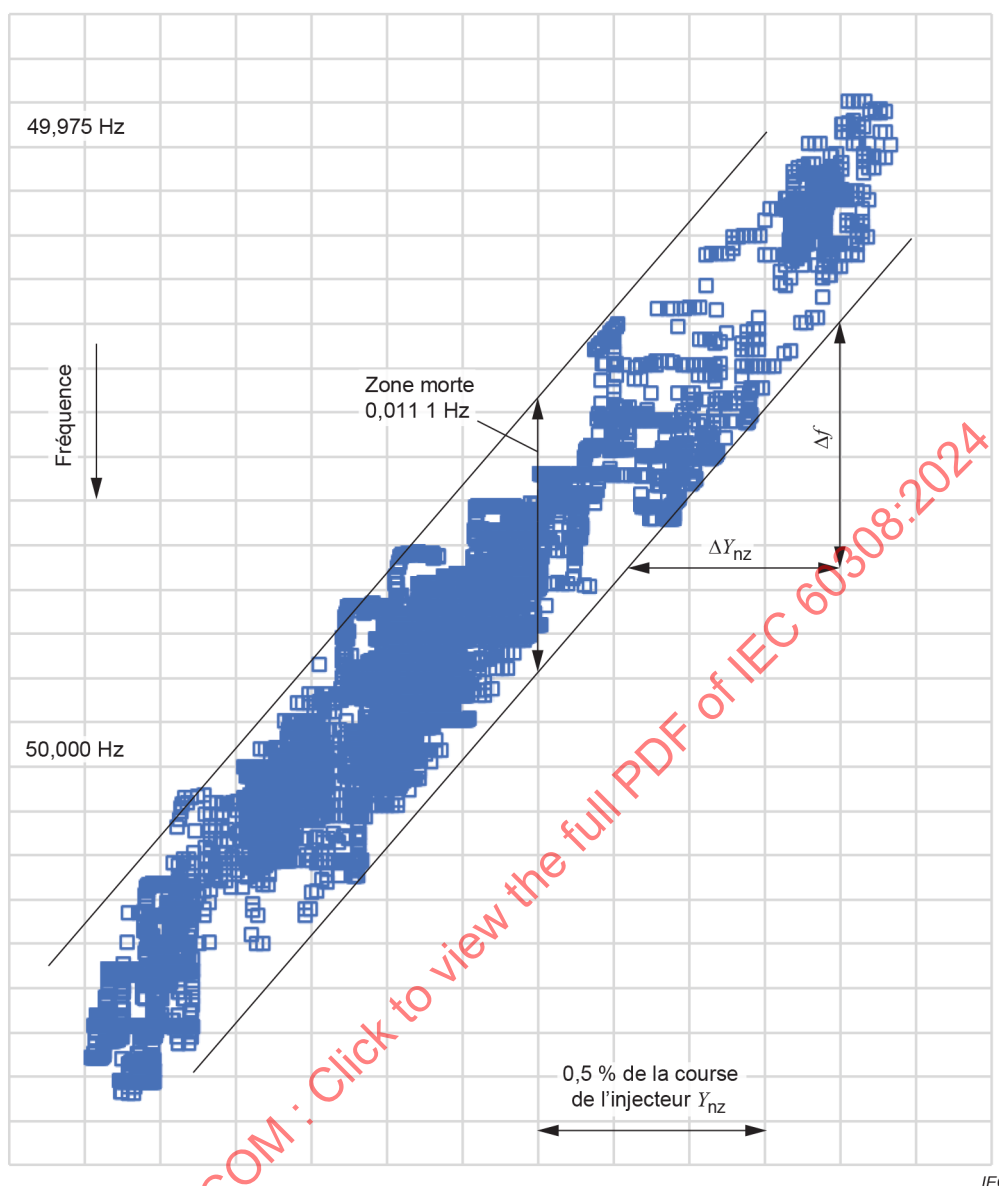


Figure D.1 – Essai d'insensibilité en régulation de vitesse avec enregistrement X-Y

D.3 Essai d'insensibilité en régulation d'ouverture avec caractéristiques de fréquence-ouverture-statisme et de temps (exemple faisant référence à 5.5.3.3.4 et à l'Article A.1 a)

Turbine Pelton à 4 jets, $H_r = 748$ m, $P_{Gr} = 72$ MW; régulateur d'ouverture électronique; machine en fonctionnement en réseau interconnecté; caractéristiques de fréquence-ouverture-statisme en service; insensibilité d'un pointeau à variation par échelon de la fréquence; amplitude minimale d'échelon $\pm 0,003$ Hz.

a) Enregistrement de mesure, voir la Figure D.2

- Ordonnées: course de l'injecteur Y_{nz} comme réponse à échelon du groupe.
- Instrument de mesure: capteur linéaire, résolution d'environ 0,1 mm.
- Incertitude de mesure: $|f_y| =$ environ 0,05 % de course de l'injecteur.
- Abscisses: temps.

