

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Steam turbines –
Part 1: Specifications**

**Turbines à vapeur –
Partie 1: Spécifications**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60045-1:2020



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2020 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 Central Office
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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.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.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 000 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 16 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary

67 000 electrotechnical terminology entries in English and French extracted from the Terms and Definitions clause of IEC publications issued since 2002. Some entries have been collected from earlier publications of IEC TC 37, 77, 86 and CISPR.

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.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 000 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 16 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

Glossaire IEC - std.iec.ch/glossary

67 000 entrées terminologiques électrotechniques, en anglais et en français, extraites des articles Termes et Définitions des publications IEC parues depuis 2002. Plus certaines entrées antérieures extraites des publications des CE 37, 77, 86 et CISPR de l'IEC.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Steam turbines –
Part 1: Specifications**

**Turbines à vapeur –
Partie 1: Spécifications**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.040

ISBN 978-2-8322-8313-4

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.....	7
INTRODUCTION.....	9
1 Scope.....	10
2 Normative references	10
3 Terms and definitions	11
3.1 Turbine types.....	11
3.2 Methods of initial steam admission.....	13
3.3 Interfaces and terminal conditions.....	13
3.4 Speeds	16
3.5 Powers	17
3.6 Steam flow rate and steam rate.....	18
3.7 Heat rates	18
3.9 Operational regimes (modes).....	19
3.10 Methods of load variation.....	19
3.11 Operational life	20
3.12 Control and protection.....	20
4 Guarantees.....	21
4.1 General.....	21
4.2 Thermal performance guarantees	21
4.2.1 Performance codes.....	21
4.2.2 Turbine plant thermal efficiency or heat rate or steam rate	21
4.2.3 Output or steam flow capacity.....	22
4.2.4 Auxiliary plant power	22
4.2.5 Steam tables	22
4.2.6 Tolerances	22
4.2.7 Ageing	23
5 Product safety	23
5.1 General.....	23
5.2 Risk assessment.....	23
5.2.1 General.....	23
5.2.2 Limits of the assessments.....	23
5.2.3 Definition of hazards to be considered	24
5.2.4 Hazard identification	24
5.2.5 Risk estimation	24
5.3 Risk reduction.....	25
5.4 Interface descriptions.....	25
5.5 Documentation.....	26
6 Operation and maintenance.....	26
6.1 Normal operation	26
6.1.1 General	26
6.1.2 Start-up categories	26
6.1.3 Specification of load collective.....	26
6.1.4 Start-up time.....	27
6.1.5 Steam generator characteristics	27
6.1.6 Expected load operation	27
6.1.7 Turbine by-pass system.....	28

6.1.8	Auxiliary steam	28
6.2	Limits of variation of parameters from rated conditions	28
6.2.1	General	28
6.2.2	Initial pressure	29
6.2.3	Initial and, where applicable, reheat temperature	29
6.2.4	Turbine exhaust pressure/temperature	31
6.2.5	Speed	32
6.3	Abnormal operation	32
6.3.1	Cases	32
6.3.2	Limitations from abnormal turbine operation	32
6.3.3	Boundary conditions at abnormal turbine operation	32
6.4	Installation conditions	33
6.4.1	Indoor/outdoor	33
6.4.2	Seismic condition	33
6.5	Maintenance	33
6.6	Operating instructions	33
7	Components	34
7.1	Materials, construction and design	34
7.2	Parts subject to high temperatures	34
7.2.1	Unstressed parts	34
7.2.2	Stressed parts	34
7.3	Casings and pedestals	34
7.4	Rotors	34
7.4.1	Balancing	34
7.4.2	Critical speeds	34
7.4.3	Overspeed	35
7.4.4	Short-circuit and other abnormal torque loads	35
7.4.5	Shaft train	35
7.5	Valves	36
7.6	Main bearings and housings	36
7.7	Cylinder and interstage glands	36
7.8	Thermal insulation	36
7.9	Welding	36
8	Foundations and buildings	37
9	Extractions, bleeds and exhausts	37
9.1	General	37
9.2	Requirements on steam parameters and volume flow	38
9.3	Design of steam outlets	38
9.4	Limits of supply	38
9.5	Boundary conditions for guarantees	39
9.6	Protection devices against backflow of water and steam	39
9.6.1	Water ingress from the feedwater heating system or other condensation systems	39
9.6.2	Preventing steam backflow to steam turbine to avoid overspeed	40
9.6.3	Unwanted steam from cold reheat system	40
10	Turbine auxiliary systems	41
10.1	General	41
10.2	Lubricating oil	41
10.3	Control fluid	42

10.4	Sealing system for rotor and valve glands	42
10.5	Drains	42
10.6	Vents	42
10.7	Turning gear	43
10.8	Piping	43
11	Automation	43
11.1	General	43
11.2	General requirements in relation to the steam turbine automation system	43
11.2.1	Environmental conditions	43
11.2.2	Electromagnetic compatibility	44
11.2.3	Requirements as to hardware and software design	44
11.2.4	Tests of the steam turbine automation system	45
11.3	Turbine Control System (TCS)	46
11.3.1	General	46
11.3.2	Functional requirements as to governing system	46
11.3.3	Speed and load adjustments	47
11.3.4	Controller characteristics	47
11.3.5	Performance characteristics	47
11.3.6	Valve testing control	48
11.3.7	Facilities	48
11.3.8	Control functions for auxiliary systems	48
11.3.9	Monitoring functions and/or informative messages	49
11.4	Steam turbine protection	49
11.4.1	Functional requirements for protection	49
11.4.2	Requirements as to the design of the protection system	51
11.5	Instrumentation	52
11.5.1	General	52
11.5.2	Standard instruments	52
11.5.3	Turbine supervisory instrumentation (TSI)	52
11.5.4	Additional instruments	53
11.5.5	Test measuring points	53
12	Other devices for protection of the turbine and of interfacing systems	54
12.1	Low-pressure casing and condenser pressurization	54
12.2	Valve casing pressurization	54
13	Vibration	54
13.1	General	54
13.2	Vibration measured at the bearing housing	54
13.3	Vibration measured at the shaft	54
14	Noise	54
14.1	General	54
14.2	Noise emitted by the steam turbine	55
14.3	Noise level in the vicinity of the turbine unit	55
15	Tests	55
15.1	General	55
15.2	Testing of pressurized components	55
15.3	Performance tests	55
15.4	Test results and data	56
16	Delivery and installation	56

16.1	Transport to site and temporary protection	56
16.2	Erection and commissioning	56
17	Design information to be supplied by the purchaser	56
17.1	General	56
17.2	Characteristics of the turbine and its accessories	56
17.3	Steam and water conditions	57
17.4	Conditions for condensers and coolers (where this equipment is within the supplier's scope of supply)	58
17.5	Information on regenerative feedwater heating	58
17.6	Applications: installation and mode of operation	59
17.7	Foundations	60
17.8	Terminal points	60
17.9	Delivery site conditions	60
17.10	Tests	61
17.11	Automation system	61
17.12	Documentation	61
17.13	Quality measures	61
17.14	Participation in risk assessment	61
18	Design information to be provided by the supplier	61
18.1	General	61
18.2	Piping	62
18.3	Thermal expansion	62
18.4	Information on regenerative feedwater heating	62
18.5	Pipe connections	62
18.6	Time schedule	62
18.7	Auxiliary media and electrical supply	62
18.8	Turbine foundations	62
18.9	Instrumentation and control	63
18.10	Heat emissions	63
Annex A (informative)	Welding of stationary components of steam turbines	64
A.1	General	64
A.2	Principles for design, qualification and execution of welding	64
A.3	Welding supervision, welding personnel	66
A.4	Testing	67
A.5	Documentation	67
Bibliography		68
Figure 1	– Condensing steam turbine interfaces	14
Figure 2	– Extraction steam turbine interfaces	14
Figure 3	– Single shaft combined cycle with multi casing steam turbine interfaces	15
Table 1	– Permissible variations for rated pressure	29
Table 2	– Permissible temperature variations for rated temperature up to 566 °C	30
Table 3	– Permissible temperature variations for rated temperature higher than 566 °C up to 630 °C	31
Table 4	– Environment classes	43
Table 5	– Controller droop and dead band characteristics	47

Table 6 – Maximum load non-linearity and load stability.....	48
Table A.1 – Correlation between function and foreseeable risk potential and manufacturer's quality requirements according to ISO 3834	65
Table A.2 – Correlation of structural integrity and quality levels	65
Table A.3 – Qualification of welding procedures (WPQR) for processes 111, 14, 12, 13, 15, 51 (electron beam welding), 52 (laser welding)	66

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60045-1:2020

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

STEAM TURBINES –**Part 1: Specifications****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) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 60045-1 has been prepared by IEC technical committee 5: Steam turbines.

This second edition cancels and replaces the first edition published in 1991. This edition constitutes a technical revision.

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

- a) Scope clarification and boundaries of applicability;
- b) general update to state-of-the-art technology;
- c) integration of product safety: Clause 5;
- d) integration of automation, incorporating the former annex on electronic governors: Clause 11;
- e) Informative Annex A on welding added.

The text of this International Standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
5/231/FDIS	5/232/RVD

Full information on the voting for the approval of this International Standard can be found in the report on voting indicated in the above table.

This document has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

A list of all parts in the IEC 60045 series, published under the general title *Steam turbines*, can be found on the IEC website.

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

- reconfirmed,
- withdrawn,
- replaced by a revised edition, or
- amended.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60045-1:2020

INTRODUCTION

The first edition of IEC 60045 was issued in 1931. Subsequent revisions were made, the last being in 1991. In daily practice this document has added tremendous value throughout the years giving guidance in the tendering processes for steam turbines worldwide. Intensive development has resulted in new specific application requirements, the availability of more highly rated turbines, and tremendous advances in automation and control. The new revision of this document was consequently driven by the motivation to close the gap to available technology and a wish to provide a single standard valid for a wide range of industrial and utility steam turbine applications.

Specifically, in the beginning of the 21st century renewable energy sources are rapidly taking shares on the electricity market and steam turbines play an important role in the shift of energy systems:

- They are key components for new power plant concepts as for concentrated solar power (CSP), for geothermal power or in combined heat and power applications;
- They are requested to provide flexible thermal backup power generation with high efficiency (combined cycle) to compensate the increased volatility of the electrical grids;
- Higher steam parameters are technically viable and contribute to more efficient utilisation of energy sources and investments.

In the area of automation and controls the integration of relevant safety standards was necessary and a complete new Clause 5 is dedicated to this. Also, automation itself has formed its own Clause 11 integrating the former aspects of governing, controls, instrumentation and protection paving the way towards digitalization of power plants.

The overall structure of the document is intentionally kept close to the former revision to promote seamless application of the document.

Wherever practicable, this document takes into account the scope for applying to smaller turbines developments originally intended for larger machines, without implying that such applications would always be necessary or advantageous.

STEAM TURBINES –

Part 1: Specifications

1 Scope

This part of IEC 60045 is applicable primarily to land-based horizontal steam turbines driving generators for electrical power services. Some of its provisions are relevant to turbines for other applications. Generator, gear box and other auxiliaries which are considered as a part of the system are also mentioned in this document. Detailed specifications for this equipment are not included in this document.

The purpose of this document is to make an intending purchaser aware of options and alternatives which it may wish to consider, and to enable it to state its technical requirements clearly to potential suppliers. Consequently, final technical requirements will be in accordance with an agreement between the purchaser and the supplier in the contract.

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 60034-3, *Rotating electrical machines – Part 3: Specific requirements for synchronous generators driven by steam turbines or combustion gas turbines*

IEC 60079 (all parts), *Explosive atmospheres*

IEC 60204-1, *Safety of machinery – Electrical equipment of machines – Part 1: General requirements*

IEC 60953 (all parts), *Rules for steam turbine thermal acceptance tests*

IEC 61000-6-2, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-2: Generic standards – Immunity standard for industrial environments*

IEC 61000-6-4, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-4: Generic standards – Emission standard for industrial environments*

IEC 61064, *Acceptance tests for steam turbine speed control systems*

ISO 1940, *Mechanical vibration – Balance quality requirements for rotors in a constant (rigid) state*

ISO 7919-3, *Mechanical vibration – Evaluation of mechanical vibration by measurements on rotating shafts – Part 3: Coupled industrial machines*

ISO 10494, *Turbines and turbine sets – Measurement of emitted airborne noise – Engineering/survey method*

ISO 11342, *Mechanical vibration – Methods and criteria for the mechanical balancing of flexible rotors*

ISO 10816-3, *Mechanical vibration – Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts – Part 3: Industrial machines with nominal power above 15 kW and nominal speeds between 120 r/min and 15 000 r/min when measured in situ*

ISO 12100:2010, *Safety of machinery – General principles for design – Risk assessment and risk reduction*

ISO 13850, *Safety of machinery – Emergency stop – Principles for design*

ISO 20816-1, *Mechanical vibration – Measurement and evaluation of machine vibration – Part 1: General guidelines*

ISO 20816-2, *Mechanical vibration – Measurement and evaluation of machine vibration – Part 2: Land-based gas turbines, steam turbines and generators in excess of 40 MW, with fluid-film bearings and rated speeds of 1 500 r/min, 1 800 r/min, 3 000 r/min and 3 600 r/min*

ISO 21940-31, *Mechanical vibration – Rotor balancing – Part 31: Susceptibility and sensitivity of machines to unbalance*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the following terms and definitions apply.

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

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

3.1 Turbine types

3.1.1

high-pressure turbine **HP turbine**

turbine as classified by manufacturers with high pressure level of steam admission

3.1.2

intermediate-pressure turbine **IP turbine**

turbine as classified by manufacturers with intermediate pressure level of steam admission

3.1.3

low-pressure turbine **LP turbine**

turbine as classified by manufacturers with low pressure level of steam admission

3.1.4

superheat turbine

turbine whose initial steam is significantly superheated

3.1.5

wet-steam turbine **saturated-steam turbine**

turbine whose initial steam is saturated or nearly so

3.1.6

supercritical turbine

turbine whose initial steam pressure is higher than the critical pressure of water

Note 1 to entry: For turbines with higher steam inlet parameters non-standardized naming as ultra supercritical turbine is in use.

3.1.7

reheat turbine

turbine from which the steam is extracted part-way through the expansion, reheated (one or more times) and readmitted to the turbine

3.1.8

mixed-pressure turbine

turbine provided with separate inlets for steam supplied at two or more pressures

3.1.9

back-pressure turbine

turbine whose exhaust heat typically will be used to provide process heat (eg. industrial process, district heating, post combustion carbon capture system and desalination), and whose exhaust is not directly connected to a condenser

Note 1 to entry: The exhaust pressure will normally be above atmospheric pressure.

3.1.10

condensing turbine

turbine whose exhaust is directly connected to a condenser

Note 1 to entry: The exhaust pressure will normally be below atmospheric pressure.

3.1.11

heating turbine

turbine which delivers heat to an external process, where its exhaust steam is connected to a heat exchanger / steam condenser whose pressure varies from vacuum to overpressure

EXAMPLE District heating, industrial process heating and air conditioning.

3.1.12

regenerative-cycle turbine

turbine from which some of the steam is extracted part-way through the expansion in order to heat feedwater

3.1.13

extraction turbine

turbine in which some of the steam is extracted part-way through the expansion using internal pressure control means for the extracted steam

Note 1 to entry: The control means are located inside the turbine flow path or in a cross-over line between turbine sections. The target is to provide process steam.

EXAMPLE Plant regenerative cycle use, industrial process, district heating, post-combustion carbon capture system and desalination.

Note 2 to entry: Control of extraction pressure can be internal, external or combined internal/external. For externally controlled extractions the control means are located in the extraction steam line. The aim is to control steam parameters downstream of the control means, i.e. on the process side. In this case the turbine is not called an extraction turbine.

Note 3 to entry: If no means for controlling the pressure are used, this steam line is called a bleed, and the turbine is not called an extraction turbine.

3.1.14**combined-cycle turbine**

combination of boiler, steam turbine and gas turbine, in which the gas turbine exhaust normally contributes to the heat input to the steam cycle

3.1.15**single-shaft combined-cycle turbine**

combined-cycle plant in which the steam turbine and gas turbine both drive the same generator

3.1.16**multi-shaft combined-cycle turbine**

combined-cycle plant in which the steam turbine and gas turbine each drive their own independent generator

3.2 Methods of initial steam admission**3.2.1****full-arc steam admission**

steam admission whereby all of the control valves supply steam uniformly to the admission inlet belt of the first stage

3.2.2**partial-arc steam admission**

steam admission whereby the inlet belt to the first stage is divided into discrete arcs of admission, steam being supplied separately to each arc through, normally, one governing valve; governing valves operate wholly or partially in sequence

3.3 Interfaces and terminal conditions**3.3.1****interface**

location at which information needs to be exchanged in order to specify the steam turbine

Note 1 to entry: This document defines minimum requirements on data exchange at these locations and they shall be described at terminal conditions. This document does not provide technical solutions as to how those requirements shall be met.

The relevant interfaces are:

1. Power output interface
2. Steam admission interfaces
 - 2.1 Initial (main) steam admission
 - 2.2 Reheat steam admission
 - 2.3 Other induction steam admission
3. Steam exits
 - 3.1 Condensing exhaust
 - 3.2 Backpressure exhaust
 - 3.3 Bleeds
 - 3.4 Controlled extractions
4. Auxiliary systems
5. Foundation
6. Shafts
7. Environment (noise, vibration, seismic loads, wind loads, snow loads, temperature, humidity, dust and explosive atmosphere)

Figure 1, Figure 2 and Figure 3 illustrate schematically steam turbine configurations and interfaces. The interface lines indicate the limits of the scope of this document. Interfaces to auxiliary systems and control systems are not included in this example, but are also within the scope of this document. Systems and components outside of the interface lines shall be covered by other standard(s) and matching of the requirements from different standard(s) at the interfaces shall be achieved.

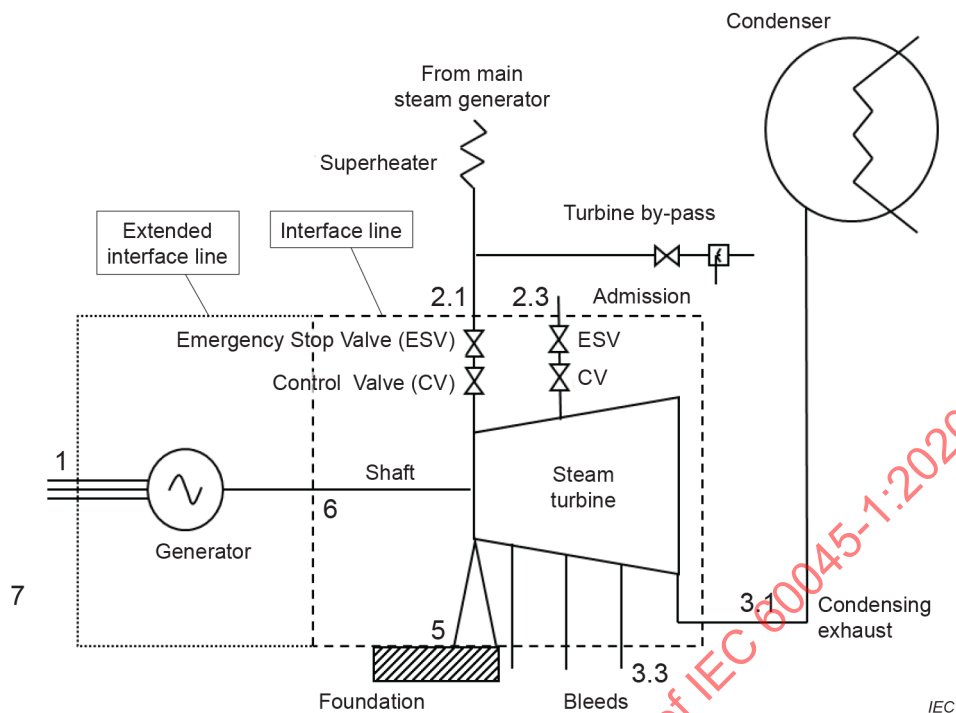


Figure 1 – Condensing steam turbine interfaces

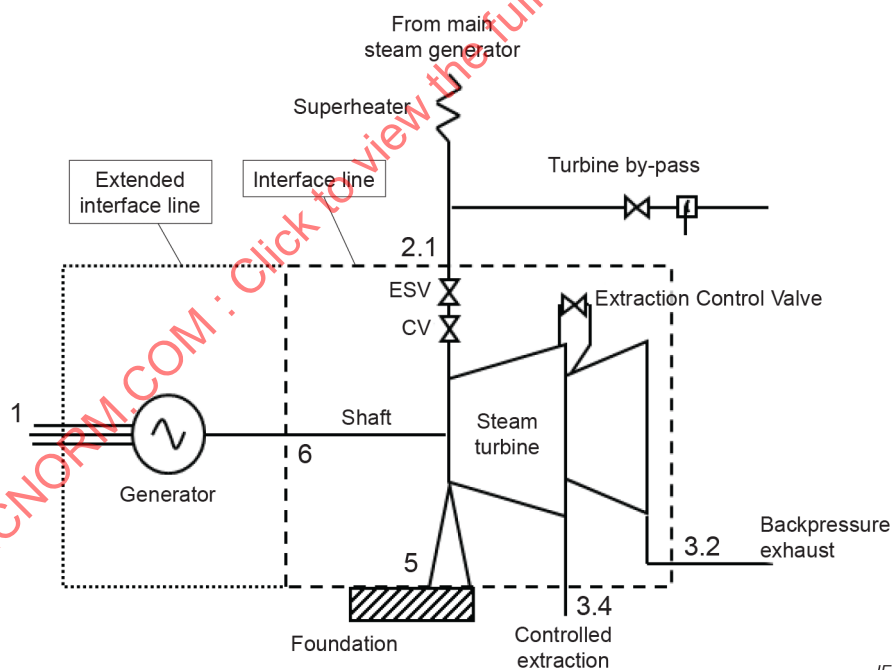


Figure 2 – Extraction steam turbine interfaces

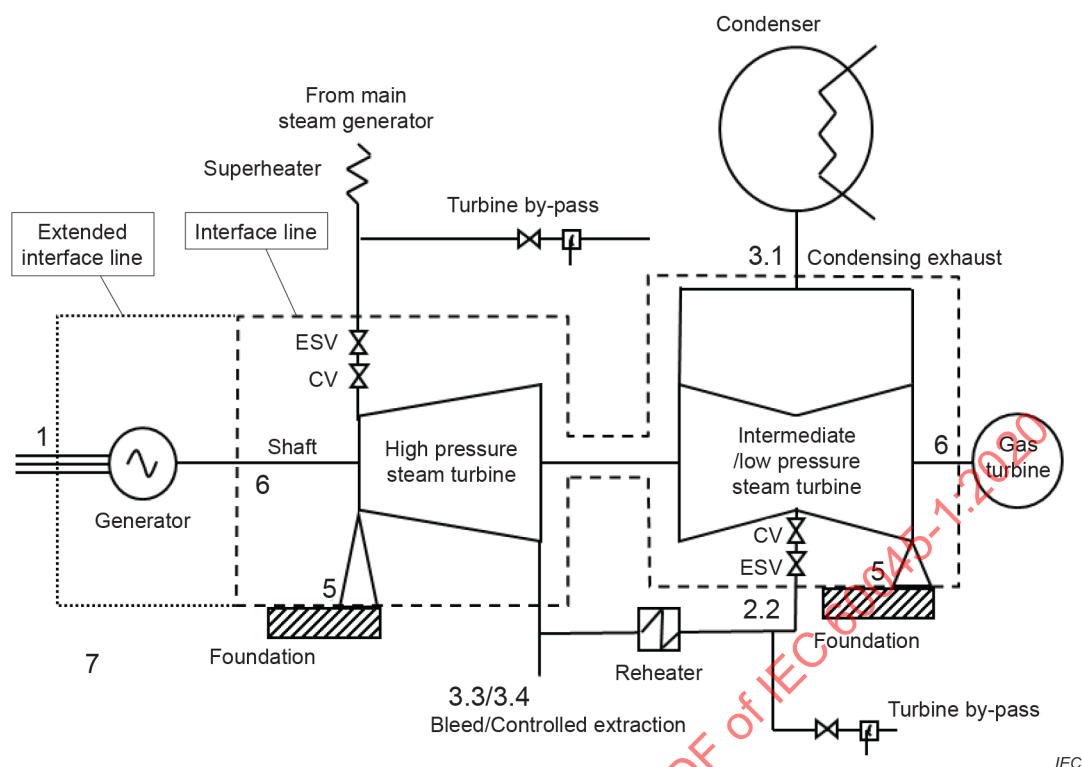


Figure 3 – Single shaft combined cycle with multi casing steam turbine interfaces

3.3.2 terminal condition

condition imposed on the plant at their terminating points of the contract

Note 1 to entry: These may typically comprise:

- initial and reheat steam conditions;
- cold reheat pressure;
- final feedwater temperature (for regenerative-cycle turbines);
- exhaust pressure;
- power output;
- rotor speed;
- extraction requirements.

3.3.2.1
specified terminal condition
rated terminal condition

condition at the terminating points of the turbine or turbine-generator contract, with which specified output and/or heat rate shall be stated and/or guaranteed

Note 1 to entry: Some nuclear steam generators supply steam at a pressure which increases as load reduces, and the turbine design shall allow for this.

3.3.2.2 steam condition

condition which defines the thermodynamic state of steam, normally (static) pressure and temperature or dryness fraction (or steam content)

Note 1 to entry: Steam pressure should always be quoted in absolute units, not as gauge pressure.

3.3.2.3

initial steam condition

steam condition at inlet to the main stop valves

Note 1 to entry: Also called main steam or live steam.

3.3.2.4

maximum steam condition

highest steam condition at which the turbine is required to operate continuously

3.3.2.5

maximum peak steam condition

absolute highest steam condition which may occur for limited duration

Note 1 to entry: These steam conditions may be specified for any connection point to the steam turbine. For some locations explicit values are given in this document.

Note 2 to entry: The highest steam conditions should not exceed those permitted by 6.2, 6.3, and 6.4.

3.3.2.6

induction steam condition

steam condition of any additional steam entering the turbine at any pressure lower than the initial steam pressure

3.3.2.7

dual steam condition

combination of initial and induction steam conditions appropriate to a mixed-pressure turbine

3.3.2.8

reheat steam condition

steam condition at the inlet to the reheat stop valves

3.4 Speeds

3.4.1

rated speed

speed at which the turbine is specified to operate at its rated output

3.4.2

maximum continuous speed

upper limit of the operating speed of the turbine for continuous service

3.4.3

overspeed trip setting

speed at which the overspeed trip is set to operate

3.4.4

temporary speed rise

transient increase in turbine speed following a load rejection, with the speed governing system in operation

Note 1 to entry: The rated temporary speed rise applies if the rated output is rejected at the rated speed.

3.4.5

maximum transient speed

maximum rotational speed following rejection of maximum capability by disconnecting the generator from the electric system (with auxiliary supplies previously disconnected) and the speed control system in operation

3.4.6

maximum speed rise

transient increase in turbine speed following a load rejection, with the speed governing system inoperative and the overspeed trip operative

Note 1 to entry: The rated maximum speed rise applies if the rated output is rejected at rated speed.

3.5 Powers

NOTE All these powers or outputs refer to operation of the turbine at rated terminal conditions (except where stated otherwise).

3.5.1

power output load

power supplied by the turbine or its driven generator

Note 1 to entry: The definition should state the position of measurement and any deductions for losses or auxiliary power.

3.5.2

net power at coupling

power at the turbine coupling, less the power supplied to turbine auxiliaries if driven separately

3.5.3

generator output

power at the generator terminals, after the deduction of any external excitation power

3.5.4

maximum continuous rating

MCR

rated output

rated power

rated load

<electrical generating set>

power output assigned to the turbine-generator by the supplier, at which the unit may be operated for an unlimited time, not exceeding the specified life, at the specified terminal conditions

Note 1 to entry: The control valves will not necessarily be fully open.

3.5.5

maximum capability

valve wide open

VWO

power output that the turbine can produce with the control valves fully open and at the specified terminal conditions

Note 1 to entry: For steam turbines implemented in combined-cycle power plants the maximum capability is additionally determined by increased power output of the gas turbine(s) at low ambient temperature or by supplementary firing capacity of the heat recovery steam generator (if applied).

3.5.6

maximum overload capability

maximum power output that the unit can produce with the control valves fully open, and with the terminal conditions specified for overload, for example with final feedwater heater bypassed, or with increased initial steam pressure

3.5.7

most economical continuous rating

ECR

output at which the minimum heat rate or steam rate is achieved at the specified terminal conditions

Note 1 to entry: This rating can also carry a guarantee of heat rate.

Note 2 to entry: A separate ECR is typical for turbines with constant pressure or nozzle control mode. In other applications the ECR can be equivalent to VWO or MCR.

3.5.8

net electrical power

generator output (with external excitation power deducted) minus the electrical auxiliary power

3.6 Steam flow rate and steam rate

3.6.1

initial steam flow rate

flow rate of steam at initial conditions to the turbine, including any steam supplied to valve stems, glands, or balance pistons, and any steam supplied to auxiliary plant such as boiler feed pump turbines, steam/steam reheaters, ejectors, etc.

3.6.2

steam rate

ratio of initial steam flow rate to power output

3.7 Heat rates

NOTE See also IEC 60953, where the definitions are given in greater detail.

3.7.1

heat rate

ratio of external heat input to the cycle to power output

Note 1 to entry: This is the reciprocal of thermal efficiency.

3.7.2

guarantee heat rate

heat rate upon which the guarantee or offer is based for a stated output with the rated terminal conditions, and for the cycle described in 17.3 and 17.4

Note 1 to entry: Any assumption with regard to extraneous flows, make-up, heat addition or removal, shall be stated. In all cases, the formula used to define the heat rate shall be stated in the contract.

3.7.3

fully corrected heat rate

heat rate which would have been achieved during the test if the terminal conditions had been as specified, and all ancillary plant outside the supplier's responsibility had performed exactly in accordance with its guarantee

3.8

thermal efficiency

reciprocal of heat rate, and therefore defined as the ratio of power output to external heat input to the cycle

Note 1 to entry: If guaranteed, the definition of thermal efficiency shall be stated in the contract.

3.9 Operational regimes (modes)

3.9.1

base-load operation

operation at maximum continuous rating (MCR) or a high fraction of this throughout a prolonged period

3.9.2

two-shift operation

operation at MCR or a high fraction of this for about 16 h or less out of 24 h per day, the remaining time being shut down

3.9.3

one-shift operation

operation at MCR or a high fraction of this for about 8 h out of 24 h per day, the remaining time being shut down

3.9.4

load cycling

operation alternating between high and low levels of load on a regular basis

3.9.5

daily cycling

operation alternating between high and low levels of load or shut down on a daily basis

3.10 Methods of load variation

3.10.1

constant-pressure operation

operation in which the initial steam pressure is maintained substantially constant, and where load is reduced by gradually closing the control valves either in parallel (full-arc admission) or in sequence (partial-arc admission)

3.10.2

sliding-pressure operation

operation in which load is changed by variation of the initial steam pressure and mass flow

Note 1 to entry: The control valves, which operate in parallel, all remain at their fully-open position, therefore the initial mass flow and pressure are approximately proportional whereas the volume flow remains constant.

3.10.3

modified sliding-pressure

operation in which load changes in the range from 100 % to about 90 % of rated output are achieved by operating all the control valves in parallel, the initial steam pressure remaining constant; below about 90 % of rated output changes of load are, where practicable, achieved by variations of the initial steam pressure and mass flow, while the control valves remain near the position corresponding to 90 % of rated output

3.10.4

hybrid operation

operation of a partial-arc admission machine in which load is reduced by sequential closing of the control valves to a value corresponding to the minimum allowable number of control valves remaining fully open, the initial steam pressure remaining constant

Note 1 to entry: Further reduction of load is achieved by reduction in initial steam pressure while those control valves that are open remain at or near their fully-open position.

3.10.5 **overload valve** **OLV**

valve or set of valves to admit steam to a steam turbine at a different location other than that of a control valve, also called stage valve

3.10.6 **overload valve operation** **OLV operation**

operation to admit steam to the turbine through OLV(s) in order to generate larger output

Note 1 to entry: This may be used to provide a primary or secondary response profile from the steam generator. The profile and requirements shall be discussed and agreed between purchaser and manufacturer in the contract.

3.10.7 **throttle control**

operation of the control valves in parallel, or nearly so, this being the normal control mode of a full-arc admission turbine in constant-pressure operation

3.10.8 **nozzle control**

closure of the control valves in sequence, this being the normal control mode of a partial-arc admission turbine in constant-pressure operation

3.11 Operational life

3.11.1 **lifetime** **design life**

time period for which the turbine is designed to operate with planned maintenance but without replacement of a significant component, like a rotor

3.11.2 **running hours** **operating hours** **OH**

number of hours during which steam is admitted to the turbine

3.12 Control and protection

3.12.1 **control system**

combination of devices and mechanisms which convert control signals into valve positions in a characteristic manner

Note 1 to entry: This includes the sensors, the electronic control system and any steam valve operating devices.

Note 2 to entry: A fully mechanical governor system includes the speed governor, the speed control mechanism, the speeder device (speed changer), and the unloading systems in lieu of the sensors and the electronic control system.

