

**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 photo-  
copie 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, 3, rue de Varembé Geneva, Switzerland  
Telefax: +41 22 919 0300 e-mail: [inmail@iec.ch](mailto:inmail@iec.ch) IEC web site <http://www.iec.ch>



Commission Electrotechnique Internationale  
International Electrotechnical Commission  
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX XE  
PRICE CODE

For 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'Études 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'Études 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 <sup>e</sup> alinéa)
1.2	(dernier alinéa)
3.1	(3 <sup>e</sup> et 4 <sup>e</sup> alinéas)
3.3.3	(1 <sup>er</sup> alinéa)
6.6	
6.8	
6.9	(1 <sup>er</sup> 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 <sup>1)</sup>
Pression manométrique	$p_e$	Pa	kPa	bar <sup>1)</sup>
Pression ambiante (barométrique)	$p_{amb}$	Pa	kPa	bar <sup>1)</sup> , mbar
Différence de pression	$\Delta p$	Pa	kPa	
Température thermodynamique	$T, \Theta$	K		
Température Celsius	$t, \theta$			°C
Ecart de température	$\Delta t$	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	$\Delta h$	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 <sup>-1</sup>		min <sup>-1</sup>
Vitesse linéaire	$v$	m/s		
Masse volumique	$\rho$	kg/m <sup>3</sup>		
Volume massique	$v$	m <sup>3</sup> /kg		
Diamètre	$D$	m	mm	
Accélération de la pesanteur	$g$	m/s <sup>2</sup>		
Rendement thermique	$\eta_t$	W/W	kW/kW	
Rendement thermodynamique	$\eta_{td}$	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	$\kappa$			
Coefficient de décharge	$C_d$			
Coefficient de débit	$\alpha$			
Grandeur quelconque	$x^{2)}$			
Coefficient de poids pour le calcul de la moyenne	$\gamma$			
Limite de confiance	$V$			
Incertitude relative de mesure de $x$	$\tau_x = \frac{V_x}{x}$			
Tolérance des tables de vapeur	$R$			

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

<sup>2)</sup> 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 <sup>1)</sup>
Pressure, gauge	$p_e$	Pa	kPa	bar <sup>1)</sup>
Ambient pressure (barometric)	$p_{amb}$	Pa	kPa	bar <sup>1)</sup> , mbar
Pressure difference	$\Delta p$	Pa	kPa	
Thermodynamic temperature	$T, \Theta$	K		
Celsius temperature	$t, \theta$			°C
Temperature difference	$\Delta t$	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	$\Delta h$	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 <sup>-1</sup>		min <sup>-1</sup>
Velocity	$v$	m/s		
Density	$\rho$	kg/m <sup>3</sup>		
Specific volume	$v$	m <sup>3</sup> /kg		
Diameter	$D$	m	mm	
Acceleration due to gravity	$g$	m/s <sup>2</sup>		
Thermal efficiency	$\eta_h$	W/W	kW/kW	
Thermodynamic efficiency	$\eta_{hd}$	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	$\kappa$			
Discharge coefficient	$C_d$			
Flow coefficient	$\alpha$			
General quantity	$x^{2)}$			
Weight factor for averaging	$\gamma$			
Confidence limit	$V$			
Relative measuring uncertainty of $x$	$\tau_x = \frac{V_x}{x}$			
Tolerance of steam table	$R$			

<sup>1)</sup> Admitted by CIPM and ISO for temporary use with fluids only.

<sup>2)</sup> According to application.

Relation entre la consommation spécifique HR et le rendement thermique:

*Unités utilisées pour HR*

*Relation*

W/W, kW/kW, kJ/kW · s

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

kJ/kW · h

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

kJ/MW · s

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

kcal/kW · h

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

BTU/kW · h

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

### 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	
	mech	Pertes mécaniques des pompes	
Débit de vapeur à l'admission et puissance	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	
	Etat et débit de l'eau condensée et de l'eau alimentaire	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
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
	M	Débit de vapeur principal à la sortie du réacteur
Débit de vapeur principal et concentration	M	
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
	w	
Eau de refroidissement du condenseur	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
Facteur de correction $F$ ou $F^*$	m	Mesuré
	tot	Produit de tous les facteurs de correction individuels
	1, 2, 3	Numérotation des facteurs de correction individuels
	$\eta$	Pour correction du rendement
	P	Pour correction de la puissance
Usage général	i, j	Indices

L'incertitude de mesure relative  $\tau$  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 Gland steam conditions and flow rates	m	Measurements adjacent to the inlet flange of the condensate system or of the evaporator
	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
	w	
Condenser cooling water	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
	g	Guaranteed
	c	Corrected
Test results and guaranteed values	m	Measured
	tot	Product of all individual correction factors
	1, 2, 3	Numbering of individual correction factors
	$\eta$	For correction of efficiency
	P	For correction of output
Correction Factor $F$ or $F^*$	i, j	Numbering subscripts

For confidence limit  $V$  and relative measuring uncertainty  $\tau$ , 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

$\Delta h_j$  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

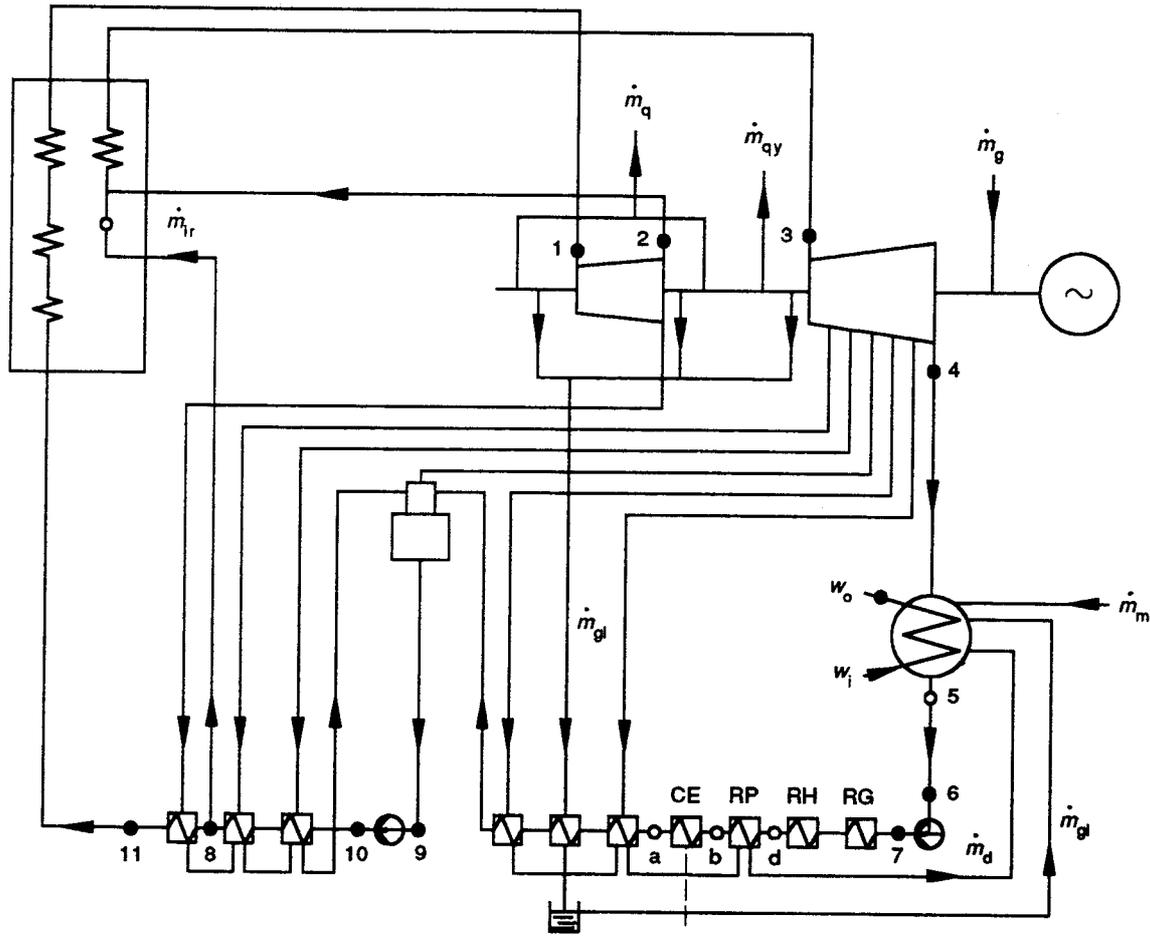
$\Delta h_j$  are the resulting enthalpy rises

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.

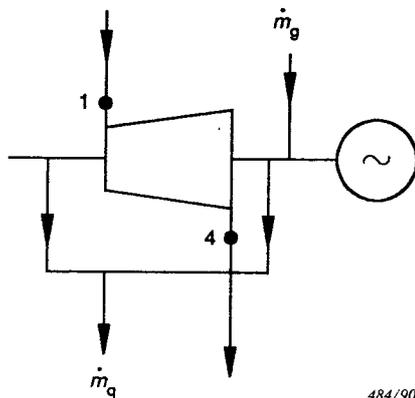


483/90

RG = réfrigérant de gaz de l'alternateur  
 RH = réfrigérant d'huile  
 RP = refroidisseur de purges  
 CE = condenseur de l'éjecteur d'air

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.

Fig. 1a. - Turbine à resurchauffe et condensation avec réchauffage de l'eau alimentaire.



484/90

Fig. 1b. - Turbine à condensation ou à contrepression sans resurchauffe ni réchauffage de l'eau alimentaire.

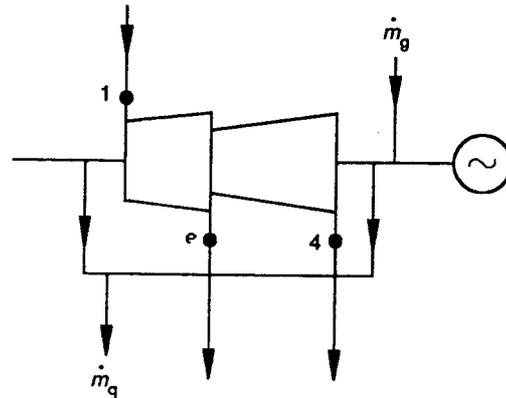
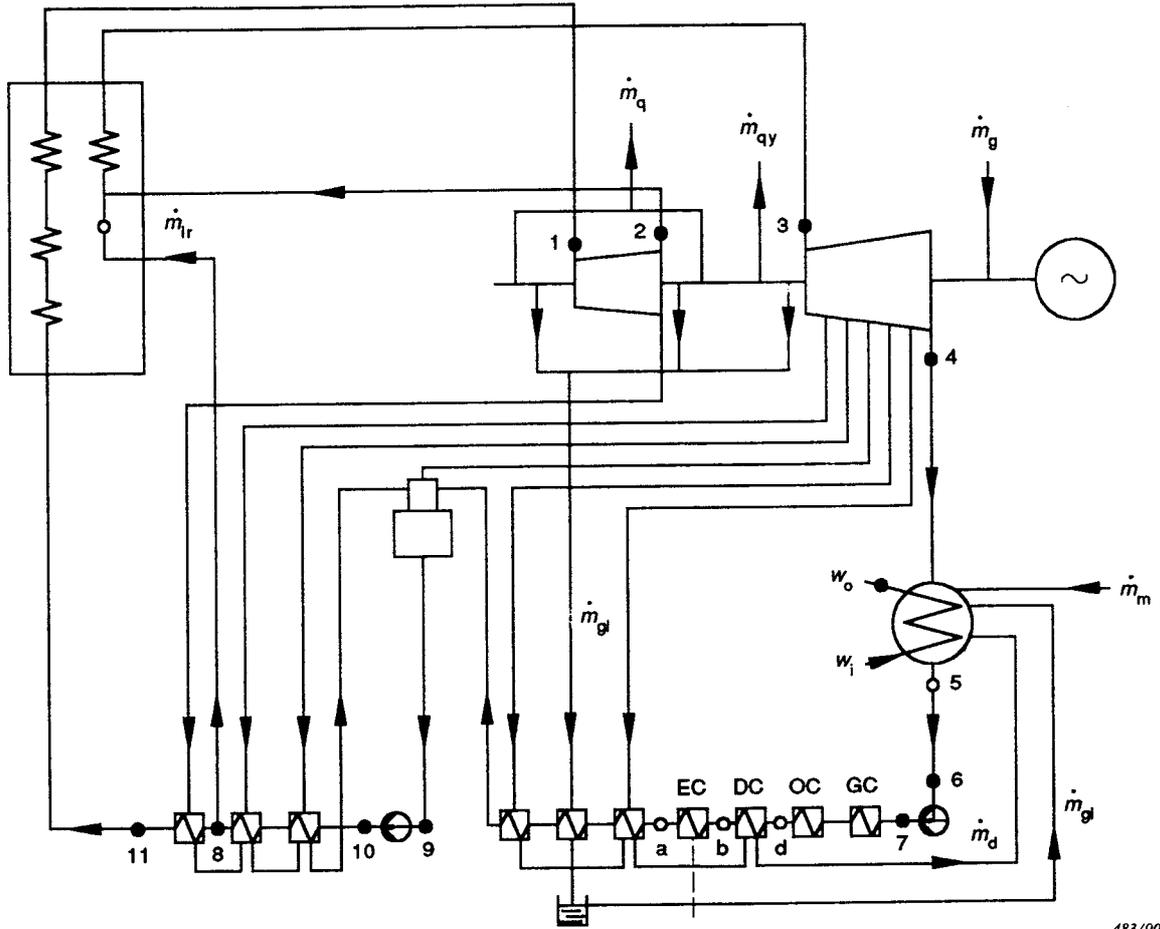


Fig. 1c. - Turbine à prélèvement de vapeur ou à contrepression sans resurchauffe ni réchauffage de l'eau alimentaire.

FIG. 1. - Schéma pour l'interprétation des symboles et indices.



GC = generator gas cooler  
 OC = oil cooler  
 DC = drain cooler  
 EC = air ejector condenser

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.

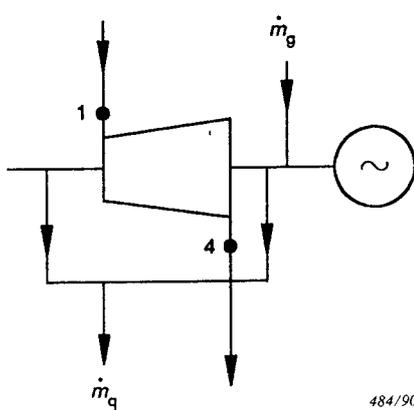


FIG. 1b. - Straight condensing or back-pressure turbine without feed-heating.

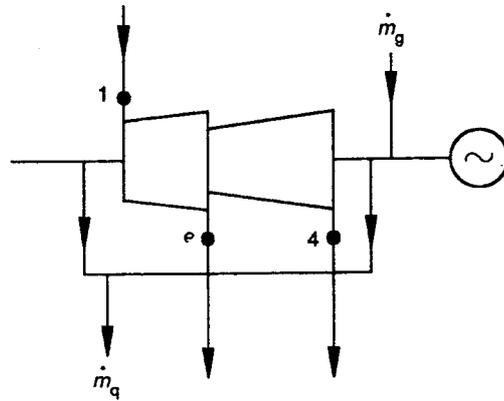


FIG. 1c. - Extraction condensing or back-pressure turbine without feed-heating.

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  $\dot{m}_r$  ou  $\dot{m}_s$  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  $\dot{m}_{ir}$  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  $\Delta h_s$  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  $\Delta h_{sj}$  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  $\Delta h_s$  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  $\Delta h_{sj}$  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:

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

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 vieillissement<sup>1)</sup> (voir 6.9), de la détérioration partielle<sup>2)</sup> et des dépôts<sup>3)</sup>.

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 dépôts<sup>3)</sup>, 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 l'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 méthodes<sup>3)</sup> 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:

<sup>1)</sup> 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.

<sup>2)</sup> 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.

<sup>3)</sup> 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 ageing<sup>1)</sup> (see 6.9), of partial damage<sup>2)</sup> and of deposits<sup>3)</sup>.

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 deposits<sup>3)</sup>, 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:

- <sup>1)</sup> Ageing means deterioration during correct operating and shutdown conditions in a manner such that the performance of the turbine is adversely influenced.
- <sup>2)</sup> 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.
- <sup>3)</sup> 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) Equipements 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) Equipements d'apport de produits chimiques utilisant l'eau condensée.
- j) Evénements 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-vidé, 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) Aspersion 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.

If the preliminary tests are unsatisfactory, the causes shall be investigated and, if necessary, the turbine shall be placed at the disposal of the manufacturer so that the latter may examine it and ascertain whether it is in a suitable condition for an acceptance test.

### 3.8 *Acceptance tests*

#### 3.8.1 *Constancy of test conditions*

All tests shall be preceded by a period of temperature and flow stabilization, the duration of which shall be agreed upon by the parties interested in the test, since it will vary with the size of the turbine, the internal conditions and the amount of load change.

Any condition, the variation of which may influence the results of the test, shall be caused to become as nearly constant as practicable before the test begins, and shall be so maintained throughout the test within the permissible variations according to 3.8.2.

In order to maintain constancy of throttling, the travel of the governing valve, in the *opening* direction only, should be limited at the chosen position and the governor should be sufficiently overwound to ensure that it does not respond to normal changes in system frequency.

#### 3.8.2 *Maximum deviation and fluctuation in test conditions*

Except upon agreement to the contrary by the parties, the maximum permissible deviation of the average test condition for each variable from that specified and the maximum permissible fluctuation of the variable during any one test run shall not exceed the limit prescribed in Table I.

Should these requirements not be met, the measurement may serve as information only, unless special agreement relating to the influence of the deviating operating conditions is reached.

#### 3.8.3 *Duration of test runs and frequency of reading*

The requisite test duration is dependent on the steadiness of operating conditions and the speed of acquisition of test data. Accurately measurable changes in level of water stored in the system may be a limiting factor.

The recommended minimum test period (see 5.1) of an acceptance test is 1 h. This may be reduced by agreement or technical necessity, but should be not less than 30 min. The duration of the capacity tests should be agreed between the parties, but should be not less than 15 min.

Related test data recorded with indicating measuring equipment shall, if practicable, be read at the same time. Since the values measured are not constant, random errors cannot be avoided when taking readings at regular time intervals. The intervals shall be sufficiently short to ensure that these errors do not substantially affect the measuring uncertainty of the whole. This is of vital importance for readings of differential pressure for mass flow measurement and electrical output. For tests of one hour's duration readings at one-minute intervals will satisfactorily fulfil requirements for maximum deviations allowed in Table I. Pressures and temperatures for the determination of thermodynamic properties may be read at longer intervals, that is, from 3 min to 5 min according to amount and type of fluctuations.

If the adoption of longer intervals between readings is necessary a correspondingly longer duration of the test may be required.

Le temps de lecture devrait être indiqué aux observateurs par des signaux émis par une horloge mère. Il peut être également indiqué par les chronomètres des observateurs, qui doivent être synchronisés avant chaque essai.

TABLEAU I

*Ecarts et fluctuations<sup>1)</sup> maximaux admissibles des conditions de fonctionnement*

Variable	Ecart maximal admissible entre la moyenne de l'essai et la valeur spécifiée
Pression de la vapeur à l'admission	$\pm 5\%$ <sup>2)</sup>
Température de la vapeur à l'admission	$\pm 15\text{ K}$ <sup>2)</sup>
Titre de la vapeur	$\pm 0,005$
Pression de la vapeur prélevée par soutirage (si régulée)	$\pm 5\%$ <sup>2)</sup>
Pression d'échappement:	
– pour turbine avec réchauffage de l'eau alimentaire	Voir <sup>4)</sup>
– pour turbines à contre pression	$\pm 5\%$ <sup>2)</sup>
– pour turbines à condensation	$\pm 25\%$ si le condenseur ne fait pas partie de la garantie
Débit de vapeur prélevée	$\pm 10\%$
Température de resurchauffe	$\pm 15\text{ K}$
Chute isentropique d'enthalpie	$\pm 7\%$
Puissance ou débit de vapeur à l'admission	$\pm 5\%$ après correction pour les conditions spécifiées
Débit de l'eau de refroidissement	$\pm 15\%$ } si le condenseur fait partie de la garantie
Température d'entrée de l'eau de refroidissement	$\pm 5\text{ K}$ }
Température finale de l'eau alimentaire	$\pm 10\text{ K}$
Vitesse de rotation	$\pm 2\%$ <sup>3)</sup>

- 1) La fluctuation maximale permise d'une grandeur, durant chaque essai, ne doit pas être plus grande que la moitié de l'écart maximal admissible donné dans le tableau I excepté pour la puissance laquelle peut varier de  $\pm 3\%$ .
- 2) Tous ces éléments ne doivent pas conduire à une variation de la chute enthalpique de plus de  $\pm 7\%$ .
- 3) Si cela est permis par les garanties techniques de la turbine.
- 4) De petits écarts, par rapport aux valeurs prévues dans les pressions aux soutirages, ont généralement un effet négligeable sur les performances. Si des écarts excessifs sur les débits de vapeur soutirée venaient à se produire, laissant supposer un mauvais fonctionnement des réchauffeurs, les répercussions sur les performances pourraient être sérieuses et un accord devra être conclu sur les dispositions à prendre.