b) Résultat et évaluation

- Réponse claire à une variation par échelon de la valeur de consigne de $\pm 0,06$ % de la pleine charge.
- Insensibilité: $i_x/2 < 0,6 \times 10^{-4}$ (valeur limite recommandée conformément à l'IEC 61362: $i_x/2 < 2 \times 10^{-2}$).
- L'exigence relative à une centrale de puissance de crête est satisfaite.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60308:2024

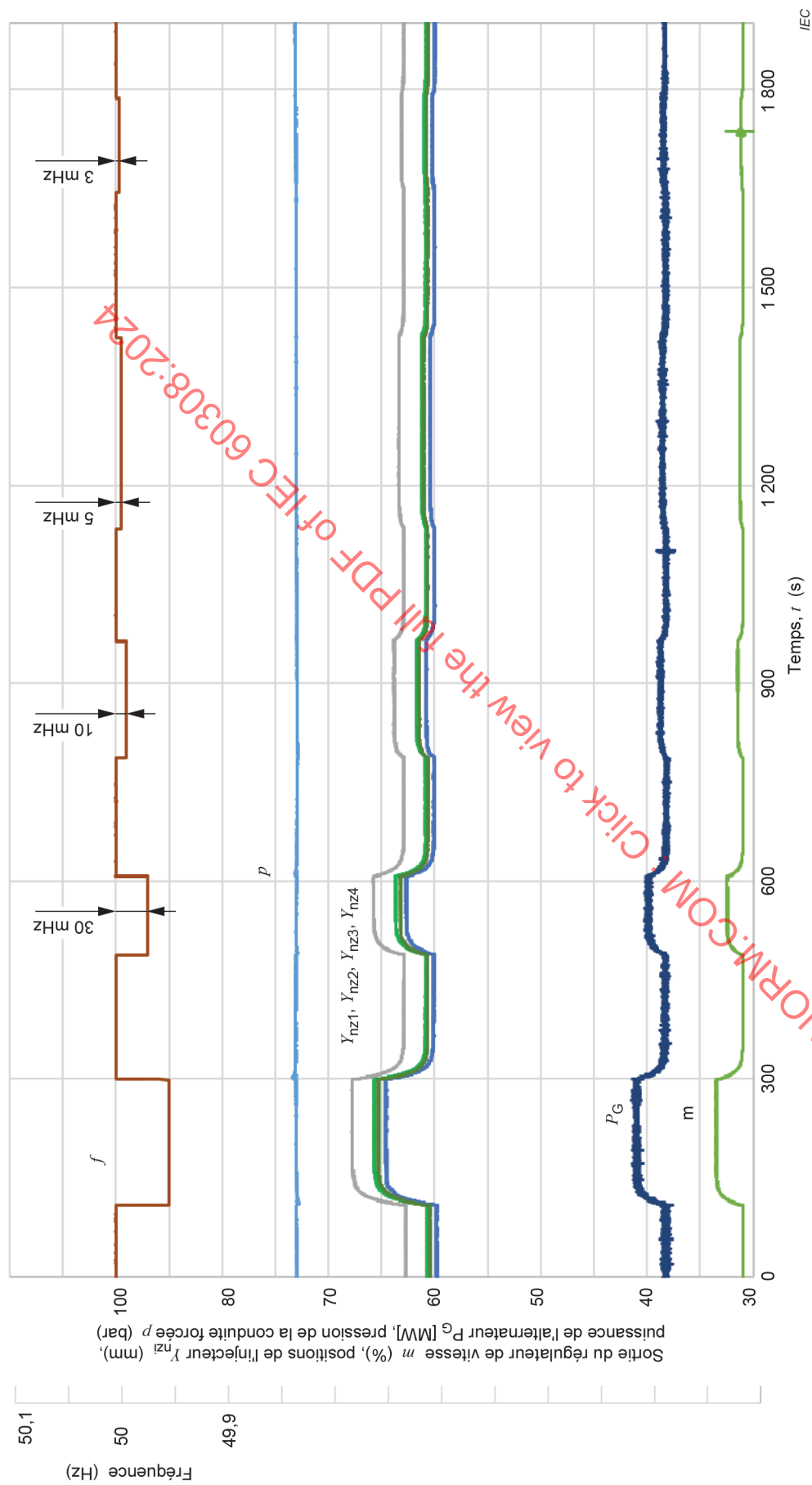


Figure D.2 – Essai d'insensibilité en régulation d'ouverture avec caractéristiques temporelles

D.4 Essai d'insensibilité en régulation de puissance avec caractéristiques temporelles (exemple faisant référence à 5.5.3.3.4 et l'Article A.1 a)

