

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC**

60953-2

Première édition
First edition
1990-12

**Règles pour les essais thermiques de
réception des turbines à vapeur –**

**Deuxième partie:
Méthode B – Précision de divers degrés pour
multiples modèles et tailles de turbines**

**Rules for steam turbine thermal acceptance
Tests –**

**Part 2:
Method B – Wide range of accuracy for various
types and sizes of turbines**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 60953-2: 1990

Numéros des publications

Depuis le 1er janvier 1997, les publications de la CEI sont numérotées à partir de 60000.

Publications consolidées

Les versions consolidées de certaines publications de la CEI incorporant les amendements sont disponibles. Par exemple, les numéros d'édition 1.0, 1.1 et 1.2 indiquent respectivement la publication de base, la publication de base incorporant l'amendement 1, et la publication de base incorporant les amendements 1 et 2.

Validité de la présente publication

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu par la CEI afin qu'il reflète l'état actuel de la technique.

Des renseignements relatifs à la date de reconfirmation de la publication sont disponibles dans le Catalogue de la CEI.

Les renseignements relatifs à des questions à l'étude et des travaux en cours entrepris par le comité technique qui a établi cette publication, ainsi que la liste des publications établies, se trouvent dans les documents ci-dessous:

- «Site web» de la CEI*
- **Catalogue des publications de la CEI**
Publié annuellement et mis à jour régulièrement (Catalogue en ligne)*
- **Bulletin de la CEI**
Disponible à la fois au «site web» de la CEI* et comme périodique imprimé

Terminologie, symboles graphiques et littéraux

En ce qui concerne la terminologie générale, le lecteur se reportera à la CEI 60050: *Vocabulaire Electrotechnique International* (VEI).

Pour les symboles graphiques, les symboles littéraux et les signes d'usage général approuvés par la CEI, le lecteur consultera la CEI 60027: *Symboles littéraux à utiliser en électrotechnique*, la CEI 60417: *Symboles graphiques utilisables sur le matériel. Index, relevé et compilation des feuilles individuelles*, et la CEI 60617: *Symboles graphiques pour schémas*.

* Voir adresse «site web» sur la page de titre.

Numbering

As from 1 January 1997 all IEC publications are issued with a designation in the 60000 series.

Consolidated publications

Consolidated versions of some IEC publications including amendments are available. For example, edition numbers 1.0, 1.1 and 1.2 refer, respectively, to the base publication, the base publication incorporating amendment 1 and the base publication incorporating amendments 1 and 2.

Validity of this publication

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC, thus ensuring that the content reflects current technology.

Information relating to the date of the reconfirmation of the publication is available in the IEC catalogue.

Information on the subjects under consideration and work in progress undertaken by the technical committee which has prepared this publication, as well as the list of publications issued, is to be found at the following IEC sources:

- **IEC web site***
- **Catalogue of IEC publications**
Published yearly with regular updates (On-line catalogue)*
- **IEC Bulletin**
Available both at the IEC web site* and as a printed periodical

Terminology, graphical and letter symbols

For general terminology, readers are referred to IEC 60050: *International Electrotechnical Vocabulary* (IEV).

For graphical symbols, and letter symbols and signs approved by the IEC for general use, readers are referred to publications IEC 60027: *Letter symbols to be used in electrical technology*, IEC 60417: *Graphical symbols for use on equipment. Index, survey and compilation of the single sheets* and IEC 60617: *Graphical symbols for diagrams*.

* See web site address on title page.

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC**

60953-2

Première édition
First edition
1990-12

**Règles pour les essais thermiques de
réception des turbines à vapeur –**

Deuxième partie:

**Méthode B – Précision de divers degrés pour
multiples modèles et tailles de turbines**

**Rules for steam turbine thermal acceptance
tests –**

Part 2:

**Method B – Wide range of accuracy for various
types and sizes of turbines**

© IEC 1990 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

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'éditeur.

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 the publisher.

International Electrotechnical Commission

Telefax: +41 22 919 0300

3, rue de Varembé Geneva, Switzerland

e-mail: inmail@iec.ch

IEC web site <http://www.iec.ch>



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX
PRICE CODE

XE

*Pour prix, voir catalogue en vigueur
For price, see current catalogue*

SOMMAIRE

	Pages
PRÉAMBULE	8
PRÉFACE	8
INTRODUCTION	10
Articles	
1. Domaine d'application et objet	16
1.1 Domaine d'application	16
1.2 Objet	16
1.3 Points à examiner dans le contrat	16
2. Unités, symboles, termes et définitions	16
2.1 Généralités	16
2.2 Symboles, unités.	18
2.3 Indices, exposants et définitions	20
2.4 Définitions des valeurs garanties et des résultats d'essai	24
2.4.1 Rendement thermique.	24
2.4.2 Consommation spécifique de chaleur	28
2.4.3 Rendement thermodynamique	28
2.4.4 Consommation spécifique de vapeur	30
2.4.5 Débit principal de vapeur	30
2.4.6 Puissance maximale	30
2.4.7 Valeurs garanties pour les turbines à plusieurs pressions et les turbines à prélèvements de vapeur	30
3. Principes directeurs	32
3.1 Dispositions à prendre dès la conception de l'installation	32
3.2 Accords et dispositions préliminaires aux essais	34
3.3 Organisation des essais	34
3.3.1 Délai pour la réalisation des essais de réception	34
3.3.2 Direction des essais de réception.	36
3.3.3 Coût des essais de réception	36
3.4 Préparation des essais	36
3.4.1 Etat de l'installation	36
3.4.2 Etat de la turbine à vapeur	38
3.4.3 Etat du condenseur	38
3.4.4 Isolement du cycle	38
3.4.5 Contrôle d'étanchéité du condenseur et des réchauffeurs d'eau d'alimentation	44
3.4.6 Propreté des filtres de vapeur	44
3.4.7 Contrôle des équipements de mesure	44
3.5 Mesures comparatives	44
3.6 Réglages d'essais	46
3.6.1 Réglage de la puissance	46
3.6.2 Réglages spéciaux	46
3.7 Essais préliminaires	46
3.8 Essais de réception	48
3.8.1 Constance des conditions d'essai.	48
3.8.2 Ecart et fluctuations maximaux admissibles des conditions de fonctionnement	48
3.8.3 Durée des essais et fréquence des lectures	48
3.8.4 Lecture des appareils de mesure intégrateurs	50
3.8.5 Autres méthodes	50
3.8.6 Relevé des mesures	52
3.8.7 Mesures supplémentaires	52
3.8.8 Calculs préliminaires	52
3.8.9 Cohérence des essais.	52
3.9 Répétition des essais de réception	52
4. Techniques de mesures et appareils de mesure.	52
4.1 Généralités	52
4.1.1 Appareils de mesure	52
4.1.2 Incertitude des mesures	54
4.1.3 Etalonnage des appareils de mesure	54
4.1.4 Autres appareils de mesure	54
4.1.5 Le mercure dans l'instrumentation	54
4.2 Mesure de puissance	62
4.2.1 Détermination de la puissance mécanique d'une turbine	62
4.2.2 Mesure de la puissance de la pompe alimentaire de la chaudière	62
4.2.3 Détermination de la puissance électrique d'un groupe turboalternateur	64

CONTENTS

	Page
FOREWORD	9
PREFACE	9
INTRODUCTION	11
Clause	
1. Scope and object	17
1.1 Scope	17
1.2 Object	17
1.3 Matters to be considered in the contract	17
2. Units, symbols, terms and definitions	17
2.1 General	17
2.2 Symbols, units	19
2.3 Subscripts, superscripts and definitions	21
2.4 Definition of guarantee values and test results	25
2.4.1 Thermal efficiency	25
2.4.2 Heat rate	29
2.4.3 Thermodynamic efficiency	29
2.4.4 Steam rate	31
2.4.5 Main steam flow capacity	31
2.4.6 Maximum power output	31
2.4.7 Guarantee values for extraction and mixed-pressure turbines	31
3. Guiding principles	33
3.1 Advance planning for test	33
3.2 Preparatory agreements and arrangements for tests	35
3.3 Planning of the test	35
3.3.1 Time for acceptance tests	35
3.3.2 Direction of acceptance tests	37
3.3.3 Cost of acceptance tests	37
3.4 Preparation of the tests	37
3.4.1 Condition of the plant	37
3.4.2 Condition of the steam turbine	39
3.4.3 Condition of the condenser	39
3.4.4 Isolation of the cycle	39
3.4.5 Checks for leakage of condenser and feedwater heaters	45
3.4.6 Cleanliness of the steam strainers	45
3.4.7 Checking of the test measuring equipment	45
3.5 Comparison measurements	45
3.6 Settings for tests	47
3.6.1 Load settings	47
3.6.2 Special settings	47
3.7 Preliminary tests	47
3.8 Acceptance tests	49
3.8.1 Constancy of test conditions	49
3.8.2 Maximum deviation and fluctuation in test conditions	49
3.8.3 Duration of test runs and frequency of readings	49
3.8.4 Reading of integrating measuring instruments	51
3.8.5 Alternative methods	51
3.8.6 Recording of tests	53
3.8.7 Additional measurement	53
3.8.8 Preliminary calculations	53
3.8.9 Consistency of tests	53
3.9 Repetition of acceptance tests	53
4. Measuring techniques and measuring instruments	53
4.1 General	53
4.1.1 Measuring instruments	53
4.1.2 Measuring uncertainty	55
4.1.3 Calibration of instruments	55
4.1.4 Alternative instrumentation	55
4.1.5 Mercury in instrumentation	55
4.2 Measurement of power	63
4.2.1 Determination of mechanical turbine output	63
4.2.2 Measurement of boiler feed pump power	63
4.2.3 Determination of electrical power of a turbine generator	65

Articles	Pages
4.2.4 Mesure de la puissance électrique	66
4.2.5 Branchement des appareils de mesure électriques	66
4.2.6 Appareils de mesure électriques	66
4.2.7 Transformateurs de mesure	66
4.3 Mesure des débits	68
4.3.1 Détermination des débits à mesurer	68
4.3.2 Mesure du débit d'eau principal	68
4.3.3 Montage et emplacement des dispositifs à pression différentielle	70
4.3.4 Mesures de pression différentielle	72
4.3.5 Fluctuations des débits d'eau	74
4.3.6 Mesure des débits secondaires	74
4.3.7 Débits secondaires occasionnels	80
4.3.8 Masse volumique d'eau et de vapeur	82
4.3.9 Détermination du débit d'eau de refroidissement du condenseur	82
4.4 Mesures de pression (sauf la pression d'échappement des turbines à condensation)	82
4.4.1 Pressions à mesurer	82
4.4.2 Instruments	84
4.4.3 Prises de pression et tuyauteries de raccordement	86
4.4.4 Robinets d'isolement	88
4.4.5 Etalonnage des appareils de mesure de pression	88
4.4.6 Pression atmosphérique	88
4.4.7 Correction des lectures	90
4.5 Mesure de la pression d'échappement des turbines à condensation	92
4.5.1 Généralités	92
4.5.2 Plan de mesure	92
4.5.3 Prises de pression	92
4.5.4 Collecteurs de mesure	94
4.5.5 Tuyauteries de raccordement	94
4.5.6 Appareils de mesure	94
4.5.7 Étanchéité du circuit de mesure	94
4.5.8 Etalonnage	94
4.5.9 Correction des lectures	96
4.6 Mesure des températures	96
4.6.1 Points de mesure des températures	96
4.6.2 Appareils de mesure	96
4.6.3 Mesures de températures principales	98
4.6.4 Mesure des températures du poste d'eau, y compris les températures de vapeur soutirée	98
4.6.5 Mesure des températures de l'eau de refroidissement du condenseur	98
4.6.6 Précision des équipements de mesure de température	100
4.6.7 Poches thermométriques pour thermomètres	100
4.6.8 Précautions à observer lors des mesures de température	100
4.7 Mesure du titre de la vapeur	102
4.7.1 Généralités	102
4.7.2 Technique de mesure par traceur	102
4.7.3 Méthode de condensation	104
4.7.4 Méthode d'injection à débit constant	112
4.7.5 Calcul de l'enthalpie de vapeur soutirée humide par la méthode d'injection à débit constant	112
4.7.6 Les traceurs et leur utilisation	116
4.8 Mesure du temps	118
4.9 Mesure de la vitesse de rotation	118
5. Dépouillement des essais	118
5.1 Préparation du dépouillement	118
5.2 Calcul des résultats	120
5.2.1 Calcul des valeurs moyennes des lectures des appareils de mesure	120
5.2.2 Correction et conversion des moyennes de lecture	120
5.2.3 Vérification des données mesurées	120
5.2.4 Propriétés thermodynamiques de l'eau et de la vapeur	122
5.2.5 Calcul des résultats d'essai	124
6. Correction des résultats de l'essai et comparaison avec la garantie	124
6.1 Valeurs et conditions de la garantie	124
6.2 Correction du débit maximal de vapeur à l'admission	124
6.3 Correction de la puissance maximale	126
6.4 Correction du rendement thermique ou thermodynamique	126
6.5 Définition et application des coefficients de correction	128
6.6 Méthode de correction	128
6.6.1 Correction par bilan thermodynamique	130
6.6.2 Correction par l'utilisation des courbes de correction fournies par le constructeur	132

Clause	Page
4.2.4 Measurement of electrical power	67
4.2.5 Electrical instrument connections	67
4.2.6 Electrical instruments	67
4.2.7 Instrument transformers.	67
4.3 Flow measurement	69
4.3.1 Determination of flows to be measured	69
4.3.2 Measurement of primary water flow	71
4.3.3 Installation and location of differential pressure devices	73
4.3.4 Differential pressure measurements	75
4.3.5 Water flow fluctuation	75
4.3.6 Secondary flow measurements.	81
4.3.7 Occasional secondary flows	83
4.3.8 Density of water and steam	83
4.3.9 Determination of cooling water flow of condenser	83
4.4 Pressure measurement (excluding condensing turbine exhaust pressure)	83
4.4.1 Pressures to be measured	85
4.4.2 Instruments	87
4.4.3 Pressure tapping holes and connecting lines	89
4.4.4 Shut-off valves.	89
4.4.5 Calibration of pressure measuring devices	89
4.4.6 Atmospheric pressure	91
4.4.7 Correction of readings	93
4.5 Condensing turbine exhaust pressure measurement	93
4.5.1 General	93
4.5.2 Plane of measurement	93
4.5.3 Pressure taps	95
4.5.4 Manifolds	95
4.5.5 Connecting lines.	95
4.5.6 Instruments	95
4.5.7 Tightness of measuring system	95
4.5.8 Calibration	97
4.5.9 Correction of readings	97
4.6 Temperature measurement	97
4.6.1 Points of temperature measurement	97
4.6.2 Instruments	99
4.6.3 Main temperature measurements	99
4.6.4 Feed train temperature measurements (including bled steam)	99
4.6.5 Condenser cooling water temperature measurement	101
4.6.6 Accuracy of temperature measuring equipment	101
4.6.7 Thermometer wells	101
4.6.8 Precautions to be observed in the measurement of temperature	103
4.7 Steam quality measurement	103
4.7.1 General	103
4.7.2 Tracer technique.	105
4.7.3 Condensing method	113
4.7.4 Constant rate injection method	113
4.7.5 Extraction enthalpy determined by constant rate injection method	117
4.7.6 Tracers and their use	119
4.8 Time measurement	119
4.9 Speed measurement	119
5. Evaluation of tests.	119
5.1 Preparation of evaluation	121
5.2 Computation of results	121
5.2.1 Calculation of average values of instrument readings	121
5.2.2 Correction and conversion of averaged readings	121
5.2.3 Checking of measured data	123
5.2.4 Thermodynamic properties of steam and water	125
5.2.5 Calculation of test results	125
6. Correction of test results and comparison with guarantee	125
6.1 Guarantee values and guarantee conditions	125
6.2 Correction of initial steam flow capacity	125
6.3 Correction of maximum output	127
6.4 Correction of thermal and thermodynamic efficiency	127
6.5 Definition and application of correction values	129
6.6 Correction methods	129
6.6.1 Correction by heat balance calculation.	131
6.6.2 Correction by use of correction curves prepared by the manufacturer	133