3.12.2 **steady-state condition**

condition which has constant mean values of speed and load with limited random deviations

3.12.3 **droop** **steady-state speed regulation**

steady-state speed change expressed as a percentage of rated speed, when the load of an isolated unit is changed between rated load and zero load, with identical setting of the speed control system, assuming zero dead band

3.12.4

incremental droop

steady-state incremental speed regulation

rate of change of the steady-state speed with respect to load at a given steady-state speed and load, assuming zero dead band

Note 1 to entry: The value is the slope of the tangent to the steady-state speed/load curve at the load under consideration.

3.12.5

dead band of speed control

total magnitude of the change in steady-state speed (expressed as a percentage of rated speed) within which there is no resultant change in the position of the control valves

Note 1 to entry: The dead band is a measure of the sensitivity of the system.

3.12.6

maximum load non-linearity

maximum deviation in load, expressed as a percentage of rated load, of the load-speed curve from the straight line corresponding to the overall speed droop, when operating under defined conditions of control equipment environment (e.g. temperature, humidity) and power supply (e.g. voltage, oil pressure)

3.12.7

short-term stability

change in demanded load, expressed as a percentage of rated load, for any fixed set point and speed over any period of 30 min for which the ambient conditions are within the defined envelope

3.12.8

long-term stability

change in average demanded load, expressed as a percentage of rated load, for fixed set point and speed between two periods of 30 min at an interval of 12 months

Note 1 to entry: For both test periods the ambient conditions should be within the required envelope, but may not necessarily be closely similar.

4 Guarantees

4.1 General

Guarantees of several kinds may be stated in the contract, for example on efficiency, heat (or steam) rate, output, swallowing capacity or auxiliary power. Guarantees may also be required for characteristics such as control system functions, vibration levels, start up times, availability, reliability or noise. All guarantees together with their provisions shall be stated and formulated completely and without ambiguity.

4.2 Thermal performance guarantees

4.2.1 Performance codes

The IEC 60953 series contains the reference code and the supplementary codes for the performance test. The order of precedence will be (i) Contract (ii) Supplementary Code (iii) Reference code.

4.2.2 Turbine plant thermal efficiency or heat rate or steam rate

The guarantee heat (or steam) rate is given on the assumption that the acceptance tests shall be in accordance with the provisions of the appropriate performance codes including the need for agreement of correction procedures. The contract shall state which Performance Test code will be applied. Unless other performance test codes are specified, IEC 60953 (all parts)

shall be applied. The turbine plant thermal efficiency or heat rate or steam rate guarantee may, for example, be confined to one specified load or to their weighted values at a series of loads, in accordance with the terms of the contract.

The guaranteed value is based on thermodynamic boundary conditions. This condition shall be specified and agreed between the purchaser and the supplier. The thermodynamic boundary conditions may be shown in a heat balance diagram or a table.

Where the condenser or regenerative feedwater heaters are not included in the turbine supplier's contract, the purchaser shall supply with its specification a diagram of the feedwater heating system together with sufficient information to enable the heat rate guarantees of the complete set to be formulated. Alternatively, the supplier shall state in its tender the number of heaters, valve losses, piping losses, pump losses and distribution of the feedwater heaters, the feedwater heater terminal temperature differences, and the pressure differences between the turbine and the heaters which have been used in formulating the guarantee and any other auxiliary equipment which has an effect on the heat rate not included in the turbine suppliers contract.

The turbine supplier shall be given the opportunity of adjusting its guarantees should the feedwater heating system finally agreed upon differ from the system on which the guarantee was based.

Similar steps shall be taken in wet-steam turbines where either the moisture separators, or the re-heaters, or both, are not included in the turbine contract.

Where regenerative feedwater heaters are included, the requirements in 18.4 shall be applied.

The purchaser and the supplier shall find a clear definition of the guaranteed value (for example heat rate, steam rate or power output definition).

4.2.3 Output or steam flow capacity

The turbine shall demonstrate that it provides its rated output, or alternatively its rated steam flow capacity, when the terminal conditions are as specified in the contract. The test shall be carried out in accordance with the provisions of the relevant code in 4.2.1.

4.2.4 Auxiliary plant power

If a guarantee is given on the power consumption of a continuously running auxiliary plant, a list of such plant items shall be agreed. The power consumption of each such item shall be either measured when the turbine is at specified output and specified terminal conditions or as otherwise agreed between the purchaser and the supplier.

4.2.5 Steam tables

The steam tables or formulae to be used for the guarantees and the computation of test results shall preferably be based on the Industrial Formulation IAPWS-IF97 published by the International Association for the Properties of Water and Steam (IAPWS).

The steam tables or formulae shall be agreed upon by the purchaser and the supplier, and shall be stated in the contract.

For steam turbine retrofit, the steam table shall be agreed between the purchaser and the supplier according to IEC 60953-3.

4.2.6 Tolerances

Commercial tolerances are not within the scope of this document.

4.2.7 Ageing

Thermal performance guarantees are given for new and unused equipment. Any allowance to be made for the effect on the fully corrected heat rate, steam rate or thermal efficiency due to the lapse of time since first steam admitted to the turbine shall be made by prior agreement between purchaser and supplier, and shall be in accordance with the provisions of IEC 60953 (all parts) or supplementary code.

5 Product safety

5.1 General

This Clause 5 addresses the risks of injury or death to humans and risks to the environment. Equipment damage without risk to humans or the environment is not covered.

The overall objective of "product safety" is to ensure that equipment is designed and maintained throughout its life to attain an appropriate level of safety for its intended application.

The steam turbine and its auxiliary systems should comply with applicable international, national and local safety requirements during all life cycle phases.

To achieve these objectives of product safety, the process defined in ISO 12100:2010 shall be applied. Application of another equivalent code may be agreed between the purchaser and the supplier.

The content of this document should not prejudice technical advances in the field of steam turbine safety or be used to inhibit innovation that can lead to increased safety.

One of the aspects of this process is the performance of an overall risk assessment of the complete steam turbine scope and the definition and validation of the appropriate risk mitigations throughout its lifetime.

The required level of risk mitigation shall be based on a risk assessment.

Risk assessment of the complete turbo set (turbine and generator) does not fall within the scope of the turbine supplier, but within that of the supplier of the complete turbo set.

The participation of parties in a risk assessment, for example, a hazard and operability study (HAZOP) shall be requested in the technical specification. See also 17.14.

5.2 Risk assessment

5.2.1 General

Risk assessments shall be performed to determine whether the steam turbine and associated equipment within the scope of supply can cause injury to people or pose a threat to people's lives.

The content of the risk assessment process should, as a minimum, address the safety issues raised within ISO 12100:2010 and include the intended use and the reasonably foreseeable misuse over the life cycle of the steam turbine.

5.2.2 Limits of the assessments

The limits of the assessment shall present the limits of the equipment and the intended use defined in this document.

Where appropriate, the purchaser shall define the performance parameters at the interfaces which need to be considered as a basis of the risk assessment. The interfaces can be:

- mechanical interfaces (e.g. steam inlet connections, extraction connections, condenser connection, auxiliary piping connections);
- process conditions at the mechanical interfaces if not yet required by another clause of this document (e.g. live steam supply, reheat steam supply, cold reheat conditions, gland steam supply, control air supply, water supply);
- electrical interfaces (e.g. power supply);
- installation conditions (e.g. ambient conditions, additional explosive area definitions);
- intended lifetime;
- intended functionality defined with the operation concept;
- intended functionality defined with the inspection and maintenance concept.

5.2.3 Definition of hazards to be considered

ISO 12100:2010, Annex B, defines examples of hazards. The risk assessment shall cover as a minimum these examples but shall consider in addition other possible hazards relevant for this product.

5.2.4 Hazard identification

The hazard identification shall be performed for the design of the equipment as well as for the overall lifetime phases of the equipment.

Equipment and protective systems shall be designed and manufactured after due analysis of possible operating faults to preclude dangerous situations due to the consequences of reasonably foreseeable misuse.

5.2.5 Risk estimation

Refer to ISO 12100:2010, 5.5.

The risk shall be estimated by an appropriate method according to the supplier definition.

NOTE 1 Safety is achieved by reducing risk to a tolerable level. Tolerable risk is determined by the search for an optimal balance between the ideal of absolute safety and the demands to be met by a product, process or service and factors such as benefit to the user, suitability for purpose, cost effectiveness and conventions of the society concerned. It follows that the tolerable level is reviewed continually, in particular when developments, both in technology and in knowledge, lead to economically feasible improvements. With this the minimum risk compatible with the use of the product, process or service is attained.

NOTE 2 IEC 61511-3:2016 outlines quantitative methods for risk assessment. IEC 61508-5:2010 outlines qualitative methods for risk assessment for the purposes of determining SIL levels.

Where the reduction of potential hazards to a tolerable level of risk for components and/or equipment not associated with Safety Instrumented Functions (SIFs) is required, an appropriate quantitative or qualitative risk assessment or a mixture of both methods shall be used, where applicable, to ensure that a tolerable level of risk is achieved.

NOTE 3 In addition to the references in NOTE 2, detailed guidance on the risk assessment process and some of the techniques that can be used are given in IEC 60812, IEC 61025, IEC 61882 and ANSI B11.TR3.

The level of risk obtained shall assume that the requirements of this document are being adhered to and that the operation and maintenance procedures ensure that the obtained levels of risk are maintained.

For quantitative risk assessments associated with the steam turbine(s) and the associated plant, for guidance see HSE Research report 703 or VDMA 4315-1 and VDMA 4315-5.

NOTE 4 IGE/SR/15, Edition 4, Section 3, provides guidance on exposure to several hazards at one location.

For risk assessments care should be taken to ensure that the parameters used are clearly defined so that objective judgments can be made, and that the values used for each parameter are appropriately calibrated to ensure that they are valid for the assessment being undertaken.

NOTE 5 IEC 61511-3:2016, Clause D.3, outlines the calibration process in the context of a risk graph and the principles described equally apply to other qualitative methodologies.

NOTE 6 Further guidance on individual levels of risk can be found in IGE/SR/15, Edition 4, Section 3.

5.3 Risk reduction

Risks identified during risk assessment shall be mitigated; the following three levels of risk reduction or mitigation are applied in the order shown:

- Elimination of the risk by design measures;
- Safeguarding by either passive protection measures (e.g. protection covers) or active protection measures (e.g. automatic protection intervention if preset limit values are exceeded);
- Communicate the residual risk to the operator by instructions to reduce the risk to a tolerable level.

Where risk reduction measures are undertaken it is essential to ensure that additional measures do not introduce additional hazards.

The risk mitigation measures shall apply the "state of the art" of the specific measure.

Specific local regulations with an impact on the risk mitigation shall be specified by the purchaser with the technical specification during the offer phase, for example pressure vessel requirements, explosion protection requirements, electrical equipment regulations, regulations for lifting devices.

For risk reduction achieved by active protection mitigations, it is recommended to apply the assessment rules on "Functional Safety" in accordance with IEC 61511:2016 and by introducing the Safety Integrity Levels (SIL).

NOTE 1 For example, the calibrated risk graph defined for turbo machineries according to VDMA 4315-5 can be applied.

A potential hazard can be reduced to a tolerable level by means of a safety related control function. In this case a qualitative or quantitative risk assessment method shall be applied to define the corresponding safety requirements of the protection system (see 11.4).

NOTE 2 Access distances to moving parts which can lead to a risk are defined in ISO 13857.

5.4 Interface descriptions

The design limitations at the interfaces shall be communicated by the supplier with appropriate documentation during the engineering phase (e.g. allowable pipe actions, steam quality of gland steam supply, control air quality, foundation loads) (see Clause 18).

In addition, risk mitigation measures considered in the overall risk assessment with a risk reduction factor but not verified by the supplier shall be communicated to the interface partner along with the appropriate documentation. This shall be done during the engineering phase (e.g. reliability requirements for external systems to achieve a defined SIL) but may be also part of the Operating and Maintenance manual (inspection requirements during maintenance, operational tests to maintain a certain SIL). It is the obligation of the purchaser to verify these requirements.

5.5 Documentation

The risk assessment shall be documented. The documentation remains with the supplier and is not required to be submitted to the purchaser.

The supplier shall ensure long-term storage of internal documentation relevant to product safety. Unless otherwise specified or required by law the data shall be kept at least 10 years.

6 Operation and maintenance

6.1 Normal operation

6.1.1 General

For normal operation, the characteristics of the turbine shall be such that the turbine and driven machine can be run in parallel with any existing machines provided the latter can run correctly in parallel with each other and possess no abnormal features either individually or collectively.

6.1.2 Start-up categories

Start-ups of superheat turbines may be classified into various categories according to the thermal condition of the turbine at the time. The true ruling criteria are the metal temperatures to which the various components (such as the HP inner casing) have cooled, but it is also usual to classify the starts in terms of the time elapsed since previous operation; the features which follow give typical correlations, and may be taken for guidance.

Typical start-up categories are:

- a) start from ambient conditions, i.e. start from very cold condition after major outage of the steam turbine (metal temperatures close to ambient temperature);
- b) cold start, after a shut-down period exceeding 72 h (metal temperatures below approximately 40 % of their full-load values in °C);
- c) warm start, after a shut-down period of between 10 h and 72 h (metal temperatures between approximately 40 % and 80 % of their full-load values in °C);
- d) hot start, after a shut-down period of less than 10 h (metal temperatures above approximately 80 % of their full-load values in °C);
- e) very hot restart, within 1 h after a unit trip (metal temperatures at or near their full-load values).

6.1.3 Specification of load collective

The purchaser shall specify the following duties for which the turbine shall be designed:

- a) the number of starts in each of the start-up categories in 6.1.2 (per operational life);
In the absence of the purchaser's requirements in this respect, the supplier shall state the number of each type of start for which the turbine is designed. For optimized design it is important to agree on a realistic number of starts of different categories during operational life.
- b) the number of major load cycles (per operational life);
A major load cycle is characterized by a significant change in steam temperature (typically larger than 50 K) leading to significant stress accumulation in turbine components.
The number of load cycles with less change in steam temperature shall also be specified if frequent occurrence of significant changes in steam temperature (more than once per week) is expected.

- c) the rate of load and steam temperature change required for each class of significant load cycle, taking into account any limitations in other parts of the plant, such as the steam generator.

NOTE The permitted rate of load change, and the significance of a load cycle, are related to the characteristics of the steam generator (see 6.1.5) and to the mode of turbine operation during each load change (i.e. throttle-control or nozzle-control), as well as to the particular turbine design. Rapid changes of steam temperature within the turbine (e.g. > 50 K), which during load changes can depend on all of these factors, can lead to undesirably high thermal stresses in some components, and hence to excessive reduction in their lifetime.

In addition to the major load cycles defined, further minor variations from stable conditions (i.e. increments of less than 10 % of MCR) can be accepted, and these need not be stated.

- d) the required load collective shall be specified by the purchaser with regard to specified operational life of the steam turbine, which is typically 25 years.

6.1.4 Start-up time

The supplier shall provide start-up times, which are compliant to the specified load collective, and a large load collective may need to be compensated with slower start-up transients.

The start-up time of the steam turbine is defined from first steam admission (opening of admission steam valve) until a specific generator electric power output is reached. Often it is not practical to use nominal generator output, due to plant-specific time delay in steam generation and ambient conditions. Instead of generator load bypass stations, closed positions could be used where appropriate.

The time for achievement of preconditions for start-up release, such as steam quality achievement, evacuation of condenser, as well as time for synchronization are not included.

In order to measure the relevant start-up time, for example for guarantees, it may be useful to specify different plant conditions for the beginning and/or completion of the start-up period, which in that case shall be clearly defined by the supplier and agreed by the purchaser.

6.1.5 Steam generator characteristics

The purchaser shall provide, bona fide, the characteristics of the steam generator, to include the variation in pressure and initial and reheat temperatures with steam flow rate, for all of the start categories, load cycles and shutdown regimes envisaged.

In particular, the purchaser shall inform the supplier about required operation modes, which may be sliding pressure operation mode, constant pressure operation mode or modified sliding pressure operation mode or hybrid operation mode. In the event that the purchaser has requirements as to minimum boiler pressure or overload capacity of the steam turbine these shall also be specified.

If steam temperature is lower at reduced steam generator output levels, the purchaser shall inform the supplier about the dependence of steam temperature on steam generator output. The purchaser shall also specify the time characteristic of steam temperature, pressure and flow at all inlets during start-up (steam generator start-up curves) for each start-up category. These parameters shall be specified at the supplier's connecting point. In particular, the heat loss along the main and reheat steam lines between steam generator outlet and the supplier's connecting point shall be taken into account.

6.1.6 Expected load operation

The purchaser shall specify typical load cases, for example, base-load operation, two-shift operation, one-shift operation, load cycling, minimum load for continuous operation, overload cases and the expected duration.

The purchaser shall specify, if applicable, any specific requirements on part load operation including deviating steam parameters and extraction mass flow requirements.

6.1.7 Turbine by-pass system

The purchaser shall specify whether a turbine by-pass system is to be employed and, if so, the purchaser shall state its duties, steam conditions and flow rates for all relevant operation conditions including abnormal operation (6.3) and conditions before opening of the turbine valves.

The purchaser shall specify by whom the bypass system shall be supplied.

For steam turbines with more than one admission pressure level, the purchaser shall also provide the general structure of the bypass system, i.e. the level of cascading.

The capacity of the bypass system has an impact on steam turbine operation. Therefore the size of the bypasses should be given as percentage of nominal flow at nominal conditions, for example, a 50 % bypass is characterized by 50 % mass flow at nominal pressure and temperature.

The supplier shall clarify any additional requirement as regards bypass capacity or pressure control by relieve valves, which are necessary to meet the defined start and operation requirements.

Unless otherwise agreed, the control of the bypass system is part of balance of plant and not within the scope of the supplier.

6.1.8 Auxiliary steam

The purchaser shall also specify the parameters of steam available from auxiliary sources, for example for the turbine seals system during start up.

In the event that the steam turbine is capable of starting without external auxiliary steam supply, this shall also be specified by the purchaser. The supplier shall in that case provide any limitations or requirements to achieve such start up.

6.2 Limits of variation of parameters from rated conditions

6.2.1 General

The limits of variation given in 6.2.2, 6.2.3, 6.2.4 and 6.2.5 allow for a defined turbine design with respect to temperature-dependent mechanical properties and/or long-term mechanical effects, such as creep.

Depending on the quality of pressure and temperature control of a steam generator, the inlet steam parameters vary. Larger variations of the inlet conditions caused by changes in operation or firing conditions of the boiler are possible.

The turbine shall be capable of accepting variations from the rated conditions within the limits stated in 6.2.2, 6.2.3 and 6.2.4. These limits are not intended to be used for intentional increase of temperature or pressure set points above rated values.

NOTE See definition of rated steam conditions in 3.3.

In order to fulfil high dynamical operational requirements as stipulated in many grid codes, the required control performance may even be more stringent than requested to achieve the permissible variations as described in Table 1, Table 2 and Table 3.

While the permissible variations with respect to long term mechanical effects are based on aggregated durations over a 12-month period of operation, the control performance is determined by the maximum positive and negative deviation from a set point during a test period. Thus individual outliers can worsen control performance without any measurable mechanical effect.

For defining the average of the operating values of the steam turbine during the 12-month period, only time periods with steam admission to the turbine are considered. Temperature and pressure variations for the still closed stop valves during various bypass operations should be considered separately. A counter of the accumulated time of deviated operation may be installed by the supplier.

In regards to steam conditions control and recommended values for achievable control performance in various operating modes, refer to other standards such as VDI/VDE 3507:2012-09, EN 12952-3 (EN 13480-3 for piping), or JIS B 8102.

6.2.2 Initial pressure

The average initial pressure at the turbine inlet over any 12 months of operation shall not exceed the rated pressure. In maintaining this average, the pressure normally shall not exceed 105 % of the rated pressure. Further occasional or accidental swings not exceeding 120 % of the rated pressure are permitted, provided that the aggregate duration of such swings over any 12 months of operation does not exceed 12 h (see Table 1).

Table 1 – Permissible variations for rated pressure

Pressure deviation above rated value	Permissible duration for single event	Requirement for 12-month period	Comments
> 100 % to 105 %		Average shall be rated pressure or less	Zone for normal pressure control variation
> 105 % to 120 %		Sum shall not exceed 12 h	For example, load rejections or malfunctions in the steam generator which may open the relieve valves
> 120 %	Not allowed	Not allowed	

An increase in initial pressure will normally permit the turbine to generate power in excess of its normal rating, unless action is taken through the control system to restrict the steam flow rate. The generator and associated electrical equipment may be unable to accept such additional output, and undesirable stresses may also be imposed on the turbine train; the purchaser and the supplier shall accordingly agree on load-responsive protective means to limit the turbine output under such circumstances.

6.2.3 Initial and, where applicable, reheat temperature

For rated steam temperatures up to and including 566 °C the average steam temperature at any inlet to the turbine over any 12 months of operation shall not exceed the rated temperature. In maintaining this average, the temperature shall not normally exceed the rated temperature by more than 8 K.

If, exceptionally, the temperature exceeds the rated temperature by more than 8 K, the instantaneous value of the temperature may vary between this figure and a value of 14 K in excess of the rated temperature, provided that the total operating time between these two limits does not exceed 400 h during any 12-month operating period.

Operation between limits of 14 K and 28 K in excess of the rated temperature may be permitted for brief swings of 15 min or less provided that the total operating time between these two limits does not exceed 80 h during any 12-month operating period. In no case shall the temperature exceed the rated temperature by more than 28 K (see Table 2).

Table 2 – Permissible temperature variations for rated temperature up to 566 °C

Temperature deviation above rated value	Permissible duration for single event	Requirement for 12-month period	Comments
> 0 K to 8 K	Not defined	Average shall be rated temperature or less	Zone for normal temperature control Maximum temperature setpoint should always be kept at rated temperature
> 8 K to 14 K	Not defined	Sum shall be less than 400 h	Zone for occasional temperature excursions, e.g. during load ramps Maximum temperature setpoint should always be kept at rated temperature
> 14 K to 28 K	Brief swings of 15 min or less	Sum shall be less than 80 h	Zone for accidental temperature excursions Maximum temperature setpoint should always be kept at rated temperature
> 28 K	Not allowed	Not allowed	

For rated steam temperatures higher than 566 °C up to and including 630 °C, the average steam temperature at any inlet to the turbine over any 12 months of operation shall not exceed the rated temperature. In maintaining this average, the temperature shall not normally exceed the rated temperature by more than 4 K. If, exceptionally, the temperature exceeds the rated temperature by more than 4 K, the instantaneous value of the temperature may vary between this figure and a value of 10 K in excess of the rated temperature, provided that the total operating time between these two limits does not exceed 400 h during any 12-month operating period. Operation between limits of 10 K and 24 K in excess of the rated temperature may be permitted for brief swings of 15 min or less provided that the total operating time between these two limits does not exceed 80 h during any 12-month operating period. In no case shall the temperature exceed the rated temperature by more than 24 K (see Table 3).

Table 3 – Permissible temperature variations for rated temperature higher than 566 °C up to 630 °C

Temperature deviation above rated value	Permissible duration for single event	Requirement for 12-month period	Comments
> 0 K to 4 K	Not defined	Average shall be rated temperature or less	Zone for normal temperature control Maximum temperature setpoint should always be kept at rated temperature
> 4 K to 10 K	Not defined	Sum shall be less than 400 h	Zone for occasional temperature excursions, e.g. during load ramps Maximum temperature setpoint should always be kept at rated temperature
> 10 K to 24 K	Brief swings of 15 min or less	Sum shall be less than 80 h	Zone for accidental temperature excursions Maximum temperature setpoint should always be kept at rated temperature
> 24 K	Not allowed	Not allowed	

NOTE Low permissible limits can be achieved by implementation of state-of-the-art temperature control features including advanced control concepts as well as high-quality actuators with high accuracy.

Should steam be supplied to any terminal point on the turbine through two or more parallel pipes, the steam temperature in any of these pipes should not differ from that in any other pipe by more than 17 K, except that during fluctuations not exceeding 15 min in duration within any four-hour period, a temperature difference not exceeding 28 K shall be admissible. The steam temperature in the hottest pipe shall not exceed the limits given in Table 2 or Table 3.

For rated temperatures in excess of 630 °C, the permissible variations shall be the subject of agreement between the purchaser and the supplier.

For a turbine supplied with steam at or near saturated conditions, for example from a nuclear reactor or a solar power plant, or an LP-induction steam, the limitations to be placed on initial steam conditions shall be agreed between the purchaser and the turbine supplier.

6.2.4 Turbine exhaust pressure/temperature

The average exhaust pressure shall not exceed the specified exhaust pressure over any 12-month operating period. In maintaining this average, the exhaust absolute pressure shall not exceed the rated pressure by more than 10 %. Limits for back-pressure turbines which require higher variability of the exhaust pressure shall be agreed between purchaser and supplier.

The supplier shall provide combinations of operational pressure and temperature, which may occur during limited periods of time, which are essential for the design of the exhaust piping and connecting elements. The design can accordingly be optimized with regard to creep rupture strength.

Moreover, the purchaser shall provide means to ensure that the HP turbine exhaust pressure before the reheater cannot exceed 125 % of the specified pressure at this point when the turbine is operating at its rated output (only applicable with cascading bypass system).

To keep the pressure ratio and therefore the stresses in the turbine blade path in a certain range the pressure shall also not drop below a limit that depends on turbine type and operation mode, which shall be provided by the supplier.

For certain applications, for example heating turbines, the variable exhaust pressure is subject to permission and is to be agreed between purchaser and supplier.

Condensing turbines shall be capable of operating with any variation in exhaust pressure arising from the range of cooling water or cooling air temperature or flow, or alternatively the range of exhaust pressure specified. The supplier shall declare any limitations in these respects.

6.2.5 Speed

The turbine shall, unless otherwise agreed, be capable of operating on load without restriction on duration or on output between 98 % and 102 % of rated speed. For generator operation limits, refer to IEC 60034-3.

Operation or temporary operation at speeds further removed from rated speed shall not be permitted except by agreement, for example to fulfil regional grid code requirements.

6.3 Abnormal operation

6.3.1 Cases

The purchaser shall specify its requirements if operation is required in any of the following categories and provide relevant steam conditions at the steam turbine interfaces:

- a) part of the condenser cooling section isolated;
- b) some or all of the feedwater heaters out of service;
- c) overload, and how it shall be achieved (e.g. application of duct firing in the boiler);
- d) bypass operation;
- e) house-load/island mode operation (load shall be specified in this case) and FSNL (full speed no load) operation;
- f) significant load fluctuations in magnitude and/or frequency including load rejection, partial load rejection and undetected load rejection (this is a load rejection to part load from outside without opening of any circuit breakers);
- g) run-back requirements;
- h) protection requirements (e.g. steam turbine trip initiated from boiler or nuclear reactor criteria);
- i) any other operating mode which imposes unusual conditions.

6.3.2 Limitations from abnormal turbine operation

The supplier shall state any limitations arising from specified abnormal operation. This may include such matters as structural loading or adjustment in output power, and they shall include the permitted duration for such limitations.

The supplier shall indicate any requirements on plant operation (i.e. bypass flow capacity, boiler load change requirement) to allow specified abnormal operation.

6.3.3 Boundary conditions at abnormal turbine operation

Steam turbine trip causes pressure surge in the steam piping. This is one of the load cases the piping designer shall consider, especially for supercritical steam turbines. The supplier shall provide information on the mass flow transients in the valve(s) in case of a steam turbine trip.

Abnormal operation of a turbine with two or more valve combinations per expansion range also occurs, when one of the valves fails closed. The mass flow and the steam velocity in the remaining open valves and the connected piping increase significantly. High pressure surge results in case of a steam turbine trip.

The steam piping shall be designed for this rare load case with increased structural loading. The supplier shall provide information on the mass flow transient when the remaining open valve(s) closes by trip.

6.4 Installation conditions

6.4.1 Indoor/outdoor

The purchaser shall specify whether the installation is indoors or outdoors, with or without a roof, and the conditions in which the turbine unit must operate, including maximum and minimum temperatures of air and cooling water, relative humidity, potentially explosive atmosphere and other related factors.

For outdoor installation the purchaser shall specify ambient conditions, such as predicted precipitation and wind speed, snow load, icing conditions, unusual dust or lightening conditions.

6.4.2 Seismic condition

The purchaser shall provide any relevant data concerning ground shaking conditions for which the turbine is to be designed (e.g. seismic conditions, oscillation of power barge or swimming platform).

6.5 Maintenance

As maintenance costs form a significant part of overall life cycle costs (see IEC 60300-3-3) it is recommended that the supplier gives information on the anticipated frequency and scope of maintenance for the turbine plant.

When special tools are required to maintain the turbine unit, they shall be either identified with the documentation or included in the quotation and furnished as part of the initial supply of the machine.

6.6 Operating instructions

The supplier shall provide operating instructions wholly relevant and free from ambiguity, which will enable the plant which it has supplied to be operated safely (see Clause 5 for product safety). The instructions shall include reference to all limitations on plant operation, and may also include the supplier's requirements for steam purity of main steam and auxiliary steam (see requirements in Technical Guidance Document from the International Association for the Properties of Water and Steam (IAPWS): Steam Purity for Turbine Operation).

The instructions shall reflect the power station manning levels for operational staff (operators, rovers) given by the purchaser. The personnel planned per shift may influence the way the turbine and its auxiliary systems have to be operated/monitored.

Scope, timing and method of training for the customer's personnel should be agreed between purchaser and supplier.

7 Components

7.1 Materials, construction and design

If not otherwise agreed between the purchaser and supplier, the supplier shall select the material for the turbine parts subject to the following provisions.

All materials, components, and welding used in the construction of the machine, and all piping, mounting, fittings and auxiliary apparatus shall, so far as is reasonable, meet the requirements of the appropriate national or international standards. The standards shall be specified in the contract. Materials not identified in the national or international standard may be accepted based on the mutual agreement between the purchaser and the manufacturer.

7.2 Parts subject to high temperatures

7.2.1 Unstressed parts

The selection of material for parts not subjected to appreciable stresses at their operating temperature shall be such as to avoid unacceptable deterioration of properties as a result of:

- i) internal structural or constitutional changes; or
- ii) reaction between the material and its environment.

7.2.2 Stressed parts

The materials used for stressed parts shall fulfil conditions stated under 7.2.1. In addition, they should be selected on the basis of experimentally determined data which confirm that under the conditions of stress, temperature and time in which the components will be used, they will not crack or deform to a greater extent than is permissible.

7.3 Casings and pedestals

Casings, pedestals and supports shall be designed to withstand all normal and emergency service loads, allowable piping forces and moments, and movement caused by temperature. The casing design shall be such that thermal stresses in service are minimized. Turbine casings shall be adequately supported to maintain good alignment with the rotors.

Jackscrews, lifting lugs, eyebolts, guide dowels and special tools shall be provided where necessary to facilitate assembly and dismantling.

7.4 Rotors

7.4.1 Balancing

Rotors when completed shall be dynamically balanced. Methods and criteria for the mechanical balancing of flexible rotors shall be according to ISO 11342. Methods and criteria for the mechanical balancing of rigid rotors shall be according to ISO 1940.

7.4.2 Critical speeds

Lateral critical speeds are calculated for the complete turbo-generator shaft train. The critical speed calculation takes into account the bearing supports and the oil film characteristics.

Within the range of operating speeds in power production, the modal sensitivity of the shaft line should be in the modal sensitivity range of A or B (very low or low modal sensitivity) defined for the type II machines when assessed according to ISO 21940-31. Higher modal sensitivity can be acceptable, if the supplier can justify the acceptability by specific design features or successful operating experience with comparable turbines.

Where the driven generator is not supplied by the turbine manufacturer, agreement shall be reached as to the party responsible for the critical speeds of the combined turbine and driven machine.

7.4.3 Overspeed

An overspeed test of each turbine rotor shall be carried out at the manufacturer's works. The duration of the overspeed test shall not exceed 2 min, and it shall only be performed once.

For turbines with a precise overspeed trip system, for example, a fast reacting electronic overspeed protection system and where an overspeed calculation method with high accuracy is applied, the overspeed test typically shall be at the maximum calculated overspeed that would occur if the speed governor failed and if the maximum overspeed were limited by the action of the overspeed trip device only.

For turbines with a less precise overspeed trip system, for example, a mechanical/hydraulic overspeed protection system and/or where a less accurate overspeed calculation method is applied, the overspeed test typically shall be at a speed exceeding the maximum calculated overspeed (e.g. 2 %) that would occur if the speed governor failed and if the maximum overspeed were limited by the action of the overspeed trip device only.

Specific technological reasons may also lead to the application of a higher overspeed test speed than the calculated maximum overspeed.

When the normal setting of the overspeed trip is at 10 % the excess speed, the overspeed test shall not be in excess of 20 % above rated speed.

7.4.4 Short-circuit and other abnormal torque loads

Rotors and their couplings (and gearing, where used) shall be designed to withstand those conditions imposed by generator short-circuits, or by other specified disturbances within the electrical system.

The purchaser shall provide protection devices to reduce or eliminate the effect on the turbo-generator of any electrical fault on the system.