#### 3.8.4 Lecture des appareils de mesure intégrateurs

Les valeurs moyennes de la puissance électrique et du débit masse peuvent également être déterminées par des appareils de mesure intégrateurs, en divisant la différence des lectures faites au début et à la fin d'un essai par l'intervalle de temps correspondant.

Tous les appareils de mesure intégrateurs devront être lus simultanément. Les appareils de mesure correspondant à des variables liées devront être lus en même temps ou presque.

Pendant l'essai, il est recommandé d'effectuer les lectures sur tous les appareils de mesure intégrateurs simultanément et à intervalles réguliers. Cela permettra d'effectuer des contrôles de cohérence des mesures et permettra d'ajuster la période retenue pour le dépouillement, si nécessaire, après réalisation du programme d'essai.

Toutes les observations devront débuter un peu avant et s'arrêter un peu après la période d'essai prévue, sous réserve que toutes les conditions de fonctionnement restent constantes.

#### 3.8.5 Autres méthodes

D'autres méthodes sont présentées dans ces règles pour procéder à certaines parties de l'essai. Le rapport d'essai doit préciser la méthode utilisée.

The time of the reading should be indicated to the observers through signals from a main clock. It may alternatively be taken from the observers' watches, which shall be synchronized with each other prior to each test.

TABLE I  
*Maximum deviations and fluctuations<sup>1)</sup> in operating conditions*

Variable	Maximum permissible deviation of average of test from that specified
Initial steam pressure	$\pm 5\%$ <sup>2)</sup>
Initial steam temperature	$\pm 15\text{ K}$ <sup>2)</sup>
Dryness fraction	$\pm 0.005$
Extraction pressure (regulated)	$\pm 5\%$ <sup>2)</sup>
Exhaust pressure:	See <sup>4)</sup>
– for feed heating	$\pm 5\%$ <sup>2)</sup>
– for back pressure turbines	$\pm 25\%$ if condenser is not included in guarantee
– for condensing turbines	$\pm 10\%$
Extraction flow rate	$\pm 10\%$
Reheat temperature	$\pm 15\text{ K}$
Isentropic enthalpy drop	$\pm 7\%$
Output or initial steam flow	$\pm 5\%$ after correction for specified conditions
Cooling water flow	$\pm 15\%$ } if condenser is included in guarantee
Cooling water inlet temperature	$\pm 5\text{ K}$ }
Final feed water temperature	$\pm 10\text{ K}$
Speed	$\pm 2\%$ <sup>3)</sup>

- <sup>1)</sup> The maximum fluctuation of the variable permitted during each test shall not be greater than half the permissible deviation given in Table I except for the output which may vary by  $\pm 3\%$ .
- <sup>2)</sup> All these items may not lead to a deviation of enthalpy drop of more than  $\pm 7\%$ .
- <sup>3)</sup> If permitted by the technical guarantee of the turbine.
- <sup>4)</sup> Reasonably small deviations in the extraction pressures as compared with the design values normally have a negligible effect on the overall performance. Should there be disproportionately large deviations in the extraction steam flows suggesting malfunctioning of the heaters, the effect on the overall performance may be serious, and agreement shall then be reached on the course to be followed.

#### 3.8.4 *Reading of integrating measuring instruments*

The mean values of the electrical output and the mass flow can also be determined by integrating measuring instruments by dividing the difference in the readings at the beginning and at the end of a test by the corresponding time interval.

All integrating measurement instruments should be read simultaneously. Related indicating measurement instruments should be read at or nearly at the same time.

It is advisable to take simultaneous readings of all integrating instruments at regular intervals during the test. This will enable checks for consistency to be made and permits the period for evaluation to be adjusted, if required, after the conclusion of the test.

All observations should begin somewhat before and stop somewhat after the intended test period provided all operating conditions remain constant.

#### 3.8.5 *Alternative methods*

Alternative methods are presented in these rules for conducting certain details of the test. The test report shall state which alternative has been employed.

### 3.8.6 *Relevé des mesures*

Chaque observateur doit noter ses lectures réelles. Tous les relevés se font au moins en double exemplaire à l'aide de papier carbone ou, par accord mutuel, sont photocopiés immédiatement après chaque essai. Immédiatement après l'essai, chaque partie intéressée doit recevoir un jeu complet des relevés.

### 3.8.7 *Mesures supplémentaires*

Si, pendant l'essai, on constate une défaillance pouvant être corrigée dans un délai relativement court, les essais peuvent être poursuivis. Dans ce cas, si nécessaire, des mesures supplémentaires seront réalisées, cela, sous réserve que la correction envisagée puisse être calculée avec suffisamment de précision (par exemple: légères variations de l'écart terminal de températures du condenseur, arrêt d'un réchauffeur ou défaillances d'appareils de mesure).

Si une soupape de réglage, devant être fermée à la charge d'essai, vient à s'ouvrir, du fait des variations de charge, ou si des variations inacceptables d'une grandeur, dans les conditions d'essai, viennent à se produire pendant un temps limité, cette période d'essai peut être éliminée par accord mutuel des parties intéressées à l'essai, sous réserve que la période restante réponde aux exigences indiquées en 3.8.3. Sinon l'essai devra être répété.

Il est recommandé d'observer, au cours des essais, la pression et la température à un ou plusieurs étages de la turbine, car leur observation peut permettre de découvrir les raisons des incohérences constatées entre essais.

### 3.8.8 *Calculs préliminaires*

Les calculs préliminaires des corrections et des résultats d'essai doivent être effectués immédiatement après l'essai de façon à confirmer la validité des relevés.

### 3.8.9 *Cohérence des essais*

Si des incohérences importantes se manifestent, soit pendant un essai, soit pendant le calcul des résultats d'une série d'essais, l'essai ou les essais doivent être rejetés en tout ou en partie, sauf accord contraire.

### 3.9 *Répétition des essais de réception*

Si les résultats de l'essai de réception s'avèrent non satisfaisants, le fournisseur aura la possibilité d'effectuer des modifications et de répéter l'essai à ses frais. Une répétition des essais peut également être requise par l'une des deux parties intéressées au contrat si les résultats suscitent un doute quelconque.

Si, pour des raisons relevant de sa propre responsabilité, le fournisseur a effectué, suite à l'essai de réception, des modifications qui peuvent laisser supposer que les valeurs de garantie ne seront plus respectées dans une marge raisonnable, les essais de réception pourront être renouvelés à la demande de l'acheteur.

## 4. **Techniques de mesures et appareils de mesure**

### 4.1 *Généralités*

#### 4.1.1 *Appareils de mesure*

Les appareils conformes à une ou plusieurs des catégories suivantes sont autorisés pour les essais de réception:

- a) Appareils de mesure étalonnés par un organisme officiel.
- b) Appareils de mesure ayant été étalonnés par rapport à des appareils de mesure étalonnés par un organisme officiel.

### 3.8.6 *Recording of tests*

Each observer shall record his actual observations. All records shall be made with carbon copies, at least in duplicate, or by mutual agreement be photo-copied immediately after each test-run. Immediately after the test each interested party shall receive a complete set of records.

### 3.8.7 *Additional measurement*

Should a deficiency be found during a test, which is rectified within a relatively short time, the test may be continued. In this event supplementary measurements shall be taken, if necessary, provided always that the correction involved can be calculated sufficiently accurately (e. g., small variations in the terminal temperature difference of the condenser, a heater cut-out or deficiencies of measuring instruments).

Should a control valve which ought to be closed at test load open because of fluctuations in load, or should inadmissibly large fluctuations in test conditions arise during a limited period, this period of the test may subsequently be omitted by mutual agreement of the parties to the test, provided the remaining period fulfils the requirements of 3.8.3. Otherwise the test has to be repeated.

It is recommended that one or more stage pressures and temperatures be observed during the tests, since these may serve as a means of disclosing reasons for any inconsistencies.

### 3.8.8 *Preliminary calculations*

Preliminary calculations of corrections and test results shall be conducted immediately after the test in order to confirm the validity of the data taken.

### 3.8.9 *Consistency of tests*

Should serious inconsistencies arise, either during a test or during the computation of results from a series of tests, the test or tests shall be rejected, in whole or in part, unless otherwise agreed.

### 3.9 *Repetition of acceptance tests*

Should the acceptance test result be unsatisfactory, the supplier shall be given an opportunity to make modifications and to repeat the test at his own expense. A repetition may also be requested by one of the parties to the contract if justified by doubts about the results.

If the supplier, for reasons which are his responsibility, has made modifications following the acceptance test which make it probable that guarantee values will no longer be met within a reasonable margin, the acceptance tests may be repeated at the request of the purchaser.

## 4. **Measuring techniques and measuring instruments**

### 4.1 *General*

#### 4.1.1 *Measuring instruments*

Instruments conforming to any one or more of the following categories are permitted for acceptance tests:

- a) Measuring instruments calibrated by an official authority.
- b) Measuring instruments, which have been calibrated by comparison with officially calibrated measuring instruments by an official authority.

- c) Appareils de mesure normalisés de précision déterminée.
- d) Autres appareils de mesure homologués et de précision déterminée, dont l'utilisation a fait l'objet d'un accord entre les parties.

Le tableau II indique les types d'appareils de mesure à utiliser pour les essais de réception.

Les configurations types pour une centrale sont montrées dans les figures 2 et 3.

Si des transducteurs sont utilisés, ils devront avoir une étendue de mesure convenable et une précision démontrée équivalente à celle de l'instrumentation habituelle.

Les instruments de mesure et transducteurs pourront être équipés avec des dispositifs permettant leur raccordement à un système automatique de traitement de données.

Des systèmes automatiques de traitement de données peuvent être utilisés pour la correction et l'enregistrement des mesures. Ils peuvent aussi être utilisés pour le traitement ultérieur de ces valeurs. Leur fiabilité et leur validité doivent être vérifiées ou prouvées avant leur utilisation.

#### 4.1.2 *Incertitude des mesures*

La mesure de chaque grandeur entrant dans le calcul du résultat d'essai est sujette à un certain degré d'erreur. Le résultat d'essai est sujet à un degré d'incertitude, fonction de l'effet combiné de toutes les erreurs de mesure.

L'incertitude de mesure des appareils et des procédures doit être clairement confirmée par un nombre suffisant d'informations d'ordre général ou, s'il y a lieu, par une méthode de détermination spéciale. Cela s'applique particulièrement aux systèmes de mesure à distance et aux systèmes automatiques d'acquisition de données.

Le niveau d'incertitude pour chaque mesure individuelle devra être choisi en fonction de l'incertitude du résultat d'essai qui en découlera.

Le tableau II précise les incertitudes de mesure envisageables pour chaque grandeur mesurée en fonction de l'expérience générale.

L'incertitude de mesure des résultats d'essai peut être calculée à partir des incertitudes des mesures individuelles conformément à l'article 7.

#### 4.1.3 *Étalonnage des appareils de mesure*

Les appareils de mesure nécessitant un étalonnage doivent être étalonnés avant l'essai. Les certificats doivent être à la disposition des parties intéressées avant l'essai. Tout réétalonnage effectué après l'essai fait l'objet d'un accord entre les parties.

#### 4.1.4 *Autres appareils de mesure*

Par accord mutuel des parties intéressées à l'essai, des systèmes de technologie avancée, tels que ceux utilisant des dispositifs électroniques ou les techniques d'intégration du débit masse, peuvent être utilisés à la place de l'instrumentation prescrite, à condition que l'application de ces systèmes ait démontré que leur précision est équivalente à celle requise dans ces règles.

#### 4.1.5 *Le mercure dans l'instrumentation*

Le mercure et les composés du mercure peuvent réagir avec d'autres matériaux et créer des problèmes d'environnement. En cas de débordement, la très faible tension de vapeur du mercure présente un risque sérieux d'insalubrité. Une prudence extrême est nécessaire, ainsi que le respect strict de toutes les réglementations applicables au mercure. Il convient de prendre les précautions suivantes:

- a) Maintenir toutes les vannes des appareils fermées sauf durant chaque essai.

- c) Standardized measuring instruments with known accuracy.
- d) Other approved measuring instruments with known accuracy, the use of which has been agreed upon between the parties to the contract.

Table II indicates the available types of instrumentation for acceptance tests.

Typical arrangements in a plant are illustrated in Figures 2 and 3.

If transducers are used, they shall have a suitable range and a demonstrable accuracy equivalent to usual instrumentation.

Measuring instruments and transducers may be equipped with devices to enable them to record on a data logging system.

Data logging systems for automatic correction and recording of measured values may be used. They may also be used for subsequent processing of these values. Their dependability and correctness of operation has to be checked or proven in advance.

#### 4.1.2 *Measuring uncertainty*

The measurement of each quantity entering into the computation of the test result is liable to some degree of error. The test result is subject to a degree of uncertainty depending on the combined effect of all these errors of measurement.

The measuring uncertainty of the instruments and procedures has to be clearly verified by sufficient general information or, if necessary, by special determination. This particularly applies to remote measuring systems and automatic data-collecting systems.

The uncertainty level for each individual measurement shall be chosen in reasonable relationship with the influence of the reading on the test result.

Data are given in Table II for the measuring uncertainty that can be expected for the individual measured variables according to general experience.

The measuring uncertainty of the test results can be calculated from the uncertainties of the individual measurements according to Clause 7.

#### 4.1.3 *Calibration of instruments*

Instruments requiring calibration shall be calibrated before the test. Certificates shall be available to the parties before the test. Any recalibration after the test shall be a matter for agreement between the parties.

#### 4.1.4 *Alternative instrumentation*

By mutual agreement of the parties to the test, advanced instrument systems such as those using electronic devices or mass-flow techniques, may be used as alternatives to the mandatory instrument requirements, provided that the application of such systems has demonstrated accuracy equivalent to that required by these rules.

#### 4.1.5 *Mercury in instrumentation*

Mercury and compounds of mercury react with component materials and cause environmental problems. The very low vapour pressure of mercury presents a serious health hazard if spillage occurs. The greatest care and strict adherence to all applicable regulations concerning mercury is necessary. If mercury is used the following precautions should be taken:

- a) Keep instrument valves closed except during test runs.

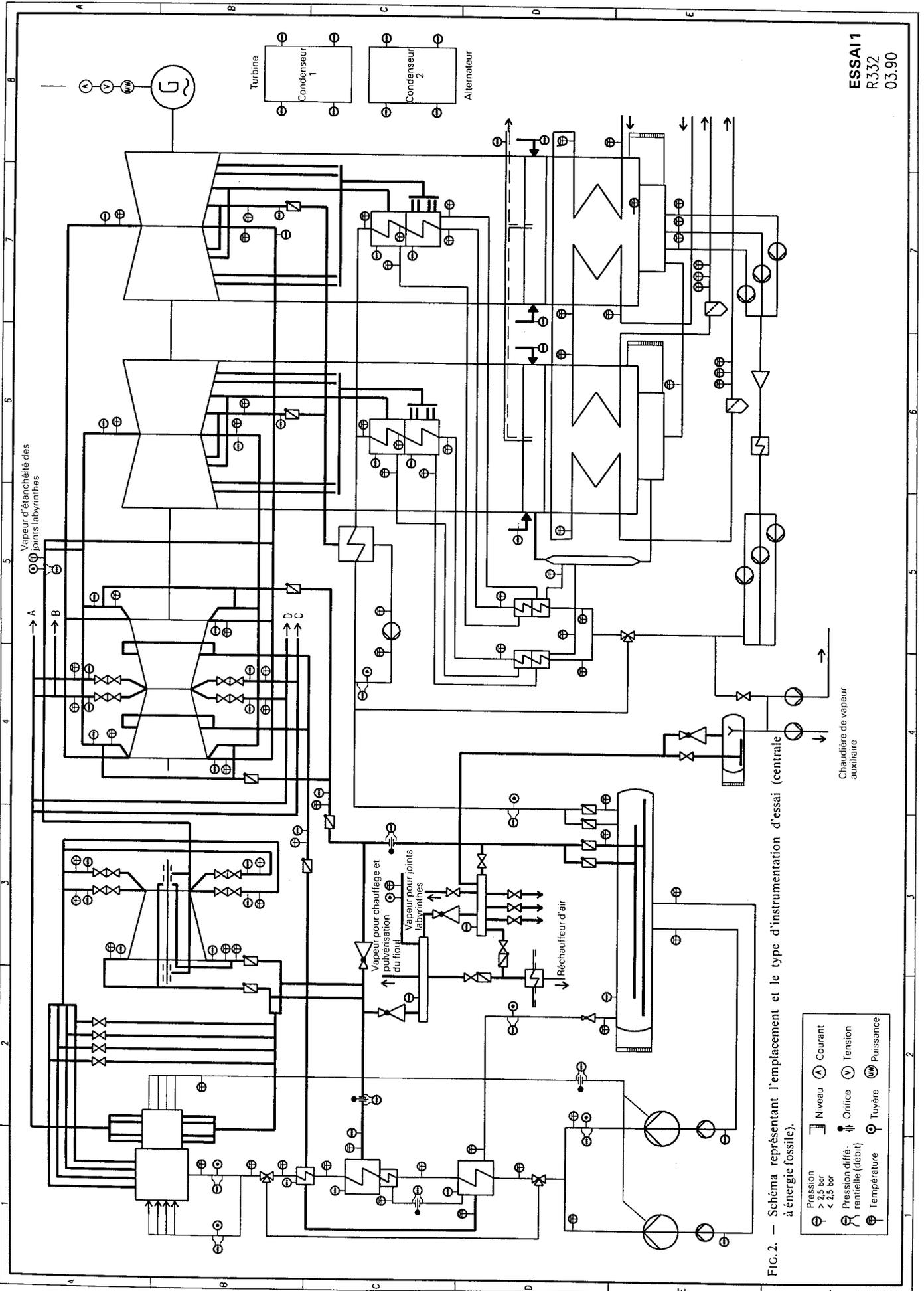
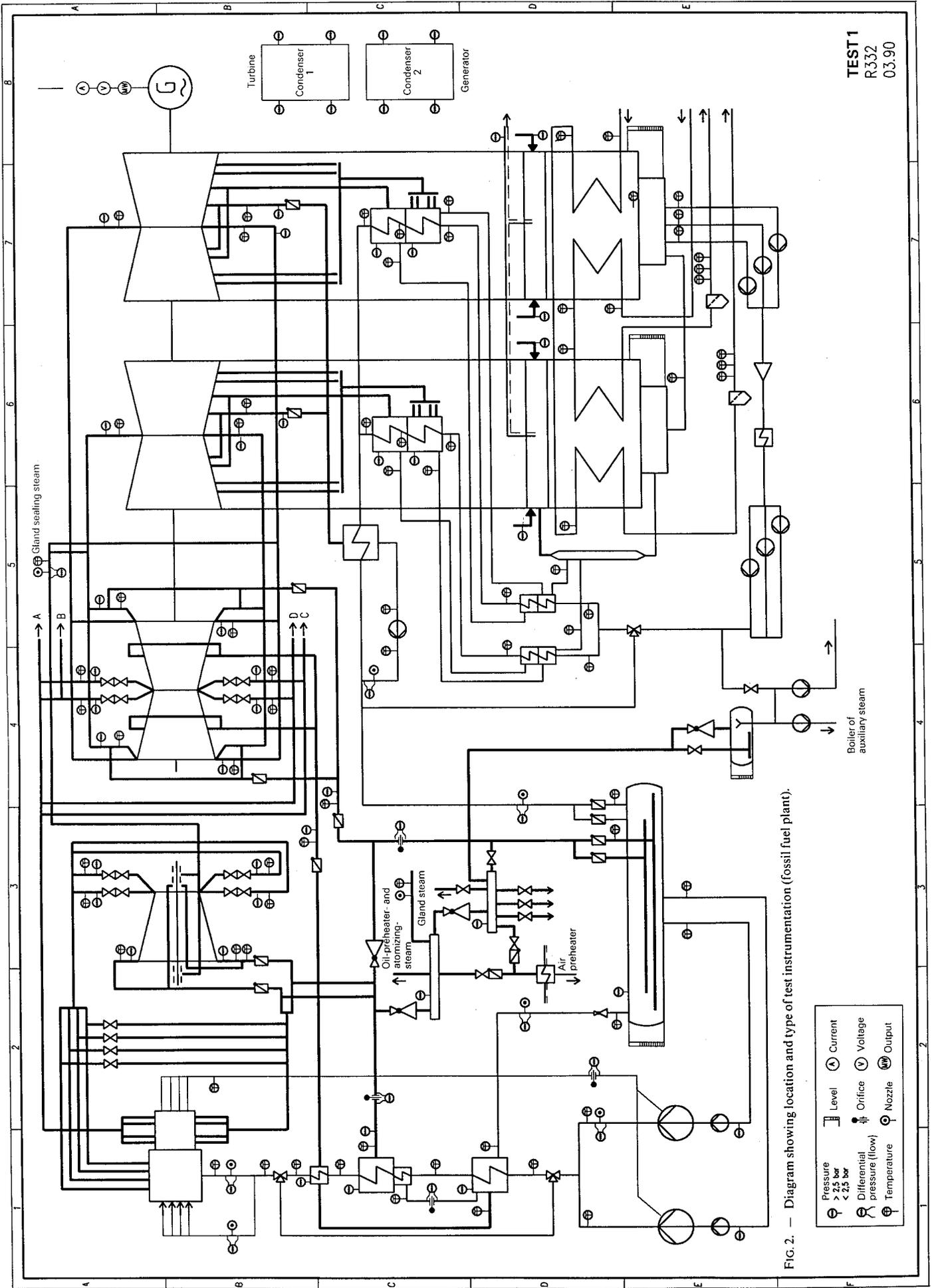


FIG. 2. — Schéma représentant l'emplacement et le type d'instrumentation d'essai (centrale à énergie fossile).