Articles	Pages
6.6.3 Essais pour la détermination des coefficients de correction.	134
6.6.4 Correction par l'utilisation de courbes de correction généralisées	134
6.7 Variables à considérer dans la correction.	134
6.7.1 Turbines avec poste de réchauffage de l'eau alimentaire	134
6.7.2 Turbines qui ne comportent pas d'admission ou de prélèvements de vapeur (ou soutirages) après détente partielle	136
6.7.3 Turbines avec soutirage de vapeur pour applications autres que le réchauffage d'eau d'alimentation (turbines à prélèvements de vapeur)	138
6.7.4 Autres types de turbines	138
6.8 Comparaison avec la garantie	140
6.8.1 Comparaison avec une courbe de valeurs garanties	140
6.8.2 Comparaison avec un point de fonctionnement garanti	142
6.8.3 Comparaison avec les garanties aux charges partielles	142
6.8.4 Comparaison avec la garantie pour les turbines à prélèvements de vapeur	142
6.9 Détérioration des performances de la turbine (vieillesse)	144
7. Incertitude de mesure	144
7.1 Généralités	144
7.2 Détermination de l'incertitude de mesure des propriétés de la vapeur et de l'eau	146
7.2.1 Pression	146
7.2.2 Température	146
7.2.3 Enthalpie et différence d'enthalpie	148
7.3 Calcul de l'incertitude de mesure de la puissance	150
7.3.1 Mesures électriques	150
7.3.2 Mesures mécaniques.	150
7.3.3 Marge d'incertitude supplémentaire due aux conditions de charge instables	152
7.4 Détermination de l'incertitude de mesure du débit masse	152
7.4.1 Incertitude de mesure du débit masse	152
7.4.2 Incertitude des mesures multiples du débit principal	152
7.4.3 Marge d'incertitude pour les imperfections de cycle	154
7.5 Calcul de l'incertitude de mesure des résultats	154
7.5.1 Généralités	154
7.5.2 Incertitude de mesure du rendement thermique	154
7.5.3 Incertitude de mesure du rendement thermodynamique	156
7.5.4 Incertitude des corrections	156
7.5.5 Valeurs de référence pour l'incertitude de mesure des résultats	156
ANNEXE A – Contrôles des fuites au condenseur et aux réchauffeurs d'eau alimentaire	160
ANNEXE B – Tuyères avec prise de pression au col	162
ANNEXE C – Dépouillement de mesures multiples, compatibilité	170
ANNEXE D – Bilans des débits masses	172
ANNEXE E – Courbes types de correction généralisées pour la correction des résultats d'essai aux conditions de garantie	176
ANNEXE F – Brève définition statistique de l'incertitude de mesure et la propagation des erreurs dans les essais de réception	214
ANNEXE G – Calcul de l'incertitude de mesure de la puissance – Mesures électriques	220

Clause	Page
6.6.3 Tests to determine correction values	135
6.6.4 Correction by use of generalized correction curves	135
6.7 Variables to be considered in the correction	135
6.7.1 Turbines with regenerative feed-water heating	135
6.7.2 Turbines which have no provision for the addition or extraction of steam after partial expansion	137
6.7.3 Turbines with steam extraction for purposes other than feed-water heating (extraction turbines)	139
6.7.4 Other types of turbine	139
6.8 Guarantee comparison	141
6.8.1 Guarantee comparison with locus curve	141
6.8.2 Guarantee comparison with guarantee point	143
6.8.3 Guarantee comparison for turbines with throttle governing	143
6.8.4 Guarantee comparison for extraction turbines	143
6.9 Deterioration of turbine performance (ageing)	145
7. Measuring uncertainty	145
7.1 General	145
7.2 Determination of measuring uncertainty of steam and water properties	147
7.2.1 Pressure	147
7.2.2 Temperature	147
7.2.3 Enthalpy and enthalpy difference	149
7.3 Calculation of measuring uncertainty of output	151
7.3.1 Electrical measurement	151
7.3.2 Mechanical measurement	151
7.3.3 Additional uncertainty allowance because of unsteady load conditions	153
7.4 Determination of measuring uncertainty of mass flow	153
7.4.1 Measuring uncertainty of mass flow measurements	153
7.4.2 Measuring uncertainty of multiple measurements of primary flow	153
7.4.3 Uncertainty allowance for cycle imperfections	155
7.5 Calculation of measuring uncertainty of results	155
7.5.1 General	155
7.5.2 Measuring uncertainty of thermal efficiency	155
7.5.3 Measuring uncertainty of thermodynamic efficiency	157
7.5.4 Uncertainty of corrections	157
7.5.5 Guiding values for the measuring uncertainty of results	157
APPENDIX A – Feedwater heater leakage and condenser leakage tests	161
APPENDIX B – Throat tap nozzle	161
APPENDIX C – Evaluation of multiple measurements, compatibility	171
APPENDIX D – Mass flow balances	173
APPENDIX E – Typical generalized correction curves for correction of test results according to guarantee conditions	177
APPENDIX F – Short statistical definition of measuring uncertainty and error propagation in acceptance tests	215
APPENDIX G – Calculation of measuring uncertainty of output – Electrical measurement	221

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

RÈGLES POUR LES ESSAIS THERMIQUES DE RÉCEPTION DES TURBINES À VAPEUR

Deuxième partie: Méthode B – Précision de divers degrés pour multiples modèles et tailles de turbines

PRÉAMBULE

- 1) Les décisions ou accords officiels de la CEI en ce qui concerne les questions techniques, préparés par des Comités d'Etudes où sont représentés tous les Comités nationaux s'intéressant à ces questions, expriment dans la plus grande mesure possible un accord international sur les sujets examinés.
- 2) Ces décisions constituent des recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux.
- 3) Dans le but d'encourager l'unification internationale, la CEI exprime le vœu que tous les Comités nationaux adoptent dans leurs règles nationales le texte de la recommandation de la CEI, dans la mesure où les conditions nationales le permettent. Toute divergence entre la recommandation de la CEI et la règle nationale correspondante doit, dans la mesure du possible, être indiquée en termes clairs dans cette dernière.

PRÉFACE

La présente norme a été établie par le Comité d'Etudes n° 5 de la CEI: Turbines à vapeur.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

Règle des Six Mois	Rapport de vote
5(BC)24	5(BC)27

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

Les publications suivantes de la CEI sont citées dans la présente norme:

- Publications n° 34-2 (1972): Machines électriques tournantes, Deuxième partie: Méthodes pour la détermination des pertes et du rendement des machines électriques tournantes à partir d'essais (à l'exclusion des machines pour véhicules de traction).
- 41 (1963): Code international concernant les essais de réception sur place des turbines hydrauliques.

Autres publications citées:

- Norme ISO 5167 (1980): Mesure de débit des fluides au moyen de diaphragmes, tuyères et tubes de Venturi insérés dans des conduites en charge de section circulaire.
- ISO 31-3 (1978): Grandeurs et unités – Grandeurs et unités de mécanique.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

RULES FOR STEAM TURBINE THERMAL ACCEPTANCE TESTS**Part 2: Method B – Wide range of accuracy for various types and sizes of turbines**

FOREWORD

- 1) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters, prepared by Technical Committees on which all the National Committees having a special interest therein are represented, express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the subjects dealt with.
- 2) They have the form of recommendations for international use and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 3) In order to promote international unification, the IEC expresses the wish that all National Committees should adopt the text of the IEC recommendation for their national rules in so far as national conditions will permit. Any divergence between the IEC recommendation and the corresponding national rules should, as far as possible, be clearly indicated in the latter.

PREFACE

This standard has been prepared by IEC Technical Committee No.5: Steam turbines.

The text of this standard is based upon the following documents:

Six Months' Rule	Report on Voting
5(CO)24	5(CO)27

Full information on the voting for the approval of this standard can be found in the Voting Report indicated in the above table.

The following IEC publications are quoted in this standard:

Publications Nos. 34-2 (1972): Rotating electrical machines, Part 2: Methods for determining losses and efficiency of rotating electrical machinery from tests (excluding machines for traction vehicles).

41 (1963): International code for the field acceptance tests of hydraulic turbines.

Other publications quoted:

ISO Standard 5167 (1980): Measurement of fluid flow by means of orifice plates, nozzles and Venturi tubes inserted in circular cross-section conduits running full.

ISO 31-3 (1978): Quantities and units – Quantities and units of mechanics.

RÈGLES POUR LES ESSAIS THERMIQUES DE RÉCEPTION DES TURBINES À VAPEUR

Deuxième partie: Méthode B – Précision de divers degrés pour multiples modèles et tailles de turbines

INTRODUCTION

L'évolution rapide des techniques de mesure, l'augmentation de la puissance des turbines à vapeur et le développement des centrales nucléaires ont rendu nécessaire la révision de la Publication 46 de la CEI (1962) concernant les essais de réception.

Tous les besoins de l'industrie électrique en divers points du globe ne pouvant pas être couverts par une seule publication, la norme complète comporte deux parties qui décrivent deux façons différentes, à divers égards, de réaliser, de dépouiller et d'interpréter les essais de réception de turbines à vapeur et qui peuvent être utilisées indépendamment l'une de l'autre:

- a) La méthode A, qui fait l'objet de la première partie de la norme (CEI 953-1), est destinée aux essais thermiques de réception de la plus grande précision possible et s'applique aux turbines à vapeur à condensation de grande puissance.
- b) La méthode B, qui fait l'objet de la deuxième partie de la norme (CEI 953-2), est destinée aux essais thermiques comportant divers degrés de précision pour tenir compte de la multiplicité des modèles et des tailles de turbines à vapeur.

1) *Principes de base – Estimation de l'incertitude de mesure*

Cette première partie prévoit des essais très précis de turbines à vapeur en vue d'obtenir les valeurs des performances avec le minimum d'incertitude de mesure. Les spécifications portant sur les conditions de fonctionnement pendant l'essai sont strictes et obligatoires.

La méthode A se fonde sur l'usage exclusif d'instruments étalonnés avec précision et sur les meilleures procédures de mesure existantes. L'incertitude qui en découle sur le résultat de l'essai est toujours suffisamment petite pour qu'il ne soit pas nécessaire de la prendre en compte dans la comparaison du résultat d'essai avec la valeur garantie. Cette incertitude ne dépassera pas 0,3% environ pour une tranche thermique à combustible fossile et 0,4% environ pour une tranche thermique nucléaire.

Le coût de l'instrumentation et les efforts déployés pour préparer et réaliser les essais sont, en général, économiquement justifiés pour les tranches de grande puissance et/ou les tranches prototypes.

La méthode B prévoit des essais de réception de turbines à vapeur de types et puissances variés avec une incertitude de mesure appropriée. Les instruments et procédures de mesure doivent être choisis en fonction de l'objectif fixé par la norme. Celle-ci prévoit principalement des instruments et procédures normalisés, mais peut éventuellement s'étendre à des clauses de très haute précision, nécessitant l'étalonnage des instruments. L'incertitude de mesure qui en découle sur le résultat de l'essai est donc déterminée par les méthodes de calcul présentées dans la norme. Sauf stipulation contraire du contrat, cette incertitude est normalement prise en compte dans la comparaison du résultat d'essai à la valeur garantie. Le coût total de l'essai de réception peut être maintenu en rapport avec l'intérêt économique présenté par les valeurs garanties à vérifier.

RULES FOR STEAM TURBINE THERMAL ACCEPTANCE TESTS

Part 2: Method B – Wide range of accuracy for various types and sizes of turbines

INTRODUCTION

The rapid development of measuring techniques, the increasing capacity of steam turbines and the introduction of nuclear power plants necessitated a revision of IEC Publication 46 (1962) regarding acceptance tests.

Since all the needs of the power industry in the different parts of the world could not be satisfied by one single publication, the complete standard is divided into two parts, describing two different approaches for conducting and evaluating thermal acceptance tests of steam turbines and which can be used separately:

- a) Method A, which is Part 1 of the standard (IEC 953-1), deals with thermal acceptance tests with high accuracy for large condensing steam turbines.
- b) Method B, which is Part 2 of the standard (IEC 953-2), deals with thermal acceptance tests with a wide range of accuracy for various types and sizes of steam turbines.

1) *Basic philosophy and figures on uncertainty*

Part 1 provides for very accurate testing of steam turbines to obtain the level of performance with minimum measuring uncertainty. The operating conditions during the test are stringent and compulsory.

Method A is based on the exclusive use of the most accurate calibrated instrumentation and the best measuring procedures currently available. The uncertainty of the test result is always sufficiently small that it normally need not be taken into account in the comparison between test result and guarantee value. This uncertainty will not be larger than about 0.3% for a fossil fired unit and 0.4% for a nuclear unit.

The cost for instrumentation and the efforts for preparing and conducting the tests will generally be justified economically for large and/or prototype units.

Method B provides for acceptance tests of steam turbines of various types and capacities with appropriate measuring uncertainty. Instrumentation and measuring procedures have to be chosen accordingly from a scope specified in the standard which is centred mainly on standardized instrumentation and procedures, but may extend eventually up to very high accuracy provisions requiring calibration. The resulting measuring uncertainty of the test result is then determined by calculating methods presented in the standard and normally, if not stated otherwise in the contract, taken into account in the comparison between test result and guarantee value. The total cost of an acceptance test can therefore be maintained in relationship with the economic value of the guarantee values to be ascertained.

Dans cette méthode, les spécifications portant sur les conditions de fonctionnement pendant l'essai sont un peu plus souples; en outre, des procédures sont recommandées pour le cas où ces spécifications ne pourraient être tenues.

Lorsqu'un essai est réalisé avec des instruments et des procédures bien normalisés, l'incertitude de mesure du résultat est habituellement de 0,9% à 1,2% pour une tranche thermique classique à condensation de grande puissance, de 1,1% à 1,4% pour une tranche thermique nucléaire et de 1,5% à 2,5% pour les turbines à contre-pression, les turbines à prélèvement et les petites turbines à condensation. Il est possible de réduire ces valeurs en améliorant encore l'instrumentation, essentiellement par des mesures supplémentaires du débit masse ou par l'étalonnage du dispositif de mesure de ce débit masse.

2) Principales différences entre les méthodes A et B

Sur la préparation et la réalisation des essais, ainsi que sur les techniques de mesure, la méthode A comporte beaucoup plus d'instruction détaillées à respecter par les parties intéressées que la méthode B. Dans cette dernière, le détail de moyens propres à atteindre les objectifs est sans doute plus à la discrétion et au bon vouloir des participants à l'essai et dépend d'une expérience et d'une compétence suffisantes de leur part.