Requirements out of regional grid codes regarding electrical faults have to be specified by the purchaser together with appropriate information regarding electrical grid properties.

NOTE Such requirements can be related to the grid stability against sub synchronous oscillations (e.g. in grids with High Voltage Direct Current (HVDC) couplings). The purchaser then specifies the required input data with the "technical specification". The turbine supplier can be requested to provide input information to enable the grid operator to create a simulation model of the grid. The model will be used to simulate and evaluate the torsional vibration excitation of the generating units.

7.4.5 Shaft train

The purchaser and the supplier of the steam turbine shall agree on the responsibility for the shaft train, its mechanical and its torsional characteristics.

The purchaser and the supplier of the steam turbine shall agree on the responsibility for the foundations of the whole shaft train, including its mechanical integrity and vibrational characteristics.

7.5 Valves

The turbine shall be provided with an appropriate number of control valves. These shall be suitable for controlling any external steam supply to the turbine over the entire speed and load range. In addition, suitable emergency stop valve(s) shall be provided in series with these governing valves. The valves which first receive steam shall each be provided with a steam strainer located as closely as practicable, upstream of the valve, except where:

- a) the valve is of the swinging flap type (in which case the strainer can be provided downstream), or
- b) reheat is carried out in a steam/steam reheater, where the strainer can be omitted.

The emergency and control functions of steam admissions may be combined into a single valve casing considering the functional safety standards.

7.6 Main bearings and housings

- a) Journal bearings shall be transversely split with renewable liners, pads or shells.
- b) Thrust bearings shall be designed to accommodate thrust in either axial direction. The axial position of the rotor shall be adjustable during maintenance to ensure proper axial clearances.
- c) If it is practical for the type of steam turbine, all the bearings should be renewed without dismantling any turbine casing.
- d) Journal and thrust bearings shall be designed for pressure lubrication and to ensure proper drainage.
- e) Bearing housings shall provide protection against the ingress of moisture or foreign matter and the leakage of lubricant.
- f) In some turbine applications, electrostatic friction can occur. To minimize the effects on the bearings of electrical currents generated by electrostatic friction effects, the shafts of the turbine and the driven machine shall be earthed (grounded). In cases where these machines are supplied by separate suppliers, the purchaser and supplier shall agree to the location of the shaft earthing points.

For the smaller industrial turbines, earthing is not usually necessary.

NOTE Beside bearings, other components like gear box or coupling can be damaged from electrical current as well.

7.7 Cylinder and interstage glands

Glands at the ends of the rotors and between stages shall be of suitable materials to minimize distortion or growth at the operating temperature.

The construction of the glands shall be such as to minimize damage to the rotor in the event of rubbing while in operation.

7.8 Thermal insulation

When specified, the turbine shall be insulated. The purchaser shall state the required outer surface temperature of the insulation material (not normally exceeding the ambient temperature by more than 40 K, but in accordance with national standards). The insulation shall be so designed that turbine maintenance is facilitated.

The purchaser shall state any limitation on insulation materials.

7.9 Welding

Welding is a profoundly quality-influencing process when producing a steam-turbine. Many standards defining the state of the art of welding are available. A quality concept for welding of the manufacturer should become part of the contract (see Clause 18).

Annex A (informative) is based on the international standards relevant for welding of steam turbine components. It describes appropriate design, procedures and tests for different welds at components depending on reliability requirements.

8 Foundations and buildings

The turbine supplier shall provide the purchaser with the relevant information (static and dynamic loads, outline drawings, seating details, forces and moments, permissible foundation deflections, thermal expansions, etc.) at the interface between the manufacturer's own design responsibility and that of the purchaser or its foundation designer, to enable design and construction of the total support system to proceed. The purchaser is responsible for identifying the preferred building code of construction, and any relevant site-specific studies intended to define the site parameters, such as short and long term spectral accelerations, soil conditions, or changes to importance factors. If no additional information is provided, or preference given, the manufacturer shall assume the nationally recognized building code of that region is the design basis.

Purchaser and supplier of the steam turbine shall agree if and by whom a coupled calculation of the damped system of turbine train and its foundation will be conducted. This calculation would show that the expected vibration level is in accordance with ISO 20816-1 and ISO 20816-2 and ISO 10816-3.

Details of loads transmitted to the turbine, when in service and when not in service, including all piping forces and moments, shall be agreed with the turbine supplier.

Unless agreed otherwise, the purchaser shall provide all required documentation for the foundation design (see 17.6). The supplier shall be given the opportunity to comment at the design stage.

Sufficient space and necessary openings in the foundations and building structure shall be provided for installation of the equipment. Suitable openings shall be provided in the building to admit the equipment. The purchaser shall provide sufficient space around the equipment for servicing, including space for removing the rotors and setting down the upper halves of the turbine casings.

Mounting plates or other devices and their design for connection between the turbine components and the foundation or the building structure are the responsibility of the supplier.

Where ancillary equipment connected to the turbine (for example, moisture separators and reheaters) are mounted on a separate foundation supplied by others, the turbine supplier shall specify the permissible movement relative to the turbine foundation.

9 Extractions, bleeds and exhausts

9.1 General

Steam can leave the steam turbine for several reasons. It is mandatory that the entire steam leaves the turbine through one or several exhausts at the end of each casing either to go to the reheat section of the boiler, to change from one casing to another casing, or to go to the condenser. In the case of a back-pressure turbine, there is a steam consumer, for example, a desalination plant. Occasionally, part of the steam leaves the steam turbine at different places through extraction ports. In the case of uncontrolled steam extraction the ports are called bleeds. Otherwise, they are called controlled extractions. The extraction steam is used for applications such as:

- regenerative feed-water heating,
- boiler feed-water pump turbines,

- process steam,
- district heating,
- carbon capture,
- gland sealing,
- etc.

In the case of a multiple stage steam extraction, such as for feed-water heating or district heating, the purchaser and supplier shall optimize the pressure levels of the different extractions or bleeds in order to optimize the overall cycle performance of the plant. For the same reason, pressure, temperature, mass flow and the number of extraction stages shall be mutually agreed between purchaser and supplier. Non-optimal extraction of large amounts of steam can have a strong impact on the overall economics of the application.

9.2 Requirements on steam parameters and volume flow

Depending on the application, the required pressure levels and volume flows at extraction ports can differ widely. The minimum and maximum volume flows and mass flows shall be agreed between purchaser and supplier.

NOTE The highest pressure level occurs for a reheat application with feed-water heating which needs an extraction port above the reheater pressure level. The largest volume flows occur typically at lower pressure levels, for example for district heating. In order to extract the steam efficiently, the turbine provides several extraction ports at different places including one or more ports above reheat pressure. According to Stodola's cone law the pressure at a certain port depends on mass flow and/or backpressure of the steam turbine casing.

In specific cases, controlling of the extraction pressure by internal and/or external throttling can be necessary. Malfunction of the throttling element can cause high extraction pressure. Overpressure protection can be ensured either by means of a safety valve in the extraction system (scope of purchaser) or by an electronic pressure protection system (see 11.4, scope of supplier). The purchaser shall inform the supplier of the intended design of the protection concept by stating it in the technical specification to be provided to the supplier.

9.3 Design of steam outlets

The extraction section typically consists of one or several slots in the outer limit of the steam path through which the steam leaves the steam path between stages. The slots end in an extraction chamber where the steam is collected and ducted to one or several extraction ports through which the extraction steam finally leaves the turbine. At the end of a casing the entire steam leaves the steam path through an adequate outlet section and the casing exhausts.

The design shall ensure an efficient extraction of the steam. At every point of the extraction the velocity of the steam shall be reasonable in order to reduce pressure losses and noise. In case of wet-steam the impact due to erosion shall be taken into account.

9.4 Limits of supply

At any point where steam leaves the steam turbine the limits of supply shall be defined clearly between purchaser and supplier. Unless otherwise stipulated, the limits of supply are the turbine flanges. If the steam only changes the casings (e.g. from IP to LP casing), the connecting piping is typically within the limits of supply of the supplier.

Control means for internal pressure control of extracted steam located within the flow path or between turbine sections are typically in the steam turbine supplier's scope. Control means for external pressure control in the extraction lines are normally not in the steam turbine supplier's scope.

Non-return valves and steam turbine drain valves for drain connections upstream of the non-return valves are preferably part of the turbine supplier's scope especially if they are needed to run the turbine safely. They are normally supplied as a loose delivery. This is typically the case for extraction ports and exhausts (e.g. HP exhaust) at higher pressure levels. Un-allowable overspeed due to back-flow of steam into the turbine in case of a loss-of-load incident or a turbine trip shall be avoided. Special attention shall be paid if the turbine is connected to steam headers. The supplier bears responsibility for assessing the number and type of non-return valves to be placed in the different extraction pipes (see also 9.6).

It may be possible to omit non-return valves at some extraction ports at lower pressure level, provided that the potential of steam which possibly can return to the turbine has been evaluated and that the resulting effect on overspeed is acceptable.

Connecting pipes between turbines and other components like reheater pipes, preheaters and condenser neck are typically not included in the turbine supplier's scope.

9.5 Boundary conditions for guarantees

Purchaser and supplier shall clearly agree on the boundary conditions for the guarantees (refer to 4.2.2). In case of extraction points, the relevant conditions are steam parameters (pressure, temperature and enthalpy) and flow at the limits of supply. Use of a feedwater injection spray system in order to provide the steam with the right parameters can be necessary.

Either the condensate return or the compensation by make-up water shall be defined clearly in terms of parameters (pressure and enthalpy) and return point to the water steam cycle.

If steam consumers are within the scope of the supply, their performance and consumption shall be included in the guarantee, unless otherwise agreed.

9.6 Protection devices against backflow of water and steam

9.6.1 Water ingress from the feedwater heating system or other condensation systems

Protection against water entering the turbine from the heating systems shall be specified by the supplier to the purchaser of the heating plant. The main features of such protection shall include at least the following specifications:

- a) Each bleed steam line from the turbine shall be arranged so that the entire heater surface is flooded before any water can flow to the turbine. The heaters should preferably be located lower than the turbine. If a heater cannot be located lower than the turbine a design to prevent water backflow from the heater to the turbine by means of level controlled shut off elements is recommended.
- b) For every feedwater heater, there shall be two independent means of automatically preventing water from entering the turbine from the extraction system; the system shall be designed so that no single failure of equipment results in water entering the turbine.

In general, these independent means can be a combination of the following items:

- 2) and either 1 i) or 1 ii),
- or 3) and either 1 i) or 1 ii),
- or 2) and 3).

1 i) Provision of gravity drainage from the heater, with open manometric seal, or

1 ii) Provision of an automatic alternative drainage route of large capacity, from the heater.

NOTE 1 i) is preferred to 1 ii) if conditions permit its use.

- 2) Provision of automatic isolating valves in the bleed steam lines between the turbine and the feedwater heater, and in drain lines cascading into the heater.
- 3) Provision of automatic isolating valves for all sources of water to the heater. This will normally require an automatic by-pass around the heater.

The time of operation of each of the automatic isolating valves required by 2) and 3) above, from receipt of closing signal to the fully closed position should be such that for water flows into the shell equivalent to the larger of:

- water flowing from two ruptured tubes (4 open tube ends), or
- water flow equivalent to 10 % of the heater tube side flow at MCR. The valve should be closed before the water has filled the usable storage volume between the high level alarm (which initiates the valve closure) and the automatic isolating valve.

Items 1 ii), 2) and 3) shall normally be initiated by high water level sensors in the heater shell, with suitable precautions to ensure reliable operation.

- c) Where more than one bank of heaters is supplied from a single steam line, then either each heater shall have its own valves, or, if the valves are in the common line, water from a flooding heater shall flow into the associated heater and completely flood it before it is possible for water to flood the common steam pipe up to the turbine.
- d) Each heater shall be provided with redundant high water level detector switches or analogue transducers and each arranged for testing for correct operation while the plant is in operation. If an allowable maximum value is exceeded operation of the protective devices shall be initiated.

9.6.2 Preventing steam backflow to steam turbine to avoid overspeed

Non-return (check) valves or emergency stop valves or flaps, normally provided in most extraction lines to limit speed rise after loss of load and after a turbine trip, should be located as closely as practicable to the turbine extraction points. Specification of maximum allowable steam volume in the extraction piping section from the turbine to the check valve shall be specified by the supplier (see also 9.4).

The number and type of non-return (check) valves to be placed in the bled steam extraction pipes from the turbine will be based upon the overspeed calculations. It may be possible to eliminate non-return (check) valves from some extraction lines, provided that the quantity of steam which could return to the turbine has been evaluated and that the resulting effect on overspeed is acceptable.

Emergency stop valves or flaps and isolating valves, where used, shall be arranged for testing (by closing) while the plant is in operation.

Free swinging non-return valves and free swinging non-return valves with power-assistance shall be arranged for checking for movability while the plant is in operation (at least the position of the actuator for power assistance). For this a design of the non-return valve or its actuator with local or remote position indication is required. If risk analysis of the turbine shows that check of movability only at standstill (e.g. during plant revision) is sufficient, a check during operation is not required. In that case, position indication is not mandatory.

9.6.3 Unwanted steam from cold reheat system

Protection against unwanted steam admission from cold reheat system to the exhaust of the high pressure turbine is necessary if a cascading turbine by-pass consisting of an HP and IP bypass is used.

This is normally achieved by the provision of at least one non-return (check) valve. The non-return (check) valve may be power assisted according to the requirements of the supplier.

10 Turbine auxiliary systems

10.1 General

In this clause only directly turbine-related auxiliary systems are described.

The purchaser may specify other auxiliary systems to be included into the scope such as:

- generator auxiliary systems,
- bypass system,
- cooling systems,
- condensing and evacuation systems.

The purchaser's specification shall provide information on the level of redundancy and the possibility of isolation of components for on-load maintenance.

10.2 Lubricating oil

The turbine shall have a main oil pump which shall be driven mechanically by the turbine itself or by electric motor(s).

An auxiliary oil pump, driven from a source entirely separate from the main oil pump, shall be provided to operate if necessary when starting up or shutting down the turbine, and to come into operation automatically as a replacement to the main pump in the event of low oil pressure, to enable the turbine to remain in service. Provision shall be made to on-load test the auto-start of all back-up lubricating oil pumps by simulating low oil pressure.

An emergency standby pump, electrically or mechanically driven, of adequate size to permit a safe run-down of the set, shall be provided. Alternatively, by agreement, a gravity oil tank may be provided for this purpose.

If necessary, or per customer agreement, a jacking oil system should be provided to supply high pressure oil to each turbine and generator bearing, to lift the rotors. This reduces starting torque and bearing wear when on turning gear or during starting or shutdown. Oil cooler and filter shall be provided of sufficient capacity. For units with no special requirement for availability, a design with single oil cooler and filter is adequate.

For uninterrupted long term operation of a unit, redundant oil filters are recommended so that a clogged oil filter can be taken out of service with the set in operation. In this case the inlet and outlet changeover valves to the filters shall be arranged so that they are not capable of shutting off the flow of oil to the bearings while the set is in operation.

All valves, cooler bodies and filter bodies shall be of steel or other appropriate material. Brittle materials such as cast grey iron are not suitable. Lubricating oil piping shall be in accordance with 10.8.

Precautions shall be taken to minimize internal corrosion in oil tanks and drain pipes.

The supplier shall specify the properties of the lubricating oil to be used. When initial flushing is not carried out by the supplier, the oil used shall be to its approval.

The design of the lubricating system shall be such that during normal operation, the operating temperature of the oil at each main bearing drain will not, in general, exceed 80 °C. There are applications on small turbines where this temperature may be increased to 85 °C.

The supplier shall specify the oil standard to be used.

Precaution shall be taken against fire caused by leakage of lubricating oil.

- The purchaser should describe the overall fire protection concept of the power plant and state the purchaser's requirements.
- The supplier should provide information on the fire protection features of the steam turbine scope, on the fire loads caused by turbine equipment and on recommended risk reduction measures to be fulfilled by the purchaser.

10.3 Control fluid

The fluid used in the control fluid system and for operation of the steam valves may be either oil from the lubricating system, or fluid from an entirely separate system. The pumps supplying the control fluid shall be duplicated, with automatic changeover on failure of one pump.

Arrangements shall be made, if necessary, to sustain the pressure of the control fluid during the starting period of the standby pump

When a fluid other than oil from the lubricating system is used, the supplier shall specify the properties of the control fluid to be used. The same requirements regarding materials and the quantity of coolers and filters as in 10.2 shall apply unless otherwise agreed. Control fluid piping shall be in accordance with 10.8.

10.4 Sealing system for rotor and valve glands

The sealing system at the ends of the rotors and valve glands shall, unless otherwise agreed, be so arranged, for example by the provision of a gland steam condenser, that no steam issues into the turbine hall.

Where appropriate, the control of sealing steam for the glands shall be fully automatic under all modes of operation.

Relief valves shall be fitted to the steam pipework as necessary. The designer of the sealing steam system shall define the need and technical parameters of the relief valve. The supplier shall state whether it is expecting the relief valve to be included in purchaser's scope.

When auxiliary steam is required, such as for start-up, the supplier shall state its requirements for the steam conditions and quantity.

10.5 Drains

Each turbine casing, steam chest, or other vessels and all pipes conveying steam, including steam pipes to feedwater heaters, shall be adequately drained at all points where water may accumulate.

Drainage shall normally be discharged to a suitable drains vessel, and the drain pipes shall incorporate suitable valves, traps, or orifice plates before discharge into the drains vessel.

Typically, draining of external steam lines (e.g. live steam line, induction steam line, steam exhaust and extraction lines) is not in the steam turbine supplier's scope. Sufficient drain capacity for these components shall be provided, compare for example ASME TDP-1.

10.6 Vents

Vent piping shall be provided from the gland steam exhauster fan and lubricating system exhauster fan(s) to a specified outdoor location, or as agreed.

10.7 Turning gear

Turning gear (sometimes called barring gear) shall be provided to rotate the rotor system slowly (continuously or discontinuously), if necessary, to limit thermal distortion of the rotor(s) when not turning under steam. Interlocks shall be provided, if necessary, to ensure that turning cannot commence until an adequate supply of lubricating oil is available and the drive is fully engaged. The turning gear shall disengage automatically when the turbine speed increases above the turning gear speed and shall engage automatically if the turbine speed decreases below the turning gear speed.

Manual turning means (if required, e.g. for emergency case with total loss of power) shall be agreed to by the manufacturer and purchaser to best suit plant operations. Typical schemes include manual gears or pneumatic, hydraulic or electric systems.

10.8 Piping

All piping for steam, water, oil, or air services shall preferably be in steel complying with the requirements of the appropriate international or national standard. The standards should be stated in the contract. Welded joints shall be used wherever practicable. Other materials may be used by agreement between the purchaser and the turbine supplier.

The turbine supplier shall state the magnitude and direction of application of the pipework forces and moments, applied at the agreed major terminating points of the turbine supplier's equipment, which are acceptable to its plant.

11 Automation

11.1 General

This clause covers the requirements for instrumentation, control, monitoring and protection for a steam turbine. An electronic automation system with electric, hydraulic or pneumatic actuators is considered to be the state-of-the-art solution. For overspeed protection a mechanical/hydraulic system is considered as an option for smaller turbines.

11.2 General requirements in relation to the steam turbine automation system

11.2.1 Environmental conditions

The equipment shall be capable of satisfactory and continuous operation within whichever of the classes of environmental conditions in Table 4 is specified.

Table 4 – Environment classes

Class	Ambient temperature range	Ambient relative humidity	Typical conditions
1	5 °C to +40 °C	45 % to 75 %	Control rooms and equipment rooms
2	–25 °C to +55 °C	45 % to 100 %	Outdoors or plant-sited
3	–10 °C to +70 °C	45 % to 100 %	Special conditions

For all three classes, the following standard environmental conditions shall also apply:

- vibration: 10 Hz to 65 Hz, 0,15 mm amplitude,
- air atmospheric pressure: 68 kPa to 106 kPa.

NOTE For requirements due to seismic conditions, see 6.4.2.

If the air conditioning for the automation equipment is within the purchaser's scope, the supplier's tender should describe the heat emissions from the equipment and other heat sources (e.g. lighting) to enable correct sizing of it.

11.2.2 Electromagnetic compatibility

The equipment shall function correctly in the presence of radio interference of a nature and level to be specified. For specification, refer to EMC standard IEC 61000-6-2 or equivalent.

The equipment shall not generate radio interference exceeding a level to be specified. For specification refer to EMV standard IEC 61000-6-4 or equivalent.

For safety related applications, specification of increased stability against radio interference according to, for example, IEC 61326 is recommended (compare IEC 61511-1).

11.2.3 Requirements as to hardware and software design

To ensure highest availability for large turbines in central power stations, application of redundant automation hardware is recommended. Redundant design shall allow for on-line replacement of electronic modules during load operation.

For industrial type steam turbines in decentralized power stations, the application level of redundancy of automation hardware can be subject to negotiation between purchaser and supplier.

The turbine automation system consists of the turbine control system and turbine protection system. The turbine control system can operate on separate or on the same electronic hardware such as a protection system.

The interface between the turbine automation system and the Distributed Control System (DCS) can be designed hardwired or by bus (Modbus, Profibus, Ethernet, etc.) and is subject to clarification between supplier and purchaser. Requirements for fast and safe signal transfer have to be considered.

Signal interchange philosophy and protocols should be defined in detail, preferably in accordance with international standards such as IEC 62541 (all parts). The purchaser should also define responsibilities for ensuring compatibility of interface hardware and software, responsibilities for commissioning of interface, etc.

The specification should identify information that will be required from the supplier on interfaces and identify requirements for cooperation with the purchaser or with other suppliers.

Automation software should be based on high level programming language.

For control of auxiliary equipment, application of remote PLC (programmable logic controller) is acceptable as an option. Monitoring signals from the remote PLC shall be transferred to the turbine control system (TCS).

The design of the human machine interface (HMI) shall meet state-of-the-art standards for ergonomic requirements (refer to the ISO 9241 series for Ergonomics of Human System Interaction).

Alarms presented to the operator should be designed according to standards on alarm management, for example IEC 62682.

If the basic electronic system for turbine automation is different from that for the DCS the turbine can be operated by means of an HMI connected to the TCS and/or by HMI connected to the DCS. The purchaser should specify extent of operation of steam turbine (ST) and ST auxiliary systems from DCS HMI. Typically a limited number of operational functions for ST from DCS HMI is sufficient.

For special process applications, an explosion-proof field solution for instrumentation and control (I&C) can be designed. The purchaser shall indicate the areas of potentially explosive atmosphere and provide information on the explosive medium and classification of Equipment Protection Level (EPL) according to IEC 60079 (all parts) (see 17.11).

The automation system should be designed for remote data access including appropriate protection with regards to information technology security. Barriers against manipulation of data and control functions shall be applied (e.g. see ISO/IEC 15408 (all parts)). National legislation for information technology security shall be taken into account where applicable.

The purchaser should specify the expected degree of automation of the TCS. This shall be chosen with respect to the allowed or required level of operator intervention.

The automation system shall allow for on-line checks and tests. Alarms shall be provided to indicate mode of equipment failure.

The automation system shall support the traceability of operational events. Therefore it shall be provided with a time clock that allows for remote setting of time and date.

A design for the simple replacement of modules of automation system is recommended. For redundant components, on-load replacement should be possible.

At least two independent electric power supplies shall be provided by the purchaser, so as to maintain unimpaired performance of the turbine automation system during loss of a single supply for any period.

Often the cabling between the field components and I&C cabinets is not in scope of the turbine supplier. In this case the supplier shall specify cabling requirements.

The design and selection of electrical components and elements of the turbine automation system shall comply with IEC 60204-1.

The turbine supplier should confirm the availability of spare parts and software support (or their subsequent alternatives) for I&C for at least 10 to 12 years. After this time period other technology with the same functionality can be offered.

11.2.4 Tests of the steam turbine automation system

11.2.4.1 Works tests

The tests to be witnessed by the purchaser (factory acceptance tests (FAT), compare IEC 62381) shall be subject to prior agreement.

11.2.4.2 Site tests

Such tests shall be carried out as are necessary to set the steam turbine automation equipment to work in all specified modes (site acceptance test (SAT), compare IEC 62381).

These comprise tests of the basic functions of the steam turbine automation system, loop checks and functional tests. Also if some of the functions are realized in a plant distributed control system (DCS) they include the same test scope.

Tests for the integration of the steam turbine automation equipment with the power plant automation system (site integration test SIT, compare IEC 62381) are within the responsibility of the organization for system integration (architect engineer).

In case the purchaser intends to contract a third party organization to carry out all or part of the SAT, the supplier shall provide adequate test instructions (refer to 16.2).

11.3 Turbine Control System (TCS)

11.3.1 General

The TCS comprises the functionalities to control and monitor the steam turbine and its auxiliary equipment.

The TCS includes the governing system (speed control, load control, pressure control) and functions for automatic startup and shutdown, control of auxiliary equipment, test sequences and monitoring.

NOTE Functionalities for auxiliary equipment or part thereof can also be specified as part of the distributed control system (DCS), see 11.3.8.

It also fulfils functional requirements as to steam turbine operation from interfacing systems such as generator, combustion turbine or water steam cycle.

11.3.2 Functional requirements as to governing system

The turbine governing system shall be capable of closed loop control for:

- speed from standstill upwards. This control may be manual or automatic. Units for central power plants should be supplied with automatic startup and shutdown sequence.
- the speed at all loads between no-load and full load inclusive, in a stable manner when the generator is operated isolated.
- the temperature transients in rotors and thick walled casings (optional, depending on turbine size and design, see Clause 6).
- the energy input to the interconnected system, in a stable manner, when the generator is operating in island mode or in parallel with other generators (see 6.1.1).
- the pressure of the connected Initial Steam, Reheat or LP Induction steam system.
- the pressure of the connected extraction system (option for turbines with controlled extraction).
- the backpressure (option for backpressure turbines).

Where partial-arc control with individual control valve control is used, a function to change to full-arc operation shall be provided, if this is necessary for any particular purpose (e.g. for pre-warming, valve stroke testing operation mode).

The control system shall be so constructed that failure of any component will not prevent the turbine from being safely shut down.

The controller and the steam valve actuator shall be so designed that the instantaneous loss of any load up to the maximum obtainable under rated conditions or under the abnormal conditions specified in 6.3.1 shall not cause a maximum transient speed at which the steam turbine is tripped.

NOTE The requirement not to trip the steam turbine does not apply to steam turbines for single-shaft combined-cycle turbines (combustion turbine, steam turbine and generator on one shaft) in combined cycle power plants. There, a load rejection to house load or zero load leads to shut-down of the steam turbine. After a load rejection the combustion turbine alone provides the house load or respectively maintains no load at rated speed.

11.3.3 Speed and load adjustments

Unless otherwise stated in the contract, when operating at zero load, the speed of the turbine shall be adjustable within at least the range from 5 % below to 5 % above rated speed.

The time required for speed and load adjusting devices to change the set point from zero to rated load at rated speed shall not normally exceed 50 s, but may be agreed between purchaser and supplier. Means shall be provided for adjustment of the set points.

11.3.4 Controller characteristics

The speed droop and dead band of speed control required for electrohydraulic control systems are as required by Table 5.

Numerical values are given for guidance. Special consideration shall be given to the needs of industrial turbines and for turbines for generating purposes where the rated output is more than 5 % of the system capacity.

Table 5 – Controller droop and dead band characteristics

Controller type		Electrohydraulic		
Turbine MCR [MW]		Up to 20	20 to 150	Over 150
Overall droop [%]		3 to 5		
Incremental droop [%]	a) range $(0 \text{ to } 0,9) \times \text{MCR}$	3 to 8		
	b) range $(0,9 \text{ to } 1,0) \times \text{MCR}$	Not greater than 12		
Average incremental droop over the range 0,9 MCR to MCR* [%]		Not greater than 10		
Deadband [% of rated speed]		0,15	0,10	0,06
NOTE Electrohydraulic control is understood as the state-of-the-art solution. Old mechanical solutions are replaced in service business. However, if needed, for characteristics of mechanical solutions, the previous edition of this document can be consulted. * For nozzle controlled turbines employing partial arc admission, the average value of droop over the range 90 % to 100 % of the output controlled by any nozzle group control valve, other than the last, shall not exceed three times the overall droop. For turbines employing additional steam admission via overload valve(s), the average value of droop over the range of opening of the overload valve(s) shall not exceed three times the overall droop.				

11.3.5 Performance characteristics

The performance characteristics of an electrohydraulic control system are largely determined by the mechanical and hydraulic components controlling the valve positions and by the characteristics of the valves themselves. Systems with a variety of moveable mechanical joints and several hydraulic components in the control loop tend to have more hysteresis and dead band than those where the control valves are operated by directly coupled individual actuators. Unless otherwise agreed, the overall characteristics given in 11.3.2 shall be taken as the specified values for systems incorporating electronic controllers.

The speeder device (load reference) shall be capable of adjusting the output in steps not exceeding 0,5 % of rated output. Values for guidance of maximum load non-linearity and load stability are given in Table 6.

Table 6 – Maximum load non-linearity and load stability

Turbine MCR	[MW]	Up to 20	20 to 150	Over 150
Non-linearity	% of MCR	-	-	Not greater than ± 3 over range 0 % to 100 % MCR
Short-term stability	% of MCR	2,5	1,5	1
Long-term stability	% of MCR	10	10	10

11.3.6 Valve testing control

For turbines which have a single stop valve or control valve, or where the control valves are operated by a single actuator, means shall be provided whereby the emergency stop and control valves may be partially stroked to check freedom of movement, without interrupting operation of the turbine.

At turbines where the control valve is continuously in motion (e.g. operation in fixed pressure mode) partial valve stroke testing of the control valve can be replaced by continuous monitoring of valve movability.

Partial stroke testing of stop and control valves may be omitted for turbines in daily cycling operation mode (see 6.1.3_Specification_of_load).

For other types of turbine, a control solution shall be provided with means of full-closure on-load testing of any of the valves specified in 7.5 in turn.

The supplier shall state the extent of any output restriction involved.

11.3.7 Facilities

The TCS can include other functional requirements as the purchaser may specify, for example:

- automatic startup and shutdown sequence;
- remote and/or local control;
- interfaces with other control systems;
- unloading and trip provision;
- variable droop;
- different sets of valves to be controlled (initial, reheat, extraction, etc.);
- speed and/or load limiting;
- direct control of valve position for fast closing of control valves in case of grid failure.

11.3.8 Control functions for auxiliary systems

Control functions for auxiliary systems (see Clause 10) include:

- startup and shutdown of auxiliary systems;
- change over for redundant system components (pumps, fans);
- closed loop control of parameters in auxiliary systems (pressure, level, temperature, flow, etc.);
- open loop valve control (actuation of power assistance for non-return valve (NRV), opening/closing of dump valve, drain valves, etc.);
- test sequences.

The control functions are preferably to be specified as part of the TCS. However, at the discretion of the purchaser they or part of them can also be specified as part of the functionality of the Distributed Control System (DCS). In this case the turbine supplier is required to provide a detailed functional specification and information on all interfaces (e.g. instrumentation tapping points, instruments and electrical consumers of the auxiliary systems).

It is advisable to also agree on the following in the contract:

- system clarification meetings to ensure cooperation between purchaser, supplier of DCS and turbine supplier;
- review meetings regarding the final software created in DCS;
- document delivery schedule for technical information on auxiliary equipment; and
- participation of the turbine representative in FAT of the DCS.

11.3.9 Monitoring functions and/or informative messages

Monitoring functions and/or informative messages are applied to support safe and reliable operation of the turbine. They provide essential information for the operator to take necessary action.

Depending on the turbine design and size, typical monitoring functions may include:

- a) thermodynamic state (pressure and temperature of interest);
- b) performance indicators;
- c) component temperatures;
- d) component stresses (temperature differences);
- e) lifetime consumption of turbine components;
- f) operating hours of turbine and of auxiliary equipment;
- g) vibration of the shaft train.

11.4 Steam turbine protection

11.4.1 Functional requirements for protection

11.4.1.1 General requirements

- a) The protection system shall be so designed that in the event of a trip signal occurring, its operation shall result in the immediate closure of all steam valves (i.e. emergency stop valves, control valves, reheat emergency stop valves, and reheat control valves), and in the power assisted closing of the non-return (check) valves (where these are fitted) in the cold reheat steam pipes, in the bleed steam lines to the feedwater heaters, and in other systems normally supplied with steam from the turbine; thereby enabling the turbine to run down safely in the event of an incident which could otherwise cause damage to the turbine or its auxiliary equipment.

NOTE The steam turbine coasts down safely when after trip the generator is disconnected from the grid via low forward power protection or reverse power protection (see IEEE C37.102:2006 and VGB-S-025-00-2012-11-EN). Low forward protection or reverse power protection is typically not part of steam turbine protection system.

- b) The protection equipment shall be designed on a fail-safe principle, such that loss of power to the actuators (electrical, hydraulic, pneumatic) shall cause immediate closure of the emergency stop valves and the control valves.
- c) Removal of the condition that has initiated the operation of the trip system shall not cause the trip function to reset automatically, nor the steam valves to re-open. The trip system shall be arranged so that it can be reset only by the operator. Until the trip system has been reset, it shall be impossible to re-open any of the steam valves. The reset of the turbine trip shall not restart the machinery, but shall only permit restarting (refer to ISO 12100).