TEST 1  
R332  
03.90

FIG. 2. — Diagram showing location and type of test instrumentation (fossil fuel plant).

⊕	Pressure	⊕	Level	⊕	Current
⊖	> 2.5 bar	⊕	Orifice	⊕	Voltage
⊕	< 2.5 bar	⊕	Orifice	⊕	Differential pressure (flow)
⊕	Differential pressure (flow)	⊕	Nozzle	⊕	Output
⊕	Temperature				

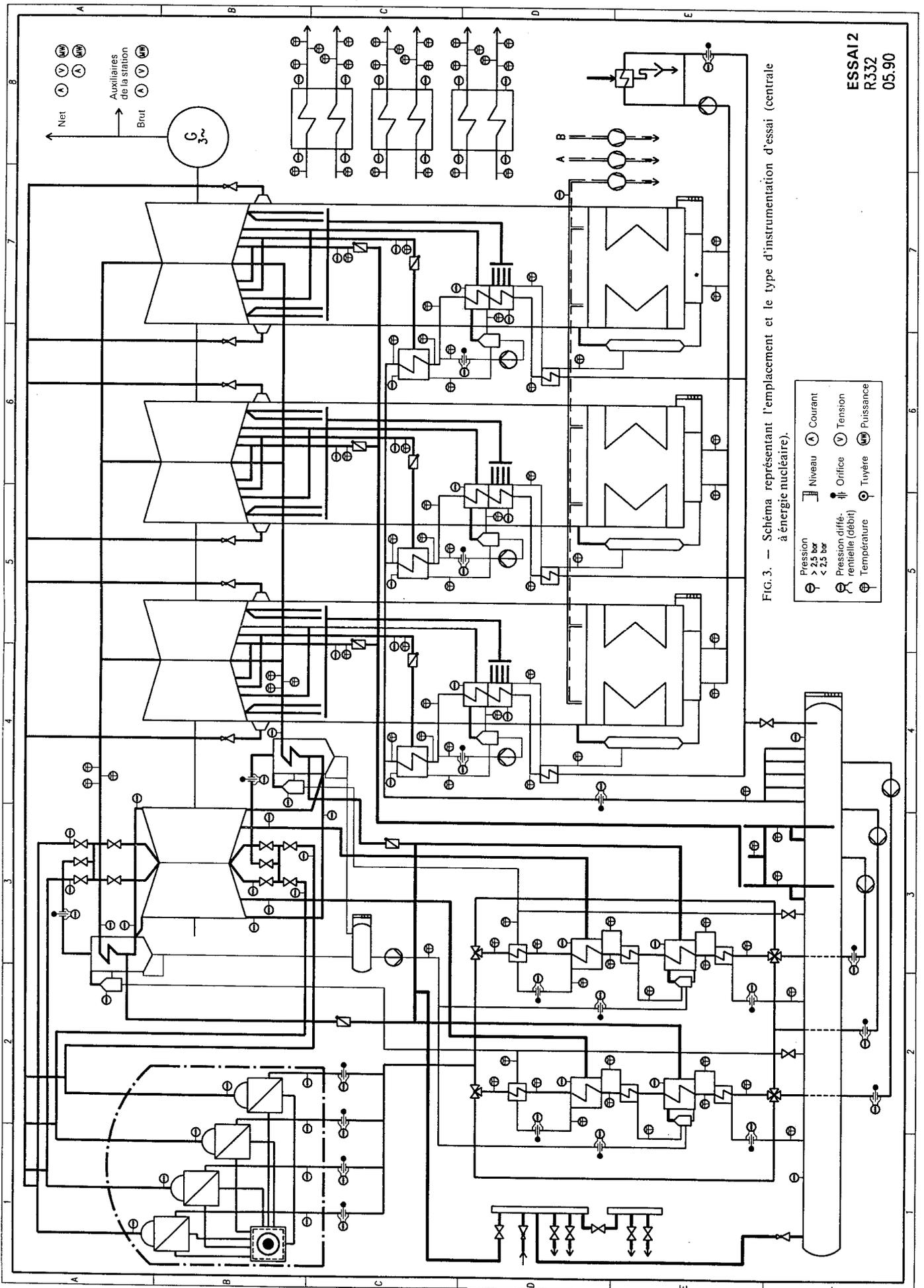


FIG. 3. - Schéma représentant l'emplacement et le type d'instrumentation d'essai (centrale à énergie nucléaire).

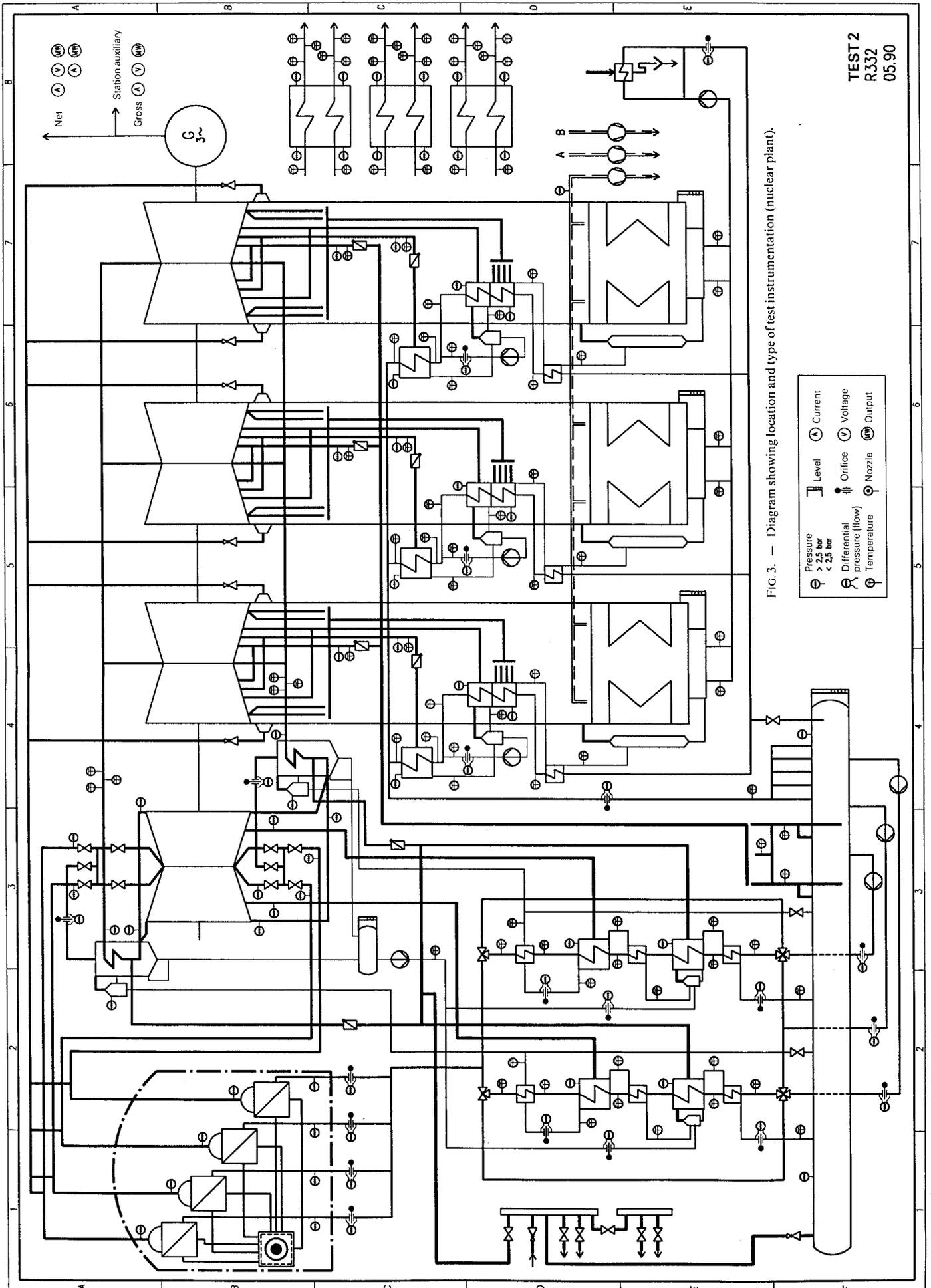


FIG. 3. — Diagram showing location and type of test instrumentation (nuclear plant).

- Pressure > 2,5 bar
- Pressure < 2,5 bar
- Differential pressure (flow)
- Temperature
- Level
- Orifice
- Nozzle
- Current
- Voltage
- Output

TEST 2  
R332  
05.90

TABLEAU II

Appareils de mesure pouvant être utilisés pour les essais de réception et incertitude moyenne de mesure en résultant

Re-père	Grandeur mesurée	Appareil de mesure utilisé	Classe de précision	Etendue de la mesure	Incertitude moyenne de mesure	Observations
1	Pression	Manomètre à poids mort		$P > 2 \text{ bar}$	$\pm 0,3\%$	
2		Transducteur étalonné pour essai		Pour toutes les pressions	$\pm 0,3\%$ à $0,5\%$	
3		Manomètre Bourdon étalonné pour essai	0,3%	$P > 2 \text{ bar}$	$\pm 0,3\%$ à $0,6\%$	
4		Manomètre Bourdon étalonné	0,6%	$P > 2 \text{ bar}$	$\pm 1\%$	
5		Manomètre à mercure		$P < 2 \text{ bar}$	$\pm 1 \text{ mm}$	Sur la longueur de la colonne de liquide
6		Manomètre à liquide		$P < 2 \text{ bar}$	$\pm 1 \text{ mm}$	
7	Pression différentielle	Manomètre à liquide		$h > 100 \text{ mm}$	$\pm 1 \text{ mm}$	
8		Transducteur de pression différentielle étalonné pour essai		Pour toutes les pressions différentielles	$\pm 0,3\%$ à $0,5\%$	
9	Température	Thermocouples étalonnés		$t \leq 300^\circ\text{C}$	$\pm 1 \text{ K}$	
				$t > 300^\circ\text{C}$	$\pm 0,5\%$	
10		Thermomètre à résistance étalonné		$0 < t \leq 100^\circ\text{C}$	$\pm 0,2 \text{ K}$	
				$t > 100^\circ\text{C}$	$\pm 0,5\%$	
11	Thermomètre à mercure en verre, gradué en $0,1^\circ\text{C}$ , étalonné	0,10°C	$t < 100^\circ\text{C}$	$\pm 0,1 \text{ K}$		
12	Débit principal	Dispositif de mesure de pression différentielle normalisé			0,75 à 1,5*	ISO 5167
13		Dispositif de mesure de pression différentielle étalonné				
14	Débit d'eau de refroidissement	Débitmètre à moulinets		$D > 1000$		CEI 41
15	Puissance électrique	Méthode des deux wattmètres Transformateurs étalonnés pour essai Appareils de mesure étalonnés pour essai	0,2% 0,2%		0,1% à 0,2%	
16		Méthode des trois wattmètres Transformateurs étalonnés pour essai Appareils de mesure étalonnés pour essai	0,2% 0,2%		0,1% à 0,2%	
17	Intensité	Ampèremètre	0,2%			CEI 41
18	Tension	Voltmètre	0,2%			CEI 41
19	Puissance mécanique	Dynamomètre à torsiomètre ou méthode thermodynamique pour les pompes			environ $\pm 2\%$	
20	Vitesse	Tachymètre manuel		Plage d'étalonnage	$\pm 1,0\%$	
21		Compteur de tours manuel		Plage d'étalonnage	$\pm 0,5\%$	
22		Compteur de tours électronique		Plage d'étalonnage	$\pm 0,1\%$	
23	Pression ambiante	Baromètre de précision			$\pm 0,2 \text{ mbar}$	

\* La précision de la mesure du débit principal est essentielle pour l'incertitude de mesure du résultat d'essai conformément au tableau 3 et le dispositif de mesure de pression différentielle devra être choisi en conséquence.

TABLE II

*Acceptable instrumentation for acceptance tests  
and resulting average uncertainties*

Reference	Measured Variable	Measuring Instrument	Accuracy Class	Range	Average Measuring Uncertainty	Remarks
1	Pressure	Deadweight gauge		$P > 2$ bar	$\pm 0.3\%$	
2		Transducer calibrated for test		For all pressures	$\pm 0.3\% - 0.5\%$	
3		Bourdon gauge calibrated for test	0.3%	$P > 2$ bar	$\pm 0.3\% - 0.6\%$	
4		Bourdon gauge calibrated	0.6%	$P > 2$ bar	$\pm 1\%$	
5		Mercury manometer		$P < 2$ bar	$\pm 1$ mm	On length of liquid column
6		Liquid manometer		$P < 2$ bar	$\pm 1$ mm	
7	Differential pressure	Liquid manometer		$h > 100$ mm	$\pm 1$ mm	
8		Differential pressure transducer calibrated for test		For all differential pressures	$\pm 0.3\% - 0.5\%$	
9	Temperature	Thermocouples calibrated		$t \leq 300$ °C	$\pm 1$ K	
					$t > 300$ °C	$\pm 0.5\%$
10		Resistance thermometer calibrated		$0 < t \leq 100$ °C	$\pm 0.2$ K	
					$t > 100$ °C	$\pm 0.5\%$
11	Mercury-in-glass-thermometer graduated 0.1 °C calibrated	0.10 °C		$t < 100$ °C	$\pm 0.1$ K	
12	Primary flow	Standardized differential pressure devices			0.75-1.5*	ISO 5167
13		Calibrated differential pressure devices				
14	Cooling water flow	Vane type flow meter		$D > 1000$		IEC 41
15	Electrical output	Two-wattmeter method Instrument transformers calibrated for test Instruments calibrated for test at test load	0.2% 0.2%		0.1%-0.2%	
16		Three-wattmeter method Instrument transformers calibrated for test Instruments calibrated for test	0.2% 0.2%		0.1%-0.2%	
17	Current	Ammeter	0.2%			IEC 41
18	Voltage	Voltmeter	0.2%			IEC 41
19	Mechanical output	Torsion dynamometer or thermodynamic method for pump			approximately $\pm 2\%$	
20	Speed	Manual tachometer		Range of calibration	$\pm 1.0\%$	
21		Manual revolution meter		Range of calibration	$\pm 0.5\%$	
22		Electronic revolution meter		Range of calibration	$\pm 0.1\%$	
23	Ambient pressure	Precision barometer			$\pm 0.2$ mbar	

\* The accuracy of the primary flow measurement is decisive for the measuring uncertainty of the test result according to Table 3 and the pressure differential device shall be chosen accordingly.

- b) Sur les tuyauteries de raccordement des appareils de mesure de pression, installer des électrovannes à fermeture rapide pour isoler automatiquement les circuits défectueux.
- c) Utiliser des pièges à mercure doubles.
- d) Placer l'élément de mesure de débit principal dans la partie à basse température du circuit d'eau d'alimentation des centrales nucléaires là où le circuit est éloigné du système d'alimentation vapeur.

#### 4.2 *Mesure de puissance*

##### 4.2.1 *Détermination de la puissance mécanique d'une turbine*

La puissance mécanique de la turbine à vapeur peut être déterminée par l'une des quatre méthodes suivantes:

- a) En mesurant la puissance électrique aux bornes de l'alternateur entraîné (voir 4.2.4) et en y ajoutant les pertes de l'alternateur.
- b) En mesurant le couple et la vitesse de rotation.

Les dynamomètres à torsiomètre ou absorption sont admis, pourvu que des précautions soient prises dans leur construction et dans leur emploi pour garantir leur exactitude. Ils comprennent les génératrices électriques ou à courant de Foucault dont la puissance absorbée est mesurée par la réaction du stator.

Si des auxiliaires de la turbine, tels que les pompes à huile de régulation et de graissage, etc., sont entraînés par une source d'énergie extérieure, leurs puissances doivent être déduites de la puissance de la turbine à l'accouplement, de façon à déterminer la puissance nette.

- c) En établissant un bilan énergétique de la turbine à vapeur.  
La puissance est obtenue par la somme algébrique de tous les flux d'énergie traversant l'enveloppe tracée autour de la turbine à vapeur<sup>1)</sup>.
- d) En établissant un bilan énergétique de la machine entraînée (compresseur, pompe, par exemple).

La puissance est obtenue par la somme algébrique de tous les flux d'énergie traversant l'enveloppe tracée autour de la machine entraînée<sup>1)</sup>.

##### 4.2.2 *Mesure de la puissance de la pompe alimentaire de la chaudière*

Pour un dépouillement complet et pour la correction des résultats de l'essai en conformité avec la définition de la garantie, il est normalement nécessaire de mesurer la puissance absorbée par les pompes alimentaires de la chaudière. Cette puissance correspond à l'augmentation de l'enthalpie de l'eau<sup>2)</sup>, et éventuellement à la puissance absorbée par les coupleurs hydrauliques et les variateurs de vitesse, si les pompes sont entraînées directement par l'arbre principal, ou par une turbine à vapeur auxiliaire alimentée par de la vapeur soutirée sur la turbine principale.

Si la pompe alimentaire de la chaudière est entraînée par une turbine auxiliaire, fournie sous la responsabilité du constructeur de la turbine principale et alimentée par un soutirage sur la turbine principale, ou entraînée directement par la turbine principale, il est normalement nécessaire, en conformité avec les valeurs de garantie, de mesurer la puissance absorbée par la pompe, correspondant à l'augmentation de l'enthalpie de l'eau et aux pertes mécaniques, et, éventuellement, la puissance absorbée par les accouplements hydrauliques et les variateurs de vitesse.

<sup>1)</sup> Des pertes d'énergie mineures, telles que la dissipation de la chaleur dans l'atmosphère due à la conduction et au rayonnement, peuvent, dans la plupart des cas, être estimées avec suffisamment de précision et n'ont pas besoin d'être mesurées.

<sup>2)</sup> Dans de nombreux cas, les pertes mécaniques et thermiques de la pompe peuvent être négligées.

- b) Install quick closing solenoid valves in instrument pressure sensing lines to close automatically on system upsets.
- c) Employ double mercury traps.
- d) Locate the primary flow element in the low temperature part of the feed water cycle of nuclear plants where it is remote from the steam supply system.

## 4.2 *Measurement of power*

### 4.2.1 *Determination of mechanical turbine output*

The mechanical output of the steam turbine can be determined by one of the following four techniques:

- a) By measuring the output at the generator terminals (see 4.2.4) and adding the generator losses.
- b) By measuring torque and speed.

Absorption or torsion dynamometers are permissible, provided precautions are taken in their construction and use to ensure accuracy. This includes electric or eddy-current generators, the input of which is measured by the reaction of the stator.

If auxiliary power services of the turbine, such as governor and lubricating oil pumps, are driven from an external energy supply, their power requirements shall be deducted from the turbine output at the coupling in order to determine the net output at the turbine coupling.

- c) By establishing an energy balance of the steam turbine.  
The output is derived from the algebraic sum of all energy flows passing through the energy balance envelope established around the steam turbine<sup>1)</sup>.
- d) By establishing an energy balance of a driven machine (e.g. compressor, pump).

The output is derived from the algebraic sum of all energy flows passing through the energy balance envelope around the driven machine<sup>1)</sup>.

### 4.2.2 *Measurement of boiler feed pump power*

For a complete evaluation and for correction of the test results according to the guarantee definition, it is normally necessary to measure the power consumed by boiler feed pumps. It corresponds to the increase in the enthalpy of the water<sup>2)</sup>, and possibly the power consumed by the hydraulic couplings and speed changers if the pumps are driven directly from the mainshaft, or by an auxiliary steam turbine driven by a bleed from the main turbine.

If the boiler feed pump is driven by an auxiliary turbine, delivered under the responsibility of the manufacturer of the main turbine, and fed by steam from the main turbine, or is driven direct from the main shaft, it is, according to the guarantee values, normally necessary to measure the power consumed by the pump, corresponding to the increase of the enthalpy of the water and the mechanical losses, and possibly the power consumed by the hydraulic couplings and speed changers.

<sup>1)</sup> Insignificant energy flows, for example, heat dissipated to the environment due to conduction and radiation, can in most cases be estimated with sufficient accuracy and need not be measured.

<sup>2)</sup> In many cases mechanical losses and heat losses of the pump can be neglected.

S'il n'est pas possible d'utiliser un dynamomètre (voir 4.2.1), la meilleure détermination de la puissance de la pompe s'effectue à partir de l'augmentation de l'enthalpie au travers de la pompe, multipliée par le débit masse.

En raison de la faible augmentation de température au travers de la pompe, un haut degré de précision est requis dans les mesures de température (par exemple thermocouples multiples branchés en série, ou des thermomètres à résistance montés en différentiel). En l'absence de mesures précises, les valeurs de rendement de la pompe fournies par le constructeur peuvent être utilisées conjointement avec le débit masse et l'augmentation de pression mesurés. Mais, à moins d'être basées sur des essais couvrant toute la gamme des puissances, ces valeurs peuvent être sujettes à caution.