3) Principes directeurs

Les exigences concernant la préparation et les conditions de l'essai, en particulier les points tels que durée de l'essai, écart et constance des conditions de l'essai, écart admissible entre doubles mesures, sont plus strictes dans la méthode A.

Il convient de réaliser l'essai de préférence dans les huit semaines suivant la mise en exploitation. On recherche, en fixant cette période, à minimiser la détérioration des performances et les risques de dégradation de la turbine.

Les essais préliminaires, dont la mesure de chute d'enthalpie, devront être effectués durant cette période pour contrôler les performances des corps de turbine haute et moyenne pression. Toutefois, ces essais ne permettent pas de déduire les performances du corps basse pression; c'est pourquoi il est impératif d'effectuer dès que possible les essais de réception.

En tout état de cause, si la mesure de la chute d'enthalpie lors de l'application de la méthode A met en évidence une détérioration possible du corps haute pression (HP) ou basse pression (BP), ou si les conditions de la tranche reportent les essais de plus de quatre mois après le premier démarrage, alors les essais de réception devront être différés.

Lors de l'application de la méthode A, une correction des résultats d'essai selon les rendements de chute enthalpique au démarrage, ou selon les effets du vieillissement, n'est pas admise.

Si l'essai devait être différé, la méthode A propose de le réaliser après la première grande visite d'inspection; plusieurs méthodes sont proposées pour déterminer approximativement l'état de la turbine avant l'essai.

4) Instruments et méthodes de mesure

a) Mesure de la puissance électrique

En plus des conditions requises pour la mesure de la puissance électrique, qui sont semblables dans les deux méthodes, la méthode A exige un contrôle des instruments par une mesure comparative après chaque essai; l'écart admissible entre des mesures doubles est limité à 0,15%.

b) Mesure des débits

La méthode A impose l'utilisation de dispositifs étalonnés à pression différentielle pour la mesure des débits principaux. Elle recommande la tuyère avec prise de pression au col, dispositif qui ne fait pas l'objet de normes internationales, et donne des détails de sa configuration et de son utilisation.

L'étalonnage de ces dispositifs doit se faire avec les tuyauteries amont et aval et le tranquilliseur. Des méthodes permettant l'extrapolation nécessaire du coefficient de décharge à partir des valeurs étalonnées sont indiquées.

The specifications of the operating conditions during the test are somewhat more flexible in this method; furthermore, procedures are recommended for treating cases where these specifications cannot be met.

When good-standardized instrumentation and procedures are applied in a test, the measuring uncertainty of the result will usually amount to 0.9% to 1.2% for a large fossil fuel fired condensing unit, to 1.1% to 1.4% for a nuclear unit and to 1.5% to 2.5% for back pressure, extraction and small condensing turbines. It is possible to reduce these values by additional improvement in instrumentation, primarily by additional measurements of primary mass flows and/or calibration of measuring devices for primary mass flow.

2) *Main differences between Methods A and B*

In Method A, much more detailed information concerning the preparation and conduct of the tests and the measuring techniques are contained for guidance of the parties to the test than in Method B. In Method B, the detailed treatment of the objectives is left somewhat more to the discretion and decisions of the participants and necessitates sufficient experience and expertise on their part.

3) *Guiding principles*

The requirements concerning the preparation and conditions of the test and especially such conditions of the test as duration, deviations and constancy of test conditions and acceptable differences between double measurements are more stringent in Method A.

The test should be conducted preferably within eight weeks after the beginning of the operation. It is the intent during this period to minimize performance deterioration and risk of damage to the turbine.

Preliminary tests including enthalpy drop tests should be made during this period to monitor HP and IP turbine section performance. However, these tests do not provide LP section performance and for this reason it is imperative to conduct the acceptance tests as soon as practicable.

Whatever the case, when using Method A, if an enthalpy drop test indicates a possible deterioration of the HP or IP section, or if the plant conditions require that the tests be postponed more than four months after the initial start, then the acceptance tests should be delayed.

An adjustment of the heat rate test results to start-up enthalpy drop efficiencies or for the effects of aging is not permitted when using Method A.

If the test has to be postponed, Method A proposes that the test be carried out after the first major internal inspection; several methods are proposed for establishing the approximate condition of the turbine prior to the tests.

4) *Instruments and methods of measurement*

a) *Measurement of electrical power*

In addition to the conditions required for the measurement of electric power, which are similar in both methods, Method A requires a check of the instruments by a comparison measurement after each test run; the permissible difference between double measurements is limited to 0.15%.

b) *Flow measurement*

For the measurement of main flows the use of calibrated pressure difference devices is required in Method A. The application of a device not covered by international standardization, the throat-tap nozzle, is recommended therein and details of design and application are given.

The calibration of these devices shall be conducted with the upstream and downstream piping and flow-straightener. Methods for the necessary extrapolation of the discharge coefficient from the calibration values are given.

Dans la méthode B, des dispositifs normalisés à pression différentielle sont normalement utilisés pour la mesure des débits. L'étalonnage est recommandé lorsqu'on souhaite réduire l'incertitude de mesurage. Des mesures doubles ou multiples du débit principal sont également recommandées pour réduire cette incertitude et une méthode de vérification de compatibilité est décrite.

c) Mesure des pressions

Les méthodes imposées ou recommandées pour la mesure des pressions sont pratiquement identiques. Seules les méthodes de mesure de la pression d'échappement des turbines à condensation diffèrent quelque peu.

d) Mesure des températures

Les prescriptions sont pratiquement semblables dans les deux méthodes. Mais dans le détail, les exigences de la méthode A sont plus strictes:

- étalonnage avant et après l'essai,
- double mesure de la température principale avec un écart maximal de 0,5 K,
- thermocouples à ligne continue,
- exigences sur la précision d'ensemble.

e) Mesures du titre de la vapeur

Les méthodes A et B sont identiques.

5) *Dépouillement et interprétation des résultats*

Le travail préparatoire au dépouillement et au calcul des résultats d'essai est traité de façon très semblable dans les méthodes A et B. Toutefois, les exigences quantitatives sont plus strictes dans la méthode A.

La méthode B comporte des propositions pour traiter les cas où certaines conditions n'ont pas été remplies, afin d'éviter le rejet de l'essai.

Elle contient en outre des méthodes détaillées pour le calcul de l'incertitude sur les variables mesurées et sur les résultats d'essai.

La méthode B recommande d'autres moyens pour l'exécution et l'interprétation des essais après la période spécifiée et sans inspection préalable.

6) *Correction des résultats d'essai et comparaison avec la garantie*

La correction des résultats d'essai pour les ramener aux conditions de garantie est traitée dans les deux méthodes A et B.

La méthode A permet la comparaison des résultats d'essai avec la garantie sans tenir compte de l'incertitude du mesurage.

La méthode B présente un choix plus large de procédés de correction. De plus, l'incertitude de mesurage est prise en compte dans la comparaison avec la garantie.

7) *Propositions d'application*

La méthode d'essai de réception appliquée devant être prise en compte dans les détails de conception de l'installation, on précisera dès que possible, de préférence dans le contrat de la turbine, la méthode à utiliser.

La méthode B peut s'appliquer à des turbines à vapeur de tous types et toutes puissances. L'incertitude de mesure souhaitée doit être décidée suffisamment tôt pour en tenir compte dans la conception de l'installation.

Si la garantie inclut la totalité ou une large part de la centrale, les parties de ces règles s'y rapportant peuvent être appliquées à un essai de réception conformément à la garantie.

In Method B standardized pressure-difference devices are normally applied for flow measurement. Calibration is recommended where a reduction of overall measuring uncertainty is desirable. Double or multiple measurement of primary flow is recommended for the reduction of measuring uncertainty and a method for checking the compatibility is described.

c) Pressure measurement

The requirements and recommendations for pressure measurements are essentially similar. Only the methods for the measurement of exhaust-pressure of condensing turbines differ to some extent.

d) Temperature measurement

The requirements are essentially similar in both methods. However detail requirements are more stringent in Method A:

- calibration before and after the test,
- double measurement of the main temperature with with 0.5 K maximum difference,
- thermocouples with continuous leads,
- required overall accuracy.

e) Steam quality measurements

Methods A and B are identical.

5) *Evaluation of tests*

The preparatory work for the evaluation and calculation of the test results is covered in a very similar manner in Methods A and B. However, quantitative requirements are more stringent in Method A.

Method B contains some proposals for handling cases where some requirements have not been met to avoid rejection of the test.

In addition, Method B contains detailed methods for calculation of measuring uncertainty values of measured variables and tests results.

Method B recommends other methods for conducting and evaluating of the tests after the specified period and without a previous inspection.

6) *Correction of test results and comparison with guarantees*

The correction of test results to guarantee conditions is covered in both Methods A and B.

Method A provides for the comparison of test results to guarantee without consideration of measuring uncertainty.

Method B gives a broader spectrum of correction procedures. Furthermore, the measuring uncertainty of the result is taken into account in the guarantee comparison.

7) *Proposals for application*

Since the acceptance test method to be applied has to be considered in the details of the plant design, it should be stated as early as possible, preferably in the turbine contract, which method will be used.

Method B can be applied to steam turbines of any type and any power. The desired measuring uncertainty should be decided upon sufficiently early, so that the necessary provisions can be included in the plant.

If the guarantee includes the complete power plant or large parts thereof, the relevant parts of either method can be applied for an acceptance test in accordance with the definition of the guarantee value.

1. Domaine d'application et objet

1.1 *Domaine d'application*

Les règles de la présente norme sont applicables aux essais thermiques de réception couvrant divers degrés de précision pour les turbines à vapeur de tous types, toutes puissance et utilisation. Seule la partie appropriée de ces règles doit donc être appliquée à chaque cas particulier.

Ces règles concernent les essais des turbines alimentées soit par de la vapeur surchauffée, soit par de la vapeur saturée. Elles comprennent les mesures et procédures requises pour la détermination de l'enthalpie de la vapeur humide. Elles décrivent les précautions nécessaires pour permettre la réalisation des essais en respectant les règles de radioprotection en vigueur dans les centrales nucléaires.

La présente norme définit les règles de base pour la préparation, l'exécution et le dépouillement des essais, la comparaison avec les garanties et le calcul de l'incertitude des mesures. Les détails relatifs aux conditions dans lesquelles doivent être effectués les essais de réception sont également définis.

Si un cas spécial ou complexe non traité dans ces règles se présente, il doit donner lieu à un accord entre le constructeur et l'acheteur avant la signature du contrat.

1.2 *Objet*

Le but des essais thermiques de réception des turbines à vapeur et des installations comportant des turbines décrits dans cette norme est de vérifier toutes les garanties données par le constructeur de l'installation en ce qui concerne:

- a) le rendement thermique de l'installation ou sa consommation spécifique de chaleur;
- b) le rendement thermodynamique de la turbine ou sa consommation spécifique de vapeur ou la puissance aux conditions de débits de vapeur spécifiées;
- c) le débit maximal de vapeur et/ou la puissance maximale.

Les garanties et leurs clauses doivent être formulées complètement et sans ambiguïté (voir 2.4). Les essais de réception peuvent également comporter toutes les mesures nécessaires pour effectuer les corrections suivant les conditions de la garantie et le contrôle du résultat.

1.3 *Points à examiner dans le contrat*

Certains points de ces règles sont à prendre en considération dès la phase initiale du contrat. Ces points sont traités dans les paragraphes suivants:

Paragraphe

- 1.1 (4^e alinéa)
- 1.2 (dernier alinéa)
- 3.1 (3^e et 4^e alinéas)
- 3.3.3 (1^{er} alinéa)
- 6.6
- 6.8
- 6.9 (1^{er} alinéa)

2. Unités, symboles, termes et définitions

2.1 *Généralités*

Le Système International d'Unités (SI) est utilisé dans ces règles, ce qui permet d'éviter tout facteur de conversion.

1. Scope and object

1.1 Scope

The rules given in this standard are applicable to thermal acceptance tests covering a wide range of accuracy on steam turbines of every type, rating and application. Only the relevant portion of these rules will apply to any individual case.

The rules provide for the testing of turbines, whether operating with either superheated or saturated steam. They include measurements and procedures required to determine specific enthalpy within the moisture region and describe precautions necessary to permit testing while respecting radiological safety rules in nuclear plants.

Uniform rules for the preparation, carrying out, evaluation, comparison with guarantee and calculation of measuring uncertainty of acceptance tests are defined in this standard. Details of the conditions under which the acceptance test shall take place are included.

Should any complex or special case arise which is not covered by these rules, appropriate agreement shall be reached by manufacturer and purchaser before the contract is signed.

1.2 Object

The purpose of the thermal acceptance tests of steam turbines and turbine plants described in this standard is to verify guarantees given by the manufacturer of the plant concerning:

- a) turbine plant thermal efficiency or heat rate;
- b) turbine thermodynamic efficiency or steam rate or power output at specified steam flow conditions;
- c) main steam flow capacity and/or maximum power output.

The guarantees with their provisions shall be formulated completely and without contradictions (see 2.4). The acceptance tests may also include such measurements as are necessary for corrections according to the conditions of the guarantee and checking of the results.

1.3 Matters to be considered in the contract

Some matters in these rules have to be considered at an early stage. Such matters are dealt with in the following sub-clauses:

Sub-clause

- 1.1 (paragraph 4)
- 1.2 (paragraph 2)
- 3.1 (paragraph 3 and 4)
- 3.3.3 (paragraph 1)
- 6.6
- 6.8
- 6.9 (paragraph 1)

2. Units, symbols, terms and definitions

2.1 General

The International System of Units (SI) is used in these rules; all conversion factors can therefore be avoided.

Les unités cohérentes à employer pour toutes les grandeurs utiles sont données dans le tableau en 2.2. Quelques coefficients de conversion sont indiqués pour la consommation spécifique exprimée à l'aide d'unités autres que pour le W/W.

2.2 Symboles, unités

Pour les besoins des présentes règles, les symboles, définitions et unités suivants doivent être utilisés:

Grandeurs	Symboles	Unités	Exemples de multiples et sous-multiples	Autres unités ISO
Puissance	P	W	kW	
Débit masse	$\dot{m}$	kg/s		
Pression absolue	p_{abs}	Pa	kPa	bar ¹⁾
Pression manométrique	p_e	Pa	kPa	bar ¹⁾
Pression ambiante (barométrique)	p_{amb}	Pa	kPa	bar ¹⁾ , mbar
Différence de pression	Δp	Pa	kPa	
Température thermodynamique	T, Θ	K		
Température Celsius	t, θ			°C
Ecart de température	Δt	K		
Distance verticale	H	m	mm	
Enthalpie massique	h	J/kg	kJ/kg	
Enthalpie massique de l'eau à la saturation	h'	J/kg	kJ/kg	
Enthalpie massique de la vapeur à la saturation	h''	J/kg	kJ/kg	
Chute d'enthalpie massique	Δh	J/kg	kJ/kg	
Chaleur massique	c	J/kg·K	kJ/kg·K	
Titre (masse de vapeur saturée sèche par unité de masse de vapeur humide)	x	kg/kg	g/g	
Vitesse de rotation	n	s ⁻¹		min ⁻¹
Vitesse linéaire	v	m/s		
Masse volumique	ρ	kg/m ³		
Volume massique	v	m ³ /kg		
Diamètre	D	m	mm	
Accélération de la pesanteur	g	m/s ²		
Rendement thermique	η_t	W/W	kW/kW	
Rendement thermodynamique	η_{td}	W/W	kW/kW	
Consommation spécifique de chaleur	HR	W/W	kW/kW	kJ/kW·s, kJ/kW·h
Consommation spécifique de vapeur	SR	kg/W·s ou kg/J	kg/kW·s, kg/kJ	kg/kW·h
Débit de chaleur	$\dot{Q}$	J/s	kJ/s	
Facteur de cavitation	K	1		
Concentration	C	Selon nature du traceur		
Facteur de correction selon 6.6a)	F	1		
Facteur de correction selon 6.6b)	F^*	1		
Exposant isentropique	κ			
Coefficient de décharge	C_d			
Coefficient de débit	α			
Grandeur quelconque	$x^{2)}$			
Coefficient de poids pour le calcul de la moyenne	γ			
Limite de confiance	V			
Incertitude relative de mesure de x	$\tau_x = \frac{V_x}{x}$			
Tolérance des tables de vapeur	R			

¹⁾ Admis temporairement par le CIPM et l'ISO pour les fluides uniquement.