Turbine Pelton à 6 jets, $H_r = 1260$ m, $P_{Gr} = 260$ MW; régulateur de puissance électronique; machine en fonctionnement en réseau interconnecté; caractéristiques de fréquence-puissance-statisme hors service; insensibilité d'un pointeau à variation par échelon de la valeur de consigne de la puissance; valeur minimale de l'échelon dans le sens négatif: -3 mV correspondant à -320 kW ou à -0,12 % de la charge totale.

a) Enregistrement de mesure, voir la Figure D.3

- Ordonnées: course de l'injecteur Y_{nz} comme réponse à échelon du groupe.
- Instrument de mesure: transmetteur angulaire capacitif, résolution d'environ 0,01 mm.
- Incertitude de mesure: $|f_y| =$ environ 0,01 % de course de l'injecteur.
- Abscisses: temps.

b) Résultat et évaluation

- Réponse claire à la variation par échelon de la valeur de consigne de -0,12 % de la pleine charge.
- zone morte: $i_x < 0,12 \% = 12 \times 10^{-4}$
- Insensibilité: $i_x/2 < 6 \times 10^{-4}$ (valeur limite recommandée conformément à l'IEC 61362: $i_x/2 < 1 \times 10^{-2}$).
- L'exigence relative à une centrale de puissance de crête est satisfaite.

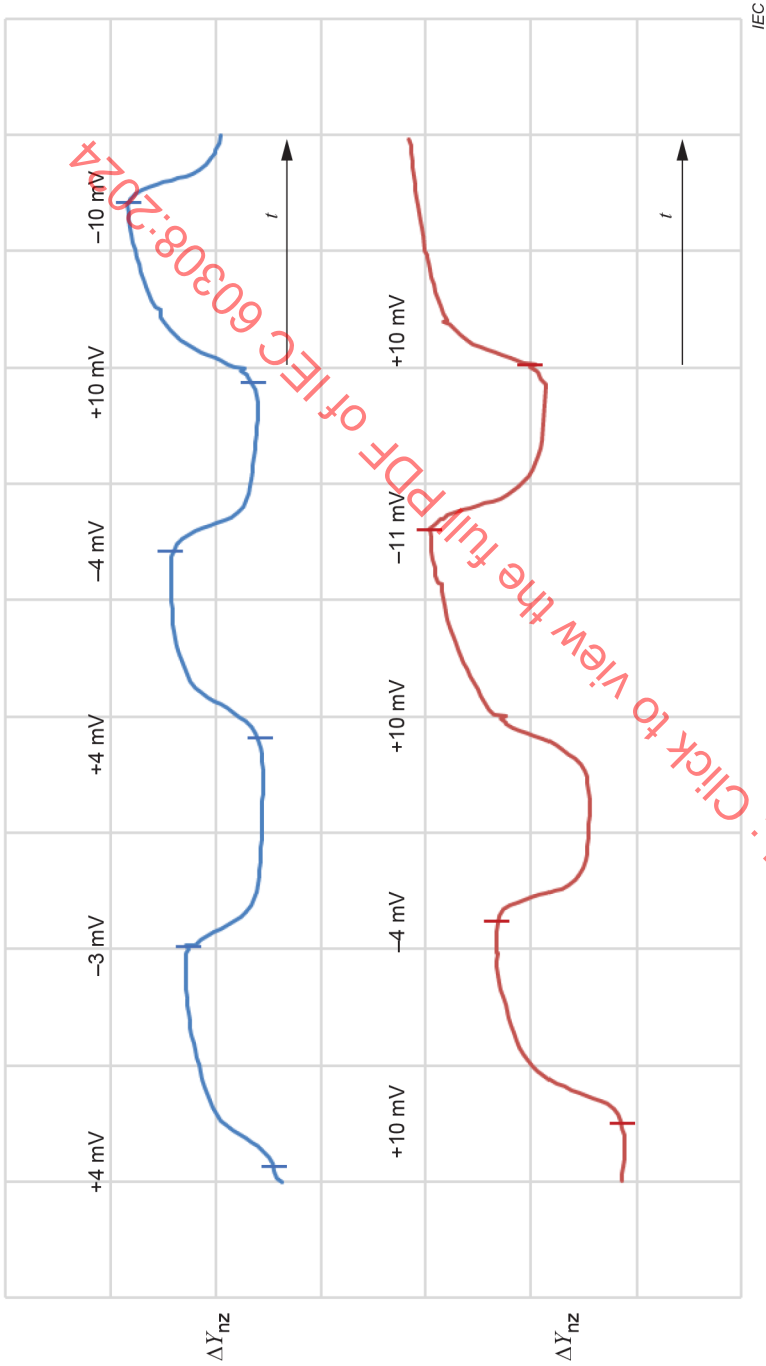


Figure D.3 – Essai d'insensibilité en régulation de puissance avec caractéristiques temporelles