Le débit d'eau d'étanchéité et/ou le débit d'eau d'injection doivent être soigneusement pris en compte dans la détermination du débit masse.

Les pertes de puissance dans les paliers de pompes, les coupleurs hydrauliques et les multiplicateurs ou réducteurs sont équivalentes à la chaleur cédée à l'eau de réfrigération de l'huile. La puissance correspondant aux pertes par rayonnement est généralement négligeable.

Si l'on utilise plus d'une pompe, la mesure individuelle du débit d'eau ou des pertes mécaniques au niveau des paliers, des coupleurs et des multiplicateurs ou réducteurs, peut ne pas être réalisable. Toutefois, la puissance totale absorbée par les pompes alimentaires en service est seulement nécessaire pour un essai de réception.

La puissance absorbée par une pompe entraînée par moteur électrique peut être déterminée à partir de la puissance absorbée par le moteur, en tenant compte du rendement de ce dernier, suivant les informations fournies par son constructeur, et de la mesure de la puissance absorbée par les paliers, le coupleur hydraulique et les multiplicateurs ou réducteurs.

Si la turbine auxiliaire entraînant la pompe n'est pas sous la responsabilité du fournisseur de la turbine principale, la mesure du débit et la détermination des caractéristiques de la vapeur soutirée peuvent être suffisantes.

#### 4.2.3 Détermination de la puissance électrique d'un groupe turboalternateur

La puissance nette d'un groupe turboalternateur est définie par la formule suivante:

$$P_g = P_b - P_a \quad (9)$$

Lorsqu'un auxiliaire du turboalternateur est entraîné par un moteur électrique, la puissance  $P_a$  est la puissance absorbée par le moteur. Cela est applicable que la puissance soit prélevée aux bornes de l'alternateur en aval du point de mesure de  $P_b$ , ou qu'elle soit fournie par une alimentation séparée.\*

Lorsqu'un auxiliaire du turboalternateur est entraîné par d'autres moyens, par exemple une pompe ou une excitatrice accouplée à une machine motrice, la puissance  $P_a$  est la puissance absorbée à l'accouplement.

Lorsque l'excitation est prélevée aux bornes de l'alternateur en aval du point de mesure de la puissance  $P_b$ , ou à une quelconque autre source,  $P_a$  est la puissance absorbée par les équipements d'excitation.

Lorsque le groupe turboalternateur, les équipements de condensation et de réchauffage de l'eau alimentaire, sont garantis en tant que tranche, les puissances des auxiliaires du condenseur et du poste de réchauffage doivent être traitées conformément aux clauses du contrat.

\* Cela ne se réfère pas à la CEI 34-2.

If the use of a dynamometer (see 4.2.1) is not practicable, the pump power is best determined from the rise in specific enthalpy across the pump multiplied by the mass flow.

Since the temperature rise across the pump is small, a high degree of precision is needed in the temperature measurement (e. g. multiple thermocouples connected in series or resistance thermometers in differential connection). In the absence of precise measurements, values of pump efficiency supplied by the manufacturer may be used in conjunction with the measured flow and pressure rise, but unless they are based on tests over the full range of load, they may be open to question.

Sealing water flow and/or injection water flow has to be duly considered in the determination of the mass flow.

The power losses in the pump bearings, the hydraulic coupling and the gear drive are equivalent to the heat picked up in the oil cooling water. Radiation losses are generally negligible.

If more than one pump is in service, it may not be practicable to measure the water flow or the mechanical losses in the bearings, couplings and gear drives individually. However, the total power consumed by the boiler feed pumps in service is all that is needed for an acceptance test.

The power consumed by a pump driven by a rotating electrical machine can be determined from the power consumed by the motor, having regard to the efficiency of the latter according to information supplied by the manufacturer, and from the measurement of the power consumed by the bearings, the hydraulic coupling and the gear drive.

If the auxiliary turbine driving the pump is outside the responsibility of the supplier of the main turbine, it may be sufficient to measure the flow rate and the condition of the bled steam.

#### 4.2.3 *Determination of electrical power of a turbine generator*

The net power of a turbine generator is defined by the following formula:

$$P_g = P_b - P_a \quad (9)$$

Where an auxiliary of the turbo-generator is driven by an electric motor, the power  $P_a$  is the power delivered to the motor. This applies whether the power is derived from the generator terminals downstream of the point where  $P_b$  is measured or from a separately generated supply.\*

Where an auxiliary of the turbo-generator is driven by other means, for example, a pump or exciter driven by a prime mover, the power  $P_a$  is the power input to the coupling.

Where excitation is derived from the generator terminals at a point downstream of the point where the power  $P_b$  is measured or from some other source,  $P_a$  is the power input to the excitation equipment.

When the turbine generator, condensing and feed water heating plant are guaranteed as a combined unit, the power requirements of the condenser and feed water heating auxiliaries shall be treated in accordance with the terms of the contract.

\* This does not refer to IEC 34-2.

#### 4.2.4 *Mesure de la puissance électrique*

Dans le cas d'alternateurs triphasés avec point neutre directement à la terre, ou montage quatre fils, la puissance de l'unité doit être mesurée par la méthode des trois wattmètres.

Dans le cas d'alternateurs triphasés avec point neutre à la terre par l'intermédiaire d'une résistance, d'une réactance ou d'un transformateur avec résistance, la puissance de l'unité peut être mesurée par la méthode des deux wattmètres. mais la méthode des trois wattmètres est préférable. Dans tous les cas, un compteur électrique peut être utilisé à la place d'un wattmètre.

Une double mesure de la puissance électrique comprenant, si possible, le doublage des transformateurs de potentiel et de courant, présente l'avantage d'améliorer la précision.

#### 4.2.5 *Branchement des appareils de mesure électriques*

Les appareils transformateurs de tension doivent être branchés sur les barres de sortie de l'alternateur aussi près que possible des bornes de l'alternateur, et avant toute liaison extérieure par laquelle une puissance peut entrer dans le circuit de l'alternateur, ou en sortir.

Les conducteurs de raccordement des appareils de mesure doivent être disposés de façon à ne pas influencer les lectures, par induction ou tout autre phénomène analogue. On peut éliminer l'effet d'induction en torsadant les fils de chaque paire de conducteurs sur une longueur d'au moins 1 m à partir de l'emplacement des appareils de mesure. Il y a lieu de vérifier que l'ensemble des appareils de mesure est soustrait aux effets de l'induction dus, non seulement à leurs conducteurs de raccordement, mais aussi à toute autre cause.

L'étalonnage des transformateurs de mesure doit être effectué, autant que possible, avec les mêmes appareils et avec des câbles de raccordement de même impédance que ceux utilisés pendant les essais.

L'influence des câbles du circuit de tension ne doit pas causer d'erreur significative sur la mesure de la puissance du groupe turboalternateur, laquelle sera comparée avec la garantie. La section des conducteurs sera choisie en tenant compte de la longueur des câbles, de l'influence des transformateurs de tension et de la résistance des fusibles de sécurité insérés dans le circuit. Les erreurs dues à la résistance des câblages (y compris celle des fusibles) devront être prises en compte dans tous les cas.

#### 4.2.6 *Appareils de mesure électriques*

La puissance électrique doit être mesurée avec des wattmètres ou wattheuremètres portatifs de précision monophasés ou polyphasés et des transformateurs de tension et de courant appropriés. L'erreur de chaque wattmètre ou wattheuremètre ne dépassera pas 0,2% de la valeur lue.

Des ampèremètres, voltmètres et wattmètres portatifs doivent être intercalés dans les circuits de mesure pour établir que la puissance de l'alternateur est conforme aux spécifications pendant la durée de l'essai et pour mesurer le courant, la tension et le facteur de puissance.

L'environnement des appareils de mesure pendant leur étalonnage et au cours des essais fait l'objet du 3.2, point e) (second alinéa).

La durée de mesure des wattheuremètres doit être déterminée de façon à ce que l'imprécision ne dépasse pas 0,03%. Les lectures des wattheuremètres doivent être faites en cours d'essai à intervalles réguliers (au moins toutes les 5 min).

#### 4.2.7 *Transformateurs de mesure*

Il convient d'utiliser des transformateurs de courant et de tension de caractéristiques nominales et de classes de précision appropriées, spécialement prévus pour les essais. Les valeurs de correction du rapport de transformation et de l'angle de phase, pour des conditions

#### 4.2.4 *Measurement of electrical power*

For a three-phase generator with the neutral directly earthed (grounded) or with the four-line system, the unit power shall be measured by the three-wattmeter method.

For a three-phase generator with neutral earthed (grounded) through resistance, reactance, or transformer with resistance, the unit power may be measured by the two-wattmeter method, but preferably by the three-wattmeter method. In all instances, watthour meters may be used in place of wattmeters.

A double measurement of the electrical power, if practicable, including the duplication of voltage and current transformers, has advantages for improvement of accuracy.

#### 4.2.5 *Electrical instrument connections*

The instrument transformers shall be connected into the lines from the generator as near to the generator terminals as practicable and on the generator side of any external connections by which power can enter or leave the generator circuit.

The leads to the meters shall be arranged in such a manner that they will not influence the meter readings by reason of inductance or any other such cause. Inductance may be eliminated by braiding the wires of each pair of conductors for at least 1 m from the position where the instruments are located. It is desirable to check the whole arrangement of meters for stray fields, not only from the instrument leads but also from any other source.

The calibration of the transformers shall be made wherever practicable with the same instruments and wiring impedance as in the tests.

The wiring influence of the voltage circuit shall not cause a significant error in measurement of the power output which will be compared with the guarantee. The choice of cross-sectional area of the wiring shall take into account the length of the wire, the influence of the voltage transformers and the resistance of safety fuses in the circuit. The errors due to wiring resistance (including fuses) shall always be taken into account.

#### 4.2.6 *Electrical instruments*

Singlephase or polyphase portable precision wattmeters, or singlephase or polyphase portable precision watthourmeters shall be used with appropriate voltage and current transformers for measuring electrical output. Any error in each wattmeter or watthourmeter shall not exceed 0.2% of the reading.

Portable ammeters, voltmeters and wattmeters shall be included in the measuring circuits to establish that the generator load conforms to rated conditions during the tests and to measure the current, voltage and power factor.

For the environmental conditions of the instrumentation see 3.2 point *e*) (second paragraph).

The recording time of watthourmeters shall be measured in a manner such that any inaccuracy will not exceed 0.03%. Watthourmeter readings shall be recorded during the test at regular intervals (at least every 5 min).

#### 4.2.7 *Instrument transformers*

Instrument current and potential transformers of appropriate rating and accuracy characteristics, specially intended for test purposes, should be used. Values of ratio and phase-angle corrections for the conditions of loading equivalent to the test instruments and leads used

de charge équivalentes à celles des appareils de mesure et câbles de raccordement utilisés pendant l'essai. seront obtenues par un procédé d'étalonnage agréé couvrant les plages de mesures de courant et de tension pendant l'essai. Les transformateurs de mesure ne doivent pas supporter d'autre charge que celle des appareils de mesure d'essai et de leurs câbles de raccordement. Dans le cas contraire, il faut vérifier que la charge admissible n'est pas dépassée.

#### 4.3 *Mesure des débits*

##### 4.3.1 *Détermination des débits à mesurer*

Dans un essai de réception, les débits à mesurer peuvent être divisés en deux catégories:

**Débits principaux:** Débits directement proportionnels à la puissance fournie et qui doivent être mesurés avec un degré de précision suffisant (voir 7.4).

Pour vérifier la précision des mesures des débits principaux, il est recommandé d'effectuer des mesures simultanées, au moins dans deux points différents du circuit et de comparer les résultats.

**Débits secondaires:** Débits nécessaires au fonctionnement de l'installation et qui doivent être pris en compte dans la correction des valeurs mesurées du débit principal, de façon à déterminer les débits de vapeur à l'admission et de vapeur resurchauffée.

##### 4.3.2 *Mesure du débit d'eau principal*

La mesure du débit principal peut être effectuée:

- a) au moyen de diaphragmes ou tuyères normalisés ou étalonnés;
- b) par pesée directe au moyen de bacs et de balances appropriés;
- c) au moyen de bacs de mesure volumétriques étalonnés.

Pour les essais concernant des unités de grande puissance, installées dans les centrales électriques modernes, l'utilisation de bacs de pesée ou de bacs volumétriques n'est ni pratique ni économique, et la méthode usuelle de détermination des débits utilise des dispositifs à pression différentielle.

##### 4.3.2.1 *Dispositifs à pression différentielle pour la mesure du débit d'eau principal ou du débit de vapeur*

Des dispositifs à pression différentielle normalisés ou étalonnés peuvent être utilisés pour la mesure du débit.

Le choix peut se faire entre les dispositifs recommandés suivants:

- a) Diaphragme à arête vive en mince paroi (voir l'ISO 5167).
- b) Tuyères avec prise de pression à la paroi (voir l'ISO 5167).
- c) Tuyères elliptiques, avec prise de pression au col. Ce dispositif n'est pas mentionné dans l'ISO 5167, mais il est maintenant reconnu comme appareil de précision et sa description détaillée est donnée dans l'annexe B.

Le rapport de diamètre des dispositifs de pression différentielle doit être choisi en prenant en considération l'incertitude de mesure qui en résultera.

Dans l'écoulement de l'eau à travers les tuyères et diaphragmes, la pression doit être supérieure d'au moins 250 kPa à la pression de saturation correspondant à la température mesurée, ou bien la température doit être inférieure d'au moins 15 K à la température de saturation correspondant à la pression absolue mesurée la plus faible.

during the test shall be obtained by a recognized calibration procedure to cover the range of test values of current and voltage. Instrument transformers shall be used which have no burden other than that of the test instruments and leads. Otherwise, it has to be confirmed that the permissible burden is not exceeded.

### 4.3 *Flow measurement*

#### 4.3.1 *Determination of flows to be measured*

In an acceptance test the flows to be measured can be divided into two categories:

- |                  |   |
|------------------|---|
| Primary flows:   | Flows which are in direct relation to the power output and which must be measured with a corresponding degree of precision (see 7.4).<br>To verify the accuracy of measurement of the primary flows, it is recommended that they be measured simultaneously in at least two different locations, and the readings compared. |
| Secondary flows: | Flows which are necessary for the operation of the plant and which shall be taken into account in the adjustment of the measured values of the primary flows in order to determine the turbine initial steam and reheat steam flows.  |

#### 4.3.2 *Measurement of primary water flow*

The measurement of primary flow may be made:

- a) by means of standardized or calibrated orifices or nozzles;
- b) by direct weighing using tanks and suitable scales;
- c) by means of calibrated volumetric measuring tanks.

It is seldom practicable or economical to employ weigh tanks or volumetric tanks for the testing of the large units installed in modern power stations. The usual method of determining flows is by means of differential pressure devices.

##### 4.3.2.1 *Differential pressure devices for measuring primary water or steam flow*

Standardized or calibrated differential pressure devices may be used to measure flow.

A choice can be made from among the following recommended devices:

- a) Sharp-edged orifice plate (see ISO 5167).
- b) Wall tap nozzle (see ISO 5167).
- c) Elliptical throat tap nozzle. This device is not covered by ISO 5167 but as it has now become established as an instrument of precision; full details are given in Appendix B.

The diameter ratios of the differential pressure devices shall be selected with due considerations of the resulting measuring uncertainty.

During the passage of the water through the orifices and nozzles either the pressure shall remain not less than 250 kPa above the saturation pressure which corresponds to the measured temperature or the temperature of the flow shall remain not less than 15 K below the saturation temperature corresponding to the lowest absolute pressure in the measuring device.

#### 4.3.2.2 *Étalonnage des dispositifs à pression différentielle pour mesure de débit d'eau*

Si un dispositif à pression différentielle doit être étalonné, cet étalonnage devra être effectué de préférence dans des conditions de débit correspondant à la gamme de nombres de Reynolds rencontrés pendant les essais de la turbine. Cependant, les équipements de laboratoires actuellement disponibles ne permettent pas d'atteindre des valeurs du nombre de Reynolds aussi élevées que celles correspondant aux conditions d'essai pour des turbines à vapeur modernes de grande puissance. L'extrapolation du coefficient de décharge est alors nécessaire, la différence entre la valeur résultant de la mesure et la valeur extrapolée doit être prise en considération dans la détermination de l'incertitude de mesure.

L'étalonnage doit être effectué avec les tuyauteries amont et aval comprenant la section d'écoulement qui sera utilisée pour l'essai et le tranquilliseur le cas échéant.

Durant l'étalonnage, il devra être démontré que chaque dispositif à pression différentielle est capable de reproduire les points d'étalonnage avec une précision suffisante.

#### 4.3.2.3 *Vérification des dispositifs à pression différentielle*

Immédiatement avant ou après l'essai, il est recommandé de vérifier l'état de tous les dispositifs à pression différentielle et des portions de tuyauteries utilisées pour la mesure du débit masse principal (par exemple leur rugosité), leurs dimensions (y compris l'acuité d'arête des diaphragmes) et leur conformité générale avec les normes imposées. Les résultats de cette vérification doivent être notés. Si les dispositifs à pression différentielle ne sont pas vérifiés, cela doit être pris en considération dans les calculs de l'essai en conformité avec 5.2.3.1.

Les dispositifs à pression différentielle ne doivent pas être installés avant la période de nettoyage précédant la mise en service de la centrale. Ils doivent être installés après nettoyage ou ils doivent être contournés pendant cette période.

Dans le cas de turbines à condensation, on doit obligatoirement prévoir une possibilité d'inspection d'au moins un des dispositifs à pression différentielle, pour le débit masse principal, de préférence celui du débit d'eau avant dégazeur, et au moins un dispositif à pression différentielle doit être inspecté après l'essai si l'une des parties le demande.

#### 4.3.3 *Montage et emplacement des dispositifs à pression différentielle*

Les longueurs droites minimales requises des tuyauteries en amont et en aval du diaphragme ou de la tuyère dépendent de la configuration de la tuyauterie avant et après les parties rectilignes; pour les cas particuliers, voir la norme ISO mentionnée.

Dans les cas particuliers où l'on risque un mouvement de rotation du fluide, ou quand la longueur droite requise n'est pas disponible, l'utilisation d'un tranquilliseur doit être envisagée. L'utilisation inappropriée de tranquilliseurs peut provoquer des erreurs. Si l'on utilise un tranquilliseur et que la longueur droite de tuyauterie n'est pas suffisante, l'élément de mesure doit être étalonné avec la totalité de la tuyauterie droite amont et aval, y compris le tranquilliseur.

Il est recommandé de placer l'un des dispositifs de mesure de débit principal en un point du système où la température est inférieure à 150°C, cela pour minimiser les effets de température, c'est-à-dire tout effet entraînant une déformation de l'élément de mesure.

Dans le but de réduire la possibilité d'une déformation thermique du dispositif de mesure de débit, il est souhaitable que la tuyauterie et les brides soient réalisées dans un matériau résistant à la corrosion, ayant le même coefficient de dilatation que l'élément primaire.

Lorsque le dispositif de mesure de débit d'eau est placé sur une tuyauterie verticale, une correction peut être effectuée pour prendre en compte les différences d'altitude entre les deux prises de pression et de masse volumique entre l'eau traversant le dispositif de mesure de débit et l'eau dans les tuyauteries de prise de pression.

#### 4.3.2.2 *Calibration of differential pressure devices for water flow*

If a differential pressure device has to be calibrated, this should preferably be done with flow conditions corresponding to the same range of Reynolds numbers that will prevail in the turbine tests. However, the laboratory facilities at present available are not capable of achieving values of Reynolds numbers as great as those associated with test flow conditions for modern large steam turbines. The necessary extrapolation of the discharge coefficient and the resulting difference of the measured and extrapolated value shall be considered in the determination of the measuring uncertainty.

Calibration is to be conducted with the upstream and downstream piping comprising the flow section to be used in the test, including the flow straightener if used.

It should be demonstrated during calibration that a pressure difference device is capable of repeating selected calibration points with sufficient accuracy.

#### 4.3.2.3 *Inspection of differential pressure devices*

It is recommended that shortly before or after the test all differential pressure devices and their pipe sections used for measurement of primary mass flow be inspected for condition (e.g. roughness), size (e.g. sharpness of edge for orifice plates), and general conformity with the standard required. The outcome of this inspection shall be recorded. If differential pressure devices are not inspected, this shall be duly considered in the evaluation of the test according to 5.2.3.1.

These differential pressure devices shall not be installed prior to the cleaning period before commissioning of the plant. They shall either be fitted after cleaning or they shall be bypassed.

In the case of condensing turbines, it is mandatory that practical arrangements for inspection be provided for at least one differential pressure device for a primary mass flow, preferably the condensate mass flow upstream of the deaerator. At least one differential pressure device has to be inspected after the test if this is required by one party.

#### 4.3.3 *Installation and location of differential pressure devices*

The minimum requisite lengths of straight piping upstream and downstream of the orifice or nozzle are influenced by the configuration of the piping before and after the straight sections; for particulars see the ISO standard quoted.