²⁾ Selon l'application.

The coherent units for all relevant quantities are given in the Table in 2.2. Some conversion factors are given as well for specific heat rates based on units other than W/W.

2.2 Symbols, units

For the purpose of these rules the following symbols, definitions and units shall be used:

Quantity	Symbol	Unit	Examples of multiples and sub-multiples	Other ISO units
Power	P	W	kW	
Flow rate	$\dot{m}$	kg/s		
Pressure, absolute	p_{abs}	Pa	kPa	bar ¹⁾
Pressure, gauge	p_e	Pa	kPa	bar ¹⁾
Ambient pressure (barometric)	p_{amb}	Pa	kPa	bar ¹⁾ , mbar
Pressure difference	Δp	Pa	kPa	
Thermodynamic temperature	T, Θ	K		
Celsius temperature	t, θ			°C
Temperature difference	Δt	K		
Vertical distance	H	m	mm	
Specific enthalpy	h	J/kg	kJ/kg	
Specific enthalpy of saturated water	h'	J/kg	kJ/kg	
Specific enthalpy of saturated steam	h''	J/kg	kJ/kg	
Specific enthalpy drop	Δh	J/kg	kJ/kg	
Specific heat	c	J/kg·K	kJ/kg·K	
Quality, i. e., dryness fraction of saturated steam by weight	x	kg/kg	g/g	
Rotational speed	n	s ⁻¹		min ⁻¹
Velocity	v	m/s		
Density	ρ	kg/m ³		
Specific volume	v	m ³ /kg		
Diameter	D	m	mm	
Acceleration due to gravity	g	m/s ²		
Thermal efficiency	η_h	W/W	kW/kW	
Thermodynamic efficiency	η_{hd}	W/W	kW/kW	
Heat rate	HR	W/W	kW/kW	kJ/kW·s, kJ/kW·h
Steam rate	SR	kg/W·s or kg/J	kg/kW·s, kg/kJ	kg/kW·h
Heat flow rate	$\dot{Q}$	J/s	kJ/s	
Cavitation factor	K	1		
Concentration	C	According to nature of tracer		
Correction factor according to 6.6a)	F	1		
Correction factor according to 6.6b)	F^*	1		
Isentropic exponent	κ			
Discharge coefficient	C_d			
Flow coefficient	α			
General quantity	$x^{2)}$			
Weight factor for averaging	γ			
Confidence limit	V			
Relative measuring uncertainty of x	$\tau_x = \frac{V_x}{x}$			
Tolerance of steam table	R			

¹⁾ Admitted by CIPM and ISO for temporary use with fluids only.

²⁾ According to application.

Relation entre la consommation spécifique HR et le rendement thermique:

Unités utilisées pour HR

W/W, kW/kW, kJ/kW · s

kJ/kW · h

kJ/MW · s

kcal/kW · h

BTU/kW · h

Relation

$$HR = \frac{1}{\eta_t}$$

$$HR = \frac{3600}{\eta_t}$$

$$HR = \frac{1000}{\eta_t}$$

$$HR = \frac{859,845}{\eta_t}$$

$$HR = \frac{3412,14}{\eta_t}$$

2.3 Indices, exposants et définitions

Grandeurs	Indices	Position ou définition
Puissance	b	Aux bornes de l'alternateur
	a	Absorbée par les auxiliaires non entraînés par la turbine (voir 4.2.3); (voir également la CEI 34)
	g	Puissance nette électrique: $P_g = P_b - P_a$
	c	Puissance à l'accouplement de la turbine, diminuée de la puissance absorbée par les auxiliaires de la turbine entraînés séparément (voir 4.2.3)
	i	Interne à la turbine
Débit de vapeur à l'admission et puissance	mech	Pertes mécaniques des pompes
	max	Valeurs obtenues avec soupapes de réglage à pleine ouverture
Etat et débit de la vapeur	1	Immédiatement à l'amont de la ou des vannes d'arrêt de la turbine haute pression (HP) et du ou des filtres de vapeur éventuels prévus dans le contrat relatif à la turbine
	2	A l'échappement de la turbine HP vers le surchauffeur
	3	Immédiatement à l'amont des vannes d'arrêt de la turbine moyenne pression (MP)
	4	A l'échappement de la ou des turbines vers le condenseur
	c	Au point de soutirage de la turbine à prélèvement de vapeur
	5	A la sortie du condenseur
	6	A l'aspiration de la pompe d'extraction
	7	Au refoulement de la pompe d'extraction
	8	Voir figure 1a
	9	A l'aspiration de la pompe alimentaire
	10	Au refoulement de la pompe alimentaire
Etat et débit de l'eau condensée et de l'eau alimentaire	11	A la sortie du réchauffeur final
	b	Après passage à travers la pompe d'extraction et tout réfrigérant (huile, alternateur, gaz/air) prévu au contrat
	d	A la sortie du refroidisseur de purge
	a	A la sortie du condenseur de l'éjecteur d'air
	is	Se rapporte à l'eau provenant du circuit d'eau d'alimentation, allant vers le surchauffeur pour régler la température de la vapeur à l'admission
	ir	Se rapporte à l'eau provenant du circuit d'eau d'alimentation, allant vers le resurchauffeur pour régler la température de la vapeur resurchauffée

Relation between Heat Rate and thermal efficiency:

Units used for HR

W/W, kW/kW, kJ/kW · s

kJ/kW · h

kJ/MW · s

kcal/kW · h

BTU/kW · h

Relation

$$HR = \frac{1}{\eta_t}$$

$$HR = \frac{3600}{\eta_t}$$

$$HR = \frac{1000}{\eta_t}$$

$$HR = \frac{859.845}{\eta_t}$$

$$HR = \frac{3412.14}{\eta_t}$$

2.3 Subscripts, superscripts and definitions

Quantity	Subscript	Position or definition
Power	b	At generator terminals
	a	Taken by auxiliaries not driven by the turbine (see 4.2.3); (see also IEC 34)
	g	Net power output: $P_g = P_b - P_a$
	c	At turbine coupling, less power required by turbine auxiliaries, if driven separately (see 4.2.3)
	i	Internal to the turbine
Initial steam flow rate and output	mech	Mechanical losses of pump and pump drive
	max	Values for fully opened control valves
Steam condition and flow rate	1	Directly upstream of high pressure (HP) turbine stop valve(s) and the steam strainer(s) (if any) that are included in the turbine contract
	2	At exhaust of the turbine HP from which steam passes to the reheater
	3	Directly upstream of intermediate pressure IP turbine stop valves
	4	At exhaust of the turbine(s) discharging to the condenser
	e	At extraction point of extraction turbine
Condensate and feed water conditions and flow rates	5	At condenser discharge
	6	At inlet to condensate pump
	7	At discharge from condensate pump
	8	See Figure 1a
	9	At inlet of boiler feed pump
	10	At outlet of boiler feed pump
	11	At outlet of final feed heater
	b	After passage through the condensate pump and any coolers (oil, generator, gas/air) included in the contract
	d	At outlet from the drain cooler
	a	At outlet of air ejector condenser
	is	Refers to water taken from the feed-water system to the superheater for regulation of the initial steam temperature
	ir	Refers to water taken from the feed-water system to the reheater for control of the reheated steam temperature

Grandeurs	Indices	Position ou définition
Etat et débit de l'eau d'appoint	m	Mesures effectuées à proximité de la bride d'entrée du circuit d'eau condensée ou de l'évaporateur
Etat et débit de la vapeur aux joints à labyrinthes	g	Vapeur alimentant les joints à labyrinthes fournie par une source séparée
	gl	Fuites de vapeur des joints à labyrinthes et des tiges de vannes, réintroduites dans le cycle, et comprises dans le débit de vapeur à l'admission
	q	Débit des fuites de vapeur des joints à labyrinthes et des tiges de vannes, se produisant pour des raisons imprévisibles, provenant de points situés à l'amont du resurchauffeur, non réintroduites dans le cycle et dont la chaleur n'est pas cédée au cycle
	qy	Débit similaire à q, mais concernant des fuites provenant de points situés à l'aval du resurchauffeur
Débit de vapeur principal et concentration	M	Débit de vapeur principal à la sortie du réacteur
Concentration et débit masse	F	Se rapporte à l'eau d'alimentation du réacteur
	cœur	Se rapporte au fluide intermédiaire traversant le cœur du réacteur
	cond	Se rapporte à la vapeur condensée
	inj	Se rapporte au traceur injecté
	E	A l'entrée du cœur du PWR
	R	Débit de l'eau de recirculation provenant du séparateur d'eau
Eau de refroidissement du condenseur	w	
	wi	Entrée du condenseur
	wo	Sortie du condenseur
	wio	Valeur moyenne entre l'entrée et la sortie du condenseur
Rendement	t	Thermique
	td	Thermodynamique
Chute d'enthalpie	s	Se rapporte à la chute d'enthalpie isentropique
Vitesse	col	A l'étranglement de l'orifice de mesure
Pression statique	sat	Pression de saturation de l'eau pour une température fixée
Concentration	eau	Dans la phase eau
	L	Dans la boucle de la pompe du BWR
	B	Dans l'eau d'extraction du PWR
	inj	Du traceur injecté
	O	Au point d'injection, avant injection du traceur
Résultats des essais et valeurs garanties	g	Garanti
	c	Corrigé
	m	Mesuré
Facteur de correction F ou F^*	tot	Produit de tous les facteurs de correction individuels
	1, 2, 3	Numérotation des facteurs de correction individuels
	η	Pour correction du rendement
	P	Pour correction de la puissance
Usage général	i, j	Indices

L'incertitude de mesure relative τ d'une grandeur doit être accompagnée de la limite de confiance V correspondante. L'indice de la limite de confiance et de l'incertitude de mesure relative est le symbole de la grandeur concernée.

Grandeurs	Exposants	Définition
Rendement	/	Valeur de référence du rendement calculé par ordinateur
Toute grandeur	—	Valeur moyenne
	~	Valeur moyenne pondérée

Quantity	Subscript	Position or definition
Make-up water conditions and flow rate	m	Measurements adjacent to the inlet flange of the condensate system or of the evaporator
Gland steam conditions and flow rates	g	Steam supplied to glands from a separate source
	gl	Leak-off steam from glands and valve stems returned to the system and included in the measurement of the initial steam flow
	q	Flow of leak-off steam from glands and valve stems at inlet end or before a reheater which is led away for any extraneous purpose and neither it nor its heat is delivered to any part of the turbine cycle
	qy	Leak-off flows similar to q, but coming from a point or points downstream of a reheater
Main steam flow rate and concentration	M	Main steam flow at outlet of reactor
Mass flow rate and concentration	F	Refers to feed-water for reactor
	core	Refers to medium fluid passing through reactor core
	cond	Refers to condensed steam
	inj	Refers to injected tracer solution
	E	At entry into core of PWR
	R	Recirculated water flow from water separator
Condenser cooling water	w	
	wi	Condenser inlet
	wo	Condenser outlet
	wio	Average value between condenser inlet and outlet
Efficiency	t	Thermal
	td	Thermodynamic
Enthalpy drop	s	Refers to isentropic enthalpy drop
Velocity	throat	At throat of flow-metering nozzle
Static pressure	sat	Saturation pressure of water at pertinent temperature
Concentration	wat	In water phase
	L	In pump loop of BWR
	B	In blow-down water of PWR
	inj	Of injected tracer
	O	At injection point before tracer injection
Test results and guaranteed values	g	Guaranteed
	c	Corrected
	m	Measured
Correction Factor F or F^*	tot	Product of all individual correction factors
	1, 2, 3	Numbering of individual correction factors
	η	For correction of efficiency
	P	For correction of output
General use	i, j	Numbering subscripts

For confidence limit V and relative measuring uncertainty τ , subscripts which are identical to symbols for quantities always indicate the confidence limit applicable to the relative measuring uncertainty of this quantity.

Quantity	Superscript	Definition
Efficiency	/	Reference value of computer-calculated efficiency
General	—	Average value
	~	Weighted average value

2.4 Définitions des valeurs garanties et des résultats d'essai

Certains paramètres sont techniquement nécessaires et généralement utilisés pour la description quantitative des performances thermodynamiques des turbines à vapeur, ou des installations comportant des turbines à vapeur. Les valeurs garanties étant exprimées en fonction de ces paramètres, les résultats des essais doivent être exprimés de la même manière.

La définition générale de ces paramètres est presque toujours évidente, mais les détails peuvent cependant différer d'un cas à l'autre et doivent être examinés en totalité (voir aussi 1.2).

2.4.1 Rendement thermique

Pour une turbine de centrale électrique avec réchauffage de l'eau alimentaire, le rendement thermique est le critère le plus significatif. Il se définit comme étant le rapport entre la puissance fournie par la turbine et la chaleur fournie au cycle à partir de sources externes.

$$\eta_t = \frac{P}{\sum (\dot{m}_j \Delta h_j)} \quad (1)$$

où:

$\dot{m}_j$ sont les débits masse des fluides auxquels la chaleur est ajoutée

Δh_j sont les élévations d'enthalpie massique qui en résultent

Dans chaque cas, il faut définir un cycle thermique de garantie en accord avec les valeurs terminales garanties auquel on se réfère pour définir la garantie et interpréter les essais. Il doit être aussi simple et aussi proche que possible de la configuration du cycle qui sera réalisé pour effectuer les essais (voir également 3.4.4).

Pour une turbine à simple resurchauffe et réchauffage de l'eau d'alimentation conforme à la figure 1a, une définition pratique du rendement thermique est:

$$\eta_t = \frac{P_b \text{ (ou } P_g \text{ ou } P_c)^*}{\dot{m}_1 (h_1 - h_{11}) + \dot{m}_3 (h_3 - h_2)} \quad (2)$$

* Suivant les spécifications du contrat.

2.4 Definition of guarantee values and test results

For the quantitative description of the thermodynamic performance of a steam turbine or steam turbine plant, several quantities are technically appropriate and generally applied. Guarantee values are expressed as such quantities and, consequently, test results are to be evaluated in the same manner.

The general definition of these quantities is always quite obvious. The details, however, may be different in each case and shall be fully considered (see also 1.2).

2.4.1 Thermal efficiency

For a power station turbine with regenerative feed heating, the thermal efficiency is the significant criterion. It is defined as the ratio of power output to heat added to the cycle from external sources.

$$\eta_t = \frac{P}{\sum (\dot{m}_j \Delta h_j)} \quad (1)$$

where:

$\dot{m}_j$ are the mass-flows, to which heat is added

Δh_j are the resulting enthalpy rises

For each specific case a guarantee heat cycle, together with the guarantee terminal parameter, has to be defined as a basis for guarantee definition and test evaluation. It should be as simple as possible and as near as practicable to the cycle configuration to be realized for the test (see also 3.4.4).