- d) The protection system should allow for tracking back the sequence of events that led to a turbine trip (SOE: sequence of event recording).
- e) Where protection functions are designed to prevent hazards to personnel it is recommended to fulfil the requirements of IEC 61511 or other appropriate standards.
- f) To ensure highest reliability for protection functions, wireless signal transmission shall not be used.

11.4.1.2 Automatic trip criteria

The extent of protection which can be economically justified is defined by the supplier. It depends upon the design and the rating of the turbine and the conditions under which it has to operate.

The trip system shall be based on, but not necessarily confined to, the following list of initiating criteria:

- a) overspeed trip (see 11.4.1.4);
- b) emergency stop push-button according to ISO 13850, locally and remotely operated;
- c) high exhaust pressure trip (HP-, IP- or LP-exhaust, where required);
- d) low steam inlet pressure trip (where required);
- e) low lubricating oil pressure trip;
- f) high exhaust temperature trip (HP-, IP- or LP-exhaust, where required);
- g) loss of speed governor trip;
- h) trips initiated by the generator or its auxiliary systems; for example loss of generator stator winding cooling water;
- i) electrically-operated trip automatically initiated by electrical fault operation;
- j) trips initiated by the DCS (e.g. boiler protection, combustion turbine protection, condenser level trip).

For the listed trip criteria pre-alarms have to be applied. To prevent an automatic turbine trip the alarm limit values should be sufficiently distant from the trip levels to enable manual intervention of the operator.

11.4.1.3 Alarm criteria typically without automatic trip

The purchaser shall specify the required degree of automation, for example, the ability to operate the unit with several hours of unattended operation. This has an impact on whether alarm and manual shut down functions are acceptable or not.

Alarms are only acceptable if, in case of a failure scenario, the operator has sufficient time to react. Therefore the alarm limit value should be sufficiently distant from the level for manual trip.

Depending on turbine design and operating requirements, alarms may be raised for but not limited to:

- a) excessive thrust bearing wear (axial shaft position);
- b) high steam temperature at the low pressure cylinder exhaust;
- c) excessive bearing temperature (oil or metal);
- d) excessive vibration of shaft and/or bearing casing;
- e) excessive casing or shaft expansion;
- f) excessive casing distortion (typically indicated by casing temperature differences);
- g) low inlet steam temperature;

- h) high inlet steam temperature;
- i) low HP or IP exhaust steam temperature;
- j) high HP or IP exhaust steam temperature;
- k) high or low seal steam temperature;
- l) load operation with high or low grid frequency;
- m) differential expansion.

11.4.1.4 Overspeed trip (emergency governor)

- a) In addition to the speed controller, the turbine and generator shall be protected against excessive overspeed by an overspeed protection system which operates the trip.
- b) The overspeed trip shall operate normally at a speed of 10 % in excess of rated speed, with a tolerance of 1 % of rated speed in each direction (i.e. at a speed not more than 11 % nor less than 9 % in excess of rated speed).
- c) In exceptional circumstances (for example, in order to conform to the requirements of 11.3.2), and by agreement, it may be necessary to provide a normal trip setting above 10 % (with the 1 % tolerance above and below the selected figure). In all cases, should the speed governor fail in the event of a sudden load rejection, the overspeed trip should operate at a speed which is sufficiently low to limit the maximum speed rise safe value, i.e. to prevent any damage to any part of the turbine or driven machinery, or to any electric motors which may remain connected to the generator following load rejection, and to the equipment which they drive. The overspeed trip settings shall be stated by the supplier in the operating instructions.
- d) A redundant overspeed trip system shall be provided, independent of the governor, the operation of which shall close the emergency stop valves and governing valves. Solutions with use of redundant speed sensors with high degree of diagnostics both for speed control and overspeed protection are acceptable. Refer also to IEC 61508.
- e) To achieve the required level of risk reduction as defined in 5.3 and 5.4, it may be required, while the set is in operation at rated speed, to test the correct functioning of each of the overspeed trip channels while the set is protected by the other channels against overspeed, and without affecting the position of the main steam valves. Means shall be provided so that, when one of the overspeed channels is being tested for correct functioning, it shall not be possible to block or impede the other channels from operation if called upon.
- f) Depending on the design of the overspeed protection system with extended internal test routines there might be no technical need for testing the system with real overspeed (e.g. for digital fail safe protection systems). The purchaser shall specify, if however a test with real overspeed has to be considered. This might be the case due to national regulations.

11.4.2 Requirements as to the design of the protection system

Protection functions that are needed to prevent harm to personnel are recommended to be designed according to IEC 61511 or other appropriate standard (see 5.3 on risk reduction).

Protection software may operate on the same electronic hardware as the TCS but has to be sufficiently separated.

NOTE Guidance on how to achieve sufficient independence of the protection system from the basic process control system (BPCS) is given in IEC 61511.

Signals from sensors for protection functions may also be used for control purposes when decoupling of signals and sufficient diagnosis features are applied (see IEC 61511).

For central power station type turbines, the electronic equipment shall be designed so that no single fault shall either cause a trip or prevent a trip. Any suitable form of redundancy may be used.

Testability of the trip functions shall be considered. Application of sequential test routines with different test intervals of the components (sensor, logic solver, actor) is acceptable. The required test scope is defined by the supplier. Additional requirements can be specified by the purchaser.

11.5 Instrumentation

11.5.1 General

Such instruments shall be provided as are necessary to enable the turbine and the auxiliary equipment to be reliably and efficiently operated and supervised.

The scope of instrumentation that is economically justified will depend on the rating of the turbine and the conditions under which it is to operate. The following requirements of this Subclause 11.5 apply to large turbines.

If field instrumentation for measurement of steam parameters (pressure, temperature) in steam piping and auxiliary systems is needed for steam turbine operation it should be specified by turbine supplier as part of external scope of supply.

NOTE If field instrumentation for measurement of steam parameters in steam piping is only needed for the interfacing system itself it is normally not within the scope of the turbine supplier.

11.5.2 Standard instruments

Where applicable and appropriate, primary measuring elements for at least the following shall be provided:

a) Pressures

- initial, reheat and LP induction steam;
- extraction(s), for extraction turbines;
- extraction steam to feedwater heaters;
- exhausts from each cylinder (if required);
- lubricating oil supply to bearings;
- fluid supply to the control fluid system;
- auxiliary steam supply to seal steam system.

b) Temperatures

- initial and reheat steam and LP induction steam;
- steam at exhaust from high pressure and intermediate pressure cylinders;
- extraction steam to feedwater heaters;
- oil and control fluid at cooler outlet;
- oil in the bearing drains, or bearing metal;
- auxiliary steam supply to seal steam system.

c) Levels

- level of oil in main lubricating oil tank;
- level of fluid in control fluid tank.

11.5.3 Turbine supervisory instrumentation (TSI)

Turbine supervisory instrumentation (TSI) scope is predominantly related to the shaft train. Equipment for measuring the following shall be provided:

a) Speed: rotational speed of the turbine;

- b) Load: electrical output of the generator (frequently this instrument is not included in the turbine contract);
- c) Rotor and pedestal movement: axial differential movement of selected rotors, each relative to its casing or pedestal, measured at the end remote from the thrust bearing. Axial movement of pedestals relative to the foundation (if required, depending on turbine design);
- d) Vibration: vibration of pedestals and/or rotors. Rotor eccentricity, and the phase angle of the vibration, may also be provided. The scope of supply for phase angle measurement can be limited to a provision only. This allows an expert to connect equipment for special investigation;
- e) Metal temperatures: provision shall be made for the measurement of all metal temperatures or temperature differences considered necessary for the safe operation of the turbine, or for enabling stresses in turbine casing walls or other components to be assessed, to provide information on safe rates of run-up or load change;
- f) Valve position: positions of all initial, reheat and LP induction steam valves, unless otherwise agreed, except that only fully-open or fully-closed indication is required for reheat emergency valves;
- g) For saturated-steam turbines, which incorporate moisture separators and reheaters: reheating steam flow (or reheater drains flow), and levels in separator and reheater drain tanks;
- h) In addition, equipment necessary to provide the alarm and trip initiating signals listed in 11.4 shall be provided.

11.5.4 Additional instruments

Additional primary measuring elements may be specified by the purchaser, or recommended by the supplier.

For large turbine plant the instrumentation may typically include:

- cooling water temperature;
- condenser pressure;
- pressures and liquid levels in various vessels;
- steam and water temperatures at inlet and outlet of feedwater heaters and other heat exchangers;
- inlet and outlet pressures of feed pumps;
- condensate, feedwater and initial steam flow rates.

Primary measuring elements for such measurements may be supplied by others.

11.5.5 Test measuring points

For the purpose of carrying out performance tests for heat rate (see 4.2 on thermal performance guarantees) or other reasons, measuring points shall be provided for all test measurements and observations. These measuring points shall be additional to those required for the normal operation and control of the turbine, and shall be agreed between supplier and purchaser.

Agreement shall be reached as to responsibility for, and provision of, those required measuring points located at positions outside the contractual scope of supply.

12 Other devices for protection of the turbine and of interfacing systems

12.1 Low-pressure casing and condenser pressurization

The low pressure cylinders and the condenser shall be protected against excessive pressure by safety valves or relief diaphragms of sufficient size to keep the pressure within permitted limits. When a design with limited nominal size is applied (e.g. relief diaphragms for 10 % flow capacity) a high-reliable version of condenser pressure protection shall additionally be applied for fast and safe closing of the turbine inlet valves and the bypass valves (see 11.4).

The chosen solution needs to conform with national regulations.

12.2 Valve casing pressurization

The inlet side of the turbine valve casings shall be protected against excessive pressure by means within the scope of the supplier of the water steam system, for example safety valves or safe opening HP bypass stations. Depending on valve design, avoidance of excessive pressure might not only be important for integrity of the valve casing but also for the reliable closing function of the valve.

Therefore the steam turbine supplier provides the architect engineer with the maximum long-term and short-term allowable pressure values (see Clause 18).

NOTE For non-return valves, refer to 9.6.

13 Vibration

13.1 General

The turbine shall be arranged to permit vibration measurements in service at or adjacent to each main bearing; vibration may be measured on the bearing housing, or relatively between the shaft and bearing housing.

Vibration in the axial direction is normally not measured.

13.2 Vibration measured at the bearing housing

Vibration measurements on bearing housing are recommended to be carried out and evaluated in accordance with:

ISO 20816-1,
ISO 20816-2, or ISO 10816-3.

where limits are given.

13.3 Vibration measured at the shaft

Shaft vibration is usually measured relative to the bearing housing; in all cases, the vibration measurements shall be carried out in accordance with ISO 20816-1, ISO 20816-2 and ISO 7919-3, where limits are given.

14 Noise

14.1 General

It is important to distinguish between two concepts:

- 1) noise emission, which is about the noise power emitted from separate components such as turbines, pumps, motors, etc.;

- 2) noise level, which is the sound pressure at different measurement points and can depend on several components.

The level also depends on the surroundings, such as ceilings and walls, etc.

14.2 Noise emitted by the steam turbine

The noise measurement of the steam turbine shall be performed according to ISO 10494.

14.3 Noise level in the vicinity of the turbine unit

The noise level in the vicinity of the steam turbine unit depends upon many factors such as the noise power generated by the various turbine components, the noise power generated by components of other plant in the station, the relative location of the turbine and the other plant components, and the acoustics of the surrounding area and building, including the amount of sound-attenuating material present.

When all of the above factors are within the turbine supplier's scope, the purchaser may state to the turbine supplier its requirements regarding the permissible noise level in the vicinity of the turbine. When the factors are not all within the turbine supplier's scope, it may be necessary for the purchaser, the turbine supplier, and those responsible for the other factors, to cooperate to meet the purchaser's requirements. Suppliers of other components or plant in the vicinity of the turbine shall themselves be responsible for the noise it produces.

If these requirements are not met by the basic design of plant, they may be achieved by the supply of suitable acoustic screens or enclosures.

15 Tests

15.1 General

All the tests required by this document shall be carried out in accordance with the stated provisions.

Any further tests required by the purchaser, and the extent of any witnessing of the tests by the purchaser or its representative, shall be stated in the purchaser's specification.

15.2 Testing of pressurized components

As part of the quality assurance program, all parts subjected in normal service to a pressure above atmospheric shall be tested according to the supplier's test procedures. Integrity and tightness of the parts can be demonstrated by non-destructive testing.

In the case of the hydrostatic pressure test, the pressure loads shall normally be 50 % in excess of the maximum that could occur at any load in the exposed parts with rated terminal conditions (as defined in 3.3.2).

The hydrostatic leakage test may, by agreement, be omitted where, in service, leakage would not be to atmosphere.

15.3 Performance tests

The extent of any performance tests required shall be stated in the purchaser's specification, together with the extent of the supplier's expected participation.

Thermal acceptance tests shall be carried out in accordance with IEC 60953 (all parts) or other equivalent standard.

Speed and load governing tests shall be carried out in accordance with IEC 61064.

15.4 Test results and data

The supplier shall provide the purchaser with the certificates or reports necessary to confirm that the objectives of all the tests referred to in the contract have been achieved.

16 Delivery and installation

16.1 Transport to site and temporary protection

Before shipping from the works, all turbine components shall be suitably protected against corrosion, stress corrosion and handling damage during transport to site and any storage period before installation. Storage conditions and duration shall be specified and agreed between the purchaser and the supplier.

Where appropriate, the purchaser should define restrictions for transportation, for example the permitted ground loading as well as dimensional and time restrictions on access routes like public roads or railways.

16.2 Erection and commissioning

The erection and commissioning procedures shall be in accordance with recommendations and instructions issued by the supplier either on drawings or by other means (instructions). It is recommended that where erection and commissioning do not form part of the contract, the purchaser should, as a minimum, use the services of the supplier's advisor.

The last phase of commissioning is the trial run. The purpose of the trial run is to prove the functional capability of the equipment. The specification may define in what circumstances malfunction of a significant component will constitute an interruption of the trial run. The purchaser may also give concessions criteria for malfunctions of a very short period, for example simply extending the period of the trial run by the outage time. The purchaser may consider that multiple malfunctions occurring during the trial run are unacceptable and therefore define the circumstances in which concessions will be withdrawn, for example giving the number and duration of malfunctions that may not be exceeded.

The conditions for the successful completion of the trial run should be defined in the specification (see 17.10 c)). These may include fulfilment of minimum performance requirements, fulfilment of legal and safety requirements applicable to the site and obligations to make minor corrections and changes and rectify minor defects, etc. within a specified time. The duration of the successful trial run after commissioning should be agreed between purchaser and supplier.

17 Design information to be supplied by the purchaser

17.1 General

The purchaser will normally provide a detailed specification of its requirements to the supplier. It is recommended that the requirements or other relevant information include at least those listed in 17.2 to 17.13.

17.2 Characteristics of the turbine and its accessories

- a) Rated output (such as net power at coupling, generator output, maximum continuous rating (MCR), maximum capability (VWO), maximum overload capability, most economical continuous rating (ECR), net electrical power) as defined in 3.5 at generator terminals or at the turbine coupling.

- b) Weighting factors for thermal performance guarantee purposes, when required in pursuance of the requirements of 4.2.
- c) Speed of rotation, or system frequency, and operational speed range required.
- d) The total required running hours (lifetime) and operational regime as defined in 3.9, 3.11 and described in 6.1.3.
- e) Details of turbine location and any physical limitations.
- f) Any seismic conditions to be taken into account.
- g) Areas of potentially explosive atmosphere and information on explosive medium and classification according to IEC 60079 (all parts).
- h) Information on available compressed air for pneumatic consumers and on electrical supplies (voltages with range of variation, duration of voltage interruption that should not cause turbine trip, frequencies with range of variations, requirements for terminals).

17.3 Steam and water conditions

- a) Rated steam conditions at the inlet to each set of turbine stop valves at the rated output and maximum steam conditions.
- b) Steam pressure at each exhaust flange of the steam turbine at the rated output.
This includes the pressure at the turbine exhaust flange when the turbine supplier does not supply the condenser. When the turbine supplier also supplies the condenser, the information required is as in 17.4.
- c) For a plant with reheat cycle and with the reheat turbine being arranged for reheating between cylinders, and the reheater is not supplied by the turbine supplier:
 - the cold reheat pressure(s);
 - the pressure drop(s) in the reheater(s), and
 - the set pressure(s) for safety valves on reheat system(s).
- d) If the turbine is provided with an external water separator not supplied by the turbine supplier:
 - the pressure drop of the steam in the water separator;
 - the efficiency of water separation;
 - the destination of the separator drains;
 - the set pressure of the safety valves or other devices if they are not within the turbine supplier's scope.

If a water separator is followed by either single-stage or multi-stage steam/steam reheaters, not supplied by the turbine supplier:

- the source of reheating steam (i.e. throttle and/or turbine extraction port);
- the pressure drop in the reheated steam within the reheater section tube bundle;
- the pressure drop in the reheating steam supply pipe(s);
- the terminal temperature difference of each reheater stage;
- the mass flow of scavenging steam to assume for reheater drainage to avoid sub-cooling within reheater tubes;
- the destination of the reheater drains.

Where appropriate, these parameters shall be defined as a function of steam flow rate.

- e) If water is injected for temperature control of either initial or reheat steam:
 - the source of supply, the rate of flow and the enthalpy of the water.
- f) If make-up water is to be supplied to the condenser for purging and boiler losses:
 - quantity and temperature of the water.
- g) If steam is required to be extracted for heating or other auxiliary purposes:

- the flow rates and pressures required, the destination and enthalpies of the drains, if the extraction pressure is to be controlled, and if such extractions are to be taken into account for the guarantees (see Clause 9).

h) For low pressure steam supplied to a mixed-pressure steam turbine:

- pressure;
- mean temperature (or dryness fraction) and range;
- steam flow rate;
- method of control of steam input;
- maximum power output required with high-pressure steam only.

NOTE The supplier can specify the required minimum high-pressure steam flow.

- i) Availability and conditions of steam from auxiliary sources, for example for gland sealing at start-up.
- j) The chemical characteristics of the steam supply.
- k) For boiler feed pumps driven by steam from the main steam turbine, the purchaser should provide the information necessary for the thermodynamic and mechanical integration of the plant. Where possible, the information should provide details of the variation of these parameters with feedwater rate or turbine output.

NOTE For items c), d), e) and g) above, some information will be exchanged between the purchaser and the supplier, since the final design of equipment not in the supplier's scope will be affected by the pressure distribution in the final turbine design.

17.4 Conditions for condensers and coolers (where this equipment is within the supplier's scope of supply)

- a) Source of supply and quality of cooling medium or heat exchange surface material to be used, and cleanliness factor to be used in the design.
- b) Maximum and minimum temperatures of the cooling medium and the average temperature over the annual period.
- c) Any limitation on quantity of cooling medium available, or on permissible temperature rise.
- d) Maximum and minimum pressures at terminal points of cooling water system and pressure drop between them.
- e) Confirmation of cooling surface reserve for allowance of pipe plugging.

17.5 Information on regenerative feedwater heating

When the regenerative feedwater heating system is not within the turbine supplier's scope of supply, the basis of the arrangement (see 4.2.2) and the relevant details, indicated in items a) to m) below, shall preferably be provided by the purchaser and are subject to agreement between the purchaser and the supplier for one or more specific loads. Typically, a sufficiently detailed diagram of the feedwater heating system should be the thermodynamic input information for the supplier to enable the heat rate guarantees of the complete set to be formulated.

- a) The number of bled-steam feedwater heating stages, and which of them are to be provided:
 - 1) from the main turbine; and
 - 2) from any auxiliary turbine which may be supplied for driving other equipment, such as a boiler feed pump or auxiliary generator or similar plant.
- b) The number and arrangement of individual heat exchanger vessels for each stage of feedwater heating; and whether each vessel is supplied independently from a turbine tapping point, or from a header which supplies steam to all vessels of the same feedwater heating stage.

- c) The position of feed pumps in the feedwater heating cycle, the pressure of the feedwater at the discharge of each pump, and the rise in enthalpy of the feedwater across each pump.
- d) The desired feedwater temperature at the appropriate terminal point, and the permissible deviation from the desired value.

Also, whether the final feedwater temperature can be allowed to vary naturally with turbine load and, if not, the purchaser's requirements in this respect.

- e) The method of cascading heater drains, and at which point or points (if any) the drains are pumped forward into the feedwater system.
- f) The terminal temperature difference for each heater, i.e. the difference between the saturation temperature of the steam in the heater and the temperature of the feedwater leaving the heater.

If there is de-superheating of the bled steam before it is admitted to the saturation zone of the feedwater heater, the complementary feedwater heating in the de-superheater shall be taken into account.

- g) The terminal temperature difference for each drain cooler (other than flash type), whether independent or integral with a bled steam heater, i.e. the difference between the temperature of the heater condensate leaving the drain cooler and the temperature of the feedwater entering the drain cooler.
- h) The rise in enthalpy of the condensate over any heat exchanger(s) in the feedwater system not provided by the supplier.
- i) The pressure drop from each extraction outlet on the turbine to the heater, or the drop in saturation temperature from extraction outlet to heater.
- j) The type and the location in the system of the bled steam evaporator (if provided), the quantity of make-up water required, the blow-down allowances for the evaporator, and the enthalpy of the raw water entering the evaporator.
- k) If the condensate from auxiliary plant is to be dealt with by the feedwater heating system: the quantity and the enthalpy of such condensate, and its point of introduction into the feedwater heating system.
- l) Particulars of any operating condition governed otherwise than by the output of the turbine, for example, deaerator pressure when a minimum value is specified, together with the source and conditions of any alternative steam supply available to satisfy such requirements.
- m) Where steam is supplied for feedwater heating purposes from sources other than the main turbine: the pressure, enthalpy, and flow rate from each source, and the destination of the condensed steam. Similarly, where heat is supplied by media other than steam, the relevant details.

If at tendering stage a sufficiently detailed diagram of the feedwater heating system cannot be provided by the purchaser, the supplier shall state the assumptions on the feedwater system which have been used in the formulation of the heat rate guarantee.

17.6 Applications: installation and mode of operation

- a) Particulars of the driven generator (if not supplied by the turbine supplier):
 - name of manufacturer;
 - complete dimensions of outline, interface, and holding-down arrangements;
 - full statement of relevant characteristics, including all normal or abnormal torques absorbed, and any axial thrust or journal bearing loads to be absorbed by the turbine;
 - requirements for auxiliary services such as lubricating oil and cooling water;
 - if the machine is driven through a gearbox, the speed of the output shaft;
 - any requirements regarding balancing, alignment, provision for expansion, or other matters which can influence satisfactory operation of the assembled unit.

The direction of rotation shall be agreed with the turbine supplier.

- b) The nature of the load to be carried by the turbine, and the expected pattern and mode of operation.
- c) The number, nature, and intensity of disturbances of the electrical system giving rise to abnormal torques. Any data required from the surrounded grid to fulfil the grid requirements shall be provided to the party responsible for shaft train calculation.

The manufacturer of the generator, if not the same as the supplier of the turbine, shall provide to the turbine supplier details of the abnormal torques thereby imposed on the turbine; determination of these abnormal torques may require collaboration between the generator and turbine manufacturers.

- d) The relevant factors affecting the operation of the turbine for example:
 - 1) operational duty (see 6.1.3);
 - 2) adoption of sliding pressure (see 3.10);
 - 3) maximum required rate of load pick-up (see 6.1.3 c));
 - 4) temporary abnormal operating conditions (see 6.3.2); characteristics of the steam generator (see 6.1.5);
 - 5) capacity of turbine by-pass system, if utilized (see 6.1.7).
- e) The relevant factors affecting the economic optimization of the plant. These include the purchaser's evaluation figures to enable optimization of the turbine itself and of its condensing plant to be carried out.
 For fixed initial steam conditions and steam flow rate, output can be increased and heat rate reduced, by judicious selection of various turbine plant parameters, including those relating to the condenser and its cooling water system.
 The purchaser should state the figures it will use in its evaluation for:
 - the benefit to the purchaser from one unit improvement in guaranteed heat rate;
 - the cost to the purchaser of one additional kilowatt of auxiliary electrical power not already allowed for in the heat rate guarantee;
 - the incremental cost to the purchaser of one unit of volumetric flow of cooling water and of make-up water;
 - any other plant characteristics or dimensions which it will take into account.
- f) Proposed control system defining those functions (e.g. starting and synchronizing, loading, shutting down, etc.) which are to be carried out manually from local or remote control positions and those to be carried out automatically).
- g) Installation conditions (see 6.4).
- h) Thermal insulation requirements (see 7.8).
- i) Permissible noise level (see Clause 14).
- j) Additional instrumentation required (see 11.2.3).
- k) Whether low steam inlet pressure unloader or trip (see 11.4.1.2) is required.

17.7 Foundations

If the purchaser is responsible for design of the foundation, it shall supply the turbine supplier at an early stage of order processing with an outline drawing of the foundation based on information provided by the supplier in Clause 8.

17.8 Terminal points

Conditions at terminal points of the steam turbine to be supplied.

17.9 Delivery site conditions

- a) Point of delivery.

- b) Conditions affecting transport and access to site, facilities available on site, and any requirements for extended periods of storage.
- c) Special requirement of painting condition.

17.10 Tests

- a) Extent of performance testing (see 15.3).
- b) Intended participation (witness) during FAT and SIT of automation system.
- c) Conditions for the successful completion of the trial run (see 16.2).

17.11 Automation system

The purchaser shall provide the following information in its specification:

- a) details of operating environment;
- b) details of electrical power supplies available;
- c) outline of control scheme of generating unit or process;
- d) list of control functions required;
- e) interface requirements DCS to TCS (see 11.2.3_Requirements to hardware);
- f) special requirements for tests;
- g) information on manning level;
- h) provisions for cabling between different parts of the I&C system that will be available for use by the supplier (e.g. cable trays), requirements for cables (e.g. preferred types), applicable standards, wire diameters, identification flags, etc., requirements for cabling (e.g. earthing, screening, separation of I&C and power cables, compartmentalisation, sealing, etc.).

17.12 Documentation

- a) Standards to be considered for the documentations on erection, commissioning, operation and maintenance (e.g. IEC 82079-1).
- b) Equipment identification system to be applied for functional, local and product identification of components in technical documents, in software and for labelling.
- c) Units of measurement to be employed in the tender and the contract (e.g. SI-units).

17.13 Quality measures

The purchaser may specify the minimum requirements relating to the quality system of the supplier. For the turbine supplier itself but not necessarily for all of its sub-suppliers, the enquiry may refer to standard series ISO 9000.

A documentation describing the quality measures applied for the scope of supply in summary may be requested.

17.14 Participation in risk assessment

The purchaser may request the participation of the supplier's representative in a risk assessment such as a HAZOP meeting.

18 Design information to be provided by the supplier

18.1 General

The supplier shall provide detailed information of its scope of delivery to the purchaser. It is recommended that at least the items listed in 18.2 to 18.9 be included.

18.2 Piping

For stability of the turbine and for the mechanical design of the terminal points and pipework systems, the forces and moments from the main steam pipes have to be limited. The supplier shall provide adequate information to allow the purchaser to design the pipework systems accordingly (see 7.3 Casings and pedestals).

Similar information may be required in respect of the feedwater piping where the feedwater heaters or similar plant are within the supplier's scope.

For supercritical steam turbines the supplier shall provide information on the mass flow transients in the valve(s) in case of a steam turbine trip and on the mass flow transient when after a partial valve trip the remaining open valve(s) close(s) by trip. This information is needed for the piping design (see 6.3.3).

18.3 Thermal expansion

For the relevant operating conditions, information on the thermal expansion at the terminal points shall be provided.

18.4 Information on regenerative feedwater heating

When the regenerative feedwater heating system is within the turbine supplier's scope of supply, the basis of the arrangement (see 4.2.2) shall be provided by the supplier and is subject to agreement between the purchaser and the supplier for one or more specific loads. Typically, a sufficiently detailed diagram of the feedwater heating system should be the thermodynamic input information for the purchaser to enable the efficiency of the whole water steam cycle to be determined:

- a) number and distribution of feedwater heaters,
- b) valve and piping losses,
- c) pump losses,
- d) feedwater heater terminal temperature differences,
- e) pressure differences between the turbine and the heaters.

18.5 Pipe connections

For all pipe connections to the purchaser's pipework systems, dimensions of the terminal points shall be provided, together with weld preparations and welding recommendations.

18.6 Time schedule

A recommended time schedule for the necessary interchange of technical information and drawings, to integrate the turbine-generator and its associated equipment into the overall plant design.

18.7 Auxiliary media and electrical supply

Requirements for the steam conditions and quantity, for auxiliary steam for such needs as gland sealing and for steam turbine cooling during start-up (if needed).

Requirements for electrical supply, compressed air and cooling water needed for operation of auxiliary systems.

18.8 Turbine foundations

Information on turbine foundations as detailed in Clause 8.

18.9 Instrumentation and control

The supplier shall provide the following information on I&C, for tendering purposes:

- draft of signal exchange list (from and to BOP scope),
- draft of measurement device list,
- draft of electrical consumer list.

The supplier shall provide the following information for order execution:

- cabling requirements (if cabling is excluded from turbine scope of supply);
- signal exchange list (from and to BOP scope);
- commissioning instruction (if commissioning is in scope of purchaser);
- functional specifications for selected scope, in case the purchaser intends to specify some scope of ST automation functions for implementation in DCS (e.g. control of auxiliary equipment);
- ff the supplier is not supplying air conditioning for the automation equipment, its tender should describe the heat emissions from the equipment and other heat sources (e.g. lighting) to enable correct sizing of it.

18.10 Heat emissions

The supplier shall provide information on heat emissions from turbine, valves and auxiliary systems to allow for dimensioning of the heating, ventilation and air conditioning (HVAC) systems.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60045-1:2020

Annex A (informative)

Welding of stationary components of steam turbines

A.1 General

This Annex A is based on existing international standards for the manufacturing of general, welded structures for stationary steam turbines in power stations.

Welding when repairing or reconditioning can be performed according to this Annex A.

Excluded from this Annex A is the welding on rotating components.

For production welds, ISO 11970 may be applied.

Whereas in the following text only ISO International Standards are mentioned, equivalent national standards such as ASME standards or specific manufacturer standards may be agreed between purchaser and supplier.

A.2 Principles for design, qualification and execution of welding

The dimensioning and choice of material is the responsibility of the manufacturer. The following principles shall be considered:

- material-, semi-finished-, welding- and inspection-oriented design;
- materials shall be suitable for welding and the filler material shall be appropriate for the basic materials;
- structural welds shall primarily be located in low loaded areas;
- sufficient distances between structural welds shall be considered, amongst others for testing.

The design department assigns the welds according to their function and their foreseeable risk potential to quality levels according to ISO 5817 and quality requirements according to ISO 3834 (see Table A.1 and Table A.2).

Additional quality requirements may be defined based on the manufacturer's internal specifications.

Considering the extent of quality assurance activities during manufacturing, the design department of the manufacturer also defines the scope of non-destructive examination (NDE).

NOTE 1 Good practice for sufficient distance would be for example 1,5 x outer diameter and 10 x material thickness.

Built-up welds are not covered by these standards, but should be handled accordingly.

Table A.1 – Correlation between function and foreseeable risk potential and manufacturer's quality requirements according to ISO 3834

Components with auxiliary function	Components with eminent function		
	Joining, on which the reliability of the component is not directly affected	Joining, on which the reliability of the component is directly affected	Joining with special load or particular difficult execution, on which the reliability of the component is directly affected and safety of human being is affected.
Reliability and function of the machine are not directly affected			
Quality requirements applicable to the manufacturer according to ISO 3834			
ISO 3834-4	ISO 3834-3	ISO 3834-3 or ISO 3834-2	ISO 3834-2
Weld class			
WC 3	WC 2	WC 2 or WC 1	WC 1

The classification of the weld seems' quality level (ISO 5817) is based on the assessment of structural integrity of the weld seem. The utilization level for the primary load case determines the extent of examination. The internal experience of the manufacturers should be applied to determine the extent of examination.

Table A.2 – Correlation of structural integrity and quality levels

Joined parts with auxiliary function	Joined parts with eminent function		
	(based on the assessment of low cycle fatigue for the weld seems, e.g. according to EN 13445-3, Sec. 18 and ASME Section 8 division 2 (Table 3.F.11) or equivalent standards and/or manufacturer's standards or instructions)		
Reliability and function of the machine are not directly affected	Applied for uncritical areas. Uncritical areas as defined for weld seems showing $D < 0,1$	Standard weld category ($0,1 < D < 0,5$)	For parts subjected to creep, as well as for critical areas ($0,5 < D < 1$) of cyclic loaded components
Quality level according to ISO 5817			
D	D	C	B,C*
*) for steel castings according to ISO 11970 D utilization for fatigue, depending on the statistical basis corresponding to the joint fatigue curves (see for instance EN 13445-3 (Section 18.2.17) or ASME (Section 8, division 2, Table 3.F.11) $D = 0,5$ for $1\ 000 < n_{eq} \leq 10\ 000$ n_{eq} is the number of equivalent full pressure cycles (see EN 13445-3, Sec. 5.4.2).			

For the assessment of beam-welds, ISO 13919-1 is relevant and for laser-beam/arc-hybrid welds, ISO 12932 is relevant.