In special circumstances where rotational flow can be expected or when the required straight lengths are not available, application of flow straighteners shall be considered. The incorrect use of flow straighteners may lead to errors. If a flow straightener is used and straight pipe length is not sufficient, the measuring element shall be calibrated with the complete straight piping section upstream and downstream, the flow straightener included.

It is advisable that one of the flow-measuring devices be located in the system at a point where the temperature is less than 150°C to minimize temperature effects, that is, thermal expansion correction and any distortion of the primary element.

In order to reduce the possibility of thermal distortion of the flow-measuring device, it is desirable that the pipe and the flanges of the flow section be made of corrosion-resistant material having the same coefficient of expansion as the primary element.

When a flow-measuring device for water flow is installed in a vertical run of pipe, a correction may be necessary to account for differences in altitude between the two pressure-tapping points and differences in density between the water flowing through the flow-measuring device and the water in the pressure-tap lines.

Le dispositif de mesure de débit ne devra pas être placé au refoulement d'une pompe, cela pour faciliter l'obtention d'un débit stable. Pour placer le dispositif de mesure de débit, il convient de tirer le meilleur parti possible de l'effet d'amortissement de tout échangeur de chaleur et des tronçons de tuyauterie droites présents dans le circuit. Le dispositif de mesure de débit devra également être placé de façon à éliminer les effets des débits de recirculation et de contournement. Lorsque cela n'est pas possible, ces débits doivent être mesurés avec une précision suffisante.

Si le cycle d'eau alimentaire comprend un dégazeur, il est recommandé de mesurer le débit d'eau condensée à l'entrée du dégazeur. Cela évite toute éventualité d'une fuite aux réchauffeurs recirculant à travers le dispositif de mesure. Si le cycle ne comprend pas de dégazeur, il est recommandé de mesurer le débit après son passage dans les réchauffeurs basse pression, et avant qu'il ne passe dans la pompe alimentaire de la chaudière. Si les purges des réchauffeurs haute pression rejoignent le débit principal d'eau condensée en amont du dispositif de mesure de débit, il est nécessaire de mesurer le débit total des purges des réchauffeurs haute pression et de calculer les débits de vapeur soutirée, par bilan thermique des réchauffeurs, de façon à déterminer les fuites des réchauffeurs haute pression.

Pour les turbines alimentées en vapeur humide et les réchauffeurs avec pompe de reprise des purges, la double mesure du débit peut être requise, afin de déterminer les fuites éventuelles des réchauffeurs. L'emplacement des points de mesure du débit basse pression dépend de la configuration du cycle. Les fuites de réchauffeurs peuvent également être mesurées par la méthode de détection par traceur.

#### 4.3.4 Mesures de pression différentielle

La mesure de la pression différentielle nécessite une attention particulière. Les systèmes manométriques doivent être installés avec les précautions mentionnées ci-dessous.

La précision de mesure des débits principaux peut être améliorée par l'utilisation de deux systèmes manométriques indépendants.

- a) Les tuyauteries de raccordement entre les prises de pression et les manomètres doivent avoir un diamètre intérieur minimal de 6 mm et être réalisées en un matériau évitant l'effet d'amortissement à l'intérieur de la tuyauterie. A partir du dispositif de mesure de débit, la tuyauterie devra être horizontale sur une longueur de 1 m et ensuite suivre une pente descendante continue sans boucle jusqu'au manomètre. L'étanchéité des tuyauteries de raccordement est vérifiée au cours d'un essai de mise sous pression.
- b) La longueur de tuyauterie entre le dispositif de mesure de débit et les manomètres ne doit pas excéder 7,5 m si possible et la tuyauterie ne doit pas être calorifugée.
- c) Des précautions doivent être prises dans le cheminement des tuyauteries de manomètre pour assurer que la différence entre les températures du fluide dans les deux lignes de raccordement de l'élément primaire et chaque manomètre reste négligeable. Il est recommandé de faire cheminer et de fixer les tuyauteries de façon à minimiser le transfert de chaleur vers ces tuyauteries à partir d'une source extérieure.
- d) Les tuyauteries des manomètres doivent être nettoyées, de préférence par rinçage, avant le raccordement des manomètres. Les raccordements des manomètres doivent inclure les moyens appropriés pour permettre l'isolement des tuyauteries des manomètres ou leur dégazage en cours d'essai. Il convient de respecter un délai suffisant pour que les colonnes d'eau des tuyauteries de raccordement atteignent leur température d'équilibre.
- e) Des électrovannes à déplacement nul peuvent être installées sur chaque tuyauterie à proximité de l'élément primaire, pour éliminer les mouvements de la colonne de mercure pendant les lectures. Ces vannes doivent être fermées, pendant les lectures aux intervalles prescrits, sans tenir compte de la position de la colonne de mercure. D'autres méthodes de

To minimize the difficulty of obtaining steady flow, the flow-measuring device should not be located at a pump discharge. Advantage should be taken of the damping effect of any existing heat exchangers and long lengths of pipe in the cycle. The location of the flow-measuring device should also be such that the effects of recirculating and bypassing flows are eliminated. If this is not practicable, extraneous flows shall be measured with sufficient accuracy.

If the feedwater heating cycle includes a deaerator, it is recommended that the condensate flow entering it be measured. This eliminates any possibility of heater leakage recirculating through the flow-measuring device. If the cycle has no deaerator, it is recommended that the flow be measured after it has passed through the low-pressure heaters and before it enters the boiler feed pump. If the drains from the high-pressure heaters join the main condensate flow upstream of the flow-measuring device, it will be necessary to measure the total drain flow from the high-pressure heaters and calculate the extraction steam by heat balance around the heaters to determine the high-pressure heater leakage.

For turbines using wet steam and heaters with pumped-ahead drains, a suitable double flow measurement may be required to determine if any of the heaters leak. The location of the low pressure flow measurement will depend on the cycle arrangement. Heater leakage can also be measured by using the tracer method.

#### 4.3.4 *Differential pressure measurements*

The measurement of the differential pressure necessitates particular care. Manometer systems shall be installed with the precautions listed below.

Measuring accuracy for primary flows can be increased by the use of two independent manometer systems.

- a) Connecting piping used between the pressure taps and the manometers shall be not less than 6 mm inside diameter tubing of material which will minimize resistance damping inside the piping. This tubing should run horizontally for 1 m from the flow-measuring device and then slope down continuously without loops to the manometers. The connecting piping shall be shown to be tight by a pressure test.
- b) The length of piping between the flow-measuring device and manometers should not exceed 7.5 m if practicable. It shall also be uninsulated.
- c) Precautions shall be taken when running the manometer piping to ensure that any temperature difference between the fluid in the two lines connecting the primary element and each manometer remains negligible. It is recommended that the piping be bundled and run in such a manner as to minimize heat transfer to these pipes from an external source.
- d) The manometer piping shall be well cleaned, preferably by flushing, before the manometer is connected. The manometer connections shall include the necessary means for shutting off manometer piping or venting at any time during the test. Sufficient time should be allowed for the water legs in the connecting piping to reach temperature equilibrium.
- e) Zero-displacement solenoid-operated valves may be installed in each tube close to the primary element to eliminate mercury column movement during reading. These valves are to be closed for reading at prescribed intervals without regard to position of the mercury column. Other means of obtaining instantaneous readings may be employed if they do not

lecture instantanée peuvent être utilisées si elles n'introduisent pas d'erreurs de lecture. Les électrovannes ne devront pas être utilisées avec des transducteurs.

- f) Les manomètres devront être placés à un niveau inférieur à celui des éléments primaires de mesure. Néanmoins, lorsque cela n'est pas réalisable, des précautions particulières doivent être prises pour assurer un dégazage correct du système. Des pots de dégazage appropriés doivent être installés au-dessus des manomètres avec des vannes de dégazage. De plus, une protection thermique (boucle de tuyauterie) doit être installée entre l'élément primaire et les manomètres.
- g) Les manomètres employés devront être des appareils de précision et devront être munis d'un dispositif de lecture antiparallaxe ou de tout autre système approprié. Le mercure utilisé devra être de qualité prévue pour instruments de mesure, avec une teneur en résidus non volatils inférieure à une partie par million. Le manomètre doit être soigneusement nettoyé avant remplissage.
- h) Si des transducteurs de pression sont utilisés, ils doivent être étalonnés avant l'essai. Chaque étalonnage doit être effectué en augmentant et en diminuant la pression. Une longue période de stabilité des transducteurs doit être soigneusement enregistrée. Les résultats des essais doivent être calculés avec les valeurs moyennes d'étalonnage.
- i) Pour la mesure d'un débit de vapeur, des pots de dégazage devront être installés au même niveau que les prises de pression des éléments primaires, et à une distance appropriée pour assurer une condensation correcte. Les niveaux d'eau doivent être identiques; dans le cas contraire, il faudra déterminer les différences. Les tuyauteries de raccordement aux pots de dégazage doivent avoir un diamètre suffisant pour éviter la formation de bouchons d'eau.

Les conduites de raccordement aux manomètres doivent être installées avec une pente descendante continue. Après mise à l'air libre, il convient de respecter un délai pour la formation et le refroidissement des colonnes d'eau. Une attention particulière doit être apportée à la formation correcte des colonnes d'eau à pression inférieure à la pression atmosphérique.

#### 4.3.5 *Fluctuations des débits d'eau*

Les mesures de débit ne doivent être entreprises que si le débit est stable, ou s'il ne varie que peu avec le temps. Les fluctuations du débit doivent être supprimées avant le début de l'essai par un réglage précis des régulateurs de débits et de niveau, ou par l'introduction sur la conduite, entre les sources de pulsation et le dispositif de mesure de débit, d'une combinaison de «capacité» (tel qu'un débit contournant la pompe) et de «résistance» (tel qu'un laminage au refoulement de la pompe). Les dispositifs d'amortissement sur les manomètres n'éliminent pas les erreurs dues aux pulsations et, de ce fait, ne doivent pas être utilisés. Si les pulsations restent excessives après que tout ait été mis en œuvre pour les supprimer, un accord mutuel doit être conclu avant de débiter l'essai. Un verrouillage électrique des lecteurs numériques est également conseillé.

#### 4.3.6 *Mesure des débits secondaires*

Outre les mesures du débit principal (voir ci-dessus), de nombreuses mesures de débits secondaires sont nécessaires. Compte tenu des variantes dans les dispositions des centrales et dans les implantations des dispositifs de mesure de débit, il n'est pas possible de spécifier la précision requise pour chaque mesure. Les parties intéressées à l'essai devront décider quels sont les débits secondaires à mesurer pour le type d'installation concernée. Elles devront ensuite retenir, pour mesurer ces débits, des dispositifs ayant des précisions suffisantes pour que l'effet combiné de toutes les erreurs de mesure de débits secondaires soit en proportion appropriée à l'erreur du résultat de l'essai. En conséquence, si les mesures de débits secondaires sont faites avec des dispositifs normalisés, l'étalonnage peut ne pas être nécessaire.

introduce errors in the reading. Solenoid valves should not be used with transducers.

- f) The manometers should be located at a lower elevation than the primary-flow element. However, when this is impracticable, special precautions shall be taken to ensure proper venting of the system. Suitable venting pots shall be installed above the manometers with valves for venting. Also, a temperature seal (loop in piping) shall be installed between the primary element and the manometers.
- g) The manometers should be precision-type and should be read with the aid of antiparallax readers or other suitable means. The mercury shall be instrument-grade having less than one part per million of non-volatile residue. The manometer shall be scrupulously clean before the mercury is introduced.
- h) When pressure transducers are used, they shall be calibrated before the tests. Each calibration shall be done with rising and falling pressure. The long-term stability of the transducers shall be carefully recorded. The tests are to be calculated with the mean calibrated values.
- i) For the measurement of steam flow, venting pots should be installed at the same elevation as the primary element pressure taps, and at a suitable distance to ensure proper condensation. The water levels shall be at the same elevation, otherwise differences are to be determined. The connecting piping to the water pots should have a sufficiently large diameter to avoid the formation of water plugs.

The connecting lines to the manometer shall be installed with a continuous downward slope. After venting, time should be allowed for the water legs to form and cool. Special attention has to be paid to the proper formation of water legs at sub-atmospheric pressure.

#### 4.3.5 *Water flow fluctuation*

Flow measurements shall not be attempted unless the flow is steady or varies only slightly with time. Variations in the flow shall be suppressed before the beginning of a test by very careful adjustment of flow and level controls or by introducing a combination of capacitance (such as bypassing flow around the pump) and resistance (such as throttling the pump discharge) in the line between the pulsation sources and the flow-measuring device. Damping devices on the manometers do not eliminate errors due to pulsations and, therefore, shall not be used. If the pulsations remain excessive after every effort has been made to suppress them, mutual agreement is required before the test can be started. Electrical locking of a digital reading is also advisable.

#### 4.3.6 *Secondary flow measurements*

In addition to the primary flow measurements (see above), many secondary flow measurements are required. Because of differences in plant layout and the alternative positions of flow-measuring devices, it is not possible to specify the accuracy required in each separate measurement. The parties to the test should decide what secondary flow measurements shall be made for the type of turbine installation concerned and then arrange for each measuring device to have an accuracy such that the combined effect of all errors in the secondary flow measurements is in appropriate proportion to the error in the test result. Consequently, if standardized measuring devices are used, calibration may not be necessary.

Si la mesure de débits secondaires porte sur la vapeur, celle-ci doit rester surchauffée en traversant le dispositif de mesure. Les mesures ne doivent pas être entreprises si le taux de surchauffe est inférieur à 15 K à la plus petite section de la tuyère ou du diaphragme.

#### 4.3.6.1 *Débits de vapeur soutirée alimentant les réchauffeurs d'eau*

Si la vapeur soutirée est surchauffée, son débit peut être calculé par bilan thermique du réchauffeur. La précision du résultat est faible lorsque l'échauffement de l'eau alimentaire dans le réchauffeur est faible.

Une mesure directe, au moyen de dispositifs à pression différentielle appropriés, est possible si la précision de mesure nécessaire peut être obtenue.

Les débits de soutirage de vapeur humide peuvent être déterminés à partir des mesures des débits des condensats des réchauffeurs. Cela peut être effectué en utilisant un dispositif de mesure de débit normalisé ou, si nécessaire, étalonné avec des conditions d'installation convenables.

Les débits de purge des réchauffeurs peuvent être mesurés par des dispositifs à pression différentielle, sauf pour les réchauffeurs aux pressions les plus basses avec purges en cascade, la chute de pression disponible sur les purges étant alors très faible. Dans ce cas, on utilisera des Venturi ou d'autres éléments primaires à faible perte de charge, de la précision requise, et l'on mesurera la pression différentielle de préférence avec un transducteur. Les tuyauteries de raccordement entre l'élément primaire et le transducteur devront être aussi courtes que possible pour réduire les erreurs par amortissement des variations de pression correspondant à l'instabilité du débit; toutes précautions doivent être prises pour éliminer les bulles d'air dans ces tuyauteries.

Si, pour ces raisons, les transducteurs sont installés dans des zones non accessibles pendant le fonctionnement de la centrale, des moyens pour un étalonnage en position effectué à distance doivent être prévus. La référence devra être un étalon secondaire.

Les débits de purge des réchauffeurs sont souvent irréguliers, en conséquence, les mesures par transducteur doivent être effectuées toutes les 20 s.

Lors du dimensionnement de l'élément primaire, pour éviter la cavitation, il faudra rechercher le meilleur compromis entre le nombre de Reynolds, la perte de charge, le rapport des diamètres et la déviation de l'appareil de mesure, pour obtenir un coefficient critique de cavitation  $K$  inférieur à 0,2. Le coefficient  $K$  est donné par la formule:

$$K = \frac{P_{\text{col}} - P_{\text{sat}}}{\frac{\rho}{2} \cdot W_{\text{col}}^2} \quad (10)$$

Le problème dû à la cavitation peut être simplifié en disposant la tuyauterie de façon à augmenter la pression sur l'élément primaire de mesure, pour obtenir un coefficient  $K$  supérieur à 0,2.

Si le débit de purge du réchauffeur est refroidi, l'effet de cavitation est également réduit. Un débit de vapeur soutirée humide peut également être calculé par bilan thermique du réchauffeur, si l'enthalpie de la vapeur soutirée est déterminée par une méthode utilisant des traceurs (voir 4.7.2).

#### 4.3.6.2 *Purges des réchauffeurs haute pression*

Lorsque les appareils de mesure du débit principal sont installés à la sortie du dégazeur, le débit des purges des réchauffeurs haute pression doit être mesuré par un appareil de précision suffisante, à moins que l'étanchéité des réchauffeurs haute pression n'ait été vérifiée.

If the secondary flow-measurement is of steam, the steam shall remain superheated in passing through the flow-measuring device. Measurement shall not be attempted if the amount of superheat is less than 15 K at the smallest cross-section of the nozzle or orifice.

#### 4.3.6.1 *Extraction steam flows to feed heaters*

If the extraction steam is superheated the extraction flow can be determined by heat balance calculation. The accuracy of the result falls off as the temperature rise across the heater diminishes.

A direct measurement by suitable pressure differential devices is possible, if the necessary measuring accuracy can be achieved.

Wet steam extraction flows can be determined from heater drain flow measurements. This can be accomplished by using a standardized or, if necessary, a calibrated flow measuring device with suitable installation conditions.

The heater drain flows can be measured using differential pressure devices except for the lowest pressure heaters with cascaded drains where very little pressure drop is available. In these cases, Venturi tubes or other low head loss primary elements of the required accuracy should be used. The differential pressure should preferably be measured with a transducer. The connecting piping between the transducer and the differential pressure device should be as short as practicable to minimize damping errors due to unsteady flow and care shall be taken to eliminate air bubbles in this piping.

If, for these reasons, transducers are mounted in areas not accessible during operation of the plant, suitable means for a remote operated calibration are required. The calibrating reference should be a secondary standard.

Heater drain flows are often very unsteady; therefore, the transducer output should be observed every 20 s.

In sizing the primary elements to avoid cavitation, the best compromise between Reynolds number, pressure loss, diameter ratio, and deflection should be made without reducing the critical cavitation coefficient "K" below 0.2, where:

$$K = \frac{P_{\text{throat}} - P_{\text{sat}}}{\frac{\rho}{2} \cdot W_{\text{throat}}^2} \quad (10)$$

The cavitation problem may be reduced by providing a loop seal or increasing the length of the loop seal to put more head on the meter so that the critical cavitation coefficient will be greater than 0.2.

If the heater drain flow is subcooled the cavitation problem is also reduced. The extraction wet steam flow can be determined by a heat balance calculation, if the enthalpy of the extraction steam has been determined by the tracer method (see 4.7.2).

#### 4.3.6.2 *HP heater drains*

When the main flow meters are at the deaerator outlet, the flow from the HP heater drains shall be metered by a device capable of sufficient accuracy, unless the HP heaters have been checked for leakage.

#### 4.3.6.3 *Purges des séparateurs d'humidité et des resurchauffeurs*

Pour celles-ci l'installation d'un dispositif de mesure de débit peut ne pas être réalisable du fait que la pression disponible est inférieure à celle requise pour éviter la cavitation, cela pour des raisons tenant à la conception et au fonctionnement de la centrale. Dans ces circonstances, la technique des traceurs peut être utilisée pour mesurer le débit avec une précision suffisante. Dans le cas de mesure avec un dispositif à pression différentielle les recommandations de 4.3.6.1 doivent être suivies.

#### 4.3.6.4 *Consommation de vapeur de la turbine d'entraînement de la pompe alimentaire de la chaudière*

Si un condenseur séparé existe, il est préférable de déterminer cette consommation par la mesure de débit du condensat.

Lorsque, dans un cycle à resurchauffe, la turbine d'entraînement de la pompe alimentaire est alimentée par de la vapeur prélevée à la turbine principale en amont du resurchauffeur, le débit de vapeur consommé doit être mesuré pour permettre le calcul du débit de vapeur traversant le resurchauffeur.

#### 4.3.6.5 *Fuites des joints à labyrinthes de turbine*

Les débits de fuites des joints à labyrinthes des turbines à condensation et à resurchauffe qui ne traversent pas le resurchauffeur, mais qui sont réintroduits dans le circuit à l'aval du resurchauffeur, doivent être déterminés séparément, de préférence par mesure, ces débits intervenant dans le calcul de la quantité de chaleur fournie par le resurchauffeur.

Si des joints à labyrinthes comportent des évacuations vers l'atmosphère, ou vers des points extérieurs au système de la turbine, ces débits devront être mesurés, sauf accord entre les parties pour les négliger.

#### 4.3.6.6 *Débit de l'eau de désurchauffe*

Lorsque de l'eau pulvérisée provenant du poste de réchauffage de l'eau alimentaire est utilisée pour régler la température de la vapeur resurchauffée, le débit de cette eau doit être mesuré. Il en est de même lorsque la température de la vapeur admission turbine est réglée de façon similaire, sauf dans ce dernier cas, si l'eau de désurchauffe est prélevée à l'aval du dernier réchauffeur et du dernier dispositif de mesure du débit d'eau alimentaire.