A practical definition for a turbine plant with single reheat and feed heating according to Figure 1a is then:

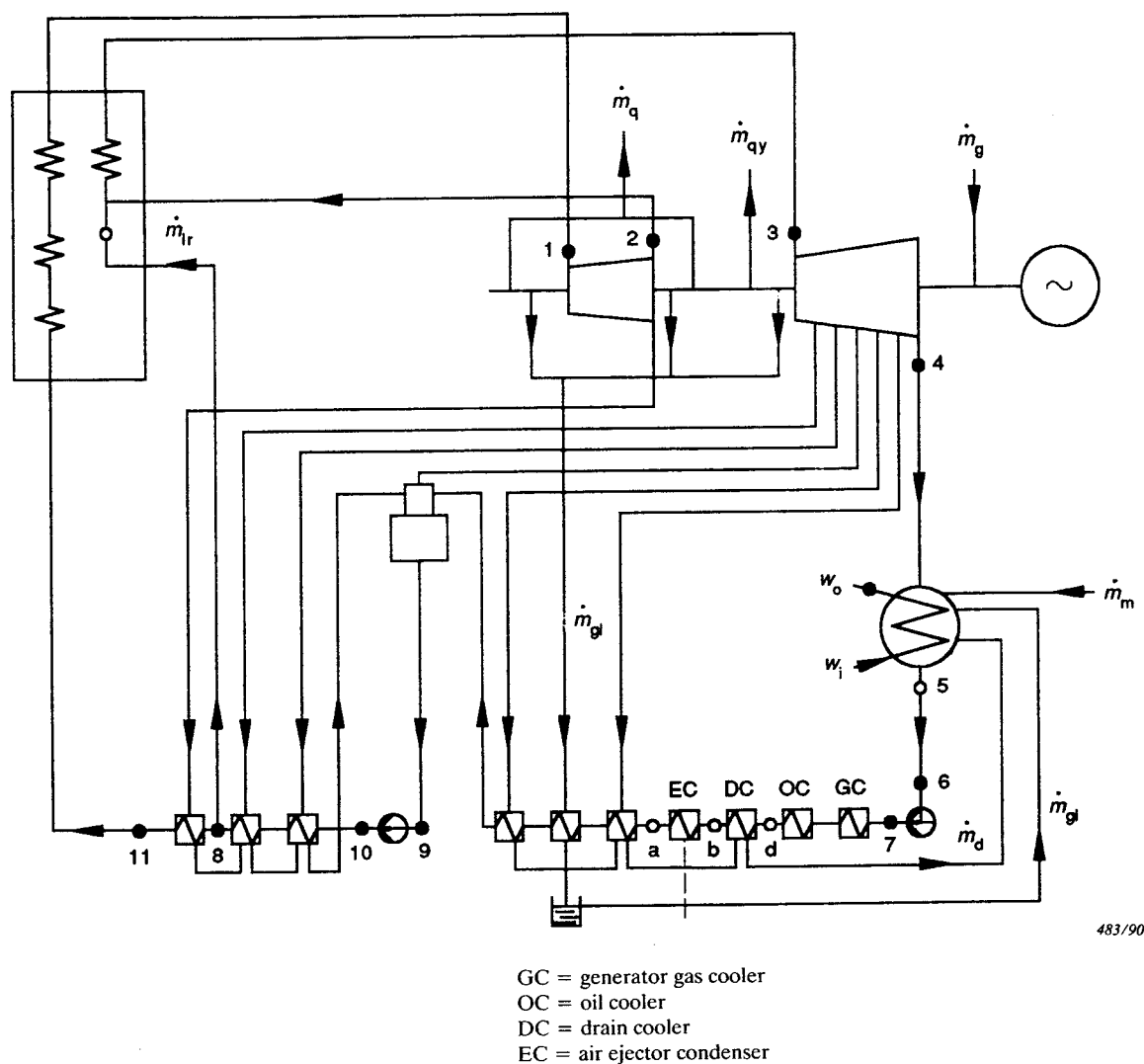
$$\eta_t = \frac{P_b \text{ (or } P_g \text{ or } P_c)^*}{\dot{m}_1 (h_1 - h_{11}) + \dot{m}_3 (h_3 - h_2)} \quad (2)$$

* According to contract specification.



Les numéros des points restent les mêmes pour des positions identiques, quel que soit le type de turbine: par exemple, le point 9 est à l'aspiration de la pompe alimentaire, le point 8 peut être n'importe où entre les points 6 et 11.

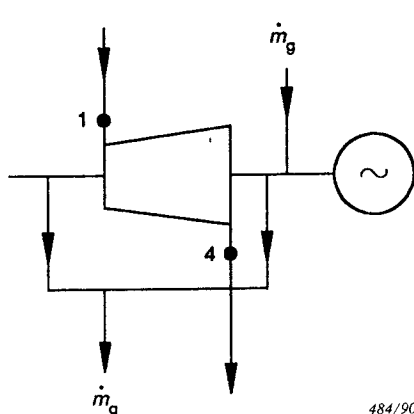
Full document details: IEC 60953-2-1990 scan



483/90

The point number remains the same for the same item of any other turbine type: for example, point 9 will be at the inlet of the feed pump, point 8 may be anywhere between downstream of point 6 and point 11.

FIG. 1a. — Reheating regenerative condensing turbine with feed-water heating.



484/90

FIG. 1b. — Straight condensing or back-pressure turbine without feed-heating.

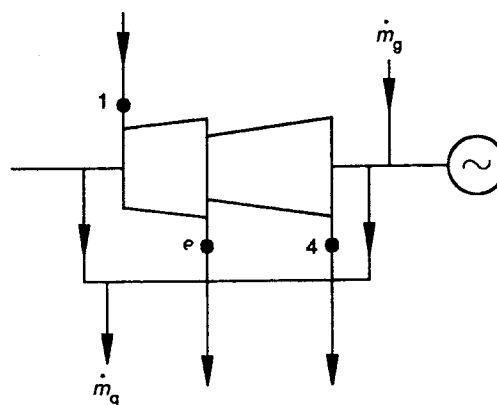


FIG. 1c. — Extraction condensing or back-pressure turbine without feed-heating.

FIG. 1. — Diagram for interpretation of symbols and subscripts.

Tout flux et/ou masse de chaleur ajouté ou retranché au cycle, par l'eau d'appoint $\dot{m}_m$, l'eau de désurchauffe $\dot{m}_{tr}$ ou $\dot{m}_{is}$ ou la vapeur prélevée pour alimenter le préchauffeur d'air par exemple, doit être pris en compte dans le dépouillement par une correction appropriée du résultat de l'essai (voir l'article 6). Les pertes ne sont pas incluses dans cette définition, mais traitées comme indiqué en 5.2.3.4.

Pour limiter l'importance des corrections, il peut être judicieux d'inclure dans la garantie, par des termes supplémentaires, des débits importants en masse ou en chaleur contenue qui existent dans le cycle pour des raisons techniques (par exemple, débit de désurchauffe, purge du réacteur, etc.).

Cela, cependant, modifie également le caractère thermodynamique de la définition et les valeurs du rendement thermique qui en résultent ne peuvent être directement comparées à celles données par la formule (2). De plus, la procédure de correction ne pourra pas être totalement évitée de cette façon, car les valeurs de ces débits supplémentaires pendant les essais ne coïncideront probablement pas avec celles prévues dans la définition de la garantie modifiée.

Il est impossible, en pratique, de décrire dans ces règles toutes les variantes des cycles de turbine. S'il existe d'importantes différences entre la configuration du cycle d'essai et celle du cycle thermique de garantie, il est recommandé d'utiliser une procédure de correction suivant 6.6.1.

2.4.2 Consommation spécifique de chaleur

Traditionnellement la consommation spécifique de chaleur a été utilisée et l'est toujours dans le même but que le rendement thermique, qui est appliqué dans ces règles.

Dans un système cohérent d'unités (SI):

$$HR = \frac{1}{\eta_t} \quad (3)$$

La consommation spécifique de chaleur ainsi calculée s'exprime en kW/kW = kJ/kW · s.

Les valeurs de consommation spécifique de chaleur exprimées avec d'autres unités peuvent être facilement converties en valeurs de rendement thermique par des formules appropriées (voir 2.2).

2.4.3 Rendement thermodynamique

Pour une turbine recevant la totalité de la vapeur dans un seul état initial et l'évacuant intégralement à une pression inférieure (turbine à contrepression ou à condensation sans réchauffage de l'eau alimentaire et sans resurchauffe), le rendement thermodynamique est la mesure la plus appropriée de la performance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance fournie par la turbine et la puissance isentropique (produit du débit de masse de vapeur et de la chute d'enthalpie qui serait obtenue pour une détente isentropique entre les conditions initiales de vapeur et la pression à l'échappement):

$$\eta_{td} = \frac{P}{\dot{m} \Delta h_s} \quad (4)$$

La valeur numérique du rendement thermodynamique ne dépend pas des conditions de vapeur à l'admission et à l'échappement; elle ne constitue une indication que pour le rendement de détente.

Any additional heat and/or mass flows added to or subtracted from the cycle e.g., by make-up flow $\dot{m}_m$, spray attemperator flow $\dot{m}_{tr}$ or $\dot{m}_{is}$ or additional extraction for steam air preheater has to be accounted for in the evaluation by an appropriate correction of the test result (see Clause 6). Losses are not included in this definition, but treated according to 5.2.3.4.

To keep the sum of corrections small, it may be reasonable to include in the guarantee definition, by means of additional terms, important heat and mass flows present in the cycle configuration for the test for technical reasons (e.g., spray attemperator, reactor blow down, etc.).

This, however, also modifies the thermodynamic character of the definition and the resulting values of the thermal efficiency are not directly comparable with those according to formula (2). Furthermore, the correction procedure will not be avoided altogether in this way, because it is improbable that the values of these additional flows during the test will coincide exactly with those in the amended guarantee definition.

It is impracticable to describe in these rules all the possible variations in turbine cycles. In cases of complicated deviations of test cycle configuration from guarantee definition, it is advisable to use the correction procedures according to 6.6.1.

2.4.2 Heat rate

The heat rate traditionally has been used (and is still used) for the same objective as thermal efficiency, which is applied in these rules.

In a coherent unit system (SI):

$$HR = \frac{1}{\eta_t} \quad (3)$$

The unit of the so calculated heat rate is kW/kW = kJ/kW · s.

Heat rate values expressed in other units can be converted easily to thermal efficiency values, taking into account the appropriate conversion factors (see 2.2).

2.4.3 Thermodynamic efficiency

For a turbine receiving all the steam at one initial steam condition and discharging all the steam at a lower pressure (condensing or back-pressure turbine without regenerating feed-heating or reheat), the thermodynamic efficiency is the most appropriate measure of performance. It is defined as ratio of power output to isentropic power capacity (product of steam mass flow and isentropic enthalpy drop between initial steam condition and exhaust pressure):

$$\eta_{td} = \frac{P}{\dot{m} \Delta h_s} \quad (4)$$

The numerical value of thermodynamic efficiency does not depend on the initial steam and exhaust conditions, but is the indication for the efficiency of the expansion only.

La formule définissant le rendement thermodynamique d'une turbine à condensation directe, sans réchauffage de l'eau d'alimentation, conforme à la figure 1b, est:

$$\eta_{td} = \frac{P_b \text{ (ou } P_g \text{ ou } P_c)^*}{\dot{m}_1 \cdot \Delta h_{s1,4}} \quad (5)$$

où:

$\Delta h_{s1,4}$ est la chute d'enthalpie qui serait obtenue pour une détente isentropique entre les conditions initiales de vapeur au point 1 et la pression au point 4

2.4.4 Consommation spécifique de vapeur

Traditionnellement, la consommation spécifique de vapeur a été utilisée, et l'est toujours, comme critère de performance pour les turbines comme décrit en 2.4.3. Elle se définit comme étant le rapport entre le débit de vapeur à l'admission et la puissance fournie et se rattache comme suit au rendement thermodynamique, en unités cohérentes (SI).

$$SR = \frac{\dot{m}}{P} = \frac{1}{\eta_{td} \Delta h_s} \quad (6)$$

Les valeurs de consommation spécifique de vapeur exprimées avec d'autres unités peuvent être converties en valeurs de rendement thermodynamique, après détermination de la valeur correspondante de Δh_s au moyen du facteur de conversion approprié (voir 2.2).

Les valeurs numériques de la consommation spécifique de vapeur, dépendant aussi des conditions de vapeur à l'admission et à l'échappement, ne sont pas comparables pour des turbines ayant des conditions de vapeur différentes. Pour cette raison, le rendement thermodynamique est utilisé dans ces règles.

2.4.5 Débit de vapeur principale

Le débit maximal de vapeur principale, toutes soupapes de régulation grandes ouvertes, dans des conditions de vapeur spécifiées (il s'agit généralement des conditions de vapeur conformes à la définition des autres valeurs garanties) est le débit maximal de la turbine.

2.4.6 Puissance maximale

La puissance maximale de la turbine, au débit maximal de vapeur, est garantie pour un cycle qui peut différer du cycle thermique de garantie valable pour le rendement thermique. La puissance maximale garantie peut être appliquée à des turbines alimentant un chauffage urbain, etc.

2.4.7 Valeurs garanties pour les turbines à plusieurs pressions** et les turbines à prélèvements de vapeur

Pour les turbines à plusieurs pressions et les turbines à prélèvements de vapeur simple ou multiple, avec ou sans régulation de pression du ou des prélèvements, et dans tous les cas sans réchauffage de l'eau alimentaire, le rendement thermodynamique est la mesure la plus appropriée pour définir les valeurs garanties. Il se définit généralement comme suit:

$$\eta_{td} = \frac{P}{\sum (\dot{m}_j \cdot \Delta h_{sj})} \quad (7)$$

où $\dot{m}_j$ et Δh_{sj} sont respectivement le débit de vapeur et la chute d'enthalpie isentropique dans chaque partie consécutive de la turbine.

* Suivant les spécifications du contrat.

** Ce sont les turbines dans lesquelles on admet de la vapeur (vapeur secondaire) en cours de détente.

The formula defining the thermodynamic efficiency for a straight condensing turbine without feed-heating according to Figure 1b, is then:

$$\eta_{td} = \frac{P_b \text{ (or } P_g \text{ or } P_c)^*}{\dot{m}_1 \cdot \Delta h_{s1.4}} \quad (5)$$

where:

$\Delta h_{s1.4}$ is the isentropic enthalpy drop between initial steam condition at point 1 and pressure at point 4

2.4.4 Steam rate

The steam rate traditionally has been used (and is still used) as a performance criterion for turbines as described in 2.4.3. It is defined as the ratio of initial steam flow rate to power output and is connected with thermodynamic efficiency as follows in coherent units (SI).

$$SR = \frac{\dot{m}}{P} = \frac{1}{\eta_{td} \Delta h_s} \quad (6)$$

Steam rate values expressed in other units can be converted to thermodynamic efficiency values after determination of the relevant Δh_s value taking into account the appropriate conversion factors (see 2.2).

Since numerical steam rate values depend also on initial steam and exhaust conditions, they are not comparable for turbines with different specified conditions. Therefore, thermodynamic efficiency is used in these rules.