The representation of welds on drawings should be according to ISO 2553 at minimum. The system A or B shall be determined on the drawing.

Recommendations for weld edge preparation of typical welds are included in ISO 9692 (all parts), and for typical weld joining in ISO 17659. For special welds a different welding design might be applied by supplier. The supplier shall then completely determine the weld joining: type of weld, minimum thickness, welding procedure qualification, etc.

The suitability of filler materials (e.g. the appropriate long time creep resistance) shall be considered.

Related to requirements on qualification of welding procedures (WPQR), the requirements shown in Table A.3 shall be fulfilled.

Table A.3 – Qualification of welding procedures (WPQR) for processes 111, 14, 12, 13, 15, 51 (electron beam welding), 52 (laser welding)

Processes (ISO 4063)	Method of qualification		Weld class		
			WC 1	WC 2	WC 3
111,12,13,14,15	Welding procedure test	ISO 15614 (all parts)	x	x	x
	Pre-production welding test	ISO 15613	x	x	x
	Standard welding procedure	ISO 15612	-	-	x
	Previous welding experience	ISO 15611	-	x*)	x
51,52	Welding procedure test	ISO 15614-11 ISO 15614-14	x	x	x
x permitted - not permitted *) documentation is required					

NOTE 2 Qualification of other procedures can be required in the relevant product standards and/or the specification(s).

The welding should be done on the basis of a welding procedure specification (WPS) according to ISO 15609, which includes detailed information on the specific welding processes. In a manufacturing and inspection plan the important steps of the follow-up of manufacturing, including welding, heat treatment and testing are defined.

The heat-control during welding (ISO 13916) and the post-weld heat treatment shall be done according to the requirements of the manufacturer by considering ISO 17663.

A.3 Welding supervision, welding personnel

The tasks of the welding supervising (coordinating) personnel follow from the corresponding part of ISO 3834 (see Table A.1 for applicable parts of ISO 3834).

In accordance with ISO 14731, the welding coordinator is responsible for the qualification and the assignment of welders and operators (qualification, welder's qualification test certificate and its validity) at the manufacturer's premises according to ISO 14731.

The testing of welders and operators should be carried out according to ISO 9606-1, ISO 9606-2, ISO 9606-3, ISO 9606-4, ISO 9606-5, and ISO 14732.

A.4 Testing

The test method to be used for a singular test or for all tests on welds (destructive and/or non-destructive), the acceptance levels of indications, the deviations from specified values and the extent of tests are the responsibility of the manufacturer and depend on:

- material,
- referenced experience,
- load,
- planned lifetime of the individual weld during operation and
- reliability and safety relevance.

The inspection personnel should be qualified according to ISO 9712 or relevant national standards like ASNT SNT-TC-1A if agreed.

The scope of testing should be defined by the design department. The more experience with a certain welding solution is available, and the more quality assurance efforts are prescribed the less test scope may be required. A 100 % visual test is always mandatory. Scope of other test methods like penetrant testing PT, magnetic particle test MT, radiographic test RT, ultrasonic test UT, leakage and pressure test is subject to supplier's decision.

A.5 Documentation

Scope of quality documentation from the supplier on welding depends on the chosen part of ISO 3834 for quality requirements to the manufacturer (see Table A.1) and is described in ISO 3834-1:2005, Annex A.

Bibliography

- IEC 60300-3-3, *Dependability management – Part 3-3: Application guide – Life cycle costing*
- IEC 60812, *Analysis techniques for system reliability – Procedure for failure mode and effects analysis (FMEA)*
- IEC 61025, *Fault tree analysis (FTA)*
- IEC 61326 (all parts), *Electrical equipment for measurement, control and laboratory use – EMC requirements*
- IEC 61508 (all parts), *Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems*
- IEC 61508-5:2010, *Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems – Part 5: Examples of methods for the determination of safety integrity levels* (see <http://www.iec.ch/functionalsafety>)
- IEC 61511 (all parts), *Functional safety – Safety instrumented systems for the process industry sector*
- IEC 61511-1, *Functional safety – Safety instrumented systems for the process industry sector – Part 1: Framework, definitions, system, hardware and application programming requirements*
- IEC 61511-3:2016, *Functional safety – Safety instrumented systems for the process industry sector – Part 3: Guidance for the determination of the required safety integrity levels*
- IEC 61882, *Hazard and operability studies (HAZOP studies) – Application guide*
- IEC 62381, *Automation systems in the process industry – Factory acceptance test (FAT), site acceptance test (SAT), and site integration test (SIT)*
- IEC 62541 (all parts), *OPC unified architecture*
- IEC 62682, *Management of alarm systems for the process industries*
- ISO/IEC 15408 (all parts), *Information technology – Security techniques – Evaluation criteria for IT security*
- IEC/IEEE 82079-1, *Preparation of instructions for use (instructions for use) of products – Part 1: Principles and general requirements*
- ISO 2553, *Welding and allied processes – Symbolic representation on drawings – Welded joints*
- ISO 3834 (all parts), *Quality requirements for fusion welding of metallic materials*
- ISO 3834-1:2005, *Quality requirements for fusion welding of metallic materials – Part 1: Criteria for the selection of the appropriate level of quality requirements*
- ISO 5817, *Welding – Fusion-welded joints in steel, nickel, titanium and their alloys (beam welding excluded) – Quality levels for imperfections*

ISO 9241 (all parts), *Ergonomics of human-system interaction*

ISO 9606 (all parts), *Qualification testing of welders – Fusion welding*

ISO 9692 (all parts), *Welding and allied processes – Types of joint preparation*

ISO 9712, *Non-destructive testing – Qualification and certification of NDT personnel*

ISO 11970, *Specification and qualification of welding procedures for production welding of steel castings*

ISO 12932, *Welding – Laser-arc hybrid welding of steels, nickel and nickel alloys – Quality levels for imperfections*

ISO 13857, *Safety of machinery – Safety distances to prevent hazard zones being reached by upper and lower limbs*

ISO 13916, *Welding – Measurement of preheating temperature, interpass temperature and preheat maintenance temperature*

ISO 13919-1, *Electron and laser-beam welded joints – Requirements and recommendations on quality levels for imperfections – Part 1: Steel, nickel, titanium and their alloys*

ISO 14731, *Welding coordination – Tasks and responsibilities*

ISO 14732, *Welding personnel – Qualification testing of welding operators and weld setters for mechanized and automatic welding of metallic materials*

ISO 15609, *Specification and qualification of welding procedures for metallic materials – Welding procedure specification*

ISO 15613, *Specification and qualification of welding procedures for metallic materials – Qualification based on pre-production welding test*

ISO 15614 (all parts), *Specification and qualification of welding procedures for metallic materials – Welding procedure test*

ISO 17659, *Welding – Multilingual terms for welded joints with illustrations*

ISO 17663, *Welding – Quality requirements for heat treatment in connection with welding and allied processes*

IEEE C37.102-2006, *IEEE Guide for AC Generator Protection*

ASNT SNT-TC-1A, *Recommended Practice No. SNT-TC-1A: Personnel Qualification and Certification in Nondestructive Testing*

IAPWS TGD5-13 International Association for the Properties of Water and Steam (IAPWS), *Technical Guidance Document: Steam Purity for Turbine Operation*: <http://www.iapws.org/techguide/Purity.html>

VDMA 4315-1, *Turbomachinery and generators – Application of the principles of functional safety – Part 1: Methods for determination of the necessary risk reduction*

VDMA 4315-5, *Turbomachinery and generators – Application of the principles of functional safety – Part 5: Risk assessment steam turbines*

HSE Research Report 703 Societal Risk, *Initial briefing to Societal Risk Technical Advisory Group*, 2009

ANSI B11.TR3, *Risk Assessment and Risk Reduction – A Guide to Estimate, Evaluate and Reduce Risks Associated with Machine Tools*

IGEM IGEM/SR/15, Edition 4, *Section 3 Integrity of safety-related systems in the gas industry*

ASNT SNT-TC-1A, *Personnel Qualification and Certification in Nondestructive Testing*

VDI/VDE 3507, *Acceptance tests of control loops in power plants*

EN 12952-3, *Water-tube boilers and auxiliary installations – Part 3: Design and calculation for pressure parts of the boiler*

EN 13480-3, *Metallic industrial piping – Part 3: Design and calculation*

ASME TDP-1, *Prevention of Water Damage to Steam Turbines Used for Electric Power Generation: Fossil-Fuel Plants*

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60045-1:2020

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60045-1:2020

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	77
INTRODUCTION.....	79
1 Domaine d'application	80
2 Références normatives	80
3 Termes et définitions	81
3.1 Types de turbine	81
3.2 Méthodes d'admission de vapeur vive	83
3.3 Interfaces et conditions terminales	83
3.4 Vitesses	87
3.5 Puissances	87
3.6 Débit et consommation spécifique de vapeur	88
3.7 Consommation spécifique de chaleur	89
3.9 Régimes (ou modes) de fonctionnement	89
3.10 Méthodes de variation de charge	90
3.11 Durée de vie en service	91
3.12 Régulation et protection	91
4 Garanties.....	92
4.1 Généralités	92
4.2 Garanties de performances thermiques.....	92
4.2.1 Codes de performances.....	92
4.2.2 Rendement thermique de la centrale ou consommation spécifique de chaleur ou de vapeur	92
4.2.3 Puissance ou débit de vapeur.....	93
4.2.4 Puissance des auxiliaires de la centrale	93
4.2.5 Tables de vapeur.....	93
4.2.6 Tolérances	93
4.2.7 Vieillesse	93
5 Sécurité des produits.....	94
5.1 Généralités	94
5.2 Appréciation du risque	94
5.2.1 Généralités	94
5.2.2 Limites de l'appréciation	94
5.2.3 Définitions des phénomènes dangereux à prendre en considération	95
5.2.4 Identification des phénomènes dangereux	95
5.2.5 Estimation des risques.....	95
5.3 Réduction des risques	96
5.4 Description des interfaces.....	96
5.5 Documentation.....	97
6 Fonctionnement et entretien	97
6.1 Fonctionnement normal.....	97
6.1.1 Généralités	97
6.1.2 Catégories de démarrage	97
6.1.3 Spécification de collectif de charge.....	97
6.1.4 Temps de démarrage.....	98
6.1.5 Caractéristiques du générateur de vapeur	98
6.1.6 Fonctionnement en charge prévu.....	99

6.1.7	Système de contournement de la turbine	99
6.1.8	Vapeur auxiliaire.....	99
6.2	Limites de variation des paramètres par rapport aux conditions assignées.....	100
6.2.1	Généralités	100
6.2.2	Pression à l'admission	100
6.2.3	Température à l'admission et à la resurchauffe (selon le cas).....	101
6.2.4	Pression/température d'échappement de la turbine.....	103
6.2.5	Vitesse	104
6.3	Fonctionnement anormal.....	104
6.3.1	Cas.....	104
6.3.2	Limitations consécutives au fonctionnement anormal de la turbine	105
6.3.3	Conditions aux limites lors du fonctionnement anormal de la turbine.....	105
6.4	Conditions d'installation	105
6.4.1	En salle/à l'extérieur	105
6.4.2	Conditions sismiques.....	105
6.5	Entretien	105
6.6	Instructions d'exploitation.....	106
7	Composants	106
7.1	Matériaux, construction et conception	106
7.2	Parties soumises à des températures élevées.....	106
7.2.1	Parties sans contrainte	106
7.2.2	Parties sous contraintes	106
7.3	Enveloppes et paliers.....	106
7.4	Rotors.....	107
7.4.1	Équilibrage	107
7.4.2	Vitesses critiques	107
7.4.3	Survitesse	107
7.4.4	Court-circuit et autres couples anormaux.....	108
7.4.5	Ligne d'arbre	108
7.5	Vannes	108
7.6	Coussinets principaux et paliers.....	108
7.7	Étanchéité des cylindres et entre étages.....	109
7.8	Calorifugeage	109
7.9	Soudage	109
8	Massifs et bâtiments.....	109
9	Soutirages, purges et échappements.....	110
9.1	Généralités	110
9.2	Exigences relatives aux paramètres et au débit volumique de la vapeur	111
9.3	Conception des orifices de sortie de vapeur.....	111
9.4	Limites de fourniture	111
9.5	Conditions aux limites pour les garanties	112
9.6	Dispositifs de protection contre le refoulement d'eau et de vapeur	112
9.6.1	Retour d'eau provenant du poste de réchauffage de l'eau d'alimentation ou d'autres systèmes de condensation	112
9.6.2	Prévention du refoulement de la vapeur vers la turbine à vapeur pour éviter la survitesse.....	113
9.6.3	Vapeur non souhaitée depuis le système avant surchauffe	114
10	Systèmes auxiliaires de la turbine	114
10.1	Généralités	114

10.2	Huile de graissage	114
10.3	Fluide de régulation	115
10.4	Système d'étanchéité pour le rotor et les vannes	115
10.5	Purges	116
10.6	Événements	116
10.7	Vireur	116
10.8	Tuyauteries	116
11	Automatisation	117
11.1	Généralités	117
11.2	Exigences générales relatives au système d'automatisation d'une turbine à vapeur	117
11.2.1	Conditions d'environnement	117
11.2.2	Compatibilité électromagnétique	117
11.2.3	Exigences relatives à la conception du matériel et du logiciel	118
11.2.4	Essais relatifs au système d'automatisation d'une turbine à vapeur	119
11.3	Système de commande-contrôle de la turbine (TCS)	120
11.3.1	Généralités	120
11.3.2	Exigences fonctionnelles relatives au système de régulation	120
11.3.3	Ajustement de la vitesse et de la charge	121
11.3.4	Caractéristiques du régulateur	121
11.3.5	Caractéristiques de performance	122
11.3.6	Essai des vannes	122
11.3.7	Installations	122
11.3.8	Fonctions de commande pour les systèmes auxiliaires	123
11.3.9	Fonctions de surveillance et messages d'information	123
11.4	Protection de la turbine à vapeur	124
11.4.1	Exigences fonctionnelles pour la protection	124
11.4.2	Exigences relatives à la conception du système de protection	126
11.5	Instrumentation	126
11.5.1	Généralités	126
11.5.2	Instrumentation standard	127
11.5.3	Instrumentation de surveillance de la turbine	127
11.5.4	Instrumentation additionnelle	128
11.5.5	Points de mesure d'essais	128
12	Autres dispositifs de protection de la turbine et des systèmes d'interface	128
12.1	Surpression du condenseur et des corps basse pression	128
12.2	Surpression des corps de vannes	129
13	Vibrations	129
13.1	Généralités	129
13.2	Vibrations mesurées sur les paliers	129
13.3	Vibrations mesurées sur l'arbre	129
14	Bruit	129
14.1	Généralités	129
14.2	Bruit émis par la turbine à vapeur	129
14.3	Niveau de bruit au voisinage du groupe turbine	130
15	Essais	130
15.1	Généralités	130
15.2	Essais relatifs aux composants sous pression	130

15.3	Essais de performances	130
15.4	Résultats d'essais et données	131
16	Livraison et installation	131
16.1	Transport sur le site et protection temporaire	131
16.2	Montage et mise en service	131
17	Informations de conception à fournir par l'acheteur	131
17.1	Généralités	131
17.2	Caractéristiques de la turbine et de ses auxiliaires	131
17.3	Conditions de vapeur et d'eau	132
17.4	Conditions pour les condenseurs et les refroidisseurs (si ces équipements tombent sous la responsabilité du fournisseur)	133
17.5	Informations sur le réchauffage de l'eau d'alimentation	133
17.6	Applications: installation et mode de fonctionnement	135
17.7	Massif	136
17.8	Points en limite de fourniture	136
17.9	Conditions de livraison sur le site	136
17.10	Essais	136
17.11	Système d'automatisation	136
17.12	Documentation	136
17.13	Dispositions relatives à la qualité	137
17.14	Participation à l'appréciation du risque	137
18	Informations de conception devant être fournies par le fournisseur	137
18.1	Généralités	137
18.2	Tuyauteries	137
18.3	Dilatation thermique	137
18.4	Informations sur le réchauffage de l'eau d'alimentation	137
18.5	Raccordements de tuyauteries	138
18.6	Calendrier	138
18.7	Fluides auxiliaires et alimentation électrique	138
18.8	Massif de la turbine	138
18.9	Instrumentation et contrôle (I&C)	138
18.10	Émissions de chaleur	139
Annexe A (informative)	Soudage des composants fixes des turbines à vapeur	140
A.1	Généralités	140
A.2	Principes de conception, de qualification et d'exécution du soudage	140
A.3	Supervision en soudage, personnel en soudage	142
A.4	Essais	143
A.5	Documentation	143
Bibliographie		144
Figure 1	– Interfaces de turbine à condensation de vapeur	84
Figure 2	– Interfaces de turbine à soutirage de vapeur	85
Figure 3	– Cycle combiné à un arbre avec interfaces de turbine à vapeur à plusieurs enveloppes	85
Tableau 1	– Variations admissibles de la pression assignée	101
Tableau 2	– Variations admissibles de la température pour une température assignée jusqu'à 566 °C	102

Tableau 3 – Variations admissibles de la température pour une température assignée supérieure à 566 °C et jusqu'à 630 °C	103
Tableau 4 – Classes d'environnement.....	117
Tableau 5 – Caractéristiques de statisme et d'insensibilité du régulateur	121
Tableau 6 – Non-linéarité et stabilité.....	122
Tableau A.1 – Corrélation entre les fonctions avec leur potentiel de risque prévisible et les exigences de qualité des fabricants selon l'ISO 3834	141
Tableau A.2 – Corrélation entre intégrité structurale et niveaux de qualité	141
Tableau A.3 – Qualification des modes opératoires de soudage (QMOS) pour le procédé 111, 14, 12, 13, 15, 51 (soudage par faisceau d'électrons), 52 (soudage laser).....	142

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60045-1:2020

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TURBINES A VAPEUR –

Partie 1: Spécifications

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 de la présente Publication de l'IEC peuvent faire l'objet de droits de brevet. L'IEC ne saurait être tenue pour responsable de l'identification de ces droits de propriété en tout ou partie.

La Norme internationale IEC 60045-1 a été établie par le comité d'études 5 de l'IEC: Turbines à vapeur.

Cette deuxième édition annule et remplace la première édition parue en 1991. Cette édition constitue une révision technique.

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

- a) clarification du domaine d'application et des limites d'applicabilité;
- b) mise à jour par rapport à l'état d'avancement de la technologie;
- c) intégration de la sécurité des produits: Article 5;

- d) intégration de l'automatisation, incorporant l'ancienne annexe sur les régulateurs électroniques: Article 11;
- e) ajout de l'Annexe A informative concernant le soudage.

Le texte de cette Norme internationale est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
5/231/FDIS	5/232/RVD

Le rapport de vote indiqué dans le tableau ci-dessus donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de cette Norme internationale.

Ce document a été rédigé selon les Directives ISO/IEC, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série IEC 60045, publiées sous le titre général *Turbines à vapeur*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

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 "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives au document recherché. À cette date, le document sera

- reconduit,
- supprimé,
- remplacé par une édition révisée, ou
- amendé.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60045-1:2020

INTRODUCTION

La première édition de l'IEC 60045 a été publiée en 1931. Des révisions ultérieures ont eu lieu, la dernière datant de 1991. Dans la pratique courante, le présent document a apporté une valeur ajoutée considérable au fil des ans, donnant des recommandations pour les processus d'appel d'offres pour les turbines à vapeur à travers le monde. Des développements intensifs ont abouti à la mise à disposition de turbines de plus grande puissance assignée, ainsi qu'à des avancées considérables dans l'automatisation et la régulation. La nouvelle révision de ce document était donc motivée par la volonté de combler l'écart avec la technologie disponible et le souhait d'élaborer une norme unique valable pour une vaste gamme d'applications industrielles et de service public mettant en œuvre les turbines à vapeur.

Plus précisément, en ce début de 21^e siècle, les sources d'énergies renouvelables sont en train de ravir rapidement des parts du marché de l'électricité et les turbines à vapeur jouent un rôle important dans le changement de systèmes énergétiques:

- Ce sont des éléments essentiels pour les concepts de nouvelles centrales énergétiques tels que les centrales solaires thermiques à concentration (CSP), les centrales géothermiques ou les applications à chaleur et électricité combinées.
- Elles sont destinées à assurer la production d'énergie thermique d'appoint (cycle combiné) à haut rendement pour compenser la volatilité accrue des réseaux électriques.
- Elles permettent d'obtenir des paramètres de vapeur de haut niveau et techniquement viables, qui contribuent à une utilisation plus efficace des sources d'énergie et des installations.

Dans le domaine de l'automatisation et des commandes, l'intégration de normes de sécurité pertinentes s'est avérée nécessaire et un nouvel Article 5 entier lui a été dédié. De même, un nouvel Article 11 a été consacré à l'automatisation elle-même, intégrant les aspects antérieurs de régulations, de commandes, d'instrumentation et de moyens de protection ouvrant ainsi la voie vers la numérisation des centrales énergétiques.

La structure générale du document a été conservée intentionnellement proche de celle de la version antérieure afin de favoriser une application directe du document.

Partout où cela est possible, le présent document prend en compte l'extension au domaine des petites turbines, des développements initialement prévus pour des machines plus grosses, sans impliquer que de telles applications soient toujours nécessaires ou avantageuses.

TURBINES A VAPEUR –

Partie 1: Spécifications

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 60045 est applicable en premier lieu aux turbines à vapeur horizontales pour applications terrestres entraînant des alternateurs de production d'énergie électrique. Certaines de ces dispositions sont applicables aux turbines pour d'autres usages. Les alternateurs, la transmission et les auxiliaires qui sont considérés comme des parties intégrantes du système sont également mentionnés dans le présent document. Le présent document ne fournit pas de spécifications détaillées concernant ces équipements.

Le but de ce document est de rendre un éventuel acheteur conscient des options et des variantes qu'il peut souhaiter envisager et de lui permettre d'exprimer clairement ses exigences techniques auprès des fournisseurs potentiels. Par conséquent, les exigences techniques finales seront conformes à un accord contractuel entre l'acheteur et le fournisseur.

2 Références normatives

Les documents suivants cités dans le texte 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 60034-3, *Machines électriques tournantes – Partie 3: Règles spécifiques pour les alternateurs synchrones entraînés par turbines à vapeur ou par turbines à gaz à combustion*

IEC 60079 (toutes les parties), *Atmosphères explosives*

IEC 60204-1, *Sécurité des machines – Équipement électrique des machines – Partie 1: Exigences générales*

IEC 60953 (toutes les parties), *Règles pour les essais thermiques de réception des turbines à vapeur*

IEC 61000-6-2, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 6-2: Normes génériques – Immunité pour les environnements industriels*

IEC 61000-6-4, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 6-4: Normes génériques – Norme sur l'émission pour les environnements industriels*

IEC 61064, *Essais de réception des systèmes de régulation de vitesse des turbines à vapeur*

ISO 1940, *Vibrations mécaniques – Exigences en matière de qualité dans l'équilibrage des rotors rigides*

ISO 7919-3, *Vibrations mécaniques – Évaluation des vibrations des machines par mesurages sur les arbres tournants – Partie 3: Machines industrielles couplées*

ISO 10494, *Turbines et groupes de turbines — Mesurage du bruit aérien émis — Méthode d'expertise/de contrôle*

ISO 11342, *Vibrations mécaniques – Méthodes et critères pour l'équilibrage mécanique des rotors flexibles*

ISO 10816-3, *Vibrations mécaniques – Évaluation des vibrations des machines par mesurages sur les parties non tournantes – Partie 3: Machines industrielles de puissance nominale supérieure à 15 kW et de vitesse nominale de fonctionnement entre 120 r/min et 15 000 r/min, lorsqu'elles sont mesurées in situ*

ISO 12100:2010, *Sécurité des machines – Principes généraux de conception – Appréciation du risque et réduction du risque*

ISO 13850, *Sécurité des machines – Fonction d'arrêt d'urgence – Principes de conception*

ISO 20816-1, *Vibrations mécaniques – Mesurage et évaluation des vibrations de machines – Partie 1: Lignes directrices générales*

ISO 20816-2, *Vibrations mécaniques – Mesurage et évaluation des vibrations de machines – Partie 2: Turbines à gaz, turbines à vapeur et alternateurs à paliers à film fluide excédant 40 MW pour applications terrestres, avec des vitesses nominales de fonctionnement de 1 500 r/min, 1 800 r/min, 3 000 r/min et 3 600 r/min*

ISO 21940-31, *Vibrations mécaniques – Équilibrage des rotors – Partie 31: Susceptibilité et sensibilité des machines aux balourds*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions suivants 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 <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: disponible à l'adresse <http://www.iso.org/obp>

3.1 Types de turbine

3.1.1

turbine à haute pression

turbine à HP

turbine classée par les fabricants avec haut niveau de pression d'admission de vapeur

3.1.2

turbine à moyenne pression

turbine à MP

turbine classée par les fabricants avec un niveau moyen de pression d'admission de vapeur

3.1.3

turbine à basse pression

turbine à BP

turbine classée par les fabricants avec un bas niveau de pression d'admission de vapeur

3.1.4

turbine à surchauffe

turbine dont la vapeur à l'admission est surchauffée d'une façon significative

3.1.5

turbine à vapeur humide

turbine à vapeur saturée

turbine dont la vapeur à l'admission est saturée ou voisine de la saturation

3.1.6

turbine surcritique

turbine dont la pression de vapeur à l'admission est supérieure à la pression critique de l'eau

Note 1 à l'article: Pour des turbines présentant des paramètres d'admission de vapeur plus élevés, la désignation non normalisée de turbine ultra surcritique est utilisée.

3.1.7

turbine à resurchauffe

turbine dont la vapeur est extraite en cours de détente, resurchauffée (une ou plusieurs fois) puis admise à nouveau dans la turbine

3.1.8

turbine à pressions multiples

turbine prévue avec des admissions séparées pour de la vapeur fournie à deux pressions ou plus

3.1.9

turbine à contre-pression

turbine dont la chaleur résiduelle à l'échappement est habituellement utilisée pour alimenter en chaleur un processus (par exemple, processus industriel, chauffage urbain, système de piégeage de carbone postcombustion et processus de dessalement) et dont l'échappement n'est pas relié directement à un condenseur

Note 1 à l'article: La pression d'échappement sera normalement au-dessus de la pression atmosphérique.

3.1.10

turbine à condensation

turbine dont l'échappement est directement relié à un condenseur

Note 1 à l'article: La pression d'échappement sera normalement au-dessous de la pression atmosphérique.

3.1.11

turbine de chauffage

turbine qui fournit de la chaleur à un processus externe, où sa vapeur d'échappement est reliée à un échangeur de chaleur/condenseur de vapeur dont la pression varie entre négative et surpression

EXEMPLE Chauffage urbain, chauffage et climatisation d'un processus industriel.

3.1.12

turbine à réchauffage

turbine dont une partie de la vapeur est extraite en cours de détente afin de réchauffer l'eau d'alimentation

3.1.13

turbine à extraction

turbine dont une partie de la vapeur est extraite en cours de détente au moyen du dispositif de réglage de pression pour la vapeur extraite

Note 1 à l'article: Le dispositif de réglage est situé à l'intérieur de la voie d'écoulement ou dans un circuit de raccordement entre les sections de la turbine. Le but est d'alimenter un processus industriel.

EXEMPLE Utilisation en cycle de récupération, processus industriel, chauffage urbain, système de piégeage de carbone postcombustion et processus de dessalement.

Note 2 à l'article: La régulation de la pression d'extraction peut être interne, externe ou combinée interne/externe. Pour les extractions contrôlées de l'extérieur, le dispositif de réglage est situé dans le circuit de vapeur d'extraction. Le but est de régler les paramètres de vapeur en aval du dispositif de réglage, c'est-à-dire du côté processus. Dans ce cas, la turbine n'est pas appelée turbine d'extraction.

Note 3 à l'article: Si aucun dispositif de réglage de pression n'est utilisé, ce circuit de vapeur est appelé purge, et la turbine n'est pas appelée turbine d'extraction.

3.1.14

turbine à cycle combiné

ensemble de chaudière, turbine à vapeur et turbine à gaz dans lequel l'échappement de la turbine à gaz contribue normalement à l'apport de chaleur dans le cycle de vapeur

3.1.15

turbine à cycle combiné à un arbre

centrale à cycle combiné dans laquelle la turbine à vapeur et la turbine à gaz entraînent toutes deux le même alternateur

3.1.16

turbine à cycle combiné à plusieurs arbres

centrale à cycle combiné dans laquelle la turbine à vapeur et la turbine à gaz entraînent chacune leur propre alternateur

3.2 Méthodes d'admission de vapeur vive

3.2.1

admission de vapeur par injection totale

admission de vapeur vive dans laquelle toutes les soupapes de réglage fournissent la vapeur uniformément à la couronne d'aubes du premier étage

3.2.2

admission de vapeur par injection partielle

admission de vapeur vive dans laquelle la couronne d'aubes du premier étage est divisée en arcs d'admission distincts, la vapeur étant fournie séparément à chaque arc à travers, normalement, une soupape de réglage; les soupapes de réglage travaillant totalement ou partiellement en séquence

3.3 Interfaces et conditions terminales

3.3.1

interface

emplacement dans lequel des informations doivent être échangées afin de spécifier la turbine à vapeur

Note 1 à l'article: Le présent document spécifie les exigences minimales concernant les échanges de données en ces emplacements; elles doivent être décrites aux conditions terminales. Le présent document ne fournit pas de solutions techniques pour satisfaire ces exigences.

Les interfaces pertinentes sont:

1. Interface de puissance
2. Interfaces d'admission de vapeur
 - 2.1 Admission de vapeur vive (principale)
 - 2.2 Admission de vapeur de resurchauffe
 - 2.3 Autre admission de vapeur secondaire
3. Sorties de vapeur
 - 3.1 Échappement condensation
 - 3.2 Échappement contre-pression
 - 3.3 Purges
 - 3.4 Soutirages contrôlés

4. Systèmes auxiliaires
5. Massif
6. Arbres
7. Environnement (bruit, vibration, charges sismiques, charges dues au vent, charges dues à la neige, température, humidité, poussière et atmosphère explosive)

La Figure 1, la Figure 2 et la Figure 3 illustrent de façon schématique les configurations et interfaces d'une turbine à vapeur. Les lignes d'interface indiquent les limites du domaine d'application du présent document. Les interfaces avec les systèmes auxiliaires et les systèmes de régulation ne sont pas incluses dans cet exemple, mais elles relèvent également du domaine d'application du présent document. Les systèmes et les composants situés à l'extérieur des lignes d'interface doivent être couverts par une ou plusieurs autres normes et les exigences de la ou des différentes normes doivent être satisfaites au niveau des interfaces.