#### 4.3.6.7 *Débits des joints et du disque d'équilibre des pompes alimentaires*

L'eau envoyée aux joints pour étanchéité et/ou refroidissement et l'eau revenant des pompes et retournant au circuit en différents points représentent des débits considérables qui peuvent être directement ajoutés aux mesures de débit principal ou soustraites de ces mesures. Le nombre de mesures de débit à faire sur les pompes alimentaires dépend de l'emplacement du dispositif de mesure du débit principal. Il faut utiliser des appareils de mesure normalisés ou étalonnés et il convient de s'assurer avant l'essai qu'ils sont en bon état.

#### 4.3.6.8 *Variations du volume d'eau emmagasiné dans le circuit*

Les variations des quantités d'eau stockées dans le cycle d'essai doivent être prises en compte dans le calcul des débits de condensats et d'eau alimentaire.

Ces variations doivent inclure celles du puits de condenseur, du ballon de chaudière, de la bache dégazante, des corps de réchauffeurs, et de toute capacité de purge ou de stockage ne pouvant pas être isolée du circuit.

#### 4.3.6.3 *Moisture separator and reheater drains*

It may not be possible to install a flow-measuring device because the available head is less than that required to avoid cavitation and also for reasons of plant design or operation. In these circumstances, the tracer technique can be used to measure the flow with a sufficient accuracy. In case of measurement with a pressure difference device the recommendation of 4.3.6.1 shall be followed.

#### 4.3.6.4 *Boiler feed pump turbine steam supply*

Steam consumption of a boiler feed pump turbine is preferably to be measured as condensate if a separate condenser is installed.

In a reheat cycle having a boiler feed pump driven by a turbine supplied with steam from the main turbine at a point up-stream of the reheater, the steam supplied shall be measured to enable the flow through the reheater to be determined.

#### 4.3.6.5 *Turbine gland leakages*

The gland leakage flows of reheating condensing turbines which do not pass through the reheater but are returned to the system beyond the reheater, have to be determined separately, preferably by measurement, as these flows shall be considered when determining the heat supplied by the reheater.

If any glands are provided with leak-offs to atmosphere or to a point that is extraneous to the turbine system, this flow should be measured unless agreed to be negligible.

#### 4.3.6.6 *Desuperheating spray water flow*

When spray water from the feed-heating system is used for regulating the reheat steam temperature, the rate of flow of such water shall be measured. Also, if the initial steam temperature is similarly regulated, the rate of flow of spray water to the superheater shall be measured, unless the water is drawn from a position downstream of the final feed heater and the last feed water flow measuring device.

#### 4.3.6.7 *Boiler feed pump gland sealing and balance water flow*

The amounts of water supplied to the feed pump glands for sealing and/or cooling purposes and the amounts of leak-off water returning to various parts of the system are liable to be considerable, which may be direct additions to, or subtractions from, the main flow measurement. The number of boiler feed pump water flows to be measured will depend on the location of the main metering device. Calibrated or standardized measuring devices are required and it should be ascertained at the time of the test that they are in good condition.

#### 4.3.6.8 *Stored water changes*

Changes in stored water quantities within the test cycle shall be taken into account in the assessment of the condensate/feedwater flows through the system.

Such stored water quantity changes will include those in condenser hot-wells, boiler drums, deaerator storage tanks, feed heater bodies and any storage or drain tanks that cannot be isolated from the system.

Les variations de niveau dans toutes les capacités de stockage devront être mesurées à l'aide de règles graduées temporaires fixées rigidement aux indicateurs de niveaux visibles permanents ou, en variante, par des transducteurs utilisés avec l'équipement d'enregistrement des données d'essai.

S'il y a une différence notable de température entre l'eau d'un réservoir et l'ambiance et si l'on utilise un niveau visible extérieur, par exemple dans le cas de la bêche dégazante, les variations de niveau devront être converties en variations de masse d'eau contenue dans le réservoir en tenant compte de la masse volumique de l'eau dans le niveau.

Les niveaux en verre raccordés aux réservoirs d'eau chaude ne devront pas être vidés pendant une période d'approximativement une demi-heure avant d'effectuer une lecture, de façon à éviter une fausse indication de niveau due au changement de température de la colonne d'eau.

Le temps étant un facteur critique dans la mesure des variations du niveau de l'eau, les lectures lors de l'essai doivent être soigneusement synchronisées avec les signaux de début et de fin d'essai.

#### 4.3.6.9 Détermination des fuites

Lorsqu'il est impossible de mesurer les débits des fuites internes de la turbine et des pompes, des fuites aux joints d'arbre, aux tiges de soupapes et autres fuites, on retiendra pour ces débits les valeurs calculées.

#### 4.3.7 Débits secondaires occasionnels

Les autres débits secondaires, dont la présence est relativement rare, ou qu'il n'est pas nécessaire de mesurer, sont les suivants:

##### 4.3.7.1 Vapeur de l'éjecteur

Le débit de vapeur de l'éjecteur d'air peut être calculé à partir de la pression et de la température mesurées de la vapeur et de la section des tuyères de l'éjecteur. Lorsque la vapeur alimentant l'éjecteur est humide, il peut être préférable de retenir le débit calculé donné par le constructeur.

La quantité de vapeur extraite du condenseur par les dispositifs d'extraction d'air est généralement négligeable. Au cas où elle devrait être mesurée, la méthode de mesure de ce débit de vapeur doit faire l'objet d'un accord entre les deux parties intéressées à l'essai.

##### 4.3.7.2 Débit d'eau d'appoint

Le débit éventuel d'eau d'appoint introduit dans le circuit d'eau condensée doit être déterminé.

##### 4.3.7.3 Eau d'étanchéité

L'eau d'étanchéité est utilisée pour les joints hydrauliques ou les soupapes d'échappement à l'atmosphère, les presse-étoupe des pompes à eau condensée, etc. Comme l'étanchéité doit être assurée en permanence, la quantité d'eau utilisée doit être mesurée ou estimée et il convient d'en tenir compte si cela influence les résultats des essais. On doit s'assurer qu'il n'y ait pas de variation de quantité d'eau stockée dans le système des joints hydrauliques, ni de possibilité de fuite d'eau d'étanchéité ailleurs que dans le circuit des condensats. Si des fuites externes d'eau condensée en provenance des joints ne peuvent être évitées, leur débit doit être déterminé et ajouté au débit des condensats.

Water level changes in all storage vessels should be measured by temporary scales rigidly fixed close to the sight glasses of the permanently installed level gauges, or, alternatively, by transducers used in conjunction with test data-logging equipment.

If the temperature of the water in a vessel is appreciably different from the ambient temperature and an external gauge glass is employed, for example, as in the case of a deaerator storage tank, the density of water in the gauge glass should be used in the conversion of water level change to mass change in the vessel.

Gauge glasses which are connected to vessels containing hot water should not be blown down within a period of approximately half an hour before taking a reading in order to avoid a false level indication due to a change of temperature in the water column.

Since time is a critical factor in the measurement of the water level changes, the test readings shall be closely synchronized with the signals for commencement and termination of a test.

#### 4.3.6.9 *Leakage determination*

It will be necessary to use calculated values for internal pump leakages, shaft packing, valve stem leakages, internal turbine leakages and other leakages when it is not practicable to measure these flows.

#### 4.3.7 *Occasional secondary flows*

Further secondary flows, which occur relatively rarely, or need not be measured, include the following:

##### 4.3.7.1 *Ejector steam*

Steam-jet air ejector steam flow can be calculated from the measured pressure and temperature of the steam supply and the known cross-sectional area of the jets. When the steam supply is wet, it may be preferable to use the design flow rates given by the manufacturer.

The amount of steam removed from the condenser by the air removal means is generally negligible. Should it be measured, the method of measurement shall be agreed upon by the parties to the test.

##### 4.3.7.2 *Make-up flow*

Make-up flow to the system, if it cannot be avoided, shall be determined.

##### 4.3.7.3 *Water seals*

Sealing water is used in connection with hydraulic glands or atmospheric exhaust valves, condensate pump glands, etc. As the seals have to be maintained, the flow of water used shall be measured or estimated and an appropriate allowance made, if it influences the result of the test. It shall be ensured that there is no variable storage in the sealing system and no possibility of leakage of sealing water other than into the condensate system. If external leakage of condensate water from seals cannot be avoided, its flow shall be determined and added to the condensate flow.

#### 4.3.7.4 *Echappement de vapeur auxiliaire*

Tout échappement de vapeur auxiliaire qui pénètre normalement dans le condenseur doit être détourné ailleurs pendant toute la durée de l'essai, ou mesuré. Lors du choix du meilleur emplacement pour le dispositif de mesure, il convient d'apporter une attention particulière à la perte de charge nette et au risque de vaporisation par détente au col.

#### 4.3.8 *Masse volumique d'eau et de vapeur*

La masse volumique de l'eau utilisée pour le calcul du débit masse est déterminée à partir d'une température mesurée avec précision et d'une pression connue avec une bonne approximation. La température doit être mesurée avec un appareil de mesure de précision étalonné. Si un appareil de mesure spécial est utilisé, il devra être placé à une distance au moins égale à 10 diamètres du tuyau en aval de l'élément principal de mesure. On peut également utiliser la moyenne des températures à la sortie du réchauffeur amont et à l'entrée du réchauffeur aval, à condition qu'aucun débit extérieur ne s'introduise entre les deux, et que la température soit prise à au moins 10 diamètres en aval du réchauffeur pour obtenir une température homogène.

La masse volumique de la vapeur nécessaire au calcul du débit masse est déterminée à partir des mesures de pression effectuées à l'aide d'un manomètre de précision et de température effectuées à l'aide d'un appareil de mesure de précision ou d'un thermomètre à résistance. Les niveaux de référence pour la détermination de la masse volumique doivent être retenus suivant la procédure d'étalonnage ou suivant la spécification du dispositif de mesure de débit.

#### 4.3.9 *Détermination du débit d'eau de refroidissement du condenseur*

La détermination de ce débit n'est utile que dans le cas où les mesures des performances du condenseur sont incluses dans les performances garanties du groupe turboalternateur.

Dans de nombreux cas, il n'est pas possible ou pas pratique de faire une mesure directe de ce débit en raison de nombreuses difficultés techniques. Le débit d'eau de refroidissement s'obtient alors par un bilan thermique.

Le débit d'eau de refroidissement peut être mesuré. Si la mesure est faisable, l'une des méthodes suivantes peut être utilisée:

- a) tuyères ou diaphragmes normalisés placés dans la conduite;
- b) tubes de Venturi ou leur équivalent placés dans la conduite;
- c) moulinets hydrométriques;
- d) tubes de Pitot, si leur pression différentielle est jugée suffisante pour la précision requise;
- e) déversoir de jaugeage à échancrure.

Il existe d'autres méthodes de mesure, plus simples à mettre en œuvre, qui peuvent être utilisées au prix de connaissances et de précautions suffisantes:

- f) méthodes de dilution utilisant des traceurs chimiques ou radioactifs;
- g) techniques par ultrasons.

### 4.4 *Mesures de pression (sauf la pression d'échappement des turbines à condensation)*

#### 4.4.1 *Pressions à mesurer*

La pression de la vapeur à l'admission de la turbine doit être mesurée à l'amont de la vanne d'arrêt de la turbine, aussi près que possible de cette vanne, et à l'amont du filtre à vapeur si celui-ci a été fourni par le constructeur aux termes du contrat de la turbine. La pression de vapeur à l'admission turbine doit être mesurée à l'aval des organes qui n'ont pas été fournis au titre du contrat de la turbine, sauf spécification contraire de ce contrat.

#### 4.3.7.4 *Auxiliary exhaust steam*

Any auxiliary exhaust steam that normally enters the condenser shall either be diverted elsewhere during the period of the test, or measured. In deciding upon the best position to install the measuring device, particular attention should be paid to the net head loss and the possibility of flashing in the throat.

#### 4.3.8 *Density of water and steam*

The density of water which is required for calculation of mass flow rate is calculated from an accurately measured temperature and reasonably approximate pressure. The temperature shall be measured with a precision-calibrated instrument. If an extra instrument is used, it should be located at least 10 pipe diameters downstream of the primary element. For primary water flow, it is also permissible to use the average of the discharge temperature of the upstream heater and the inlet temperature of the downstream heater, providing no extraneous flow enters between them and the temperature is taken at least 10 diameters downstream from the heater outlet to ensure adequate mixing.

The density of steam which is required for calculation of mass flow rate is calculated from measurements of pressures, using a precision gauge, and temperature using a precision instrument or resistance thermometer. The reference planes for the density determination are to be taken according to the calibration procedure or the standard of the flow measuring device.

#### 4.3.9 *Determination of cooling water flow of condenser*

This flow is normally only required if condenser performance is included in the turbine generator performance guarantee.

In many cases a direct measurement is not possible or practicable because of technical difficulties. In these instances, the cooling water flow can be determined conveniently by a heat balance calculation.

The quantity of the condenser cooling may be calculated. If measurement is feasible, one of the following methods may be used:

- a) standardized nozzles or orifices in the pipe line;
- b) Venturi tubes, or their equivalent in the pipe line;
- c) current meters;
- d) Pitot tubes, provided it is agreed that the differential head is sufficient to give the necessary accuracy;
- e) weir-notch method.

Further measuring methods necessitating less installation effort are available and may be used with sufficient knowledge and care:

- f) dilution methods using chemical or radioactive tracers;
- g) ultrasonic techniques.

#### 4.4 *Pressure measurement (excluding condensing turbine exhaust pressure)*

##### 4.4.1 *Pressures to be measured*

The initial pressure of steam supplied shall be measured in the steam line on the steam-generator side of, and as close as practicable to, the turbine stop valve and upstream of the strainer if this has been furnished by the manufacturer under the turbine contract. The initial steam pressure shall be measured in the pipe downstream from the parts which have not been furnished under the turbine contract, unless the turbine contract or specification states otherwise.

Le filtre à vapeur doit être propre. S'il y a un doute à ce sujet, de la part d'une des parties intéressées à l'essai, le filtre doit être examiné au préalable et nettoyé si nécessaire.

Les pressions devront également être mesurées aux entrées des différents corps de la turbine principale, à l'admission et à l'échappement de la turbine d'entraînement de la pompe alimentaire (si elle est intégrée au poste de réchauffage de l'eau alimentaire) et aux deux extrémités des tuyauteries de vapeur soutirée, ainsi qu'à l'aspiration et au refoulement de toutes les pompes des circuits d'eau condensée et d'eau alimentaire.

Chaque fois que c'est possible, les prises de pression doivent être situées sur des tronçons rectilignes de tuyauterie et loin de toute perturbation de l'écoulement.

Les pressions mesurées pendant les essais de turbines à vapeur doivent être des pressions statiques.

#### 4.4.2 *Instruments*

On doit utiliser des manomètres à poids mort, des manomètres d'essai à tube de Bourdon ou des manomètres à mercure. Tous ces appareils peuvent être remplacés par des transducteurs de plage de mesures appropriée et de précision équivalente (voir 4.4.2.5).

Il ne faut pas atténuer les pulsations de pression en étranglant la vanne du manomètre ou en utilisant un amortisseur industriel. On peut utiliser une chambre d'équilibre.

##### 4.4.2.1 *Mesures des pressions supérieures à 250 kPa (2,5 bar)*

Les manomètres de Bourdon ou de préférence les manomètres à poids mort doivent être utilisés pour mesurer les pressions supérieures à 250 kPa. Ces manomètres doivent être installés à des emplacements non soumis, autant que possible, aux vibrations, à la pollution et aux variations excessives de la température ambiante.

Pour les mesures de pression où un haut degré de précision n'est pas essentiel, des manomètres d'essai de Bourdon étalonnés peuvent être utilisés.

##### 4.4.2.2 *Mesure des pressions inférieures à 250 kPa (2,5 bar) mais supérieures à la pression atmosphérique*

Les manomètres à liquide sont recommandés lorsque le niveau de pression permet leur utilisation.

Pour les manomètres à une seule branche, le diamètre intérieur devra être uniforme et de préférence pas inférieur à 9 mm pour éviter des effets de capillarité excessifs.

##### 4.4.2.3 *Mesure des pressions inférieures à la pression atmosphérique*

On doit utiliser des manomètres à mercure (voir 4.1.5) pour la mesure des pressions inférieures à la pression atmosphérique.

Les tubes de manomètres à mercure doivent être en verre de haute qualité exempt de plomb, de préférence d'un diamètre intérieur d'au moins 10 mm aux endroits où se font les lectures.

Lorsque l'on doit mesurer avec grande précision de faibles différences de pression, l'huile de silicone remplace avantageusement le mercure comme liquide manométrique.

##### 4.4.2.4 *Liquides pour manomètres*

Le liquide utilisé doit être approprié à l'utilisation et avoir une masse volumique connue.

##### 4.4.2.5 *Transducteurs*

Il est possible d'effectuer des mesures de pression précises avec des transducteurs à condition que leur utilisation soit bien connue et qu'ils soient correctement installés et entretenus. Quelle que soit son utilisation, un transducteur devra être étalonné avant l'essai.

The steam strainer shall be known to be clean. If there is a doubt about its cleanliness on the part of either of the parties to the test, it shall be examined prior to the test and cleaned if necessary.

Pressures should also be measured at the inlets to the HP, IP and LP cylinders of the main turbine, at the inlet and outlet of the boiler feed pump turbine (if integrated with the feed-heating system) and at both ends of bled steam lines; also at the suction and discharge of all pumps in the condensate and feed system.

Wherever practicable, pressure tapings shall be situated in straight runs of piping, remote from any flow disturbances.

The pressures measured during steam turbine tests shall be static pressures.

#### 4.4.2 *Instruments*

Deadweight gauges, Bourdon tube type test gauges or mercury manometers shall be used. All of these instruments can be replaced by transducers of suitable measuring range and equivalent accuracy (see 4.4.2.5).

Pulsations of pressure shown shall not be damped by throttling on the gauge valve or by the use of commercial gauge dampers. A volume chamber may be employed.

##### 4.4.2.1 *Measurement of pressure above 250 kPa (2.5 bar)*

Bourdon gauges or preferably deadweight gauges shall be used for measuring the pressures above 250 kPa. These gauges shall be mounted in locations as free as practicable from vibration, dirt and excessive variations in ambient temperatures.

For the measurement of pressures where the highest degree of accuracy is not essential, calibrated test Bourdon gauges may be used.

##### 4.4.2.2 *Measurements of pressure below 250 kPa (2.5 bar), but above atmospheric pressure*

Where the level of pressure permits their use, liquid manometers are recommended.

For single-leg manometers the bore should be uniform and preferably not less than 9 mm to avoid excessive capillary effects.

##### 4.4.2.3 *Measurement of pressures below atmospheric pressure*

Mercury manometers (see 4.1.5) shall be used for measuring pressures below atmospheric.

The tubing for mercury manometers shall be high-grade lead-free glass, preferably not less than 10 mm bore in the region where readings will be taken.

Where small pressure differences must require to be measured with high accuracy, silicone oil may advantageously be used as the manometer fluid in place of mercury.

##### 4.4.2.4 *Liquids for manometers*

The liquid used shall be suitable for the application and of known density.

##### 4.4.2.5 *Transducers*

Accurate pressure measurements are possible with transducers, provided that their use and care are well understood and that they are properly maintained and installed. Regardless of the application, each transducer should be calibrated before the tests.

Il convient de placer un transducteur en un point non soumis aux vibrations ni à la pollution ni à de grandes variations de température ambiante, telles que celles dues à une porte ouvrant sur l'extérieur.

Si le transducteur est sensible aux variations d'environnement (température par exemple), un délai suffisant doit être laissé au système (2 h pour un transducteur à quartz type Bourdon par exemple) pour se stabiliser avant lecture. Une lecture de zéro doit être effectuée avant et après chaque essai.

#### 4.4.3 *Prises de pression et tuyauteries de raccordement*

Les orifices pour la mesure des pressions devront être percés perpendiculairement à la surface intérieure de la conduite. Le bord intérieur du trou devra être exempt de bavures et avoir une arête vive. La prise de pression devra être rectiligne et de section uniforme sur une longueur égale à au moins deux fois son diamètre. Le diamètre des trous des prises de pression devra être d'au moins 6 mm pour les plus hautes pressions et de 12 mm pour les plus basses pressions.

Pour éviter les erreurs dues à une colonne d'eau non visible accumulée dans les tuyauteries de raccordement entre les prises de pression et l'appareil de mesure de pression, l'installation devra toujours être réalisée de façon que les tuyauteries de raccordement soient complètement vides ou complètement pleines.

##### 4.4.3.1 *Pressions supérieures à 250 kPa (2,5 bar)*

Pour les pressions supérieures à la plage des manomètres à liquide, on doit s'assurer que les tuyauteries de raccordement sont remplies d'eau. Le manomètre peut être au-dessus ou de préférence en dessous du point de la prise de mesure. Il est préférable que le trou de la prise de mesure ait un diamètre de 6 mm.

##### 4.4.3.2 *Pressions inférieures à 250 kPa (2,5 bar) mais supérieures à la pression atmosphérique*

Le manomètre devra être situé en dessous de la prise de pression. Bien que l'utilisation de tuyaux de raccordement de petit diamètre puisse être envisagée, ils sont sujet à engorgement; de ce fait, des conduites de raccordement d'un diamètre égal ou supérieur à 12 mm sont recommandées.