2.4.5 Main steam flow capacity

The maximum flow rate of main steam with all regulating valves wide open under specified steam conditions (usually the steam conditions according to the definition of the other guarantee values) is the measure of the maximum flow capacity of the turbine.

2.4.6 Maximum power output

The power output of the turbine at the maximum flow rate of main steam can be guaranteed for a specified heat-cycle, which may differ to some extent from the guarantee heat cycle valid for the thermal efficiency. A maximum power output guarantee can be relevant for district heating turbines, etc.

2.4.7 Guarantee values for extraction and mixed-pressure turbines**

For mixed-pressure turbines and single or multiple-extraction turbines with or without regulated extraction pressure(s), in all cases without regenerative feed-heating, the guarantee values are most appropriately defined as thermodynamic efficiency in the following generalized way:

$$\eta_{td} = \frac{P}{\sum (\dot{m}_j \cdot \Delta h_{sj})} \quad (7)$$

where $\dot{m}_j$ and Δh_{sj} are the steam flow rate and isentropic enthalpy drop respectively for each consecutive section of the turbine.

* According to contract specification.

** Mixed pressure turbines – several inlets at different pressures during the expansion.

Par exemple, pour une turbine à simple prélèvement de vapeur (à contrepression ou à condensation), nous aurons suivant la figure 1c:

$$\eta_{td} = \frac{P_b \text{ (ou } P_g \text{ ou } P_c)^*}{\dot{m}_1 \cdot \Delta h_{s1,e} + (\dot{m}_1 - \dot{m}_e) \Delta h_{s e,4}} \quad (8)$$

Dans le cas d'une turbine à plusieurs pressions ou à prélèvements de vapeur, en complément des valeurs de la puissance, du débit de vapeur à l'admission et du rendement thermodynamique, il est nécessaire de spécifier la ou les valeurs significatives du ou des débits de vapeur prélevée, et du ou des débits de vapeur secondaire admise. Cela s'applique à chaque charge donnant lieu à garantie.

Les valeurs garanties pour les turbines à plusieurs pressions et les turbines à prélèvements de vapeur avec réchauffage de l'eau alimentaire peuvent également se définir en rendement thermodynamique, si cela est plus pratique. Dans ce cas, aussi, la ou les valeurs significatives du ou des débits de vapeur prélevée, et du ou des débits de vapeur secondaire admise, sont nécessaires pour avoir une définition complète de la garantie.

3. Principes directeurs

3.1 Dispositions à prendre dès la conception de l'installation

Les parties intéressées aux essais doivent conclure un accord sur les procédures d'essai, l'interprétation des garanties, le nombre, les emplacements et la disposition des points de mesure et des dispositifs de mesure, la disposition des tuyauteries et des vannes, au moment de la conception de l'installation. Cela s'applique particulièrement aux turbines à vapeur des centrales nucléaires dans lesquelles des modifications ultérieures sont souvent irréalisables et où les points de mesure ne sont pas toujours accessibles une fois la centrale en fonctionnement. Pour les principales mesures, il est recommandé de prévoir les dispositifs de raccordement spéciaux tels que brides et poches thermométriques pour thermomètres de façon à pouvoir effectuer les essais de réception, sans affecter le fonctionnement normal des matériels.

Les appareils de mesure seront choisis de façon à ce que les quantités de chaleur et de travail reçues et fournies par le «système», tel qu'il est défini par le contrat, et les conditions à ses limites, puissent être déterminées.

Les parties intéressées à l'essai doivent conclure, aussitôt que possible, un accord sur la précision de mesure désirée pour les essais de réception. Cette précision doit être raisonnablement fixée en fonction de l'importance de l'installation, en tenant compte du coût des essais de réception.

La liste ci-dessous précise plusieurs points devant faire l'objet d'un accord pendant la conception de la centrale:

- a) Emplacement et disposition des tuyauteries près des points de mesure de débit qui seront utilisés pour les calculs des essais.
- b) Nombre et emplacement des vannes nécessaires pour garantir, dans la mesure du possible, qu'aucun débit incontrôlé ne pénètre dans le cycle d'essai ou n'en sorte, ou ne contourne l'un des éléments du cycle.
- c) Nombre et emplacement des poches thermométriques pour thermomètres et des prises de pression nécessaires pour garantir des mesures correctes aux points essentiels.
- d) Nombre et emplacement des raccordements des instruments de doublage nécessaires pour garantir des mesures correctes aux points essentiels.

* Suivant les spécifications du contrat.

For example, for a single extraction turbine (either back-pressure or condensing), according to Figure 1c, this results in:

$$\eta_{td} = \frac{P_b \text{ (or } P_g \text{ or } P_c)^*}{\dot{m}_1 \cdot \Delta h_{s1,e} + (\dot{m}_1 - \dot{m}_e) \Delta h_{s e,4}} \quad (8)$$

In the case of an extraction or mixed-pressure turbine, however, it is necessary to specify in addition to the values of output, initial steam flow rate and thermodynamic efficiency, the pertinent flow rate value(s) of extraction steam flow(s) and secondary steam flow(s). This applies at each load subject to guarantee.

Guarantee values for mixed-pressure or extraction turbines with regenerative feed-heating can be defined, if more practicable, as thermal efficiency also. In this case, too, the pertinent flow rate value(s) of secondary steam and extraction steam flow(s) is (are) necessary for a complete guarantee definition.

3. Guiding principles

3.1 Advance planning for test

The parties to any test under these rules shall reach agreement, when the plant is being designed, as to the testing procedure, the interpretation of guarantees, the number, location and arrangement of measuring points and measuring devices, valves and piping arrangements. This especially applies to steam turbines in nuclear power stations where subsequent modifications are often impracticable and the measuring points are not always accessible once the plant has started to operate. It is recommended that for the most important measurements special connection facilities such as flanges and thermometer wells be provided for the measuring equipment so that the acceptance tests can be carried out without impairing the instruments for normal operation.

The instrumentation has to be selected in such a way that power and heat flows which enter and leave the "system", as defined in the contract, and the conditions at its boundaries, can be determined.

The parties interested in the test shall reach agreement at a date as early as practicable on the measuring accuracy desired for the acceptance tests. This accuracy, with due consideration of the cost of the acceptance test, shall be in reasonable relationship with the significance of the plant.

The following is a list of typical items upon which agreement should be reached during the plant design:

- a) Location of, and piping arrangement around, flow measuring devices on which test calculations are to be based.
- b) Number and location of valves required to ensure as far as practicable that no unaccounted for flow enters or leaves the test cycle or bypasses any cycle component.
- c) Number and location of temperature wells and pressure connections required to ensure correct measurements at critical points.
- d) Number and location of duplicate instrument connections required to ensure correct measurements at critical points.

* According to contract specification.

- e) Contrôle des débits de fuite pour éviter des complications en cours d'essai ou l'introduction d'erreurs.
- f) Dispositifs de mesure des fuites aux arbres des pompes, si besoin.
- g) Méthode de détermination du titre de la vapeur, y compris la technique de prélèvement si nécessaire. Les méthodes recommandées sont données en 4.7.

3.2 Accords et dispositions préliminaires aux essais

- a) Les parties intéressées aux essais doivent conclure, avant les essais, un accord sur le programme d'essai, les objectifs spécifiques des essais, les méthodes de mesure et la méthode opératoire, en prévoyant une limitation des corrections nécessaires, la méthode de correction des résultats d'essai et de comparaison avec les garanties, en tenant compte des clauses du contrat.
- b) Un accord doit être conclu sur les variables à mesurer, les appareils de mesure et leurs fournisseurs, l'emplacement des appareils indicateurs et sur l'effectif du personnel chargé de l'exploitation des appareils et du relevé des mesures.
- c) Les méthodes pour réaliser les mesures comparatives devront faire l'objet d'un accord (voir 3.5).
- d) Un accord doit intervenir sur des points tels que les moyens d'assurer la constance des conditions de vapeur et de charge.

- e) Les appareils sujets à défaillance, ou susceptibles d'être endommagés, doivent être doublés par des appareils en réserve convenablement étalonnés pouvant être mis en service sans délai. Tout changement d'appareil en cours d'essai doit être clairement indiqué sur les relevés de l'observateur.

L'emplacement et la disposition des appareils devront permettre une lecture aisée et précise par l'observateur. L'environnement d'étalonnage devra être aussi proche que possible de l'environnement dans lequel l'appareil sera utilisé pendant l'essai. Cela peut être obtenu en plaçant les appareils dans un environnement contrôlé.

- f) La détermination de l'enthalpie d'une vapeur surchauffée de moins de 15 K, ou du titre d'une vapeur contenant de l'humidité, ne peut être faite que si les parties sont d'accord sur la méthode à employer pour cette détermination. L'accord, la méthode de détermination et la façon de tenir compte de cette enthalpie ou de ce titre dans les résultats des essais doivent être entièrement décrits dans le rapport d'essai.

Un débit de vapeur, de caractéristiques quelconques, peut être déterminé, quand cela est possible, en condensant complètement cette vapeur et en mesurant le débit du condensat.

- g) La méthode et la date d'étalonnage des appareils, ainsi que le choix de l'organisme qui en est chargé, doivent faire l'objet d'un accord.
- h) Pour chacune des mesures nécessaires à un essai suivant les présentes règles, toute méthode autre que celles prescrites dans ces règles peut être employée, sous réserve qu'elle ait fait l'objet d'un accord mutuel écrit entre les parties. Toute dérogation aux méthodes prescrites doit être clairement décrite dans le rapport d'essai. En l'absence d'accords écrits, ce sont les présentes règles qui prévaudront.
- i) Un expert indépendant peut apporter son concours à la conclusion des accords.
- j) Un accord doit être conclu sur l'effectif du personnel nécessaire, chargé de l'exploitation des appareils et du relevé des mesures.

3.3 Organisation des essais

3.3.1 Délai pour la réalisation des essais de réception

Les essais de réception doivent être effectués dans la centrale ou, après accord mutuel, au banc d'essai du constructeur. Les essais de réception sur site devront être effectués, si possible,

- e) Handling of leak-off flows to avoid complications in testing or the introduction of errors.
- f) Means of measuring pump shaft leakages, if necessary.
- g) Method of determining steam quality, including sampling technique as required. The recommended methods are given in 4.7.

3.2 Preparatory agreements and arrangements for tests

- a) Before the test the parties to the tests shall reach an agreement as to the test programme, the specific objectives of the tests, the measuring methods and the method of operation with due regard to limitation of the necessary corrections, the method for correcting the test results and for guarantee comparison with due regard to the contract conditions.
- b) Agreement shall be reached as to the variables to be measured, the measuring instruments and who is to supply them, the location of the indicating instruments and the operating and recording personnel required.
- c) Agreement shall be reached on the methods of obtaining the comparison measurements (see 3.5).
- d) Agreement shall be reached on such matters as the means of securing constancy of steam conditions and output.
- e) Instruments liable to failure or breakage in service should be duplicated by reserve instruments, properly calibrated, which can be put into service without delay. A record of such change of instrument during a test shall be clearly made on the observer's record sheet.

Instruments shall be located and arranged so that they may be read accurately with comfort by the observer. The calibration environment should be as close as practicable to the environment in which the instrument will operate during the test. This may be accomplished by locating the instruments in a controlled environment.

- f) The determination of the enthalpy of steam superheated less than 15 K, or of the quality of steam containing moisture, may be made only when the parties to the test agree upon the method to be employed for this determination. The agreement, the method for making the determination and the method of applying the enthalpy or quality values to the test results shall be fully described in the test report.

The rate of flow of steam of any quality may be determined, where practicable, by condensing it completely and then measuring the condensate flow rate.

- g) Agreement shall be reached as to the method of calibration of instruments, and by whom and when.
- h) For any of the measurements necessary for a test under these rules, any methods may be employed other than those prescribed in these rules, provided they are mutually agreed upon in writing before the test by the parties to the test. Any such departure from the prescribed methods shall be clearly described in the test report. In the absence of written agreements, the rules herein shall be mandatory.
- i) An independent expert may be a party to all agreements.
- j) Agreement shall be reached on the minimum number of operating and recording personnel that is required.

3.3 Planning of the test

3.3.1 Time for acceptance tests

The acceptance tests shall be performed at the operating plant or, by mutual agreement, on the test bed of the manufacturer. Acceptance tests on site shall be carried out, if practicable,

dans les huit semaines* après le premier couplage (voir 3.5). De toute manière, sauf accord contraire écrit, l'essai de réception doit être effectué dans la période de garantie spécifiée dans le contrat.

3.3.2 Direction des essais de réception

La responsabilité de la direction des essais de réception doit être clairement attribuée avant les essais, de préférence à une seule personne. Cette personne est responsable de l'exécution correcte, du dépouillement et de l'interprétation des essais de réception, et sert d'arbitre en cas de litige quant à l'exactitude des observations, aux conditions et aux méthodes d'exécution. Elle est habilitée et astreinte à se procurer toutes informations sur les points importants.

Des représentants accrédités de l'acheteur et du constructeur peuvent être présents à tout moment pour vérifier que les essais sont exécutés en conformité avec les présentes règles et dans le respect des accords intervenus avant les essais.

Une partie contractante, qui n'est pas responsable de la direction des essais de réception, doit également avoir la possibilité d'obtenir des informations en temps voulu avant les essais.

3.3.3 Coût des essais de réception

Le contrat doit stipuler qui supportera la charge financière des essais de réception et, s'il y a lieu, de leur répétition (voir également 3.5, 3.7 et 3.9).

3.4 Préparation des essais

3.4.1 Etat de l'installation

Les essais de réception ne doivent être entrepris que si le fonctionnement de la turbine et de la machine entraînée est satisfaisant, ainsi que celui du condenseur et/ou des réchauffeurs d'eau alimentaire, s'ils sont inclus dans la garantie. Il est également essentiel de vérifier l'absence de fuites au condenseur, aux réchauffeurs d'eau, aux tuyauteries et aux vannes.

Avant les essais de réception, le fournisseur aura la possibilité de vérifier l'état de l'installation, si nécessaire en effectuant ses propres mesures. Toute déficience constatée à ce stade devra être corrigée.

Bien que ces règles traitent des essais de performance de turbines à vapeur entraînant des alternateurs, il est exigé que tous les autres matériels, fournis au titre du même contrat, soient en parfait état de fonctionnement, dans des conditions industrielles normales, pendant les essais de la turbine. Cette condition ne s'applique pas à des matériels qui auraient été commandés hors contrat après que les performances garanties aient été définies contractuellement. Elle ne s'applique pas non plus si des mesures spéciales visant à mettre hors service certains matériels, au cours des essais, ont été préalablement convenues entre les parties intéressées à l'essai et sont clairement décrites dans le rapport d'essai. On peut citer comme exemple de cette catégorie de matériels les vannes et les tuyauteries, fournies au titre du contrat de la turbine, permettant à la vapeur de contourner tout ou partie des étages de détente de la turbine, pour équilibrer les températures au démarrage.

* On recherche, en fixant cette période, à minimiser la détérioration des performances et les risques de dégradation de la turbine. Les essais préliminaires, dont la mesure de la chute d'enthalpie, devront être effectués durant cette période pour contrôler les performances des corps de turbine haute et moyenne pression. Toutefois, ces essais ne permettront pas de déduire les performances du corps basse pression et c'est pourquoi il est impératif d'effectuer dès que possible les essais de réception.

within eight weeks* after the first synchronization (see 3.5.). In any event, except with written agreement to the contrary, the acceptance test shall take place within the guarantee period specified in the contract.