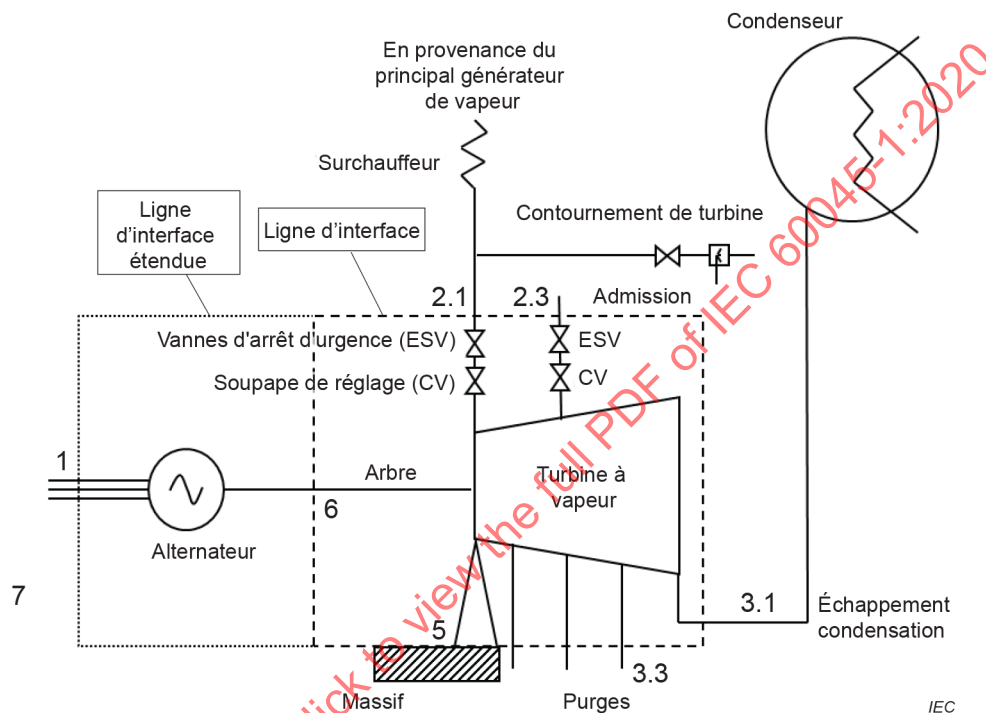


Figure 1 – Interfaces de turbine à condensation de vapeur

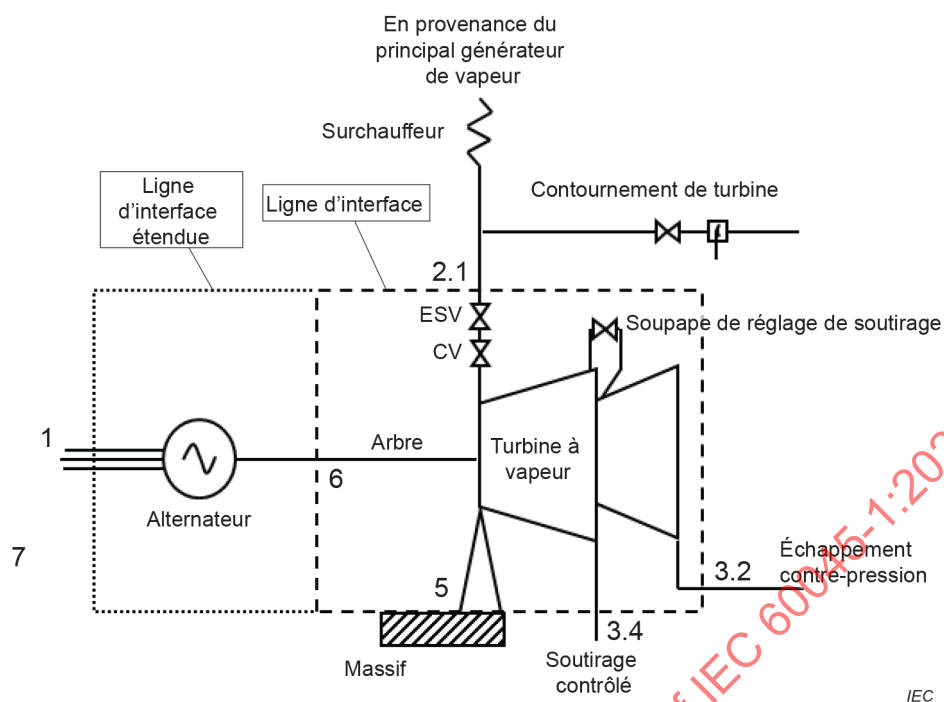


Figure 2 – Interfaces de turbine à soutirage de vapeur

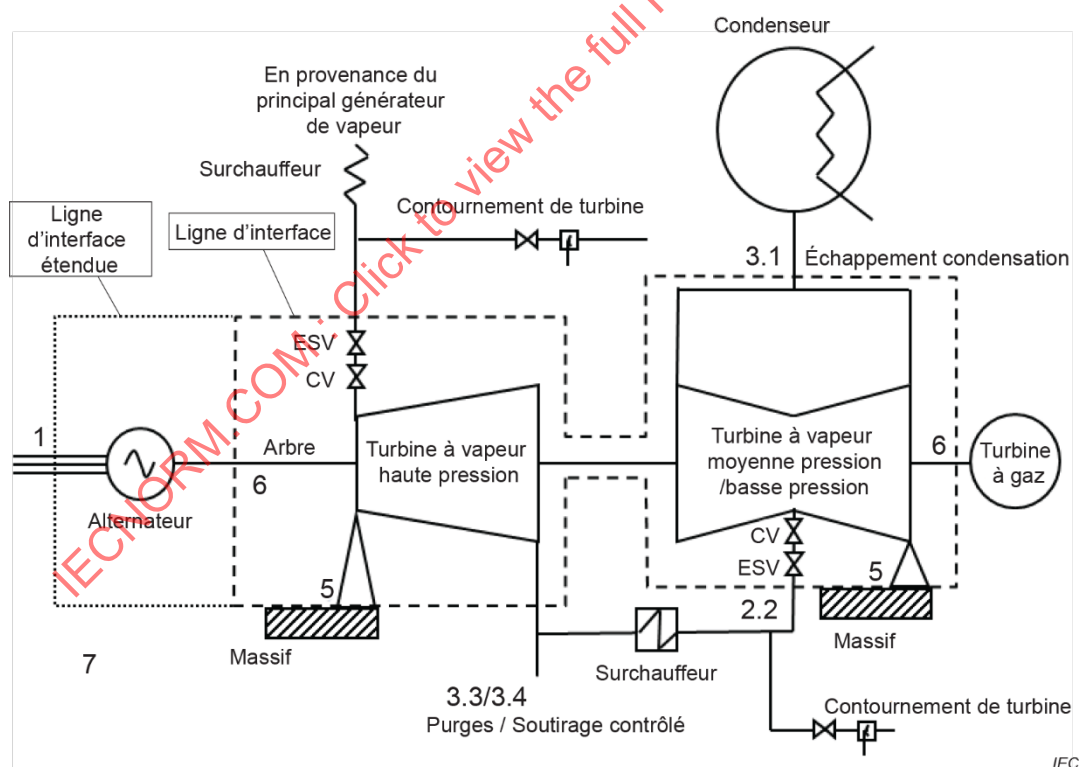


Figure 3 – Cycle combiné à un arbre avec interfaces de turbine à vapeur à plusieurs enveloppes

3.3.2

condition terminale

condition imposée dans la centrale aux limites de fourniture du contrat

Note 1 à l'article: Cela peut comprendre en particulier:

- les conditions de vapeur à l'admission et à la resurchauffe;
- la pression avant resurchauffe;
- la température finale de réchauffage d'eau alimentaire (pour les turbines à réchauffage);
- la pression à l'échappement;
- la puissance;
- la vitesse du rotor;
- les besoins d'extraction.

3.3.2.1

condition terminale spécifiée

condition terminale assignée

condition aux limites de fourniture du contrat de la turbine ou de l'ensemble turbine-alternateur avec lesquelles la puissance spécifiée et/ou la consommation spécifique de chaleur doivent être établies et/ou garanties

Note 1 à l'article: Certains générateurs de vapeur nucléaires fournissent de la vapeur à une pression qui croît quand la charge baisse, mais il faut que la conception de la turbine le permette.

3.3.2.2

condition de vapeur

condition qui définit l'état thermodynamique de la vapeur, normalement la pression (statique) et la température ou le titre en vapeur (ou la qualité)

Note 1 à l'article: Il convient que la pression de vapeur soit toujours exprimée en unités absolues et non en pression relative.

3.3.2.3

condition de vapeur à l'admission

condition de vapeur à l'entrée des vannes d'arrêt principales

Note 1 à l'article: Également appelée vapeur principale ou vapeur vive.

3.3.2.4

condition de vapeur maximale

condition de vapeur la plus élevée dans laquelle la turbine doit fonctionner en continu

3.3.2.5

condition de vapeur de pointe

condition de vapeur la plus élevée susceptible de se produire pendant une durée limitée

Note 1 à l'article: Ces conditions de vapeur peuvent être spécifiées pour tout point de raccordement à la turbine à vapeur. Pour certains emplacements, des valeurs explicites sont données dans le présent document.

Note 2 à l'article: Il convient que les conditions de vapeur les plus élevées n'excèdent pas celles qui sont permises en 6.2, 6.3 et 6.4.

3.3.2.6

condition de vapeur secondaire

condition de vapeur de toute vapeur additionnelle entrant dans la turbine à toute pression inférieure à la pression à l'admission

3.3.2.7

condition de vapeur multiple

ensemble des conditions de vapeur à l'admission et secondaire correspondant à une turbine à pressions multiples

3.3.2.8

condition de vapeur resurchauffée

condition de vapeur à l'entrée des vannes d'arrêt de la vapeur resurchauffée

3.4 Vitesses

3.4.1

vitesse assignée

vitesse à laquelle il est spécifié que la turbine tourne à sa puissance assignée

3.4.2

vitesse maximale continue

plus haute limite de la vitesse de la turbine en fonctionnement en service continu

3.4.3

vitesse de déclenchement par survitesse

vitesse à laquelle le dispositif de déclenchement par survitesse est réglé pour agir

3.4.4

survitesse transitoire

élévation transitoire de la vitesse de la turbine, consécutive à un rejet de charge avec la régulation de vitesse en service

Note 1 à l'article: La survitesse transitoire assignée correspond au rejet de la charge assignée à la vitesse assignée.

3.4.5

vitesse maximale transitoire

vitesse de rotation maximale suivant le lâcher de la capacité maximale, obtenue en déclenchant l'alternateur du réseau électrique (l'alimentation des auxiliaires étant préalablement déconnectée) et le système de régulation de vitesse étant en fonctionnement

3.4.6

survitesse maximale

élévation transitoire de la vitesse de la turbine, consécutive à un rejet de charge avec la régulation de vitesse inopérante et le système de déclenchement opérationnel

Note 1 à l'article: La survitesse maximale assignée correspond au rejet de la charge assignée à la vitesse assignée.

3.5 Puissances

NOTE Toutes ces puissances ou charges se réfèrent au fonctionnement de la turbine aux conditions terminales assignées (sauf définition contraire).

3.5.1

puissance

charge

puissance délivrée par la turbine ou par son alternateur entraîné

Note 1 à l'article: Il convient que la définition indique la position de la mesure et toutes les déductions pour pertes ou entraînement des auxiliaires.

3.5.2

puissance nette à l'accouplement

puissance à l'accouplement de la turbine diminuée de la puissance fournie aux auxiliaires de la turbine s'ils sont entraînés séparément

3.5.3

puissance à l'alternateur

puissance aux bornes de l'alternateur après déduction des puissances de l'éventuelle excitation externe

3.5.4

puissance maximale continue

PMC

puissance assignée

charge assignée

<installation de production d'énergie>

puissance assignée à l'ensemble turbine-alternateur par le fournisseur, à laquelle le groupe peut être utilisé pendant un temps illimité, sans excéder la durée de vie spécifiée, avec des conditions terminales assignées

Note 1 à l'article: Les soupapes de réglage ne seront pas nécessairement ouvertes en grand.

3.5.5

capacité maximale

soupapes grandes ouvertes

SGO

puissance que la turbine peut produire avec les soupapes de réglage ouvertes en grand et les conditions terminales spécifiées

Note 1 à l'article: Pour des turbines à vapeur mises en œuvre dans des centrales à cycle combiné, la capacité maximale est en plus déterminée par une puissance accrue de la (des) turbine(s) à gaz à basse température ambiante ou par une capacité de chauffe supplémentaire du générateur de vapeur à récupération de chaleur (si utilisé).

3.5.6

capacité maximale en surcharge

puissance maximale que l'unité peut produire avec les soupapes grandes ouvertes et avec les conditions terminales de vapeur spécifiées pour la surcharge, par exemple avec le réchauffeur final d'eau d'alimentation contourné ou avec une pression de vapeur à l'admission accrue

3.5.7

puissance continue la plus économique

PCE

puissance à laquelle est atteinte la plus basse consommation spécifique de chaleur ou de vapeur avec les conditions terminales spécifiées

Note 1 à l'article: Cette charge peut également comporter une garantie de consommation spécifique de chaleur.

Note 2 à l'article: Une PCE distincte est habituelle pour des turbines à mode de réglage par pression constante ou par arcs successifs. Dans d'autres applications, la PCE peut être équivalente à la SGO ou à la PMC.

3.5.8

puissance électrique nette

puissance en sortie d'alternateur (après déduction de la puissance d'excitation externe) moins la puissance des auxiliaires électriques

3.6 Débit et consommation spécifique de vapeur

3.6.1

débit de vapeur à l'admission

débit de vapeur aux conditions à l'admission de la turbine, incluant toute vapeur fournie aux tiges de vannes, aux étanchéités ou au piston d'équilibrage ou toute vapeur fournie aux auxiliaires de la centrale comme les turbines d'entraînement des pompes alimentaires de la chaudière, les resurchauffeurs vapeur/vapeur, les éjecteurs, etc.

3.6.2

consommation spécifique de vapeur

rapport du débit de vapeur à l'admission par la puissance fournie

3.7 Consommation spécifique de chaleur

NOTE Voir également l'IEC 60953 où les définitions sont plus détaillées.

3.7.1

consommation spécifique de chaleur

rapport de la chaleur externe introduite dans le cycle à la puissance délivrée

Note 1 à l'article: Ceci est l'inverse du rendement thermique.

3.7.2

consommation spécifique de chaleur garantie

consommation spécifique de chaleur sur laquelle une garantie ou une offre est fondée pour une puissance définie dans les conditions terminales spécifiées et pour le cycle décrit en 17.3 et 17.4

Note 1 à l'article: Toutes hypothèses concernant des débits étrangers, appoints, apport ou extraction de chaleur, doivent être définies. Dans tous les cas, la formule utilisée pour établir la consommation spécifique de chaleur doit être précisée dans le contrat.

3.7.3

consommation spécifique de chaleur entièrement corrigée

consommation spécifique de chaleur qui aurait été réalisée durant les essais si les conditions terminales avaient été celles spécifiées, et si les auxiliaires de centrale hors de la responsabilité du fournisseur avaient eu des performances conformes à leurs garanties

3.8

rendement thermique

inverse de la consommation spécifique de chaleur et, par suite, défini comme le rapport de la puissance délivrée à la chaleur externe introduite dans le cycle

Note 1 à l'article: Si le rendement thermique est garanti, sa définition doit être précisée dans le contrat.

3.9 Régimes (ou modes) de fonctionnement

3.9.1

fonctionnement de base

fonctionnement à la puissance maximale continue (PMC) ou à une forte fraction de celle-ci durant une période prolongée

3.9.2

fonctionnement en deux postes

fonctionnement à PMC ou à une forte fraction de celle-ci durant environ 16 h ou moins sur 24 h par jour, la turbine restant arrêtée le reste du temps

3.9.3

fonctionnement en un poste

fonctionnement à PMC ou à une forte fraction de celle-ci pendant environ 8 h sur 24 h par jour, la turbine restant arrêtée le reste du temps

3.9.4

fonctionnement en cycles de charge

fonctionnement alternant entre fort et faible niveaux de charge sur une base régulière

3.9.5

cycles journaliers

fonctionnement alternant entre fort et faible niveaux de charge ou arrêt sur une base journalière

3.10 Méthodes de variation de charge

3.10.1

fonctionnement à pression constante

fonctionnement dans lequel la pression de vapeur à l'admission est maintenue sensiblement constante et où la charge est réduite en fermant progressivement les soupapes de réglage soit en parallèle (injection totale) soit en série (injection partielle)

3.10.2

fonctionnement à pression glissante

fonctionnement dans lequel la charge est modifiée par variation de la pression de vapeur à l'admission et du débit massique

Note 1 à l'article: Les soupapes de réglage, qui travaillent en parallèle, restent toutes en position grande ouverte; par conséquent, le débit massique à l'admission et la pression sont approximativement proportionnels tandis que le débit volumique reste constant.

3.10.3

fonctionnement en pression glissante modifiée

fonctionnement dans lequel les variations de charge dans la plage de 100 % à environ 90 % de la puissance assignée sont réalisées en faisant agir toutes les soupapes de réglage en parallèle, la pression de vapeur à l'admission restant constante; au-dessous de 90 % de la puissance assignée, les variations de charge, lorsque c'est possible, sont réalisées par variation de la pression à l'admission et du débit massique, tandis que les soupapes de réglage restent au voisinage de la position correspondant à 90 % de la puissance assignée

3.10.4

fonctionnement hybride

fonctionnement d'une machine à injection partielle dans laquelle la charge est réduite par une fermeture séquentielle des soupapes de réglage à une valeur correspondant au nombre minimal autorisé de soupapes grandes ouvertes, la pression de vapeur à l'admission restant constante

Note 1 à l'article: Au-delà, la réduction de charge est réalisée par réduction de la pression de vapeur à l'admission tandis que les soupapes de réglage qui sont ouvertes restent, ou à peu près, à leur position grande ouverte.

3.10.5

soupape de surcharge

SDS

soupape ou série de soupapes pour l'admission de vapeur dans une turbine à vapeur en un emplacement autre que celui d'une soupape de réglage, également appelée soupape d'étage

3.10.6

fonctionnement de soupape de surcharge

fonctionnement de SDS

fonctionnement pour l'admission de vapeur dans la turbine à travers une ou plusieurs soupapes de surcharge (SDS) afin de générer une plus grande puissance

Note 1 à l'article: Celle-ci peut être utilisée pour fournir un profil de réponse primaire ou secondaire à partir du générateur de vapeur. Le profil et les exigences doivent faire l'objet d'une discussion et d'un accord contractuel entre l'acheteur et le fabricant.

3.10.7

réglage par laminage

fonctionnement des soupapes de réglage en parallèle, ou à peu près; cela étant le mode normal de réglage d'une turbine à injection totale en fonctionnement à pression constante

3.10.8

réglage par arcs successifs

fermeture des soupapes de réglage en série; cela étant le mode normal de réglage d'une turbine à injection partielle en fonctionnement à pression constante

3.11 Durée de vie en service

3.11.1

durée de vie

durée de vie de conception

durée pendant laquelle la turbine est destinée à fonctionner avec une maintenance programmée, mais sans remplacement d'un composant majeur, tel qu'un rotor

3.11.2

heure de fonctionnement

HF

nombre d'heures durant lesquelles la vapeur est admise dans la turbine

3.12 Régulation et protection

3.12.1

système de régulation

combinaison de dispositifs et de mécanismes qui convertissent les signaux de régulation en positions de soupapes d'une manière caractéristique

Note 1 à l'article: Cela comprend les capteurs, le système de régulation électronique et tout dispositif de manœuvre de la robinetterie de la vapeur.

Note 2 à l'article: Dans un système de régulation entièrement mécanique, les capteurs et le système de régulation électronique sont remplacés par le régulateur de vitesse, le mécanisme de réglage de vitesse, le dispositif de prise de vitesse (changement de vitesse) et les systèmes de baisse de charge.

3.12.2

condition stable

condition qui a des valeurs moyennes constantes de vitesse et de charge avec des écarts aléatoires limités

3.12.3

statisme

en état stabilisé de vitesse

taux de variation de vitesse stabilisée, exprimée en pourcentage de la vitesse assignée quand la charge d'un groupe isolé passe de la charge assignée à la charge nulle, avec une consigne identique donnée au système de régulation en supposant une insensibilité nulle

3.12.4

statisme instantané

taux de variation relative de la vitesse stabilisée ramenée à la variation relative de puissance correspondante pour une vitesse et une charge stabilisées et en supposant une insensibilité nulle

Note 1 à l'article: C'est la pente de la tangente à la courbe de la vitesse stabilisée en fonction de la charge pour la charge à l'étude.

3.12.5

bande morte de régulation de vitesse

amplitude totale de la variation de vitesse stabilisée, exprimée en pourcentage de la vitesse assignée, dont il ne résulte pas de variation de position des soupapes de réglage

Note 1 à l'article: La bande morte est une mesure de la sensibilité du système.

3.12.6

non-linéarité maximale de charge

déviations maximale de la charge, exprimée en pourcentage de la charge assignée, sur la courbe charge/vitesse par rapport à la ligne droite correspondant au statisme global lorsque le système fonctionne dans des conditions définies d'environnement des équipements de régulation (c'est-à-dire température, humidité) et d'alimentation en puissance (c'est-à-dire tension, pression d'huile)

3.12.7

stabilité à court terme

variation de la charge, exprimée en pourcentage de la charge assignée, demandée pour tout point de consigne et vitesse fixés pendant toute période de 30 min pendant laquelle les conditions ambiantes se trouvent à l'intérieur de l'enveloppe définie

3.12.8

stabilité à long terme

variation de la charge moyenne, exprimée en pourcentage de la charge assignée, demandée pour un point de consigne et une vitesse fixés entre deux périodes de 30 min à un intervalle de 12 mois

Note 1 à l'article: Pour les deux périodes d'essai, il convient que les conditions ambiantes soient à l'intérieur de l'enveloppe définie, mais pas nécessairement étroitement similaires.

4 Garanties

4.1 Généralités

Des garanties de différentes sortes peuvent être exprimées dans le contrat, par exemple sur le rendement, les consommations spécifiques de chaleur (ou de vapeur), la puissance fournie, le débit maximal ou la puissance absorbée par les auxiliaires. Des garanties peuvent être également exigées pour des caractéristiques telles que les fonctions du système de régulation, les niveaux de vibrations, les temps de démarrage, la disponibilité, la fiabilité ou le bruit. Toutes ces garanties, ainsi que leurs dispositions, doivent être définies et exprimées complètement et sans ambiguïté.

4.2 Garanties de performances thermiques

4.2.1 Codes de performances

La série IEC 60953 contient le code de référence et les codes supplémentaires pour l'essai de performance. L'ordre de priorité sera comme suit: (i) Contrat (ii) Code supplémentaire (iii) Code de référence.

4.2.2 Rendement thermique de la centrale ou consommation spécifique de chaleur ou de vapeur

La consommation spécifique de chaleur (ou de vapeur) est donnée dans l'hypothèse que les essais de réception seront en accord avec les dispositions des codes de performances appropriés, y compris la nécessité d'accord sur les procédures de correction. Le contrat doit indiquer le code d'essai de performance qui sera appliqué. Le code de référence de l'IEC 60953 (toutes les parties) doit être appliqué, sauf si d'autres codes d'essais de performance sont spécifiés. La garantie de consommation spécifique de chaleur ou de vapeur ou de rendement de la centrale peut, par exemple, être restreinte à une charge spécifiée ou à leurs valeurs pondérées à une série de charges, en accord avec les termes du contrat.

La valeur garantie est fondée sur les conditions thermodynamiques aux limites. Cette condition doit être spécifiée et convenue entre l'acheteur et le fournisseur. Les conditions thermodynamiques aux limites peuvent être présentées dans un diagramme ou un tableau de bilan thermique.

Lorsque les condenseurs ou les réchauffeurs d'eau d'alimentation ne sont pas inclus dans le contrat du fournisseur de la turbine, l'acheteur doit fournir en même temps que sa spécification, un diagramme du système de réchauffage de l'eau alimentaire avec les informations suffisantes pour permettre de formuler les garanties de consommation spécifique de chaleur de l'ensemble de la centrale. En variante, le fournisseur doit préciser dans son offre, le nombre de réchauffeurs, les pertes dans les vannes, les pertes dans les tuyauteries, les pertes dans les pompes et la distribution des réchauffeurs d'eau d'alimentation, les écarts terminaux de la température des réchauffeurs, et les pertes de pression entre la turbine et les

réchauffeurs qui ont été utilisés dans l'expression de la garantie ainsi que tout autre équipement auxiliaire ayant un effet sur la consommation spécifique de chaleur et non inclus dans le contrat de fourniture de la turbine.

Le fournisseur de la turbine doit avoir la possibilité d'ajuster ses garanties si le système de réchauffage de l'eau alimentaire finalement convenu diffère du système sur lequel était fondée la garantie.

Des démarches similaires doivent être suivies pour les turbines en vapeur humide quand, soit les séparateurs d'humidité, soit les surchauffeurs, soit les deux, ne sont pas compris dans le contrat de la turbine.

Quand les réchauffeurs d'eau d'alimentation sont inclus, les exigences de 18.4 doivent être appliquées.

L'acheteur et le fournisseur doivent trouver une définition claire de la valeur garantie (par exemple, définition de la consommation spécifique de chaleur ou de vapeur ou de la puissance délivrée).

4.2.3 Puissance ou débit de vapeur

La turbine doit faire la preuve qu'elle fournit sa puissance assignée, ou, en variante, qu'elle est capable de fournir son débit de vapeur assigné, lorsque les conditions terminales sont celles spécifiées au contrat. Les essais doivent être réalisés en accord avec les dispositions du code applicable au 4.2.1.

4.2.4 Puissance des auxiliaires de la centrale

Si une garantie est donnée sur la puissance consommée par les auxiliaires de la centrale tournant en permanence, une liste de ces matériels doit avoir été convenue. La consommation de puissance de chacun de ces matériels doit être soit mesurée quand la turbine est à la puissance spécifiée avec les conditions terminales spécifiées, soit être convenue entre l'acheteur et le fournisseur.

4.2.5 Tables de vapeur

Les tables de vapeur ou les formules à utiliser pour les garanties et le calcul des résultats d'essais doivent, de préférence, être fondées sur la formulation industrielle IAPWS-IF97 publiée par l'Association internationale pour les propriétés de l'eau et la vapeur (IAPWS).

Les tables de vapeur ou les formules doivent être convenues entre l'acheteur et le fournisseur et doivent être définies dans le contrat.

Pour la réadaptation de la turbine à vapeur, la table de vapeur doit être convenue entre l'acheteur et le fournisseur conformément à l'IEC 60953-3.

4.2.6 Tolérances

Les tolérances commerciales ne relèvent pas du domaine d'application du présent document.

4.2.7 Vieillessement

Les garanties de performances thermiques sont données pour des équipements neufs et inutilisés. Toute autorisation de prendre en compte les effets sur la consommation spécifique de chaleur entièrement corrigée ou le rendement thermique dus au temps écoulé depuis la première admission de vapeur dans la turbine doit faire l'objet d'un accord préalable entre l'acheteur et le fournisseur, et doit être en accord avec les dispositions de l'IEC 60953 (toutes les parties) ou avec le code supplémentaire.

5 Sécurité des produits

5.1 Généralités

Le présent Article 5 traite des risques de blessures et de mort pour les humains ainsi que des risques pour l'environnement. Les dommages aux équipements n'entraînant pas de risques pour les humains ou pour l'environnement ne sont pas couverts.

L'objectif général de la "sécurité des produits" est d'assurer que les équipements sont conçus et entretenus pendant toute leur durée de vie de sorte à atteindre un niveau approprié de sécurité pour leur usage prévu.

Il convient que la turbine à vapeur et ses systèmes auxiliaires soient conformes aux normes internationales, nationales et locales applicables durant toutes les phases du cycle de vie.

Pour réaliser ces objectifs de sécurité des produits, le processus défini dans l'ISO 12100:2010 doit être appliqué. L'application d'un autre code équivalent peut être convenue entre l'acheteur et le fournisseur.

Il convient que le contenu du présent document n'affecte pas les progrès techniques dans le domaine de la sécurité des turbines à vapeur et qu'il ne soit pas utilisé pour entraver les innovations pouvant conduire à une sécurité accrue.

L'un des aspects de ce processus réside dans la réalisation d'une évaluation globale des risques couvrant l'ensemble du domaine d'application des turbines à vapeur et dans la définition et la validation des atténuations des risques pendant leur durée de vie.

Le niveau exigé d'atténuation des risques doit être fondé sur une appréciation du risque.

L'appréciation du risque du groupe turbine-alternateur complet ne relève pas du champ d'activité du fournisseur de la turbine, mais de celui du fournisseur du groupe turbine-alternateur complet.

La participation de parties à une appréciation du risque, par exemple la méthode HAZOP (*hazard and operability study*), doit être demandée avec la spécification technique. Voir également 17.14.

5.2 Appréciation du risque

5.2.1 Généralités

Les appréciations du risque doivent être effectuées pour déterminer si la turbine à vapeur et son équipement associé dans l'étendue de fourniture peuvent causer des blessures aux personnes ou constituer une menace pour leur vie.

Il convient que le processus d'appréciation du risque traite, au minimum, des questions liées à la sécurité traitées dans l'ISO 12100:2010 et qu'il comprenne l'usage prévu et le mauvais usage raisonnablement prévisible pendant toute la durée de vie de la turbine à vapeur.

5.2.2 Limites de l'appréciation

Les limites de l'appréciation doivent représenter les limites de l'équipement et l'usage prévu définis dans le présent document.

Quand cela est approprié, l'acheteur doit définir les paramètres de performances aux interfaces qui doivent être considérés comme la base de l'appréciation du risque. Les interfaces peuvent être:

- des interfaces mécaniques (par exemple raccordements d'admission de vapeur, raccordements de soutirage, raccordement de condenseur, raccordements de tuyauteries auxiliaires);
- des conditions de processus aux interfaces mécaniques, si elles n'ont pas encore été exigées par un autre article du présent document (par exemple alimentation en vapeur vive, alimentation en vapeur de resurchauffe, conditions avant resurchauffe, alimentation en vapeur des étanchéités, alimentation en air de réglage, alimentation en eau);
- des interfaces électriques (par exemple alimentation électrique);
- des conditions d'installation (par exemple conditions ambiantes, définitions de zones explosives supplémentaires);
- la durée de vie prévue;
- la fonctionnalité prévue définie avec le concept de fonctionnement;
- la fonctionnalité prévue définie avec le concept de contrôles et de maintenance.

5.2.3 Définitions des phénomènes dangereux à prendre en considération

L'ISO 12100:2010, Annexe B, définit des exemples de phénomènes dangereux. L'appréciation du risque doit au moins tenir compte de ces exemples et elle doit en plus tenir compte d'autres phénomènes dangereux possibles pertinents pour ce produit.

5.2.4 Identification des phénomènes dangereux

L'identification des phénomènes dangereux doit être effectuée pour la conception des équipements ainsi que pour les phases du cycle de vie global des équipements.

Les équipements et les systèmes de protection doivent être conçus et fabriqués après analyse approfondie d'éventuels défauts de fonctionnement pour éviter les situations dangereuses dues aux conséquences d'un mauvais usage raisonnablement prévisible.

5.2.5 Estimation des risques

Se référer à l'ISO 12100:2010, 5.5.

Le risque doit être estimé par une méthode appropriée selon la définition fournie par le fournisseur.

NOTE 1 La sécurité est assurée en réduisant le risque à un niveau tolérable. Le risque tolérable est déterminé par la recherche d'un équilibre optimal entre l'idéal de sécurité absolue et les exigences devant être satisfaites par un produit, un processus ou un service et des facteurs tels que les avantages pour l'utilisateur, l'aptitude à l'emploi, la rentabilité et les conventions de la société concernée. Par conséquent, il est nécessaire que le niveau tolérable soit revu de façon continue, notamment lorsque des développements, tant en matière de technologie que de connaissances, peuvent conduire à des améliorations économiquement réalisables pour atteindre le risque minimal compatible avec l'utilisation du produit, du processus ou du service.

NOTE 2 L'IEC 61511-3:2016 décrit des méthodes quantitatives pour l'appréciation du risque. L'IEC 61508-5:2010 décrit des méthodes qualitatives d'appréciation du risque pour la détermination des niveaux d'intégrité de sécurité SIL.

Lorsqu'il existe une exigence concernant la réduction de phénomènes dangereux potentiels jusqu'à un niveau tolérable de risque pour des composants et/ou des équipements non associés à des fonctions instrumentées de sécurité (SIF), il est nécessaire d'utiliser une appréciation quantitative ou qualitative appropriée du risque ou une combinaison des deux méthodes, selon le cas, pour assurer qu'un niveau tolérable de risque est atteint.

NOTE 3 En plus des références données dans la NOTE 2, des recommandations détaillées concernant le processus d'appréciation du risque et quelques-unes des techniques pouvant être utilisées sont données dans l'IEC 60812, l'IEC 61025, l'IEC 61882 et l'ANSI B11.TR3.

Le niveau de risque obtenu doit impliquer que les exigences du présent document sont prises en considération et que les procédures de fonctionnement et d'entretien assurent le maintien des niveaux de risques obtenus.

Pour les appréciations quantitatives du risque associées à la (aux) turbine(s) à vapeur et à la centrale associée; pour des recommandations, voir Rapport de recherche 703 HSE ou VDMA 4315-1 et VDMA 4315-5.

NOTE 4 L'IGE/SR/15, Édition 4, Section 3, fournit des recommandations sur l'exposition à plusieurs phénomènes dangereux en un emplacement.

Pour les appréciations du risque, il convient de veiller à assurer que les paramètres utilisés sont clairement définis de sorte que des avis objectifs puissent être exprimés et que les valeurs utilisées pour chaque paramètre soient dûment étalonnées pour assurer qu'elles sont valables pour l'appréciation en cours.

NOTE 5 L'IEC 61511-3:2016, Article D.3, décrit le processus d'étalonnage dans le cadre d'un graphe de risque et les principes décrits s'appliquent de la même manière à d'autres méthodes qualitatives.

NOTE 6 D'autres recommandations sur les niveaux individuels de risque peuvent être consultées dans le document IGE/SR/15, Édition 4, Section 3.

5.3 Réduction des risques

Les risques identifiés lors de l'appréciation du risque doivent être atténués; les trois niveaux de réduction ou d'atténuation des risques suivants sont appliqués dans l'ordre indiqué:

- élimination du risque par des mesures préventives;
- protection par des mesures de protection passive (par exemple des couvercles de protection) ou des mesures de protection active (par exemple déclenchement d'une protection automatique en cas de dépassement de valeurs limites prédéfinies);
- signalement du risque résiduel à l'opérateur, par le biais d'instructions pour réduire le risque à un niveau tolérable.

Lorsque des mesures de réduction des risques sont prises, il est essentiel de vérifier que les mesures supplémentaires n'introduisent pas des phénomènes dangereux supplémentaires.

Les mesures d'atténuation des risques doivent appliquer la mesure spécifique conforme à l'état de l'art.

Des règlements spécifiques locaux ayant un impact sur l'atténuation des risques doivent être spécifiés par l'acheteur avec la spécification technique lors de l'appel d'offres, par exemple les exigences relatives aux récipients sous pression, les exigences relatives à la protection contre l'explosion, les règlements applicables aux équipements électriques, les règlements applicables aux dispositifs de levage.

Concernant la réduction des risques obtenue grâce à des atténuations par protection active, il est recommandé d'appliquer les règles d'évaluation de la "Sécurité fonctionnelle" conformément à l'IEC 61511:2016 et par introduction des niveaux d'intégrité de sécurité (SIL).