Pour les pressions au-dessus de la pression atmosphérique mais suffisamment basses pour être mesurées avec des manomètres à liquide, les tuyauteries de raccordement peuvent être disposées pour être soit pleines, soit vides. Les risques d'erreurs dues à des colonnes d'eau non visibles dans les tuyauteries de raccordement sont élevées dans cette gamme de pressions et un pot de condensation devra être prévu entre la prise de pression et l'appareil de mesure de pression.

##### 4.4.3.3 *Pressions inférieures à la pression atmosphérique*

Pour les pressions inférieures à la pression atmosphérique, les tuyauteries de raccordement devront être exemptes d'eau. L'orifice de prise de pression doit avoir de préférence un diamètre de 12 mm, l'appareil de mesure de pression devra être au-dessus de la prise de pression et il devra y avoir une pente continue jusqu'à la prise de pression.

Si l'orifice de prise de pression a un diamètre de seulement 6 mm, la conduite de raccordement (ou la plus grande partie) devra alors être un tube à parois épaisses, non métallique pour minimiser la condensation et réduire les risques d'accumulation d'eau dans la tuyauterie. Les tuyauteries de raccordement doivent avoir, de préférence, 12 mm de diamètre. Si des tuyauteries de raccordement de petit diamètre sont utilisées, un dispositif de purge d'air de ces tuyauteries devra être prévu et utilisé entre chaque lecture.

Each transducer should be located in a position which is free from vibration and dirt, and where there are not likely to be large changes in ambient temperature such as may be caused by an outside door.

If a transducer is sensitive to changes in environment, such as temperature, the system should be given sufficient time (e. g. 2 h for a quartz Bourdon type transducer) to stabilize before readings are taken. A zero reading shall be taken before and after each test run.

#### 4.4.3 *Pressure tapping holes and connecting lines*

Tapping holes should be at right angles to the inner surface of the pipe. The inner rim of the hole should be free from burrs, having its edge sharp and square. For a length of at least twice its diameter, the hole should be straight and of uniform bore. The bore of the tapping holes should be from 6 mm for higher pressure to 12 mm for lower pressures.

To prevent errors due to an unknown head of water accumulating in the line connecting the tapping hole to the pressure measuring device, the installation should always be arranged to have the connection lines either completely full of water or completely empty.

##### 4.4.3.1 *For pressures above 250 kPa (2.5 bar)*

For higher pressures in the range above that of liquid manometers, it shall be ensured that the connecting lines are full of water. The gauge can be above, or preferably below, the tapping point. The tapping hole should preferably have a 6 mm diameter.

##### 4.4.3.2 *For pressures below 250 kPa (2.5 bar), but above atmospheric pressure*

The gauge should be situated below the tapping. Although small bore connecting lines may be considered, they are prone to becoming blocked, so connecting lines not less than 12 mm in diameter are recommended.

For pressures above atmospheric but low enough to be measured with liquid manometers, the connecting lines may be arranged to be either full or empty. The chances of incurring an error due to unknown heads of water in the connecting lines are high in this pressure range and a condensing vessel between the tapping and the pressure measuring device should be provided.

##### 4.4.3.3 *For pressures below atmospheric pressure*

For pressures below atmospheric the connecting lines should be free from water. The tapping hole should preferably be 12 mm in diameter, the pressure measuring device should be above the tapping and there should be a continuous slope back to the tapping.

If the tapping hole is only 6 mm in diameter, then the connecting line (or the greater part of it) should be thick-walled, non-metallic tubing to minimize condensation and lessen the possibility of water collecting in the line. The connecting lines should preferably be 12 mm in diameter. If small bore connecting lines are used then some form of air purging between readings should be provided.

#### 4.4.4 *Robinets d'isolement*

Un robinet d'isolement approprié devra être monté à chaque prise de pression, et, pour les pressions élevées, il devra y avoir un second robinet du côté manomètre sur la tuyauterie de raccordement.

#### 4.4.5 *Étalonnage des appareils de mesure de pression*

La précision d'étalonnage des appareils de mesure de pression d'essai devra être de  $\pm 0,2\%$  de la pression mesurée, excepté pour les mesures qui ne sont pas de première importance et dont la précision peut être ramenée à  $\pm 0,5\%$ . Les parties intéressées à l'essai de réception devront convenir, au cours d'une réunion avant essais, des pressions, s'il y en a, qui seront mesurées avec une précision moindre.

Tous les manomètres et transducteurs de pression (sauf les manomètres à liquide) devront être étalonnés par comparaison avec un manomètre à poids mort ou un manomètre étalon avant les essais de réception. Les appareils du type à tube de Bourdon devront également être étalonnés immédiatement après les essais. S'il n'y a pas de raison de préférer un étalonnage à un autre, une moyenne des deux étalonnages sera utilisée.

Lorsque des transducteurs avec enregistreurs de données sont utilisés, l'étalonnage doit être effectué en comparant la pression réelle telle qu'elle apparaît sur un manomètre étalon à poids mort avec la sortie de l'imprimante de l'enregistreur. Si l'enregistreur de données dispose également d'une sortie sur bande pouvant être introduite dans un ordinateur, la similitude entre la sortie d'imprimante et la sortie sur bande devra être vérifiée.

Si on utilise des manomètres de Bourdon ou des transducteurs de pression différentielle pour la mesure de la perte de charge dans le resurchauffeur ou de la perte de charge dans les tuyauteries de soutirage, deux manomètres à poids mort d'essai seront utilisés simultanément pour étalonner ces appareils.

Les manomètres à liquide ne nécessitent pas d'étalonnage si les parties les utilisant peuvent prouver la précision de l'échelle du manomètre et la pureté ou la masse volumique du liquide manométrique. Dans le cas de manomètre à une branche, il convient également de prouver la régularité des sections respectives du tube et du réservoir de compensation.

Si le manomètre d'essai est utilisé avec un enregistreur de données et peut être utilisé manuellement, la correspondance entre les observations manuelles et les indications de l'imprimante devra être vérifiée. Si un manomètre d'essai utilisé conjointement avec un enregistreur de données ne peut être lu manuellement, il devra être considéré comme un transducteur et étalonné par rapport à un manomètre de précision éprouvée.

Un transducteur peut également être étalonné en appliquant directement une colonne d'un fluide de faible masse volumique du côté basse pression de l'élément sensible et en appliquant simultanément une colonne d'un fluide à forte masse volumique du côté haute pression de l'élément sensible. Ces deux colonnes fournissent la pression différentielle. La pression d'utilisation requise est alors appliquée simultanément sur les deux colonnes, à partir d'un générateur de pression, en veillant à ce que le fluide de ce générateur ne se mélange pas avec les fluides des colonnes précédentes. La hauteur des colonnes est alors observée et lue.

#### 4.4.6 *Pression atmosphérique*

La pression atmosphérique à laquelle sont rapportées les indications des manomètres ou colonnes de liquide doit, si possible, être déterminée au moyen d'un baromètre de précision. Le baromètre doit être du type à mercure à tubes en verre, agréé par un organisme officiel national, avec un diamètre interne du tube de verre d'au moins 6 mm, ou du type anéroïde ou autre, à condition que sa précision et son adaptation à la mesure soient certifiées par un organisme agréé.

#### 4.4.4 *Shut-off valves*

A suitable shut-off valve should be installed at each pressure tapping point, and for high pressures there should be a second valve at the gauge end of the connecting line.

#### 4.4.5 *Calibration of pressure measuring devices*

The calibration accuracy of test pressure measuring devices should be within  $\pm 0.2\%$  of the pressure being measured, except that for measurements which are not of primary importance this accuracy should be within  $\pm 0.5\%$ . The parties to the acceptance test should agree, at a pre-test meeting, which pressures, if any, may be measured to the lower standard of accuracy.

All the test pressure gauges and transducers (but not liquid manometers) should be calibrated against a dead-weight tester or standard manometer before the acceptance tests. Bourdon tube type instruments should also be calibrated immediately after the tests. If there is no reason for preferring one calibration to the other a mean of the two calibrations should be used.

When transducers with data loggers are used the calibration should be made by comparing the true pressure as shown by the dead-weight tester against the typed print-out of the data logger. If the data logger also has a tape output for feeding into a computer it should be demonstrated that the typed output and the tape output are identical.

If differential pressure Bourdon gauges or transducers are used for measuring reheat pressure drops or bled steam line pressure drops, two dead-weight testers should be used to apply the working pressures to the differential pressure gauge for calibration.

Liquid manometers need not be calibrated if the parties using them produce evidence to establish the accuracy of the manometer scales and the purity or density of the manometer fluid. In the case of single leg manometers, evidence of the uniformity of the bore of the tube and the cross-sectional areas of the tube and reservoir should also be available.

If a test manometer equipped to record on a data logger is capable of being used manually, it should be ascertained that the typed print-out agrees with the manual observations. If a test manometer used in conjunction with a data logger cannot be read manually then it should be treated as a transducer and calibrated against a manometer of proven accuracy.

A transmitter may also be calibrated by applying a measured column of low density fluid directly to the low pressure side of the sensitive element and applying simultaneously a high density fluid to the high pressure side of the sensitive element. These two columns then provide the differential pressure. The required working pressure from a pressure source is now simultaneously applied to both columns taking the precaution of ensuring that the pressure medium used does not mix with either the low density or high density fluid. The lengths of the columns are observed and read off by means of high pressure sight glasses.

#### 4.4.6 *Atmospheric pressure*

The atmospheric pressure to which liquid manometers or columns are referred shall, wherever practicable, be determined by means of a precision barometer. The barometer shall be of the mercury-in-glass type, certified by a recognized national authority, with the bore of the glass tube not less than 6 mm. Alternatively, an aneroid or other type of barometer may be used, provided that its accuracy and suitability are certified by a recognized authority.

Ce baromètre devra être placé dans la même salle que les manomètres, aussi près que possible et au même niveau.

Si un baromètre n'est pas disponible, la pression atmosphérique doit être déterminée par la lecture faite au moment de l'essai par une station météorologique agréée et corrigée pour la différence d'altitude entre cette station météorologique et la turbine.

#### 4.4.7 Corrections des lectures

Il convient de faire la moyenne des lectures relevées pendant la période d'essai et de corriger cette moyenne comme suit:

Les relevés effectués par tous les appareils de mesure ayant une colonne d'eau dans la tuyauterie de raccordement devront être corrigés en additionnant la pression équivalente à la colonne d'eau lorsque le manomètre est au-dessus de la prise de pression, et en la soustrayant lorsque le manomètre est en dessous de la prise de pression.

Une correction d'étalonnage doit être appliquée pour tous les dispositifs de mesure de pression qui ont été étalonnés.

Les pressions absolues mesurées au moyen de manomètres à liquide et de baromètres à mercure en verre doivent être calculées en conformité avec l'ISO 31/111 en prenant en compte:

- a) la moyenne des lectures;
- b) la correction de longueur d'échelle, en fonction de la température;
- c) les corrections de capillarité des manomètres à une seule branche, à moins qu'ils ne soient équipés de tubes d'un diamètre supérieur ou égal à 12 mm;
- d) la masse volumique du liquide (en prenant en compte le liquide de la branche opposée);
- e) l'accélération locale de la pesanteur;
- f) la pression ambiante dûment corrigée, pour les manomètres à liquide uniquement;
- g) la différence de niveau entre la prise de pression et l'appareil, et la différence de pression en fonction de la masse volumique du fluide et de la pesanteur.

##### 4.4.7.1 Corrections de colonne d'eau

Pour obtenir la pression correcte à la prise, on doit ajouter à la lecture, la pression équivalente à la colonne d'eau entre la prise sur la conduite de vapeur et l'axe du manomètre (quand le manomètre est au-dessus de la prise) ou l'en retrancher (quand il est au-dessous):

$$\Delta p = H\rho g \quad (11)$$

où:

$H$  = distance verticale entre la prise et l'axe des manomètres

$\rho$  = masse volumique de l'eau à la température ambiante

$g$  = accélération locale de la pesanteur

##### 4.4.7.2 Corrections des lectures de baromètre

Les lectures des baromètres à mercure doivent d'abord être ramenées à la valeur qu'elles auraient si le mercure était à 273 K et corrigées pour la longueur d'échelle ramenée à une température de référence. Cette température de référence pour l'échelle est généralement 273 K.

Ces lectures de baromètre doivent ensuite être corrigées pour tenir compte de la capillarité du mercure, sauf si la graduation de l'appareil est disposée pour donner une lecture comprenant cette correction de capillarité.

The barometer should be located in the same room as that of the manometer and as near as practicable at the same height.

If a barometer is not available, the atmospheric pressure shall be determined by the reading taken at the time of the test from a local recognized weather bureau corrected for the difference of elevation between the weather bureau and the turbine.

#### 4.4.7 *Correction of readings*

The readings should be averaged over the test period and then corrected as follows:

All pressure-measuring devices with a head of water in the connecting line should be corrected by adding the pressure equivalent of the head of water when the gauge is above the tapping and subtracting it when the gauge is below the tapping.

A calibration correction shall be applied to those pressure-measuring devices which have been calibrated.

The absolute pressures measured by means of liquid manometers and mercury-in-glass barometers shall be calculated in accordance with ISO 31/111 taking into account:

- a) the average of readings;
- b) the correction of the length of the scale on account of temperature;
- c) capillarity corrections for single leg manometers, unless they have tubes of not less than 12 mm diameter;
- d) density of the liquid (taking into account the liquid in the opposite leg);
- e) local acceleration due to gravity;
- f) for liquid manometers only, the ambient pressure duly corrected;
- g) difference in elevation and gravity, of tapping point and instrument, with density of the fluid.

##### 4.4.7.1 *Corrections for the water head*

To obtain the correct pressure at the tapping point, the pressure equivalent of the head of water between the steam pipe tapping and the gauge centre line shall be added (when the gauge is above the tapping) or subtracted (when the gauge is below the tapping) from the gauge reading:

$$\Delta p = H \rho g \quad (11)$$

where:

$H$  = vertical distance between the tapping point and the centre of the pressure gauges

$\rho$  = density of water at the ambient temperature

$g$  = local acceleration due to gravity

##### 4.4.7.2 *Barometer reading corrections*

Mercury-in-glass barometers shall first be corrected at 273 K with appropriate allowance for the reference temperature of the scale. The reference temperature for the scale in metric countries is usually 273 K.

Barometers shall secondly need to be corrected for capillary depression of the mercury. The scale of a mercury-in-glass barometer may have been set to correct for this, in which case no further capillarity correction shall be applied.

Les lectures doivent ensuite être corrigées en fonction de la différence éventuelle d'altitude entre le baromètre et le manomètre à liquide dont la lecture est corrigée en fonction de la pression ambiante.

On doit, enfin, corriger les lectures en fonction de l'accélération de la pesanteur au lieu de l'essai. On trouve les valeurs des différents facteurs de correction dans plusieurs tables agréées de valeurs normales, telles que les tables de l'Organisation météorologique mondiale, celles des Offices météorologiques nationaux, les tables Smithsonian, etc.

#### 4.5 *Mesure de la pression d'échappement des turbines à condensation*

##### 4.5.1 *Généralités*

L'instrumentation d'essai devra donner la pression statique moyenne à l'entrée du condenseur, pour chacun des échappements basse pression de la turbine. Cette instrumentation doit, en principe, être constituée par des séries distinctes de prises de pression reliées à des manomètres, de préférence individuellement ou successivement par l'intermédiaire de dispositifs de commutation appropriés.

Les règles définies ci-après s'appliquent à toutes les configurations de condenseur. Il est reconnu, toutefois, que ces règles s'appliquent plus facilement aux condenseurs situés sous la turbine qu'aux condenseurs à montage latéral, particulièrement lorsqu'ils sont intégrés à la turbine. Lorsqu'il est pratiquement impossible de satisfaire aux conditions précisées dans les paragraphes ci-après, les parties concernées devront convenir mutuellement de moyens de mesure de remplacement en s'inspirant le plus possible des idées directrices contenues dans la présente norme.

##### 4.5.2 *Plan de mesure*

Sauf spécification contraire du contrat, l'entrée du condenseur doit être retenue comme plan de mesure, tant pour la turbine que pour le condenseur. Les condenseurs modernes sont de quatre types: transversal ou axial sous la turbine, séparé ou intégré latéral. Pour le premier type, l'entrée du condenseur est généralement confondue avec la bride d'échappement de la turbine. Pour les trois autres types, il est plus difficile de définir l'entrée du condenseur. Dans ces cas, l'entrée du condenseur devra être définie par un ou plusieurs plans situés aussi près que possible des faisceaux tubulaires.

##### 4.5.3 *Prises de pression*

Des différences importantes de la pression statique existent habituellement dans les sections d'échappement: il convient donc pour déterminer la pression moyenne à l'entrée du condenseur de prévoir de nombreuses prises de pression. Des points de mesure particuliers, dont la validité a été démontrée, peuvent être utilisés, avec l'accord des parties intéressées à l'essai, mais en aucun cas, le nombre de mesures par échappement ne devra être inférieur à 2. En l'absence de résultats d'essais permettant de localiser ces points de mesure, une prise de pression par 1,5 m<sup>2</sup> de section devra être prévue.

Pour les sections d'échappement de faible dimension ne nécessitant pas plus de quatre manomètres, les prises de pression peuvent être situées sur les parois, de préférence où celles-ci sont planes et parallèles à la direction de l'écoulement et où celui-ci présente le plus de chance d'être uniforme.

L'emplacement de chaque prise dans la paroi devra être choisi de façon à ne pas être, dans la mesure du possible, affecté par les coudes, soufflets, entretoises, goussets, barres de maintien ou autres perturbations similaires de l'écoulement.

Barometers are thirdly to be corrected for difference in elevation, if any, between a barometer and any of the mercury pressure reading devices that are referred to it.

A fourth correction shall be made for gravity at the location of the test. Values of the various correction factors may be found in several recognized tables of standards such as those of the World Meteorological Organization, the Tables of the National Weather Bureau, the Smithsonian Tables, etc.

#### 4.5 *Condensing turbine exhaust pressure measurement*

##### 4.5.1 *General*

The test instrumentation should give the mean static pressure at the exhaust from each individual LP casing. It should normally consist of separate sets of pressure sensing holes, preferably connected individually or consecutively by use of suitable switching devices.

The following rules are intended to apply to all condenser arrangements. It is realised, however, that it may be easier to comply with them in respect of underslung condensers than in the case of side-mounted condensers, particularly of the integral type. Should it be found virtually impossible to comply with the sub-clauses below, then the parties concerned should mutually agree on some alternative means of making the measurements, being guided as far as possible by the concepts herein.

##### 4.5.2 *Plane of measurement*

Unless specified otherwise in the contract documents, the condenser inlet shall be taken as the measuring plane for both turbine and condenser purposes. Modern condensers are of four general types: transverse underslung, axial underslung, separate side-mounted, integral side-mounted. For the first type, the condenser inlet generally is identified with the turbine exhaust flange. For the other three types of condenser it is more difficult to identify the condenser inlet. In such cases the condenser inlet should be placed in one or more planes as close as practicable to the condenser tube nests.

##### 4.5.3 *Pressure taps*

Considerable variations in static pressure usually exist across the exhaust so that it is necessary to make provision for measuring the mean at the condenser inlet by providing numerous pressure sensing holes. Special locations of demonstrable accuracy may be used when agreed upon by the parties to the test, but in no case shall there be fewer than 2 per exhaust annulus. When test results are not available to locate sensing holes one device should be employed for each 1.5 m<sup>2</sup>.

For small exhaust conduits requiring not more than four gauges where the walls are straight in the direction of the flow and where the flow is likely to be uniform, flush wall tappings may be used.

The position of each wall tapping should be chosen so that it is, as far as practicable, not influenced by bends, bellows pieces, splitters, gusset plates, staybars or similar disturbances to flow.

En règle générale, il convient que le diamètre des orifices soit de 10 mm et jamais inférieur à 8 mm. Le perçage des prises devra être réalisé perpendiculaire à la paroi; toutes les bavures doivent être éliminées et une large zone autour de l'orifice doit être plane.

Les prises de pression dans les parois des conduites d'échappement ou dans les nervures situées dans l'écoulement de la vapeur doivent être normales et à l'affleurement de ces surfaces. L'orifice à l'extrémité libre doit avoir un diamètre de 12 mm avec un congé de raccordement aux surfaces ne dépassant pas 0,8 mm.

Si, en raison de la forme du conduit d'échappement, les mesures effectuées ne sont pas représentatives, des dispositifs internes comprenant des sondes de pression spéciales, à plaque de guidages, à panier ou dispositifs équivalents devront être utilisés, il en est de même si la paroi est inaccessible.

Il doit être démontré que ces dispositifs internes n'ont pas d'incidence sur l'écoulement de la vapeur et ils ne peuvent être utilisés qu'après accord mutuel entre les parties concernées.

#### 4.5.4 *Collecteurs de mesure*

On ne doit pas utiliser de collecteur de mesure effectuant une «moyenne» entre plusieurs pressions.

#### 4.5.5 *Tuyauteries de raccordement*

Les raccordements au conduit d'échappement doivent faire l'objet de précautions particulières. Chaque manomètre ou colonne de mercure doit être monté le plus près possible de la prise de pression correspondante dans le conduit d'échappement, mais dans une position où il n'est pas exposé à des vibrations excessives, et où l'observateur puisse effectuer les lectures aisément et avec précision.