3.3.2 *Direction of acceptance tests*

The responsibility for the direction of the acceptance tests shall be clearly assigned by the parties prior to the test, preferably to one person. This person is responsible for the correct execution and evaluation of the acceptance tests, and serves as arbitrator in the event of disputes as to the accuracy of observations, conditions, or methods of operation. He is entitled and obliged to obtain information on all necessary details.

Accredited representatives of the purchaser and the manufacturer may at all times be present to verify that the tests are conducted in accordance with these rules and the agreements made prior to the tests.

A party to the contract who is not responsible for the direction of the acceptance tests shall also be given the opportunity of obtaining information a sufficient time before the tests.

3.3.3 *Cost of acceptance tests*

The contract shall stipulate who is to bear the costs of acceptance tests and any repeated acceptance tests (see also 3.5, 3.7 and 3.9).

3.4 *Preparation of the tests*

3.4.1 *Condition of the plant*

Prior to commencement of the acceptance tests, it is essential to be satisfied that the steam turbine and driven machine are in suitable condition, together with the condenser and/or feedheaters if included in the guarantee. It is also essential to verify that leaks in the condensers, feedheaters, pipes and valves have been eliminated.

Prior to the acceptance tests, the supplier shall be given the opportunity to check the condition of the plant, if necessary by making his own measurements. Any deficiency determined at this time shall be rectified.

Although these rules deal specifically with the performance testing of steam turbine generators, it is required that all other equipment supplied as part of the same turbine generator contract shall be in full and correct working order and in normal commercial disposition during the turbine generator tests. This requirement does not apply if other equipment has been ordered as an extra to the contract after the performance guarantees have been contractually agreed, or if special measures to render the equipment non-operative during the tests have been agreed beforehand between the parties to the test and are described in prominent detail in the test report. An example of equipment in this category would be piping and valves, supplied as part of the same turbine generator contract, designed to permit steam to bypass part or all of the turbine expansion stages for temperature-matching purposes during start-up.

* It is the intent during this period to minimize performance deterioration and risk of damage to the turbine. Enthalpy drop tests or preliminary tests should be made during this period to monitor HP and IP turbine section performance. However, these tests do not provide LP section performance and for this reason it is imperative to conduct the acceptance tests as soon as practicable.

3.4.2 *Etat de la turbine à vapeur*

L'état de la turbine à vapeur dépend des effets de vieillissement¹⁾ (voir 6.9), de la détérioration partielle²⁾ et des dépôts³⁾.

L'état de la turbine à vapeur peut être vérifié par un contrôle interne de la veine vapeur, généralement en ouvrant la turbine ou en effectuant des mesures comparatives selon 3.5.

L'absence de détérioration partielle et/ou de dépôts doit être confirmée avant l'essai (voir également 3.4.1).

L'ouverture de la turbine, ou de l'un des corps, pour repérer un défaut, peut être envisagée si des écarts importants et inexplicables apparaissent à la suite des mesures comparatives.

3.4.3 *Etat du condenseur*

Lorsque les garanties couvrent les performances du condenseur et se réfèrent au débit et à la température de l'eau de refroidissement, le condenseur doit être propre et essayé pour vérifier si son étanchéité à l'air est suffisante. Ces points doivent faire l'objet d'un accord entre les deux parties.

L'état du condenseur doit être vérifié en ouvrant les boîtes à eau ou en mesurant les écarts terminaux de température. S'il existe des dépôts³⁾, le condenseur doit être nettoyé par l'acheteur avant les essais de réception, à la demande du fournisseur, ou bien les parties concernées par l'essai peuvent convenir d'appliquer une correction appropriée.

3.4.4 *Isolement du cycle*

La précision des résultats des essais dépend, en grande partie, de l'isolement effectif du système. Les débits externes devront être isolés. Les débits internes qui contournent de façon incontrôlée, soit des éléments du cycle, soit des appareils de mesure de débit masse, devront être, si possible, éliminés pour supprimer la nécessité de leur mesure. S'il existe un doute quant à la possibilité d'isoler ces débits en cours d'essai, des dispositions seront prises avant essai pour les mesurer.

Tous les raccordements non utilisés doivent être obturés par des joints pleins. Si cela est impossible, ils doivent être interrompus en un point approprié de façon que les sorties soient observées en permanence.

Les équipements et débits à isoler, et les méthodes³⁾ utilisées pour cela, doivent être définis bien avant la date de mise en service de la turbine. L'isolement du cycle doit être décrit dans le rapport d'essai.

Lorsque le système est correctement isolé pour un essai de performance, les fuites incontrôlées exprimées en pour-cent du débit de vapeur à l'admission à pleine charge ne devront pas excéder l'incertitude relative de mesure du résultat de l'essai (exprimée en pour-cent) multipliée par 0,4 (voir 5.2.3.4). Tout stockage d'eau dans le cycle (puits du condenseur, dégazeur et autres réchauffeurs d'eau alimentaire, réservoir(s) de la chaudière, séparateurs d'humidité, surchauffeurs et tout autre point à l'intérieur du cycle) doit être pris en compte (voir aussi 5.2.3.4).

3.4.4.1 *Equipements et débits à isoler*

La liste suivante précise les éléments et débits externes qui devraient être, si possible, isolés du cycle principal d'eau d'alimentation concernant la turbine:

¹⁾ Le vieillissement est une dégradation survenant dans des conditions normales de fonctionnement et d'arrêt, de nature telle que les performances de la turbine se trouvent considérablement affectées.

²⁾ Détérioration partielle: détérioration et variations du jeu des aubes, des pistons d'équilibrage et usure des joints à labyrinthes, et des tiges de soupapes; fuites au niveau des joints et des portées des soupapes.

³⁾ Dépôts: sels ou métaux côté vapeur; boues, cendres, bactéries, algues, etc., côté eau de refroidissement.

3.4.2 *Condition of the steam turbine*

The condition of the steam turbine depends on the effects of ageing¹⁾ (see 6.9), of partial damage²⁾ and of deposits³⁾.

The condition of the steam turbine can be determined by an internal inspection of the steam path generally by opening the steam turbine or by comparison measurements according to 3.5.

The absence of partial damage and/or deposits shall be confirmed before the test (see also 3.4.1).

Opening the turbine or an individual casing in order to locate a defect may be taken into consideration if large and inexplicable deviations are apparent from the comparison measurements.

3.4.3 *Condition of the condenser*

When the guarantees include the condenser performance and are based upon cooling water flow and temperature, the condenser shall be clean and the system shall be tested for sufficient air tightness. Agreement of the parties regarding these matters shall be reached.

The condition of the condenser shall be checked by opening the water boxes or measuring the terminal temperature difference. In the case of deposits³⁾, the condenser shall be cleaned by the purchaser prior to the acceptance tests at the request of the supplier or the parties concerned by the test may agree on a suitable correction.

3.4.4 *Isolation of the cycle*

The accuracy of test results depends to a large extent on effective isolation of the system. Extraneous flows should be isolated from the system and internal flows which bypass in an unaccounted-for way either cycle components or mass flow measuring equipment should be eliminated, if practicable, to obviate the need for measurement. If there is any doubt about the ability to isolate these flows during the test, preparations shall be made prior to the test to measure them.

All unused connections shall be blanked-off. If this is not practicable, the connections shall be broken at a suitable point so that the outlets are under constant observation.

The equipment and flows to be isolated and the methods to accomplish this should be agreed well ahead of the initial operation date of the turbine. The isolation of the cycle has to be described in the test report.

When the system is properly isolated for a performance test, the unaccounted-for leakage expressed in percent of initial steam flow at full load should not exceed the relative measuring uncertainty of the test result (expressed in percent) multiplied by 0.4 (see 5.2.3.4). Water storage in the condenser hotwell, deaerating and other extraction feedwater heaters, boiler drum(s), moisture separators, reheaters, and any other storage points within the cycle are to be taken into account (see also 5.2.3.4).

3.4.4.1 *Isolation of equipment and flows*

The following list includes items of the equipment and extraneous flows that should be isolated from the primary turbine feedwater cycle, if practicable:

¹⁾ Ageing means deterioration during correct operating and shutdown conditions in a manner such that the performance of the turbine is adversely influenced.

²⁾ Partial damage: damage and variations in the clearance of the blading, of balance pistons and shaft glands, valve spindle wear; leakages in the valve glands and seats.

³⁾ Deposits: salts or metal on the steam side, slime, ashes, bacteria, algae, etc., on the cooling water side.

- a) Réservoirs de grande capacité.
- b) Evaporateurs et équipements connexes tels que condenseur d'évaporateur et préchauffeur d'évaporateur.
- c) Systèmes de contournement et conduites auxiliaires de vapeur pour le démarrage, lorsque cela est compatible avec la sécurité de l'exploitation.
- d) Circuits de dérivation pour les dispositifs de mesure des débits principaux des condensats.
- e) Arrosage turbine.
- f) Tuyauteries de purge sur vannes d'arrêt, d'interception et de réglage.
- g) Tuyauteries de raccordement à d'autres unités.
- h) Équipements de déminéralisation d'eau.
L'isolement des équipements de déminéralisation n'implique pas nécessairement qu'on les retire du cycle. Néanmoins, cela signifie que tous les raccordements avec d'autres unités doivent être isolés et que les équipements, tels que conduites de recirculation qui affectent la mesure du débit principal, doivent être isolés, ou que leurs débits doivent être mesurés.
- i) Équipements d'apport de produits chimiques utilisant l'eau condensée.
- j) Events des chaudières.
- k) Ramoneurs à vapeur.
- l) Débit d'eau d'alimentation et de condensats contournant les réchauffeurs.
- m) Contournement des purgeurs des réchauffeurs.
- n) Purgeurs des réchauffeurs.
- o) Mises à l'air libre des boîtes à eau des réchauffeurs.
- p) Ejecteurs de mise sous vide.
- q) Circuits d'amorçage des boîtes à eau des condenseurs.
- r) Vapeur ou eau pour le chauffage de la centrale.
- s) Purges du générateur de vapeur.

3.4.4.2 Débits à mesurer s'ils ne sont pas isolés

Les débits externes suivants, qui pénètrent dans le système ou en sortent, en occasionnant des erreurs sur les débits qui traversent la turbine, seront mesurés ou estimés, s'ils ne sont pas isolés du système.

- a) Débit de refroidissement du cendrier et des regards de la chaudière.
- b) Débit de refroidissement des boîtes étanches et débits de fuites aux joints sur les équipements suivants (alimentation et retour):
 - 1) pompes d'extraction;
 - 2) pompes alimentaires des chaudières;
 - 3) pompes de circulation d'eau dans la chaudière ou le réacteur;
 - 4) garnitures des pompes de purges des réchauffeurs lorsqu'elles ne sont pas auto-étanches;
 - 5) turbines pour les pompes entraînées par turbines;
 - 6) joints des barres de contrôle sur les réacteurs nucléaires.
- c) Eau de désurchauffe.
- d) Débit de recirculation (venant du dispositif de «débit nul»), et débit du disque, ou du tambour d'équilibre des pompes alimentaires.
- e) Vapeur pour le chauffage et la pulvérisation du fuel-oil.

- a) Large-capacity storage tanks.
- b) Evaporators and allied equipment such as evaporator condenser and evaporator pre-heaters.
- c) Bypass systems and auxiliary steam lines for starting, if compatible with safe operation.
- d) Bypass lines for condensate primary flow-measuring devices.
- e) Turbine sprays.
- f) Drain lines on stop, intercept and control valves.
- g) Interconnecting lines to other units.
- h) Demineralizing equipment.
Isolation of demineralizing equipment does not necessarily mean removing the equipment from the cycle. It does, however, mean that all ties with other units shall be isolated and such equipment as recirculating lines that affect the primary flow measurement shall be isolated or the flows measured.
- i) Chemical-feed equipment using condensate.
- j) Boiler vents.
- k) Steam-operated soot blowers.
- l) Condensate and feedwater flow bypassing heaters.
- m) Heater drain bypasses.
- n) Heater shell drains.
- o) Heater water-box vents.
- p) Hogging jets.
- q) Condenser water-box priming jets.
- r) Steam or water for station heating.
- s) Blow-down from steam generator.

3.4.4.2 *Flows which shall be determined if not isolated*

The following extraneous flows which enter or leave the cycle in such a manner as to cause an error in the flows through the turbine shall be measured or estimated, if they are not isolated from the system.

- a) Boiler fire door cooling flow and boiler-slag-tap cooling coil flow.
- b) Sealing and gland cooling flow on the following (both supply and return):
 - 1) condensate pumps;
 - 2) boiler feed pumps;
 - 3) boiler-water or reactor circulating pump;
 - 4) heater drain pumps when not self-sealed;
 - 5) turbines for turbine-drive pumps;
 - 6) control rod seals on nuclear reactors.
- c) Desuperheating water.
- d) Boiler feed pump minimum-flow lines and balance drum flow.
- e) Steam for fuel oil atomization and heating.

- f) Extractions des chaudières.
- g) Tuyauteries de remplissage des chaudières.
- h) Débit des joints hydrauliques des turbines.
- i) Eau de désurchauffe de la vapeur servant au conditionnement des turbines.
- j) Soupapes de sécurité du circuit des boîtes étanches des turbines.
- k) Trop-pleins des joints hydrauliques des turbines.
- l) Tuyauteries de vapeur, ou d'eau, prévues pour le lavage des turbines.
- m) Vapeur, autre que la vapeur d'étanchéité des joints, alimentant la soupape de régulation des boîtes étanches.
- n) Eau d'appoint, si nécessaire.
- o) Vapeur prélevée pour fonctionnement à basse pression du dégazeur (soutirage à un niveau supérieur, aux faibles charges, par exemple).
- p) Les ventilations des réchauffeurs doivent être fermées. Si cela n'est pas réalisable, elles devront être réglées à l'ouverture minimale possible.
- q) Trop-plein des dégazeurs.
- r) Fuite d'eau par tout joint à eau (joint du casse-vide, par exemple).
- s) Fuite aux joints de pompes, quittant le cycle.
- t) Vapeur prélevée pour des utilisations industrielles.
- u) Vapeur destinée aux préchauffeurs d'air (si leur isolement n'est pas possible).
- v) Equipements de prélèvement d'échantillons d'eau et de vapeur. S'il n'est pas possible d'isoler ces équipements, et si les débits prélevés sont importants, ces débits doivent être mesurés.
- w) Mise à l'air libre des dégazeurs.
- x) Aspersions du réacteur.
- y) Eau utilisée pour le refroidissement des purges du séparateur ou des condensats du surchauffeur.
- z) Purges permanentes des corps et des tuyauteries des turbines à vapeur humide (si elles ne sont pas comprises dans la garantie).

3.4.4.3 *Méthodes et/ou appareils suggérés pour isoler les équipements du cycle d'eau d'alimentation de la turbine*

Les méthodes suivantes sont suggérées pour isoler les équipements divers et les débits externes au cycle d'eau d'alimentation de la turbine principale et en contrôler l'isolement:

- a) Doubles vannes et mise à l'air libre entre les deux vannes.
- b) Joints pleins.
- c) Obturateur entre deux brides.
- d) Dépose d'un bouchon pour contrôle visuel.
- e) Contrôle visuel de la vapeur déchargée à l'atmosphère, par exemple par les soupapes de sécurité.
- f) Vanne fermée reconnue étanche (essai effectué en présence des deux parties) et qui n'est pas utilisée avant ou pendant l'essai.
- g) Indication de température (acceptable seulement sous certaines conditions – accord mutuel des deux parties nécessaire).
- h) Mesure précise des niveaux dans les réservoirs qui seront isolés du circuit.