NOTE 1 Par exemple, le graphique de risque étalonné défini pour les turbomachines selon VDMA 4315-5 peut être appliqué.

Un phénomène dangereux potentiel peut être réduit à un niveau tolérable au moyen d'une fonction de commande liée à la sécurité. Dans ce cas, une méthode d'appréciation quantitative ou qualitative du risque doit être appliquée pour définir les exigences de sécurité correspondantes du système de protection (voir 11.4).

NOTE 2 Les distances d'accès aux parties mobiles pouvant conduire à un risque sont définies dans l'ISO 13857.

5.4 Description des interfaces

Les conditions limites de calcul aux interfaces doivent être transmises par le fournisseur avec une documentation appropriée durant la phase d'ingénierie (par exemple actions admissibles sur les conduites, qualité de la vapeur alimentant les étanchéités, qualité de l'air de réglage, charges appliquées aux massifs) (voir Article 18).

En outre, les mesures d'atténuation des risques considérées dans l'appréciation globale du risque avec un facteur de réduction des risques, mais non vérifiées par le fournisseur, doivent être transmises au fournisseur d'interface avec la documentation appropriée. Cela doit être fait durant la phase d'ingénierie (par exemple exigences de fiabilité des systèmes externes pour atteindre un niveau SIL défini), mais cela peut également faire partie du manuel d'exploitation et d'entretien (exigences de contrôle durant la maintenance, essais de fonctionnement pour maintenir un certain niveau SIL). Il est de la responsabilité de l'acheteur de vérifier ces exigences.

5.5 Documentation

L'appréciation du risque doit être documentée. La documentation est conservée par le fournisseur et n'est pas censée être transmise à l'acheteur.

Le fournisseur doit assurer la conservation à long terme de la documentation interne relative à la sécurité du produit. Sauf spécification contraire ou exigence légale, les données doivent être conservées pendant au moins 10 ans.

6 Fonctionnement et entretien

6.1 Fonctionnement normal

6.1.1 Généralités

En fonctionnement normal, les caractéristiques de la turbine doivent être telles que la turbine et la machine entraînée puissent tourner en parallèle avec toutes les machines existantes pourvu que ces dernières puissent déjà fonctionner en parallèle les unes avec les autres et ne possèdent pas de caractéristiques anormales, soit individuellement, soit collectivement.

6.1.2 Catégories de démarrage

Les démarrages des turbines à surchauffe peuvent être classés dans diverses catégories selon les conditions thermiques de la turbine au moment du démarrage. Les vrais critères de décision sont les températures de métal auxquelles se sont refroidis les différents composants (comme l'enveloppe interne HP); mais il est également habituel de classer les démarrages en matière de temps écoulé depuis le fonctionnement précédent; les valeurs qui suivent donnent les corrélations typiques et peuvent être prises à titre indicatif.

Les catégories typiques de démarrage sont:

- a) démarrage aux conditions ambiantes, c'est-à-dire démarrage à une condition très froide après une importante interruption de la turbine à vapeur (températures du métal voisines de la température ambiante);
- b) démarrage à froid, après une période d'arrêt dépassant 72 h (températures du métal, exprimées en °C, inférieures à environ 40 % de leurs valeurs à pleine charge);
- c) démarrage à tiède, après une période d'arrêt comprise entre 10 h et 72 h (températures du métal, exprimées en °C, comprises entre environ 40 % et 80 % de leurs valeurs à pleine charge);
- d) démarrage à chaud, après une période d'arrêt de moins de 10 h (températures du métal, exprimées en °C, au-dessus d'environ 80 % de leurs valeurs à pleine charge);
- e) démarrage très chaud, dans l'heure qui suit le déclenchement (températures du métal à ou voisines de leurs valeurs à pleine charge).

6.1.3 Spécification de collectif de charge

L'acheteur doit spécifier les astreintes suivantes pour lesquelles la turbine doit être conçue:

- a) le nombre de démarrages de chaque catégorie de démarrage en 6.1.2 (par durée de vie en service);

En l'absence d'exigences de l'acheteur à ce sujet, le fournisseur doit préciser le nombre de démarrages de chaque catégorie pour lesquels la turbine est prévue. Pour une conception optimisée, il est important de s'accorder sur un nombre réaliste de démarrages de catégories différentes pendant la durée de vie en service.

- b) le nombre de cycles de grande amplitude de charge (par durée de vie en service);

Un cycle de grande amplitude de charge est caractérisé par une variation significative de la température de la vapeur (habituellement supérieure à 50 K) conduisant à une importante accumulation de contraintes dans les composants de la turbine.

Le nombre de cycles de charge avec une moindre variation de la température de la vapeur doit être également spécifié au cas où une occurrence fréquente d'une variation significative de la température de la vapeur (plus d'une fois par semaine) est attendue.

- c) le taux de variation de charge et de température de vapeur exigé pour chaque classe de cycle de charge significatif, tenant compte de toutes les limitations dans les autres parties de la centrale, tel que le générateur de vapeur.

NOTE Le taux de variation de charge permis, et le caractère significatif d'un cycle de charge, sont en relation avec les caractéristiques du générateur de vapeur (voir 6.1.5) et avec le mode de fonctionnement de la turbine pendant chaque variation de charge (c'est-à-dire réglage par laminage ou réglage par arcs successifs), ainsi qu'avec la conception particulière de la turbine. Les variations rapides de la température de la vapeur dans la turbine (par exemple > 50 K), qui peuvent dépendre de tous ces facteurs pendant les variations de charge, peuvent conduire à des contraintes thermiques élevées indésirables dans certains composants et de là, à une réduction excessive de leur durée de vie.

Outre les cycles de charge importants définis, des variations mineures par rapport aux conditions stables (c'est-à-dire des évolutions de moins de 10 % de PMC) peuvent être acceptées et n'ont pas besoin d'être précisées.

- d) Le collectif de charge exigé doit être spécifié par l'acheteur en ce qui concerne la durée de vie en service de la turbine à vapeur, qui est généralement de 25 ans.

6.1.4 Temps de démarrage

Le fournisseur doit indiquer les temps de démarrage conformes au collectif de charge spécifié; il est possible qu'un collectif de charge élevé doive être compensé par des transitoires de démarrage plus lents.

Le temps de démarrage de la turbine à vapeur est défini à partir de la première admission de vapeur (ouverture des vannes d'admission de vapeur) jusqu'à l'obtention d'une puissance électrique spécifique délivrée par un alternateur. Il n'est souvent pas pratique d'utiliser la puissance nominale de l'alternateur, en raison du délai nécessaire pour la génération de vapeur par la centrale et des conditions ambiantes. Au lieu de postes de contournement de charge du générateur, des positions fermées peuvent être utilisées le cas échéant.

Le temps nécessaire pour obtenir les conditions préalables pour le démarrage, telles que l'obtention de la qualité exigée de la vapeur, l'évacuation du condenseur, et le temps de synchronisation ne sont pas inclus.

Afin de mesurer le temps de démarrage approprié, par exemple pour des garanties, il peut être utile de spécifier différentes conditions de la centrale pour le début et/ou l'achèvement de la période de démarrage qui, dans ce cas, doivent être clairement définies par le fournisseur et acceptées par l'acheteur.

6.1.5 Caractéristiques du générateur de vapeur

L'acheteur doit fournir, de bonne foi, les caractéristiques du générateur de vapeur, y compris les variations des pressions et des températures à l'admission et à la resurchauffe en fonction du débit de vapeur pour toutes les catégories de démarrage, de cycles de charge et de régimes d'arrêt envisagés.

En particulier, l'acheteur doit informer le fournisseur à propos du mode de fonctionnement exigé, qui peut être un mode en pression glissante, un mode en pression constante ou un mode en pression glissante modifiée. Si l'acheteur a des exigences concernant la pression minimale de la chaudière ou la capacité en surcharge de la turbine à vapeur, il est tenu de les spécifier.

Si la température de la vapeur est plus basse à des niveaux de puissance réduits du générateur de vapeur, l'acheteur doit transmettre au fournisseur des informations sur la dépendance de la température de la vapeur vis à vis de la puissance du générateur de vapeur. L'acheteur doit également spécifier la caractéristique temporelle de la température, de la pression et du débit de vapeur de toutes les admissions lors du démarrage (courbes de démarrage du générateur de vapeur) pour chaque catégorie de démarrage. Ces paramètres doivent être spécifiés au point de raccordement du fournisseur. En particulier, il est nécessaire de tenir compte de la perte de chaleur le long des circuits de vapeur principal et de resurchauffer entre la sortie du générateur de vapeur et le point de raccordement du fournisseur.

6.1.6 Fonctionnement en charge prévu

L'acheteur doit spécifier des cas de charge types, par exemple fonctionnement de base, fonctionnement en deux postes, fonctionnement en un poste, fonctionnement en cycles de charge, charge minimale en fonctionnement continu, les cas de surcharge et la durée prévue.

L'acheteur doit spécifier, si nécessaire, toute exigence spécifique concernant le fonctionnement en charge partielle, y compris les paramètres de vapeur et les exigences relatives au débit massique de soutirage.

6.1.7 Système de contournement de la turbine

L'acheteur doit spécifier si un système de contournement de la turbine doit être utilisé et, si c'est le cas, il doit indiquer sa fonction, les conditions de vapeur et les débits pour toutes les conditions de fonctionnement pertinentes, y compris le fonctionnement anormal (6.3) et les conditions avant l'ouverture des soupapes de la turbine.

L'acheteur doit indiquer par quel système de contournement doit être livré.

Pour les turbines à vapeur avec plusieurs niveaux de pression d'admission, l'acheteur doit également indiquer la structure générale du système de contournement, c'est-à-dire le niveau de mise en cascade.

La capacité du système de contournement a une incidence sur le fonctionnement de la turbine à vapeur. Par conséquent, il convient d'indiquer la taille des contournements en pourcentage du débit nominal aux conditions nominales, par exemple un contournement est caractérisé par un débit massique de 50 % à la pression et à la température nominales.

Le fournisseur doit indiquer clairement toute exigence supplémentaire concernant la capacité de contournement ou de régulation de pression par les soupapes de décharge, nécessaires pour satisfaire aux exigences définies de démarrage et de fonctionnement.

Sauf accord différent, la régulation du système de contournement fait partie du bilan de la centrale et ne fait pas partie du champ d'activité du fournisseur.

6.1.8 Vapeur auxiliaire

L'acheteur doit également spécifier les paramètres des vapeurs disponibles en provenance de sources auxiliaires, par exemple pour les étanchéités de la turbine lors du démarrage.

Si la turbine à vapeur est capable de démarrer sans alimentation en vapeur auxiliaire externe, cela doit être également spécifié par l'acheteur. Dans ce cas, le fournisseur doit indiquer les limitations ou les exigences pour exécuter le démarrage en question.

6.2 Limites de variation des paramètres par rapport aux conditions assignées

6.2.1 Généralités

Les limites de variation indiquées dans les paragraphes 6.2.2, 6.2.3, 6.2.4 et 6.2.5 tiennent compte d'un modèle de turbine défini en matière de caractéristiques mécaniques dépendantes de la température et/ou d'effets mécaniques à long terme tels que le fluage.

Les paramètres de vapeur d'admission varient en fonction de la qualité du réglage de la température et de la pression d'un générateur de vapeur. Il peut y avoir des variations plus importantes des conditions d'admission dues à des changements de conditions de fonctionnement ou de chauffe de la chaudière.

La turbine doit être capable d'accepter des variations par rapport aux conditions assignées dans les limites définies en 6.2.2, 6.2.3 et 6.2.4. Ces limites ne sont pas destinées à être utilisées pour une augmentation intentionnelle des points de consigne de température ou de pression au-dessus des valeurs assignées.

NOTE Voir la définition des conditions assignées de vapeur en 3.3.

Afin de satisfaire à des exigences opérationnelles dynamiques élevées stipulées dans de nombreux codes de réseaux, les performances de contrôle exigées peuvent même être plus rigoureuses que celles demandées pour obtenir les variations admissibles telles que décrites dans les Tableau 1, Tableau 2 et Tableau 3.

Alors que les variations admissibles par rapport aux effets mécaniques à long terme sont fondées sur des durées cumulées sur une période de 12 mois de fonctionnement, les performances de contrôle sont déterminées par les écarts positif et négatif maximaux par rapport à un point de consigne durant une période d'essai. Ainsi, des valeurs aberrantes individuelles peuvent réduire les performances de contrôle sans aucun effet mécanique mesurable.

Pour définir la moyenne des valeurs opérationnelles de la turbine à vapeur durant la période de 12 mois, seuls sont pris en considération les intervalles de temps avec admission de vapeur dans la turbine. Il convient d'étudier séparément les variations de température et de pression des vannes d'arrêt encore fermées durant les divers fonctionnements en contournement. Un compteur relevant le temps cumulé du fonctionnement dévié peut être installé par le fournisseur.

En ce qui concerne le contrôle des conditions de vapeur et les valeurs recommandées pour les performances de contrôle réalisables dans divers modes de fonctionnement, se reporter à d'autres normes telles que VDI/VDE 3507:2012-09, EN 12952-3 (EN 13480-3 pour les tuyauteries) ou JIS B 8102.

6.2.2 Pression à l'admission

La pression moyenne à l'admission de la turbine, mesurée pendant 12 mois de fonctionnement, ne doit pas dépasser la pression assignée. En maintenant cette moyenne, la pression ne doit normalement pas dépasser 105 % de la pression assignée. Au-delà, des sauts accidentels n'excédant pas 120 % de la pression assignée sont autorisés, pourvu que la durée cumulée de ces sauts pendant toute période de fonctionnement de 12 mois n'excède pas 12 h (voir Tableau 1).

Tableau 1 – Variations admissibles de la pression assignée

Écart de pression au-dessus de la valeur assignée	Durée admissible d'un événement individuel	Exigences pour une période de 12 mois	Commentaires
> 100 % à 105 %		La valeur moyenne doit être inférieure ou égale à la pression assignée.	Zone pour la variation normale de réglage de pression
> 105 % à 120 %		La somme ne doit pas dépasser 12 h.	Par exemple, les rejets de charge ou les dysfonctionnements dans le générateur de vapeur pouvant entraîner l'ouverture des soupapes de décharge
> 120 %	Non autorisée	Non autorisée	

Une montée de la pression à l'admission permettra normalement à la turbine de fournir une puissance supérieure à sa puissance assignée, à moins qu'une action ne soit menée grâce au système de régulation pour réduire le débit de vapeur. L'alternateur et les équipements électriques associés peuvent être incapables d'accepter une telle puissance additionnelle et des contraintes indésirables peuvent aussi être imposées à la transmission de la turbine; l'acheteur et le fournisseur doivent donc convenir de moyens de protection sensibles à la charge pour limiter la puissance fournie par la turbine dans de telles circonstances.

6.2.3 Température à l'admission et à la resurchauffe (selon le cas)

Pour les températures de vapeur assignées jusqu'à 566 °C inclus, la moyenne des températures de vapeur à toute entrée dans la turbine pour chaque 12 mois de fonctionnement ne doit pas dépasser la température assignée. En maintenant cette moyenne, la température ne doit normalement pas excéder la température assignée de plus de 8 K.

Si, exceptionnellement, la température dépasse la température assignée de plus de 8 K, la valeur instantanée de la température peut varier entre ce chiffre et une valeur de 14 K au-dessus de la température assignée pourvu que la durée totale de fonctionnement entre ces deux limites ne dépasse pas 400 h durant toute période de fonctionnement de 12 mois.

Un fonctionnement entre les limites de 14 K et 28 K au-delà de la température assignée peut être autorisé pour des sauts brefs de 15 min ou moins, pourvu que la durée totale de fonctionnement entre ces deux températures n'excède pas 80 h durant toute période de fonctionnement de 12 mois. En aucun cas, la température ne doit excéder la température assignée de plus de 28 K (voir Tableau 2).

Tableau 2 – Variations admissibles de la température pour une température assignée jusqu'à 566 °C

Écart de température au-dessus de la valeur assignée	Durée admissible d'un événement individuel	Exigences pour une période de 12 mois	Commentaires
> 0 K à 8 K	Non définie	La valeur moyenne doit être inférieure ou égale à la température assignée.	Zone pour le réglage normal de la température Il convient que le point de consigne maximal de température soit toujours maintenu à la température assignée.
> 8 K à 14 K	Non définie	La somme doit être inférieure à 400 h.	Zone pour les excursions occasionnelles de la température, par exemple lors de prises de charge Il convient que le point de consigne maximal de température soit toujours maintenu à la température assignée.
> 14 K à 28 K	Sauts brefs de 15 minutes ou moins	La somme doit être inférieure à 80 h.	Zone pour les excursions accidentelles de la température Il convient que le point de consigne maximal de température soit toujours maintenu à la température assignée.
> 28 K	Non autorisée	Non autorisée	

Pour les températures de vapeur assignées supérieures à 566 °C et jusqu'à 630 °C inclus, la moyenne des températures de vapeur à toute entrée dans la turbine pour chaque 12 mois de fonctionnement ne doit pas dépasser la température assignée. En maintenant cette moyenne, la température ne doit normalement pas excéder la température assignée de plus de 4 K. Si, exceptionnellement, la température dépasse la température assignée de plus de 4 K, la valeur instantanée de la température peut varier entre ce chiffre et une valeur de 10 K au-dessus de la température assignée pourvu que la durée totale de fonctionnement entre ces deux limites ne dépasse pas 400 h durant toute période de fonctionnement de 12 mois. Un fonctionnement entre les limites de 10 K et 24 K au-delà de la température assignée peut être autorisé pour des sauts brefs de 15 min ou moins, pourvu que la durée totale de fonctionnement entre ces deux températures n'excède pas 80 h durant toute période de fonctionnement de 12 mois. En aucun cas, la température ne doit excéder la température assignée de plus de 24 K (voir Tableau 3).

Tableau 3 – Variations admissibles de la température pour une température assignée supérieure à 566 °C et jusqu'à 630 °C

Écart de température au-dessus de la valeur assignée	Durée admissible d'un événement individuel	Exigences pour une période de 12 mois	Commentaires
> 0 K à 4 K	Non définie	La valeur moyenne doit être inférieure ou égale à la température assignée.	Zone pour le réglage normal de la température Il convient que le point de consigne maximal de température soit toujours maintenu à la température assignée.
> 4 K à 10 K	Non définie	La somme doit être inférieure à 400 h.	Zone pour les excursions occasionnelles de la température, par exemple lors de prises de charge Il convient que le point de consigne maximal de température soit toujours maintenu à la température assignée.
> 10 K à 24 K	Sauts brefs de 15 minutes ou moins	La somme doit être inférieure à 80 h.	Zone pour les excursions accidentelles de la température Il convient que le point de consigne maximal de température soit toujours maintenu à la température assignée.
> 24 K	Non autorisée	Non autorisée	

NOTE Les limites basses admissibles peuvent être obtenues en mettant en œuvre des dispositifs de réglage de la température conformes aux règles de l'art, y compris des concepts de régulation avancés ainsi que des organes de commande de grande qualité et de grande précision.

Si de la vapeur est fournie en un point quelconque en limite de fourniture de la turbine à travers deux ou plusieurs conduites parallèles, il convient que la température de la vapeur de l'une de ces conduites ne diffère pas de plus de 17 K de celle de l'une des autres conduites. Toutefois, une différence de température ne dépassant pas 28 K doit être permise lors de fluctuations ne dépassant pas une durée de 15 min pour toute période de 4 h. La température de la vapeur de la conduite la plus chaude ne doit pas dépasser les limites indiquées dans le Tableau 2 ou le Tableau 3.

Pour les températures de vapeur assignées supérieures à 630 °C, les variations admissibles doivent faire l'objet d'un accord entre l'acheteur et le fournisseur.

Pour une turbine alimentée en vapeur saturée ou proche de la saturation, par exemple en provenance d'un réacteur nucléaire ou d'une centrale solaire, ou alimentée en vapeur secondaire basse pression, les limitations imposées aux conditions de vapeur à l'admission doivent faire l'objet d'un accord entre l'acheteur et le fournisseur de la turbine.

6.2.4 Pression/température d'échappement de la turbine

La pression moyenne à l'échappement ne doit pas dépasser la pression spécifiée à l'échappement pendant toute période de fonctionnement de 12 mois. En maintenant cette moyenne, la pression absolue d'échappement ne doit pas dépasser la pression assignée de plus de 10 %. Les limites pour les turbines à contre-pression qui nécessitent une plus grande variabilité de la pression à l'échappement doivent être convenues entre l'acheteur et le fournisseur.

Le fournisseur doit prévoir des combinaisons de pression et de température de fonctionnement, qui peuvent survenir durant des périodes limitées et qui sont indispensables pour la conception des canalisations d'échappement et des éléments de raccordement. De ce fait, la conception peut être optimisée en matière de résistance à la rupture en fluage.

Par ailleurs, l'acheteur doit prévoir des moyens assurant que la pression à l'échappement de la turbine HP avant resurchauffe ne puisse dépasser 125 % de la pression spécifiée en ce point quand la turbine est en fonctionnement à sa charge assignée (uniquement applicable avec un système de contournement en cascade).

Pour maintenir le rapport de pressions et donc les contraintes dans l'aube de la turbine dans une certaine plage, la pression ne doit pas chuter au-dessous d'une limite qui dépend du type et du mode de fonctionnement de la turbine et qui doit être indiquée par le fournisseur.

Pour certaines applications, par exemple les turbines de chauffage, une pression variable à l'échappement doit être autorisée et doit être convenue entre l'acheteur et le fournisseur.

Les turbines à condensation doivent être capables de fonctionner avec toute variation de pression à l'échappement découlant de la plage de températures ou de débits d'eau de refroidissement ou d'air de refroidissement ou, en variante, dans la plage de pression à l'échappement spécifiée. Le fournisseur doit déclarer toutes limitations à ce sujet.

6.2.5 Vitesse

La turbine doit, sauf accord contraire, être capable de fonctionner en charge, sans restriction de durée ou de puissance, entre 98 % et 102 % de la vitesse assignée. Pour les limites de fonctionnement de l'alternateur, se reporter à l'IEC 60034-3.

Le fonctionnement ou le fonctionnement temporaire à des vitesses plus éloignées de la vitesse assignée ne doit pas être autorisé, sauf accord, par exemple pour satisfaire aux exigences d'un code régional de réseau.

6.3 Fonctionnement anormal

6.3.1 Cas

L'acheteur doit fournir une spécification de ses exigences si un fonctionnement est nécessaire dans l'une des catégories suivantes et il doit indiquer les conditions de vapeur aux interfaces de la turbine à vapeur:

- a) une partie de la surface de refroidissement du condenseur est isolée;
- b) certains ou tous les réchauffeurs d'eau d'alimentation sont hors service;
- c) surcharge et comment elle doit être obtenue (par exemple application de chauffage de canalisations dans la chaudière);
- d) fonctionnement avec contournement;
- e) fonction en mode domestique-charge/îlot (la charge doit être spécifiée dans ce cas) et fonctionnement à vitesse maximale sans charge (FSNL – *full speed no load*);
- f) fluctuations significatives de charge en amplitude et/ou en fréquence, y compris rejet de charge, rejet de charge partielle et rejet de charge non détecté (il s'agit d'un rejet de charge de la charge partielle, depuis l'extérieur, sans déclenchement de disjoncteurs);
- g) exigences relatives à la canalisation de retour;
- h) exigences de protection (par exemple déclenchement de la turbine à vapeur selon des critères de la chaudière ou du réacteur nucléaire);
- i) tout autre mode de fonctionnement qui imposerait des conditions inhabituelles.

6.3.2 Limitations consécutives au fonctionnement anormal de la turbine

Le fournisseur doit préciser toutes limitations consécutives au fonctionnement anormal spécifié. Cela peut comprendre, par exemple, les efforts sur les structures ou un ajustement de la puissance fournie, et doit inclure les durées autorisées pour de telles limitations.

Le fournisseur doit mentionner toutes exigences concernant le fonctionnement de la centrale (c'est-à-dire exigence concernant le débit de vapeur de contournement et la variation de charge de la chaudière) pour permettre un fonctionnement anormal spécifié.

6.3.3 Conditions aux limites lors du fonctionnement anormal de la turbine

Le déclenchement de la turbine à vapeur provoque des coups de bélier dans la tuyauterie véhiculant la vapeur. Il s'agit d'un des cas de charge que le concepteur des tuyauteries doit étudier, notamment pour les turbines à vapeur surcritique. Le fournisseur doit donner des informations sur les transitoires de débits massiques dans la ou les vannes en cas de déclenchement d'une turbine à vapeur.

Il se produit également un fonctionnement anormal d'une turbine avec des combinaisons de deux vannes ou plus par plage de détente lorsque l'une des vannes tombe en panne en position fermée. Le débit massique et la vitesse de la vapeur dans les vannes ouvertes restantes et la tuyauterie raccordée augmentent considérablement. Un déclenchement de la turbine à vapeur provoque d'importantes variations de pression.

La tuyauterie véhiculant la vapeur doit être conçue pour ce cas de charge rare avec des charges accrues sur les structures. Le fournisseur doit donner des informations sur les transitoires de débits massiques lorsque la ou les vannes ouvertes restantes se ferment par déclenchement.

6.4 Conditions d'installation

6.4.1 En salle/à l'extérieur

L'acheteur doit spécifier si l'installation est en salle ou à l'extérieur, avec ou sans toiture; il doit également spécifier les conditions dans lesquelles la turbine doit fonctionner y compris les températures maximales et minimales de l'air et de l'eau de refroidissement, l'humidité relative, l'atmosphère explosible et d'autres facteurs associés.

Pour l'installation à l'extérieur, l'acheteur doit spécifier les conditions ambiantes prévues, telles que précipitations, vitesse du vent, charges dues à la neige, conditions de gel, problèmes inhabituels de poussière ou foudre.

6.4.2 Conditions sismiques

L'acheteur doit fournir toutes les données pertinentes concernant les conditions telluriques pour lesquelles la turbine doit être conçue (par exemple conditions sismiques, oscillation de centrale sur barge ou de plate-forme de baignade).

6.5 Entretien

Dans la mesure où les coûts d'entretien représentent une partie importante des coûts du cycle de vie global (voir l'IEC 60300-3-3) il convient que le fournisseur fournisse les informations sur la fréquence prévue et l'étendue de l'entretien pour la centrale.

Lorsque des outillages spéciaux sont exigés pour entretenir le groupe turbine, ils doivent être soit identifiés dans la documentation, soit inclus dans le devis et fournis dans le cadre de la livraison initiale de la machine.

6.6 Instructions d'exploitation

Le fournisseur doit fournir des instructions d'exploitation entièrement pertinentes et sans ambiguïté, qui permettent au matériel qu'il a fourni de fonctionner en toute sécurité (voir Article 5 pour la sécurité des produits). Les instructions doivent comprendre les références à toutes les limitations du fonctionnement de la centrale et peuvent aussi inclure les exigences du fournisseur pour la pureté de la vapeur principale et de la vapeur auxiliaire (voir les exigences dans le Guide technique de l'Association internationale pour les propriétés de l'eau et de la vapeur (IAPWS): Pureté de la vapeur pour le fonctionnement des turbines).

Les instructions doivent refléter les niveaux de conduite de la centrale pour le personnel d'exploitation (opérateurs, etc.) fournis par l'acheteur. Le personnel prévu par poste peut avoir une influence sur la manière dont la turbine et ses systèmes auxiliaires doivent être exploités/contrôlés.

Il convient que le champ d'activité, la date et la méthode de formation du personnel du client soient convenus entre l'acheteur et le fournisseur.

7 Composants

7.1 Matériaux, construction et conception

Sauf accord contraire entre l'acheteur et le fournisseur, le fournisseur doit choisir le matériau pour les parties de la turbine dans les conditions suivantes.

Tous les matériaux, composants et soudures utilisés dans la construction de la machine, et toutes les tuyauteries, montages, adaptations et appareillages auxiliaires doivent, dans la limite du raisonnable, être conformes aux exigences des normes nationales ou internationales appropriées. Les normes doivent être spécifiées dans le contrat. Les matériaux non identifiés dans la norme nationale ou internationale peuvent être acceptés sur la base d'un accord mutuel entre l'acheteur et le fabricant.

7.2 Parties soumises à des températures élevées

7.2.1 Parties sans contrainte

Les matériaux pour les parties non soumises à des contraintes notables à leur température de fonctionnement doivent être choisis de manière à éviter toute détérioration inacceptable des propriétés consécutive à:

- i) une modification de la structure interne ou de la composition; ou
- ii) une réaction entre le matériau et son environnement.

7.2.2 Parties sous contraintes

Les matériaux utilisés pour les parties sous contraintes doivent satisfaire aux conditions définies en 7.2.1. En outre, il convient qu'ils soient choisis en s'appuyant sur des données expérimentales qui assurent que, dans les conditions de contraintes, de température et de durée appliquées aux composants, ces derniers ne présenteront ni fissures ni déformations au-delà des limites admissibles.

7.3 Enveloppes et paliers

Les enveloppes, paliers et supports doivent être conçus pour supporter toute charge en service normal ou de secours, les forces et les moments autorisés provenant des tuyauteries, et les déplacements dus à la température. La conception des enveloppes doit réduire le plus possible les contraintes thermiques en service. Les enveloppes de la turbine doivent être convenablement supportées pour conserver un bon alignement avec les rotors.

Les vérins, anneaux de levage, manilles, tiges de guidage et outillages spécialisés doivent être fournis, si nécessaire, pour faciliter le montage et le démontage.

7.4 Rotors

7.4.1 Équilibrage

Les rotors, quand ils sont complets, doivent être équilibrés dynamiquement. Les méthodes et critères pour l'équilibrage mécanique des rotors flexibles doivent être conformes à l'ISO 11342. Les méthodes et critères pour l'équilibrage mécanique des rotors rigides doivent être conformes à l'ISO 1940.

7.4.2 Vitesses critiques

Les vitesses critiques latérales sont calculées pour l'ensemble des arbres du turboalternateur. Le calcul des vitesses critiques tient compte des paliers d'appui et des caractéristiques du film d'huile.

Dans la plage des vitesses de fonctionnement en production de puissance, il convient que la sensibilité modale de la ligne d'arbre se situe dans la plage de sensibilité modale de A ou B (sensibilité modale très faible ou faible) définie pour les machines de type II, lorsqu'elles sont évaluées conformément à l'ISO 21940-31. Une sensibilité modale plus élevée peut être acceptable si le fournisseur justifie l'acceptabilité par des caractéristiques spécifiques de conception ou une expérience de fonctionnement satisfaisante avec des turbines comparables.

Lorsque l'alternateur entraîné n'est pas fourni par le fabricant de la turbine, un accord doit être trouvé à propos de la partie responsable des vitesses critiques combinées de la turbine et de la machine entraînée.

7.4.3 Survitesse

Un essai en survitesse de chaque rotor de la turbine doit être réalisé dans les ateliers du fabricant. La durée de l'essai de survitesse ne doit pas dépasser 2 min et l'essai ne doit être effectué qu'une seule fois.

Pour les turbines dans lesquelles est appliqué un système précis de déclenchement par survitesse, par exemple des systèmes de protection rapides contre la survitesse et une méthode de calcul de survitesse de grande précision, l'essai de survitesse doit être habituellement effectué à la survitesse maximale calculée susceptible de se produire en cas de défaillance du régulateur de vitesse et si la survitesse maximale était limitée uniquement par l'action du dispositif de déclenchement par survitesse.

Pour les turbines dans lesquelles est appliqué un système moins précis de déclenchement par survitesse, par exemple un système de protection mécanique/hydraulique contre la survitesse et/ou une méthode de calcul de survitesse moins précise, l'essai de survitesse doit habituellement être effectué à une vitesse dépassant la survitesse maximale calculée (par exemple de 2 %) susceptible de se produire en cas de défaillance du régulateur de vitesse et si la survitesse maximale était limitée uniquement par l'action du dispositif de déclenchement par survitesse.

Des raisons techniques spécifiques peuvent également conduire à l'application d'une vitesse d'essai de survitesse supérieure à la survitesse maximale calculée.

Lorsque le point de consigne du déclenchement par survitesse est de 10 % au-dessus de la vitesse, l'essai de survitesse ne doit pas être effectué à plus de 20 % au-dessus de la vitesse assignée.

7.4.4 Court-circuit et autres couples anormaux

Les rotors et leurs accouplements (et les engrenages s'il y en a) doivent être conçus pour résister aux conditions imposées par les courts-circuits de l'alternateur ou d'autres perturbations spécifiées du système électrique.

L'acheteur doit prévoir des dispositifs de protection pour réduire ou éliminer les effets sur le groupe turboalternateur de tout défaut électrique sur le système.

Des exigences, autres que celles des codes régionaux du réseau concernant les défauts électriques, doivent être spécifiées par l'acheteur en même temps que les informations appropriées concernant les propriétés du réseau électrique.

NOTE De telles exigences peuvent être liées à la stabilité du réseau face aux oscillations hyposynchrones (par exemple dans les réseaux avec accouplements à haute tension continue (HTC)). L'acheteur spécifie alors les données d'entrée exigées avec la "spécification technique". Il peut être demandé au fournisseur de la turbine de fournir les informations d'entrée pour permettre à l'opérateur du réseau de créer un modèle de simulation du réseau. Le modèle sera utilisé pour simuler et évaluer l'excitation due aux vibrations de torsion des groupes de production.