- f) Boiler blowdowns.
- g) Boiler fill lines.
- h) Turbine water-seal flow.
- i) Desuperheating water for turbine cooling steam.
- j) Emergency blowdown valve of turbine gland leakage and sealing system.
- k) Turbine water-seal overflows.
- l) Steam and water lines installed for washing the turbine.
- m) Steam, other than gland leak-off steam, to the steam-seal regulating valve.

- n) Make-up water, if necessary.
- o) Pegging steam (such as higher stage extraction at light loads) for low-pressure operation of deaerator.
- p) Heater vents shall be closed if practicable. If not, they shall be throttled to a minimum.

- q) Deaerator overflow line.
- r) Water leakage into any water-sealed flanges, such as water-sealed vacuum breakers.
- s) Pump seal leakage leaving the cycle.
- t) Automatic extraction steam for industrial uses.
- u) Steam to air preheaters (if isolation is not practicable).
- v) Water and steam sampling equipment. If it is impracticable to isolate water and steam sampling equipment, and if the sampling flow is significant, it shall be measured.

- w) Deaerator vents.
- x) Reactor-core spray.
- y) Sub-cooled water used for moisture separator or reheater coil drain cooling.

- z) Continuous drains from wet steam turbine casings and connection lines (if not included in the guarantee).

3.4.4.3 *Suggested methods and/or devices for isolating equipment from turbine feedwater cycle*

The following methods are suggested for isolating miscellaneous equipment and extraneous flows from the primary turbine feedwater cycle and for checking such isolation:

- a) Double valves and tell-tales.
- b) Blank flanges.
- c) Blank between two flanges.
- d) Removal of spool piece for visual inspection.
- e) Visual inspection for steam blowing to atmosphere – such as safety valves.

- f) Closed valve which is known to be leak-proof (test witnessed by both parties) and not operated prior to or during the test.
- g) Temperature indication (only acceptable under certain conditions – mutual agreement necessary).
- h) Accurate measurements of levels in any tanks which should be isolated from the system.

- i) Les vannes d'isolement de première importance (par exemple, vannes de contournement haute pression et basse pression) devront être vérifiées et, si nécessaire, fermées avant l'essai.

3.4.5 *Contrôle d'étanchéité du condenseur et des réchauffeurs d'eau d'alimentation*

On doit contrôler si le condenseur et les réchauffeurs d'eau d'alimentation ne présentent pas de fuites et prendre des mesures pour éliminer toute fuite importante (voir annexe A).

En cas de doute, le contrôle doit être renouvelé après l'essai.

3.4.6 *Propreté des filtres de vapeur*

Si nécessaire, les filtres de vapeur doivent être nettoyés avant les essais de réception.

3.4.7 *Contrôle des équipements de mesure*

Avant l'essai, l'état et l'adaptation à leur fonction de tous les équipements de mesure doivent faire l'objet d'un examen. La conformité aux exigences indiquées des équipements de mesure, de leur implantation et de leur installation doit être vérifiée. Les résultats de ces contrôles seront notés dans le rapport d'essai.

3.5 *Mesures comparatives*

Pour les mesures comparatives, seules les variables déterminant l'état de la turbine à vapeur sont prises en compte. Pour la comparaison, il est recommandé de mesurer le rendement interne, la pression et la température aux soutirages, les débits de fuite des joints à labyrinthes, ainsi que les écarts terminaux du condenseur et le niveau vibratoire du rotor de la turbine à vapeur en des points appropriés.

L'incertitude de mesure, dans les mesures comparatives, ne devra pas être plus grande que celle des essais de réception.

La nature, le but ainsi que les coûts des mesures comparatives, doivent faire l'objet d'un accord entre l'acheteur et le fournisseur (voir 3.3.3).

Les parties intéressées à l'essai de réception doivent participer aux mesures comparatives.

La mesure de référence doit être faite immédiatement après la première mise en route et à charge partielle si nécessaire. Des mesures de contrôle peuvent être effectuées:

- a) avant l'essai de réception, ou au cours de l'essai préliminaire;
- b) après le lavage des aubes;
- c) avant et/ou après un contrôle.

Les mesures effectuées pendant l'essai de réception peuvent normalement être considérées comme des mesures de contrôle final.

Si le résultat d'un essai de contrôle fait apparaître l'existence d'un dépôt, qui peut être éliminé par lavage des aubes, le fournisseur peut exiger de l'acheteur un lavage de la turbine à vapeur. Si les résultats de l'essai de contrôle, après lavage, sont suffisamment proches des valeurs de référence, l'essai de réception peut être effectué. Si les mesures de contrôle ne correspondent pas aux mesures de référence, les parties concernées devront, alors, décider s'il y a lieu d'éliminer le défaut, ou d'effectuer l'essai de réception. Si les essais sont effectués, les mesures comparatives réalisées sont indiquées dans le rapport d'essai.

Si le résultat de la mesure de référence diffère considérablement des valeurs prescrites dans la garantie, l'acheteur et le fournisseur peuvent conclure un accord concernant une action corrective.

- i) Very important isolating valves (for example, HP and LP bypass valves) should be inspected and, if necessary, sealed prior to the test.

3.4.5 *Checks for leakage of condenser and feedwater heaters*

Condensers and feedwater heaters shall be checked for leakage and steps shall be taken to eliminate any significant leakage (see Appendix A).

In case of doubt, the check can be repeated after the test.

3.4.6 *Cleanliness of the steam strainers*

If necessary, the steam strainers shall be cleaned before the acceptance tests.

3.4.7 *Checking of the test measuring equipment*

All measuring equipment shall be examined before the test as to its condition and suitability. It shall be further established whether the measuring instrument, the point of installation, and the installation are in accordance with relevant requirements. The results of all these checks shall be recorded in the test report.

3.5 *Comparison measurements*

For comparison measurements, only those variables are taken into account which are essential to establish the condition of the steam turbine. For the comparison, it is advisable to measure the internal efficiency, the pressure and temperature at the extractions, the gland leakage flows, and the condenser terminal difference as well as the vibration level of the steam turbine rotor at suitable points.

The measuring uncertainty of comparison measurements should not be larger than that of the acceptance tests.

The type and scope of the comparison measurements as well as the costs shall be agreed upon by the purchaser and the supplier (see 3.3.3).

The parties interested in the acceptance test shall participate in the comparison measurements.

The reference measurement shall be made immediately after the first start-up, at partial load if necessary. Check measurements may be made:

- a) before the acceptance test or during the preliminary test;
- b) after blade washing;
- c) before and/or after an inspection.

The measurements taken during the acceptance test can normally be evaluated as a final check measurement.

Should the result of a check measurement point towards a deposit which can be removed by blade washing, the supplier may require of the purchaser that the steam turbine be washed. If the check measurement sufficiently agrees with the reference measurement after the washing, the acceptance test may be carried out. Should the check measurement not agree sufficiently with the reference measurement, the parties to the contract should then decide either to eliminate the defect or to carry out the acceptance test. If the tests proceed, the comparison measurements shall be included in the test report.

If the result of the reference measurement differs considerably from the expected values according to the guarantee, remedial measures may be agreed upon by the purchaser and the supplier.

3.6 Réglages d'essais

3.6.1 Réglages de la puissance

Les essais de réception d'une turbine à admission partielle doivent être effectués à «ouverture optimale» des soupapes, c'est-à-dire à la position des soupapes de réglage pour laquelle les effets de laminage sont minimisés.

La puissance à une «ouverture optimale» peut varier par rapport à la valeur spécifiée uniquement dans les limites mentionnées en 3.8.2.

De plus, les soupapes de réglage basse pression des turbines à prélèvements de vapeur devront être amenées à «ouverture optimale», si possible, en adaptant le débit de vapeur prélevée. De la même manière, l'«ouverture optimale» des soupapes d'admission de la vapeur secondaire des turbines à double pression peut être réalisée, si possible, par le réglage du débit de vapeur secondaire admise.

Ces réglages peuvent se traduire par des variations entre la puissance à l'essai et la valeur spécifiée, supérieures aux indications données en 3.8. Dans ces cas, un nouveau calcul de la valeur de garantie, en conformité avec 6.6.1, doit être effectué après accord entre les deux parties.

Si la puissance ou le débit de vapeur subissent d'importantes variations dues aux conditions de fonctionnement, il est possible d'utiliser un dispositif permettant de limiter l'ouverture des soupapes, de façon à conserver les positions optimales des soupapes. Les positions relatives des soupapes ne doivent pas varier d'un bout à l'autre de la période de l'essai.

Dans le cas de fonctionnement à pression glissante d'une turbine à admission totale, les essais doivent être effectués à pleine ouverture des soupapes. Cela s'applique également aux soupapes modératrices si la garantie se réfère à la pleine ouverture des soupapes.

3.6.2 Réglages spéciaux

Aucun réglage spécial ne doit être effectué sur la turbine pour les essais s'il est incompatible avec un fonctionnement industriel et continu pour toutes les puissances et conditions d'exploitation spécifiées. Font exception, s'ils sont compatibles avec les termes de la garantie et la sécurité de fonctionnement: le réglage de l'extraction d'air pour ajuster le vide, l'utilisation du limiteur de charge ou d'autres moyens de contrôle similaires, tels que la fermeture de certaines purges ou autres vannes pour isoler le cycle en s'opposant à l'entrée ou à la sortie de débits externes et aux contournements internes.

Les étanchéités de l'arbre de la turbine doivent être réglées avant l'essai aux conditions de fonctionnement normales, et des dispositions doivent être prises pour mesurer les fuites, vers l'intérieur ou l'extérieur, qui pourraient influencer les résultats de l'essai.

3.7 Essais préliminaires

Des essais préliminaires peuvent être effectués dans le but de:

- a) vérifier le fonctionnement correct de l'installation,
- b) vérifier tous les appareils de mesure,
- c) former le personnel à l'exécution des essais.

Après exécution d'un essai préliminaire, cet essai peut être considéré comme essai de réception par accord mutuel.

3.6 *Settings for tests*

3.6.1 *Load settings*

The acceptance tests for a turbine with partial arc admission shall be conducted at “valve points”, which are those positions of the control valves where the total throttle effects are minimized.

The output at a “valve point” may only deviate from the specified value within the limits stated in 3.8.2.

In addition, the position of the LP control valves of extraction turbines should be brought to a “valve point”, if practicable, by adjusting the extraneous steam flow. Similarly, the “valve points” of the secondary initial steam control valves of double pressure turbines can be achieved by adjustment of the secondary steam flow, if practicable.

These adjustments may result in deviations of the output from the specified value greater than stated in 3.8. In these cases a re-calculation of the guarantee value according to 6.6.1 may be made by agreement of the parties.

If large fluctuations in output or steam flow due to operating conditions are occurring, it is permitted to use a device limiting further opening of valves in order to keep optimum valve positions. The relative positions of the valves shall not differ throughout the test period.

In the event of variable pressure operation of a full arc admission turbine, tests shall be conducted with control valves wide open. The same applies to throttle control if the guarantee is based upon wide open control valves.

3.6.2 *Special settings*

No special adjustments shall be made to the turbine for test purposes that are inappropriate for commercial and continuous operation under any and all of the specified outputs and operating conditions. Exceptions are air bleed adjustments to control the vacuum, the use of load-limiting devices or other similar test control means, such as isolation of the cycle to prevent extraneous flows and/or internal by-pass flows of steam or water by closing certain drains or other valves. These shall be consistent with the terms of the guarantee and practicable with regard to operating safety and technique.

The turbine shaft seals shall be adjusted to normal operating condition before a test and arrangements made to measure outward or inward flow that will influence test results.

3.7 *Preliminary tests*

Preliminary tests may be run for the purpose of

- a) determining whether the turbine is in a suitable condition for the conduct of an acceptance test,
- b) checking all instruments,
- c) training personnel in test procedures.

After a preliminary test has been made, it may be considered, if mutually agreed, as an acceptance test.

Si les essais préliminaires ne sont pas satisfaisants, on doit en rechercher les causes et, si nécessaire, la turbine doit être mise à la disposition du constructeur, de façon à lui permettre de l'examiner et de s'assurer qu'elle est en état de subir un essai de réception.

3.8 Essais de réception

3.8.1 Constance des conditions d'essai

Tous les essais doivent être précédés d'une période de stabilisation des températures et des débits. La durée de cette période, étant fonction de la puissance de la turbine et de son état, ainsi que des variations de charge, doit être fixée par accord entre les parties intéressées à l'essai.

Toute grandeur dont la variation peut influencer sur le résultat de l'essai doit être rendue aussi constante que possible, avant le début de l'essai, et être maintenue ainsi pendant toute la durée de l'essai, dans les limites des variations permises en 3.8.2.

Dans le but de maintenir une ouverture constante, le déplacement des soupapes régulatrices, dans le sens *ouverture* seulement, devra être limité à la position choisie et le régulateur devra être suffisamment désensibilisé, pour qu'il ne réagisse plus aux variations courantes de fréquence du réseau.

3.8.2 Ecart et fluctuations maximaux admissibles des conditions de fonctionnement

A moins d'accord contraire entre les parties, l'écart maximal admissible entre la valeur moyenne obtenue pendant l'essai et la valeur spécifiée pour chaque variable, ainsi que les fluctuations maximales admissibles pour chaque variable, au cours d'un quelconque des essais, ne doivent pas dépasser les limites prescrites dans le tableau I.

Si l'on ne peut répondre à ces exigences, la mesure peut être utilisée comme information seulement, sauf accord spécial portant sur l'influence des écarts aux conditions de fonctionnement autres que ceux prévus.

3.8.3 Durée des essais et fréquence des lectures

La durée requise pour un essai dépend de la stabilité des conditions de fonctionnement et de la rapidité d'obtention des données d'essai. La précision des mesures de variation de niveau dans les capacités contenant de l'eau peut être un facteur de limitation.

La durée recommandée minimale d'un essai de réception est de 1 h (voir 5.1). Celle-ci peut être réduite suite à un accord ou par obligation technique, mais ne pourra pas être inférieure à 30 min. La durée des essais de puissance maximale devra faire l'objet d'un accord entre les parties, mais ne devra pas être inférieure à 15 min.

Les données d'essai correspondantes, relevées au moyen d'appareils de mesure indicateurs doivent, si possible, être lues en même temps. Du fait que les valeurs mesurées ne sont pas constantes, d'éventuelles erreurs ne pourront être évitées pendant les lectures à intervalles réguliers. Ces intervalles doivent être suffisamment courts pour être sûr que ces erreurs n'affectent pas considérablement l'incertitude des mesures de l'ensemble. Cela est d'une importance vitale pour les lectures de pression différentielle servant aux mesures de débit masse et celles de la puissance électrique. Pour des essais de 1 h, les lectures toutes les minutes répondront de façon satisfaisante aux exigences pour les écarts maximaux autorisés dans le tableau I. Les températures et les pressions utilisées pour la détermination des caractéristiques thermodynamiques peuvent être lues à des intervalles plus longs, c'est-à-dire de 3 min à 5 min en fonction du nombre et du type de fluctuations.

Si des intervalles de lecture plus longs s'avèrent nécessaires, une durée de l'essai plus longue peut être exigée.