7.4.5 Ligne d'arbre

Un accord doit être trouvé entre l'acheteur et le fournisseur de la turbine à vapeur quant à la responsabilité pour la ligne d'arbre, y compris ses caractéristiques mécaniques et en torsion.

Un accord doit être trouvé entre l'acheteur et le fournisseur de la turbine à vapeur quant à la responsabilité pour les massifs de l'ensemble de la ligne d'arbre, y compris son intégrité mécanique et ses caractéristiques vibratoires.

7.5 Vannes

La turbine doit être équipée d'un nombre approprié de soupapes de réglage. Celles-ci doivent être aptes à contrôler toute vapeur externe fournie à la turbine dans toute la plage de vitesse et de puissance. En outre, une ou plusieurs vannes d'arrêt d'urgence appropriées doivent être prévues en série avec ces soupapes de réglage. Chacune des vannes recevant en premier la vapeur doit être pourvue d'un filtre de vapeur placé aussi près que possible en amont de la vanne, sauf si:

- a) la première vanne est du type à clapet battant (dans ce cas le filtre doit être prévu en aval), ou
- b) la resurchauffe est réalisée dans un resurchauffeur vapeur/vapeur, auquel cas le filtre peut être omis.

Les fonctions de contrôle et d'urgence des admissions de vapeur peuvent être combinées au sein d'une même enveloppe en tenant compte des normes de sécurité fonctionnelle.

7.6 Coussinets principaux et paliers

- a) Les paliers doivent être divisés transversalement et avoir des coussinets, des patins ou des coquilles remplaçables.
- b) Les butées doivent être conçues pour résister à des poussées dans toutes les directions axiales. La position axiale du rotor doit pouvoir être ajustée lors de l'entretien pour assurer les jeux axiaux appropriés.
- c) Si cela est possible pour le type de turbine à vapeur, il convient de remplacer tous les coussinets sans démonter aucune enveloppe de la turbine.
- d) Les coussinets et les butées doivent être conçus pour un graissage sous pression et assurer un drainage correct.
- e) Les paliers doivent assurer une protection contre l'entrée d'humidité ou de matières extérieures et contre les fuites du lubrifiant.

- f) Dans certaines applications de turbines, des frottements électrostatiques peuvent avoir lieu. Pour réduire le plus possible les effets, sur les paliers, des courants électriques générés par les frottements électrostatiques, les arbres de la turbine et de la machine entraînée doivent être mis à la terre. Dans le cas où les machines sont fournies par des fournisseurs différents, l'acheteur et le fournisseur doivent convenir de l'emplacement des points de mise à la terre.

Pour les petites turbines industrielles, la mise à la terre n'est généralement pas nécessaire.

NOTE En plus des paliers, d'autres composants, tels que les organes de transmission ou les accouplements peuvent être également endommagés par le courant électrique.

7.7 Étanchéité des cylindres et entre étages

Les étanchéités aux extrémités des rotors et entre étages doivent être en matériaux appropriés pour réduire le plus possible les déformations et dilatations à la température de fonctionnement.

La construction des étanchéités doit être telle qu'elle réduise le plus possible les dommages au rotor dans le cas d'un frottement en fonctionnement.

7.8 Calorifugeage

Lorsque cela est spécifié, la turbine doit être calorifugée. L'acheteur doit préciser la température exigée pour la surface externe du matériau calorifugé (ne devant normalement pas dépasser la température ambiante de plus de 40 K, mais en accord avec les normes nationales). Le calorifuge doit être conçu de manière à faciliter l'entretien de la turbine.

L'acheteur doit préciser toutes limitations concernant les matériaux calorifuges.

7.9 Soudage

Le soudage est un processus ayant une très grande influence sur la qualité de fabrication d'une turbine à vapeur. De nombreuses normes définissant l'état de l'art en matière de soudage sont disponibles. Il convient que le concept de qualité pour le soudage fasse partie intégrante du contrat (voir Article 18).

L'Annexe A (informative) est fondée sur les normes internationales relatives au soudage des composants de turbines à vapeur. Elle décrit les calculs, les modes opératoires et les essais appropriés devant être exécutés pour diverses soudures au niveau des composants en fonction des exigences de fiabilité.

8 Massifs et bâtiments

Le fournisseur de la turbine doit fournir à l'acheteur toutes les informations nécessaires (charges statiques et dynamiques, plans généraux, détails des appuis, forces et moments, déformations admissibles des massifs, dilatations thermiques, etc.) à l'interface entre la responsabilité de conception du fabricant et celle de l'acheteur ou du concepteur des massifs afin de permettre la conception et la construction de la totalité du système de support. L'acheteur est responsable de l'identification du code de construction préconisé et de toutes études pertinentes spécifiques au site destinées à déterminer les paramètres du site, tels que les accélérations spectrales à court et long termes, les conditions du sol, ou les variations de facteurs d'importance. Si aucune information supplémentaire n'est fournie ni aucune préférence mentionnée, le fabricant doit prendre pour hypothèse que le code de construction de la région concernée, reconnu nationalement, constitue la base du calcul.

L'acheteur et le fournisseur de la turbine à vapeur doivent décider conjointement si et par qui un calcul du circuit amorti de la transmission de la turbine et de ses massifs doit être effectué en parallèle. Ce calcul indiquerait que le niveau de vibration prévu est conforme à l'ISO 20816-1 et à l'ISO 20816-2 et à l'ISO 10816-3.

Les détails des charges transmises à la turbine, qu'elle soit ou non en service, y compris toutes les forces et tous les moments des tuyauteries, doivent être convenus avec le fournisseur de la turbine.

Sauf accord contraire, l'acheteur doit fournir tous les documents exigés pour la conception des massifs (voir 17.6). Le fournisseur doit pouvoir apporter ses commentaires dès le stade de la conception.

Un espace suffisant et les ouvertures nécessaires dans les massifs et bâtiments doivent être prévus pour l'installation des équipements. Des ouvertures convenables doivent être prévues pour l'introduction des équipements. L'acheteur doit prévoir un espace suffisant autour des équipements pour les besoins de service, y compris la place pour sortir les rotors et déposer les demi-parties supérieures des enveloppes de la turbine.

Les plaques de montage ou autres dispositifs, ainsi que leur conception pour le raccordement entre les composants de la turbine et le massif ou la structure bâtie sont placés sous la responsabilité du fournisseur.

Lorsqu'un équipement auxiliaire connecté à la turbine (par exemple les séparateurs d'humidité et resurchauffeurs) est monté sur un massif séparé fourni par quelqu'un d'autre, le fournisseur de la turbine doit spécifier les valeurs permises des mouvements relatifs avec le massif de la turbine.

9 Soutirages, purges et échappements

9.1 Généralités

La vapeur peut sortir de la turbine à vapeur pour plusieurs raisons. Il est indispensable que la totalité de la vapeur sorte de la turbine à travers un plusieurs orifices d'échappement à l'extrémité de chaque enveloppe pour se diriger vers la section de la resurchauffe de la chaudière, pour passer d'une enveloppe à une autre, ou pour se diriger vers le condenseur. En cas de turbine à contre-pression, il y a un consommateur de vapeur, par exemple une unité de dessalement. Parfois, une partie de la vapeur sort de la turbine à vapeur en différents endroits, à travers des orifices de soutirage. En cas de soutirage de vapeur non contrôlé, les orifices sont appelés orifices de purge. Sinon, ils sont appelés soutirages contrôlés. La vapeur de soutirage est utilisée pour des applications telles que:

- réchauffage d'eau d'alimentation;
- turbines à pompe à eau d'alimentation de chaudière;
- processus industriel;
- chauffage urbain;
- piégeage de carbone;
- étanchéités;
- etc.

En cas de soutirage de vapeur à plusieurs étages, comme pour le réchauffage de l'eau d'alimentation ou le chauffage urbain, l'acheteur et le fournisseur doivent optimiser les niveaux de pression des différents soutirages ou des différentes purges afin d'optimiser les performances globales du cycle de la centrale. Pour la même raison, la pression, la température, le débit massique et le nombre d'étages de soutirage doivent faire l'objet d'un accord mutuel entre l'acheteur et le fournisseur. Un soutirage non optimal de grandes quantités de vapeur peut avoir un impact sérieux sur l'économie globale de l'application.

9.2 Exigences relatives aux paramètres et au débit volumique de la vapeur

Selon l'application, les niveaux de pression et les débits volumiques exigés aux orifices d'extraction peuvent être très différents. Les débits volumiques et les débits massiques minimaux et maximaux doivent être convenus entre l'acheteur et le fournisseur.

NOTE Le niveau de pression le plus élevé est observé pour une application de resurchauffe avec réchauffage d'eau d'alimentation, qui nécessite un orifice de soutirage au-dessus du niveau de pression du resurchauffeur. Les débits volumiques les plus élevés sont généralement observés à des niveaux de pression plus faibles, par exemple pour le chauffage urbain. Afin de soutirer efficacement la vapeur, la turbine détient plusieurs orifices de soutirage en différents endroits, y compris un ou plusieurs orifices au-dessus de la pression de resurchauffe. Selon la règle du cône de Stodola, la pression au niveau d'un orifice donné dépend du débit massique et/ou de la contre-pression de l'enveloppe de la turbine.

Dans des cas spécifiques, la régulation de la pression de soutirage par laminage interne et/ou externe peut être nécessaire. Un dysfonctionnement de l'élément de laminage peut engendrer une pression de soutirage élevée. La protection contre la surpression peut être assurée par une soupape de sécurité dans le système de soutirage (champ d'activité de l'acheteur) ou par un système électronique de protection contre la surpression (voir 11.4 – champ d'activité du fournisseur). L'acheteur doit informer le fournisseur en lui fournissant la spécification technique concernant la conception prévue du principe de protection.

9.3 Conception des orifices de sortie de vapeur

La section de soutirage comprend habituellement une ou plusieurs fentes situées dans la limite extérieure du trajet de la vapeur et à travers lesquelles la vapeur sort du trajet de la vapeur entre les étages. Les fentes aboutissent dans une chambre de soutirage où la vapeur est collectée et dirigée vers un ou plusieurs orifices à travers lesquels la vapeur de soutirage sort enfin de la turbine. À l'extrémité d'une enveloppe, toute la vapeur quitte le trajet de vapeur à travers une section de sortie adéquate et des orifices d'échappement de l'enveloppe.

La conception doit assurer un soutirage efficace de la vapeur. À chaque point du soutirage, la vitesse de la vapeur doit être raisonnable afin de réduire le bruit et les pertes de pression. En cas de vapeur humide, l'impact dû à l'érosion doit être pris en compte.

9.4 Limites de fourniture

En tout point où la vapeur sort de la turbine, les limites de fourniture doivent être clairement définies entre l'acheteur et le fournisseur. Sauf spécification contraire, les limites de fourniture sont les brides de la turbine. Si la vapeur change juste d'enveloppe (par exemple d'enveloppe MP à BP), la tuyauterie de raccordement se situe en général dans les limites de fourniture.

Les moyens de réglage de la pression interne de la vapeur soutirée, situés dans le trajet d'écoulement ou entre des sections de la turbine, font généralement partie du champ d'activité du fournisseur de la turbine à vapeur. Normalement, les moyens de réglage de la pression externe dans les tuyauteries de soutirage ne relèvent pas du champ d'activité du fournisseur de la turbine à vapeur.

Il est préférable que les clapets de non-retour et les vannes de purge pour les connexions de purge en amont des clapets de non-retour fassent partie du champ d'activité du fournisseur de la turbine s'ils sont nécessaires pour faire fonctionner la turbine en toute sécurité. Ils sont normalement fournis sous forme de livraison en vrac. C'est généralement le cas pour les manchettes de soutirage et les échappements (par exemple échappement HP) à des niveaux de pression plus élevés. Il est nécessaire d'éviter les survitesses inadmissibles dues au refoulement de la vapeur dans la turbine en cas d'incident de perte de charge ou de déclenchement de la turbine. Une attention particulière est requise si la turbine est raccordée à des collecteurs de vapeur. Le fournisseur est chargé d'évaluer le nombre et le type des clapets de non-retour devant être placés dans les différentes tuyauteries de soutirage (voir également 9.6).

Il peut être possible d'omettre les clapets de non-retour au niveau de certains orifices de soutirage à basse pression, à condition que la quantité de vapeur susceptible d'être refoulée vers la turbine ait été évaluée et que l'effet résultant sur la survitesse soit acceptable.

Les tuyauteries de raccordement entre les turbines et d'autres composants tels que les tuyauteries de resurchauffe, les préchauffeurs et le col de condenseur ne font en général pas partie du champ d'activité du fournisseur de la turbine.

9.5 Conditions aux limites pour les garanties

L'acheteur et le fournisseur doivent convenir clairement des conditions aux limites pour les garanties (voir 4.2.2). En cas de points de soutirage, les conditions pertinentes sont les paramètres de vapeur (pression, température et enthalpie) et le débit aux limites de fourniture. L'utilisation d'un système d'injection d'eau d'alimentation peut s'avérer nécessaire pour fournir la vapeur avec les paramètres appropriés.

Le retour de condensat ou la compensation par eau d'appoint doit être clairement défini(e) en matière de paramètres (pression et enthalpie) et de point de refoulement dans le cycle de vapeur d'eau.

Si les consommateurs de vapeur font partie de l'étendue de fourniture, leur performance et leur consommation doivent être incluses dans la garantie, sauf accord contraire.

9.6 Dispositifs de protection contre le refoulement d'eau et de vapeur

9.6.1 Retour d'eau provenant du poste de réchauffage de l'eau d'alimentation ou d'autres systèmes de condensation

Dans la turbine, la protection contre l'entrée d'eau provenant des systèmes de réchauffage doit être spécifiée par le fournisseur à l'acheteur du poste de réchauffage. Les caractéristiques essentielles de cette protection doivent comprendre au moins:

- a) Chaque circuit de vapeur soutirée de la turbine doit être disposé de sorte que la totalité de la surface du réchauffeur soit inondée avant que l'eau ne puisse aller vers la turbine. Il est préférable que le réchauffeur soit placé plus bas que la turbine. Si le réchauffeur ne peut pas être placé plus bas que la turbine, il est recommandé de prévoir un moyen utilisant des dispositifs d'arrêt par contrôle de niveau pour empêcher le refoulement de l'eau du réchauffeur vers la turbine.
- b) Pour chaque réchauffeur d'eau d'alimentation, il doit exister au moins deux moyens indépendants de prévenir automatiquement le retour d'eau vers la turbine en provenance du système d'extraction. Le système doit être conçu pour qu'un incident unique ne puisse conduire à une entrée d'eau dans la turbine.

En général, ces moyens indépendants peuvent être une combinaison des moyens suivants:

- 2) et soit 1 i) ou 1) ii),
- ou bien 3) et soit 1 i) ou 1) ii),
- ou bien 2) et 3).

1 i) disposition d'un purgeage gravitaire du réchauffeur avec un joint manométrique ouvert, ou

1 ii) disposition d'une seconde voie automatique et de grande capacité de purgeage à partir du réchauffeur.

NOTE 1 i) est préféré à 1 ii) si les conditions en permettent l'utilisation.

- 2) Disposition de vannes d'isolement automatiques sur le circuit de vapeur soutirée entre la turbine et le réchauffeur d'eau d'alimentation et dans la ligne de purges en cascade vers le réchauffeur.

- 3) Disposition de vannes d'isolement automatiques pour toutes les sources d'eau d'alimentation au réchauffeur. Cela nécessite normalement un contournement automatique du réchauffeur.

Il convient que le temps de réponse de chacune des vannes d'isolement automatique exigées en 2) et 3) ci-dessus, depuis la réception du signal de fermeture jusqu'à la position entièrement fermée, soit tel que, pour un débit d'eau s'écoulant dans le corps égal à la plus grande des valeurs:

- le débit d'eau provenant de la rupture de deux tubes du réchauffeur (4 extrémités de tube ouvertes), ou
- 10 % du débit d'eau circulant dans le réchauffeur à la PMC, il convient que la vanne soit fermée avant que l'eau n'ait rempli le volume disponible entre le niveau haut de l'alarme (ayant provoqué la fermeture de la vanne) et la vanne d'isolement automatique.

Les points 1 ii), 2) et 3) doivent être normalement initiés par les capteurs de niveau haut dans le corps du réchauffeur, avec des précautions convenables pour assurer un fonctionnement fiable.

- c) Lorsque plus d'une file de réchauffeurs est alimentée à partir d'une seule tuyauterie de vapeur alors, soit chaque réchauffeur doit avoir ses propres vannes, soit, si les vannes sont sur la tuyauterie commune, l'eau provenant d'un réchauffeur inondé doit se diriger vers le réchauffeur associé et l'inonder complètement avant qu'il ne soit possible que cette eau s'écoule, par la tuyauterie de vapeur commune, vers la turbine.
- d) Chaque réchauffeur doit être équipé de contacteurs redondants de détection de niveau haut de l'eau ou de transducteurs analogiques, et disposés, chacun, pour permettre des essais de bon fonctionnement alors que la centrale est en service. Le dépassement d'une valeur maximale admissible doit provoquer l'actionnement des dispositifs de protection.

9.6.2 Prévention du refoulement de la vapeur vers la turbine à vapeur pour éviter la survitesse

Il convient que des clapets de non-retour ou des vannes d'arrêt d'urgence, normalement prévus sur la plupart des tuyauteries de soutirage pour limiter les élévations de vitesse après rejet de la charge et après déclenchement de la turbine, soient situés aussi près que possible des points de soutirage sur la turbine. Le volume de vapeur maximal admissible dans la tuyauterie de soutirage entre la turbine et le clapet de non-retour doit être spécifié par le fournisseur (voir également 9.4).

Le nombre et le type de clapets de non-retour devant être placés dans les tuyauteries de vapeur soutirée de la turbine seront fondés sur les calculs de survitesse. Il peut être possible de supprimer les clapets de non-retour de certaines tuyauteries de soutirage, à condition que la quantité de vapeur susceptible d'être refoulée vers la turbine ait été évaluée et que l'effet résultant sur la survitesse soit acceptable.

Les vannes d'arrêt d'urgence et les vannes d'isolement, lorsqu'elles sont utilisées, doivent être disposées de manière à pouvoir être soumises à essai (par fermeture) alors que la centrale est en fonctionnement.

Les clapets de non-retour de type battant librement et les clapets de non-retour de type battant librement avec commande de mouvement assistée doivent être disposés de manière à pouvoir vérifier leur libre mouvement alors que la centrale est en mouvement (au moins la position de l'organe de commande assistée). Pour cela, il est exigé que le clapet de non-retour ou son actionneur soit équipé d'un indicateur de position local ou distant. Si l'analyse des risques démontre que le contrôle du libre mouvement effectué uniquement à l'arrêt (par exemple pendant la révision de la centrale) est suffisant, un contrôle en cours de fonctionnement n'est pas exigé. Dans ce cas, l'indication de position n'est pas obligatoire.

9.6.3 Vapeur non souhaitée depuis le système avant surchauffe

Une protection contre l'arrivée de vapeur non souhaitée depuis le système avant surchauffe jusqu'à l'échappement de la turbine haute pression est nécessaire si on utilise un contournement de la turbine en cascade comprenant une haute pression (HP) et une pression intermédiaire (MP).

Cela est normalement réalisé en prévoyant au moins un clapet de non-retour. Le clapet de non-retour peut être à mouvement assisté conformément aux exigences du fournisseur.

10 Systèmes auxiliaires de la turbine

10.1 Généralités

Le présent article décrit seulement les systèmes auxiliaires directement liés à la turbine.

Il est possible que l'acheteur spécifie d'autres systèmes auxiliaires à inclure dans l'étendue de la commande, tels que

- systèmes auxiliaires de l'alternateur;
- systèmes de contournement;
- systèmes de refroidissement;
- systèmes de condensation et d'évacuation.

La spécification de l'acheteur doit fournir des informations sur le niveau de redondance et sur la possibilité d'isolation de composants pendant l'entretien en charge.

10.2 Huile de graissage

La turbine doit avoir une pompe principale de graissage qui doit être entraînée mécaniquement par la turbine elle-même ou par un ou plusieurs moteurs électriques.

Une pompe auxiliaire de graissage, entraînée à partir d'une source entièrement séparée de la pompe principale de graissage, doit être prévue pour fonctionner, si nécessaire, lors des démarrages et des arrêts de la turbine, et se mettre en service automatiquement à la place de la pompe principale dans le cas d'une basse pression d'huile, afin de maintenir la turbine en service. Des dispositions doivent permettre de soumettre à l'essai, en marche, le démarrage automatique de toutes les pompes de graissage de secours en simulant une baisse de pression d'huile.

Une pompe d'arrêt d'urgence en attente, entraînée électriquement ou mécaniquement, d'une taille adéquate pour permettre l'arrêt du groupe en toute sécurité, doit être prévue. En variante, après accord, un bac à huile en charge peut être prévu à cet effet.

Si nécessaire, ou par accord avec le client, il convient qu'un système d'huile de soulèvement soit prévu pour fournir de l'huile à haute pression à chaque coussinet de la turbine et de l'alternateur, si nécessaire, pour soulever les rotors. Cela réduit le couple de démarrage et l'usure des coussinets en cours de virage et lors des démarrages ou des arrêts. Un réfrigérant d'huile et un filtre d'une capacité suffisante doivent être prévus. Pour des groupes ne faisant pas l'objet d'exigences particulières concernant la disponibilité, une conception mettant en œuvre un seul réfrigérant d'huile et un seul filtre est adéquate.

Pour un fonctionnement ininterrompu de longue durée d'un groupe, il convient de prévoir des filtres à huile redondants afin de pouvoir mettre un filtre colmaté hors service alors que le groupe est en service. Dans ce cas, les vannes d'entrée et de sortie des filtres nécessaires aux basculements doivent être disposées de telle sorte qu'elles ne puissent pas interrompre le flux d'huile aux coussinets, pendant que le groupe est en service.

Toutes les vannes, corps de réfrigérants et corps de filtres doivent être en acier ou autre matériau approprié. Les matériaux fragiles comme la fonte grise ne conviennent pas. Les tuyauteries d'huile de graissage doivent être conformes au 10.8.

Des précautions doivent être prises pour réduire le plus possible la corrosion interne des bacs à huile et des tuyauteries de retour.

Le fournisseur doit spécifier les propriétés de l'huile de graissage à utiliser. Si la première charge n'est pas assurée par le fournisseur de la turbine, l'huile utilisée doit avoir eu son approbation.

La conception du système de graissage doit être telle que, durant le service normal, la température de fonctionnement de l'huile dans les retours de chaque palier ne dépasse pas, en général, 80 °C. Dans certaines applications, sur de petites turbines, cette température peut être augmentée jusqu'à 85 °C.

Le fournisseur doit spécifier l'huile à utiliser.

Des précautions doivent être prises contre les incendies causés par les fuites d'huile de graissage.

- Il convient que l'acheteur décrive le concept global de protection contre l'incendie de la centrale et mentionne les exigences de l'acheteur.
- Il convient que le fournisseur donne des informations sur les dispositifs de protection contre l'incendie dans le domaine d'application de la turbine à vapeur, sur la charge calorifique des équipements de la turbine et sur les mesures recommandées de réduction des risques devant être prises par l'acheteur.

10.3 Fluide de régulation

Le fluide utilisé dans les systèmes de fluide de régulation et pour actionner la robinetterie sur vapeur, peut être soit l'huile du système de graissage, soit un fluide d'un circuit entièrement séparé. Les pompes fournissant le fluide de régulation doivent être doublées avec un basculement automatique en cas de défaillance d'une pompe.

Des dispositions doivent être prises, si nécessaire, pour soutenir la pression de fluide de régulation pendant la période de démarrage de la pompe en attente.

En cas d'utilisation d'un fluide autre que l'huile provenant du circuit de graissage, le fournisseur doit spécifier les propriétés du fluide de régulation à utiliser. Sauf accord contraire, les mêmes exigences concernant les matériaux et la quantité de réfrigérants et filtres que celles indiquées en 10.2 doivent s'appliquer. Les tuyauteries de fluide de régulation doivent être conformes au 10.8.

10.4 Système d'étanchéité pour le rotor et les vannes

Sauf accord contraire, le système d'étanchéité pour les extrémités des rotors et pour les vannes doit être disposé, par exemple en prévoyant un condenseur de vapeur d'étanchéité, de telle sorte qu'aucune vapeur ne s'échappe dans la salle des machines.

Quand cela est approprié, le réglage des vapeurs des étanchéités doit être entièrement automatique dans tous les modes de fonctionnement.

Des vannes de décharge de sécurité doivent être installées sur les tuyauteries de vapeur selon les besoins. Le concepteur du système de vapeur d'étanchéité doit définir la nécessité de la vanne de décharge ainsi que les paramètres techniques de celle-ci. Le fournisseur doit indiquer s'il compte inclure la vanne de décharge dans le champ d'activité de l'acheteur.

Lorsque de la vapeur auxiliaire est nécessaire, comme pour le démarrage, le fournisseur de la turbine doit préciser ses exigences pour les conditions et les quantités de vapeur.

10.5 Purges

Chaque enveloppe de turbine, barillet de vapeur, ou autres récipients, et toutes les tuyauteries véhiculant de la vapeur, y compris les tuyauteries de vapeur alimentant les réchauffeurs d'eau d'alimentation, doivent être purgés correctement en tous les points où l'eau peut s'accumuler.

Le purgeage doit normalement se faire vers un ballon de détente des purges convenable, et les tuyauteries de purge doivent comprendre les vannes, pièges à eau et diaphragmes nécessaires avant la détente dans le ballon des purges.

Habituellement, la purge des circuits de vapeurs externes (par exemple circuit de vapeur vive, circuit de vapeur secondaire, circuits d'échappement et de soutirage de vapeur) ne fait pas partie du champ d'activité du fournisseur de turbine à vapeur. Une capacité de purgeage suffisante doit être prévue pour ces composants; voir par exemple ASME PDP-1.

10.6 Événements

Les tuyauteries d'événement doivent être prévues depuis le ventilateur de buées et le(s) ventilateur(s) d'événement(s) du système de graissage jusqu'à un endroit extérieur spécifié ou selon ce qui a été convenu.

10.7 Vireur

Si nécessaire, un vireur doit être prévu pour faire tourner lentement l'ensemble des rotors (d'une façon continue ou discontinue) afin de limiter la distorsion thermique du ou des rotors quand, sous vapeur, ils ne tournent pas. Un blocage doit être prévu, si nécessaire, pour assurer que le virage ne peut commencer avant qu'une quantité adéquate d'huile de graissage ne soit disponible et que le système d'enclenchement ne soit complètement engagé. Le vireur doit se désengager automatiquement lorsque la vitesse de la turbine s'élève au-dessus de la vitesse de virage et il doit s'engager automatiquement lorsque la vitesse de la turbine diminue au-dessous de la vitesse de virage.

Des moyens de virage manuels (si nécessaire, par exemple en cas d'urgence avec perte totale de puissance) doivent être convenus entre le fabricant et l'acheteur pour répondre au mieux aux besoins de la centrale. Les moyens habituels comprennent des organes manuels ou des circuits pneumatiques, hydrauliques ou électriques.

10.8 Tuyauteries

Toutes les tuyauteries pour la vapeur, l'eau, l'huile ou l'air doivent de préférence être en acier conforme aux normes nationales et internationales appropriées. Il convient que les normes soient spécifiées dans le contrat. Les joints soudés doivent être utilisés partout où c'est faisable. D'autres matériaux peuvent être utilisés après accord entre l'acheteur et le fournisseur de la turbine.

Le fournisseur de la turbine doit préciser les valeurs et les directions d'application des forces et des moments des tuyauteries, appliqués aux endroits convenus de limite de fourniture, qui sont acceptables pour son installation.

11 Automatisation

11.1 Généralités

Le présent article couvre les exigences concernant l'instrumentation, le contrôle, la surveillance et la protection pour une turbine à vapeur. On considère qu'un système d'automatisation électronique avec des organes de commande électrique, hydraulique ou pneumatique correspond à l'état de l'art. Pour la protection contre la survitesse, l'utilisation d'un système mécanique/hydraulique semble être une option pour les turbines de taille plus réduite.

11.2 Exigences générales relatives au système d'automatisation d'une turbine à vapeur

11.2.1 Conditions d'environnement

L'équipement doit être capable de fonctionner de manière satisfaisante et continue dans la classe de conditions d'environnement spécifiée dans le Tableau 4.

Tableau 4 – Classes d'environnement

Classe	Plage de température ambiante	Humidité relative ambiante	Conditions d'installation typiques
1	5 °C à + 40 °C	45 % à 75 %	Salle de contrôle et salle des équipements
2	–25 °C à + 55 °C	45 % à 100 %	Extérieur ou en centrale
3	–10 °C à + 70 °C	45 % à 100 %	Conditions spéciales

Pour l'ensemble des trois classes, les conditions d'environnement normales suivantes doivent aussi s'appliquer:

- vibrations: 10 Hz à 65 Hz, 0,15 mm d'amplitude
- pression atmosphérique: 68 kPa à 106 kPa

NOTE Pour les exigences relatives aux conditions sismiques, voir 6.4.2.

Si la climatisation pour les équipements d'automatisation fait partie du champ d'activité de l'acheteur, il convient que l'offre du fournisseur décrive les émissions calorifiques des équipements et d'autres sources de chaleur (par exemple l'éclairage) afin de permettre un dimensionnement correct de la climatisation.

11.2.2 Compatibilité électromagnétique

L'équipement doit fonctionner correctement en présence d'interférences radio dont la nature et le niveau doivent être spécifiés. Pour la spécification, se reporter à la norme IEC 61000-6-2 relative à la CEM ou à une norme équivalente.

L'équipement ne doit pas générer d'interférence radio dépassant un niveau à spécifier. Pour la spécification, se reporter à la norme IEC 61000-6-4 relative à la CEM ou à une norme équivalente.

Pour des applications liées à la sécurité, la spécification d'une stabilité accrue contre les interférences radio conformément à l'IEC 61326, par exemple, est recommandée (voir l'IEC 61511-1).

11.2.3 Exigences relatives à la conception du matériel et du logiciel

L'utilisation de matériels d'automatisation redondants est recommandée pour assurer une disponibilité optimale des grandes turbines dans les centrales électriques. La conception redondante doit permettre le remplacement en ligne de modules électroniques pendant le fonctionnement en charge.

Pour les turbines de type industriel dans des tranches décentralisées, le niveau d'application de la redondance des matériels peut faire l'objet d'une négociation entre l'acheteur et le fournisseur.

Le système d'automatisation de la turbine se compose d'un système de contrôle-commande de la turbine (TCS) et d'un système de protection de la turbine. Le système TCS peut fonctionner sur le même matériel électronique ou sur un matériel électronique distinct comme le système de protection.

L'interface entre le système d'automatisation de la turbine et le système de contrôle-commande distribué (DCS) peut être conçue selon une connexion filaire ou par bus (Modbus, Profibus, Ethernet, etc.) et elle fait l'objet d'une clarification entre le fournisseur et l'acheteur. Des exigences pour un transfert rapide et sécurisé des signaux doivent être prises en considération.

Il convient que le principe et les protocoles d'échange de signaux soient définis de façon détaillée, de préférence conformément à des normes internationales telles que l'IEC 62541 (toutes les parties). Il convient que l'acheteur définisse également les responsabilités pour assurer la compatibilité du matériel et du logiciel d'interface, ainsi que les responsabilités pour la mise en service de l'interface, etc.

Il convient que la spécification détermine les informations que le fournisseur devra fournir à propos des interfaces et qu'elle formule les exigences relatives à la coopération avec l'acheteur ou avec d'autres fournisseurs.

Il convient que le logiciel d'automatisation repose sur un langage de programmation de haut niveau.

Pour la commande des équipements auxiliaires, l'utilisation d'un automate programmable industriel (API) peut être acceptée en option. Les signaux de surveillance émis par l'API distant doivent être transférés au système TCS.

La conception de l'interface homme-machine (IHM) doit être conforme aux normes de règles de l'art pour les exigences ergonomiques (se reporter à la série ISO 9241 traitant de l'ergonomie de l'interaction homme-système).

Il convient que les alarmes présentées à l'opérateur soient conçues conformément aux normes de gestion de systèmes d'alarme (par exemple l'IEC 62682).

Si le système électronique de base pour l'automatisation de la turbine est différent de celui du système DCS, la turbine peut être exploitée au moyen d'une interface homme-machine (IHM) reliée au système TCS et/ou d'une interface homme-machine reliée au système DCS. Il convient que l'acheteur spécifie l'étendue du fonctionnement de la turbine à vapeur et les systèmes auxiliaires de la turbine à vapeur à partir de l'interface homme-machine du système DCS. En général, il suffit d'un nombre limité de fonctions opérationnelles provenant de l'interface homme-machine du système DCS pour la turbine à vapeur.

Pour des applications industrielles spéciales, un système d'instrumentation et de contrôle antidéflagrant peut être conçu. L'acheteur doit indiquer les zones d'atmosphère explosible et fournir des informations sur le milieu explosif et la classification du niveau de protection du matériel (EPL) conformément à l'IEC 60079 (toutes les parties) (voir 17.11).