Les manomètres d'essai devront être montés au-dessus des prises de pression de façon à permettre la vidange spontanée de l'appareillage de mesure dans le condenseur. En cas d'impossibilité, des dispositions spéciales peuvent être prises pour assurer une vidange appropriée. Dans le cas où il s'avère difficile d'adapter un système de vidange spontanée, le choix d'un moyen approprié de vidange ou de purge du système par soufflage d'air ou d'azote devra faire l'objet d'un accord mutuel entre les parties intéressées à l'essai. D'autres prescriptions concernant les tuyauteries de raccordement pour les mesures de basses pressions sont données en 4.4.3.

#### 4.5.6 *Appareils de mesure*

Tout appareil de mesure capable d'une précision de lecture de la pression d'échappement de 35 Pa peut être utilisé, y compris les manomètres à liquide à branche à la pression atmosphérique et un baromètre, les manomètres à liquide à tube fermé (pour la mesure des pressions absolues) ou les transducteurs de pression.

Il convient de définir avec précision la pression atmosphérique locale (voir 4.4.6).

#### 4.5.7 *Étanchéité du circuit de mesure*

L'étanchéité du circuit de mesure devra être contrôlée. Lorsque les robinets situés à proximité des prises de pression sont fermés sous le vide spécifié, l'indication de la colonne (si le mercure est utilisé) ne devra pas chuter de plus de 6 mm en 5 min. Les robinets à membranes en caoutchouc assurent une meilleure étanchéité que les robinets usuels.

#### 4.5.8 *Étalonnage*

Conformément aux exigences du cinquième alinéa de 4.4.5, les manomètres à vide à colonne liquide ne nécessitent aucun étalonnage à la condition que les parties qui les utilisent puissent

The holes should be normally 10 mm in diameter and never less than 8 mm in diameter. They should be drilled normal to the wall, all burrs shall be removed and a wide area round the hole should be dressed clean.

Gauge connections through the walls of the exhaust conduit or through ribs traversing the steam space shall be normal to and flush with the surface of the wall. The hole at the open end should be 12 mm in diameter and uniformly rounded to a radius not exceeding 0.8 mm.

If the configuration of the exhaust is such that wall measurements are unrepresentative, internal devices, including special pressure taps with guide plates, baskets or equivalent devices, should be used and they may also be used if a wall is inaccessible.

Any internal device shall have been shown to be insensitive to steam incidence, and be mutually acceptable to the parties concerned.

#### 4.5.4 *Manifolds*

Pressure averaging manifolds should not be used.

#### 4.5.5 *Connecting lines*

Special precautions shall be taken in making the connections to the exhaust conduit. Each mercury manometer or column shall be mounted as near as practicable to the corresponding pressure connection in the exhaust conduit or casing, but in a position where it will be free from excessive vibration and where the observer can take readings with convenience and accuracy.

The test gauges should be at a higher level than the sensing holes, so that the measuring system can be self-draining back to the condenser. Alternatively, special arrangements for adequate draining may be made. If it should prove difficult to devise a self-draining system, then the parties interested in the tests should mutually agree on a means of adequately draining or purging the system by air or nitrogen flushing. Other requirements for low-pressure connecting lines appear in 4.4.3.

#### 4.5.6 *Instruments*

Any reliable instrument for measuring the exhaust pressure may be used, including open-ended liquid manometers and a barometer, closed liquid manometers (absolute pressure gauges) or pressure transducers. The reading accuracy should be 35 Pa.

An accurate determination of site barometric pressure is required (see 4.4.6).

#### 4.5.7 *Tightness of measuring system*

The tightness of the measuring system should be checked. When the valves adjacent to the sensing holes are closed under specified vacuum, the column reading, if mercury is being used, should not fall at a rate greater than 6 mm in 5 min. Rubber diaphragm type valves are more effective than cocks in keeping the system tight.

#### 4.5.8 *Calibration*

In accordance with the requirements of the fifth paragraph of 4.4.5, liquid column vacuum gauges need not be calibrated if the parties using them produce evidence to establish the

faire la preuve de la précision des échelles de lecture et de la pureté ou de la masse volumique du liquide. Les corrections de ménisque et de capillarité ne sont pas nécessaires dans le cas de manomètres à mercure dont les tubes ont un diamètre de 12 mm ou plus.

Si des transducteurs de pression sont utilisés, ils devront être étalonnés avant et après essais, par comparaison avec un manomètre à colonne de liquide, ou un étalonneur sous vide.

Si le manomètre à colonne de liquide est utilisé avec un enregistreur de données et peut être utilisé manuellement, alors les exigences du sixième alinéa de 4.4.5 sont appliquées.

#### 4.5.9 Correction des lectures

La moyenne des lectures devra être effectuée sur la totalité de la période d'essai, puis corrigée conformément à 4.4.7.

Les lectures faites sur les colonnes de liquide devront être corrigées conformément à 4.4.7.

### 4.6 Mesure des températures

#### 4.6.1 Points de mesure des températures

Les points de mesure des températures et les points de mesure des pressions doivent être aussi voisins que possible pour la détermination des enthalpies. Les températures dont la valeur influe sur le résultat de l'essai doivent être mesurées en deux points distincts, proches l'un de l'autre, et la moyenne des deux valeurs doit être retenue comme température du fluide.

Si l'on a des raisons de croire qu'il existe, dans une même tuyauterie, des veines de fluide à des températures différentes, et que la moyenne pondérée des températures influe sur les résultats de l'essai, il y a lieu d'explorer la distribution des températures sur toute la section de la tuyauterie, en utilisant des moyens adaptés de mesure de température, et d'établir une moyenne par une méthode faisant l'objet d'un accord entre les parties.

#### 4.6.2 Appareils de mesure

Les appareils recommandés pour la mesure des températures élevées sont:

- a) le thermomètre étalonné à résistance associé à un pont étalonné de mesure de précision ou à un voltmètre digital;
- b) le couple thermoélectrique étalonné de haute qualité associé à un pont de mesure de précision ou à un voltmètre digital. Des conducteurs continus jusqu'à la soudure froide sont recommandés pour des mesures de haute précision.

Les thermocouples et les thermomètres à résistance, ainsi que leurs potentiomètres, ponts de mesure et galvanomètres ou voltmètres numériques devront être étalonnés avant l'essai ou à intervalles réguliers lorsque leur stabilité suffisante a été démontrée. Sinon, il convient d'augmenter l'incertitude de mesure conformément à 7.2.2.

En général, un réétalonnage après essai n'est pas nécessaire si les mesures individuelles de températures sont suffisamment validées.

Tout ce matériel doit être manipulé et entretenu avec soin et doit faire l'objet d'un contrôle périodique.

L'utilisation de thermomètres en verre à mercure est recommandée lorsque la température mesurée est inférieure à 373 K et que leur localisation est choisie de manière à faciliter les lectures.

Les thermomètres en verre à mercure utilisés pour mesurer les températures qui influent sur les résultats de l'essai seront du type de précision avec graduations gravées suivant des échelles adaptées aux mesures à effectuer. Les thermomètres du commerce ou industriels sous enveloppe de métal ne doivent pas être utilisés pour les essais.

accuracy of the manometric scales and can show that the purity or density of the liquid is satisfactory. Corrections for meniscus and capillarity are unnecessary if mercury manometers have 12.0 mm bore tubes or larger.

If pressure transducers are used they should be calibrated before and after the test against a liquid manometer or vacuum dead weight tester.

If a liquid column gauge is equipped to record on a data logger and can also be read manually as a liquid column, then the requirements of the sixth paragraph of 4.4.5 apply.

#### 4.5.9 *Correction of readings*

The readings should be averaged over the test period and then corrected in accordance with 4.4.7.

Liquid column readings should be corrected in accordance with 4.4.7.

#### 4.6 *Temperature measurement*

##### 4.6.1 *Points of temperature measurement*

Temperature measurements shall be made at points as close as practicable to the points at which the corresponding pressures are measured for enthalpy determinations. Temperatures, the values of which influence the results of the test, shall be taken at two different points close together and the mean of the two readings shall be taken as the temperature of the fluid.

Should it be suspected that there are distributions of flow having different temperatures within a pipe, and the weighted average temperature influences the results of the test, the pipe is to be explored across its diameter by temperature measurement means and an average determined by a means to be agreed by the parties to the test.

##### 4.6.2 *Instruments*

The preferred instruments for measuring relatively high temperatures are:

- a) calibrated electrical resistance thermometer with calibrated precision bridge or digital voltmeter;
- b) calibrated high-grade thermocouple and precision bridge or digital voltmeter. Continuous leads to the cold junction are recommended for high measuring accuracy.

The thermocouples and resistance thermometers, and their potentiometers, bridges and galvanometers or digital voltmeters should be calibrated before the test or at regular intervals where sufficient stability has been shown. Otherwise the increased uncertainty of measurement has to be taken into account in accordance with 7.2.2.

Recalibration after the tests will generally not be necessary if individual temperature measurements are sufficiently cross-checked.

All this equipment shall be carefully handled and maintained. Its condition shall be examined periodically.

Additional mercury-in-glass thermometers are recommended for use when the temperature to be measured is less than 373 K and the locations are such that readings may be taken without difficulty.

Mercury-in-glass thermometers used to measure temperatures which influence the results of the test shall be of the solid-stem precision type with etched scale plate graduated with scales suitable for the measurements to be made. Commercial or industrial metal-encased thermometers shall not be used.

#### 4.6.3 *Mesures de températures principales*

Les températures principales sont celles qui ont une influence directe sur le résultat de l'essai de réception, telles que températures de la vapeur à l'admission, de la vapeur avant et après resurchauffe, de l'eau alimentaire finale et de l'eau de refroidissement.

D'autres températures, telles que températures d'entrée d'eau condensée au dégazeur et températures à l'aspiration et au refoulement de la pompe alimentaire, peuvent être également considérées comme des températures principales en fonction des termes du contrat et suivant la méthode retenue pour la détermination du débit principal.

Si les débits de fluide associés aux mesures de températures principales sont véhiculés dans plusieurs tuyauteries, chaque température principale devra être la moyenne arithmétique des températures individuelles, à moins que les parties intéressées ne conviennent d'une pondération en fonction des débits dans les différentes tuyauteries.

Deux poches thermométriques devront être prévues dans chaque tuyauterie pour permettre la double mesure de chaque température. On devra retenir comme température de chaque tuyauterie la moyenne des deux mesures, sauf accord contraire entre les parties.

Il convient de mesurer la température finale de l'eau alimentaire en sortie du poste d'eau après la jonction de tout contournement de réchauffeur, et suffisamment loin en aval de cette jonction pour permettre au mélange de s'effectuer.

#### 4.6.4 *Mesure des températures du poste d'eau, y compris les températures de vapeur soutirée*

En général, ces températures ne sont utilisées que lorsque l'installation de réchauffage de l'eau d'alimentation (si elle existe) n'est pas incluse dans le contrat de la turbine, bien qu'une mesure de certaines ou de toutes ces températures puisse s'avérer intéressante.

A l'exception des températures principales, il n'est pas nécessaire de faire des doubles mesures sur les températures du poste d'eau. Il suffit de mesurer la température à l'entrée et à la sortie de chaque réchauffeur pour permettre d'effectuer les bilans thermiques.

Dans de nombreux cas, la température d'eau à l'entrée d'un réchauffeur est identique à la température de sortie du réchauffeur précédent\* et une seule mesure de température pour les deux réchauffeurs est suffisante. Si les deux températures sont mesurées, la moyenne des deux devra être faite pour éliminer les incohérences dans les bilans thermiques. Chaque fois qu'une canalisation de retour d'eau aboutit entre les deux réchauffeurs, les mesures devront être effectuées en amont et en aval de la jonction.

La mesure des températures de vapeur devra se faire à chaque extrémité des tuyauteries de vapeur soutirée: à proximité de la connexion de la turbine, en amont du clapet antiretour et près du réchauffeur.

Si des écoulements différents se mélangent dans une tuyauterie de vapeur de soutirage, la température du mélange devra être mesurée en un point suffisamment éloigné de la jonction pour assurer une bonne homogénéisation du mélange.

Les poches thermométriques doivent être situées dans des zones garantissant un bon mélange et un faible risque de stratification de l'écoulement.

#### 4.6.5 *Mesure des températures de l'eau de refroidissement du condenseur*

En règle générale, ces températures ne sont utilisées que si les performances du condenseur sont incluses dans la garantie de performance du turboalternateur.

##### a) *Température d'entrée*

La température d'entrée est en principe constante sur toute la section de la tuyauterie, et à moins que l'on ne soupçonne une stratification, une seule mesure de température dans

\* La température doit être prise à au moins 10 diamètres en aval du réchauffeur pour assurer le bon mélange.

#### 4.6.3 *Main temperature measurements*

The main temperatures are those which have a direct influence on the acceptance test result, such as initial steam, hot and cold reheat steam, final feed water temperature, and cooling water temperatures.

Other temperatures, such as feed water pump inlet temperatures and discharge and deaerator condensate inlet temperatures, may also be main temperatures according to the guarantee formulation, and to the method of determining the primary flow.

If the fluid flows associated with the main temperature measurements are conveyed in multiple pipes, each main temperature should be taken as the arithmetic mean of the individual temperatures unless the parties interested in the test agree that some other flow weighting is appropriate.

Two thermometer wells should be provided in each pipe to permit the temperature measurement to be independently duplicated. The temperature in each pipe should be taken as the arithmetic average of the two measurements unless the parties to the test agree otherwise.

The final feed temperature measurements should be taken after the junctions of any heater by-passes, and sufficiently far downstream to ensure that adequate mixing has occurred.

#### 4.6.4 *Feed train temperature measurements (including bled steam)*

These temperatures are normally only required when the feed water heating plant (if installed) is not provided by the turbine contractor, although it may be of advantage to measure some or all of them.

With the exception of main temperature measurements, the feed train temperature measurements need not be duplicated. Sufficient inlet and outlet temperatures on each heater should be measured to enable a heat balance to be calculated.

In many instances, the inlet feed temperature of one heater would be the same as the outlet feed temperature of the preceding heater\* and, in these instances, one temperature measurement to serve both heaters would be sufficient. If both the feed inlet temperature and the preceding feed outlet temperature are measured, then the mean of the two should be taken to obviate discrepancies in the heat balance. Where a return connection exists between the two points, measurements should be made upstream and downstream of the junction.

Steam temperatures should be measured at each end of the bled steam pipes: near the turbine connection upstream of the non-return valve and near the feedwater inlet connection.

If mixing occurs in a bled steam pipe, the temperature of the mixture should be taken sufficiently far downstream of the junction to ensure that adequate mixing has occurred.

Thermowells should be located in areas which assure good mixing and have minimum possibility of stratification.

#### 4.6.5 *Condenser cooling water temperature measurement*

These temperatures are normally only required if condenser performance is included in the turbine generator performance guarantee.

##### a) *Inlet temperature*

Inlet temperature is generally constant across the section of the pipe, and unless there is reason to suspect that stratification is occurring, one temperature measurement in each

\* The temperature is taken at least 10 diameters downstream from the heater outlet to ensure adequate mixing.

chaque tuyauterie d'entrée suffit. Il est possible, soit d'utiliser des poches thermométriques, soit de dévier en continu de l'eau vers un bac dans lequel est installé un thermomètre à contact direct. Si l'une des deux parties pense que l'écoulement n'est pas homogène, la mesure doit se faire par l'une des deux méthodes utilisées pour la température de sortie, décrites dans l'alinéa suivant.

b) *Température de sortie*

Une stratification se produit dans les boîtes à eau à la sortie du condenseur. Pour permettre au mélange de se faire, il convient de situer le point de mesure plusieurs diamètres vers l'aval. Les sondes d'échantillonnage devront être installées sur chaque sortie du condenseur sur au moins deux diamètres. Les sondes peuvent être, soit des tubes perforés par lesquels l'eau est prélevée pour être dirigée vers un bac de mélange, soit des couples thermoélectriques multiples donnant une température moyenne en place. Il ne doit pas y avoir moins d'un orifice de prélèvement ou thermocouple par  $0,2\text{ m}^2$  de section de tuyauterie, et ils devront être également répartis, au centre de zones d'égales surfaces. Il ne devra pas y avoir moins de quatre orifices de prélèvement ou thermocouples par tuyauterie de sortie et ils seront situés de manière à être représentatifs de la section de la tuyauterie. Si possible, la température peut être mesurée après mélange dans le conduit d'eau d'évacuation en tenant compte de la chute de température entre la sortie des boîtes à eau et le point de mesure.

#### 4.6.6 *Précision des équipements de mesure de température*

Les équipements de mesure de température doivent avoir une précision telle que les erreurs maximales individuelles n'affectent pas le niveau de précision désiré du résultat final de l'essai.

#### 4.6.7 *Poches thermométriques pour thermomètres*

La matière constituant la poche thermométrique doit être adaptée aux températures à mesurer. Les poches thermométriques doivent être aussi minces que le permet la sécurité, et leurs diamètres intérieurs aussi petits que possible. Il est essentiel que les poches thermométriques soient propres et exemptes de traces de corrosion ou d'oxydation. Pour les mesures de températures élevées ou principales, l'extérieur de la poche thermométrique peut être muni d'ailettes pour favoriser la transmission de chaleur. S'il s'agit de fluides à haute pression et à haute température, il est bon de souder la poche thermométrique à la tuyauterie.

Il est préférable que l'intérieur d'une poche thermométrique reste sec surtout pour la mesure des hautes températures, mais elle doit être soigneusement obturée avec un matériau réduisant la circulation de l'air et les pertes de chaleur.

Si l'on doit mesurer l'échauffement de l'eau dans la pompe alimentaire, les poches thermométriques montées à l'aspiration et au refoulement doivent être du même type et en même matière. Les poches thermométriques sur la tuyauterie de refoulement doivent être situées aussi loin que possible en aval de la pompe pour permettre un bon mélange.

#### 4.6.8 *Précautions à observer lors des mesures de température*

Lors de la mesure des températures, il convient d'observer les précautions suivantes:

- a) Les échanges de chaleur par conduction ou rayonnement entre chaque équipement de mesure et les éléments autres que le milieu dont la température est à mesurer doivent être réduits le plus possible.
- b) Le voisinage immédiat du point d'insertion et la partie saillante de la poche thermométrique ainsi que son support doivent être isolés thermiquement.
- c) Pour les tuyauteries ayant un diamètre intérieur inférieur à 75 mm, le thermomètre doit être disposé dans l'axe du tube, et monté dans un coude ou un T. Si les emplacements de ces pièces sont tels qu'elles ne sont pas utilisables, la tuyauterie doit être modifiée en conséquence.

inlet pipe will suffice. Thermometer pockets may be used or, alternatively, a continuous flow of sample water may be drawn off through a chamber into which is inserted a direct contact thermometer. If either party suspects stratification, the measurement shall be by one or both of the methods used for outlet temperature as described in the following paragraph.

*b) Outlet temperature*

Temperature stratification occurs in the cooling water discharge boxes. To permit mixing to occur, the measuring positions should be several diameters downstream. Temperature sampling probes should be used at each condenser outlet, on at least two diameters. The probes may be either perforated sampling tubes through which water can be drawn off to a mixing chamber or they may be thermopiles to obtain a mean temperature in situ. There shall be not less than one sampling hole or thermocouple for each 0.2 m<sup>2</sup> of pipe area and they should be situated at centres of equal areas. There should be not less than four sampling holes or thermocouples for each outlet pipe and they should be situated in such a way that they are representative for the cross-section of the pipe. If practicable, the temperature can be measured after mixing in the outlet water channel with due consideration for temperature loss.

*4.6.6 Accuracy of temperature measuring equipment*

The temperature measuring equipment shall be of such accuracy that the individual maximum errors do not prevent the desired level of test accuracy from being achieved.

*4.6.7 Thermometer wells*

The material of a thermometer well shall be suitable for the temperature to be measured. Tubes and wells shall be as thin as practicable, consistent with safe stress, the inner diameters being as small as practicable. It is important that the wells be clean and free from corrosion or oxide. Wells for high or main temperature measurements may be provided with external fins for good heat absorption. With high pressures and high temperatures, it is advisable to weld the thermometer wells to the pipe.

Thermometer wells shall preferably be dry, especially for the higher temperature measurements but shall be carefully covered and sealed with material to reduce air circulation or loss of heat.

If temperature rise across the feed pump has to be measured, the thermometer pockets at inlet and discharge shall be of duplicate type and material. The pocket in the discharge piping shall be located sufficiently downstream of the pump to permit a good mixing of the flow.

*4.6.8 Precautions to be observed in the measurement of temperature*

The following precautions shall be observed in the measurement of the temperature:

- a) Heat that is transmitted by conduction or radiation to or from the temperature measuring means other than from the medium being measured shall be reduced to a minimum.*
- b) The immediate vicinity of the point of insertion and the projecting parts of the well and its support shall be thermally insulated.*
- c) In pipes of less than 75 mm internal diameter, the thermometer shall be arranged axially in the pipe by inserting it in an elbow or tee. At any location where an elbow or tee is not available, the piping shall be modified accordingly.*

Dans les tuyauteries de diamètre intérieur égal ou supérieur à 75 mm, l'élément sensible du thermomètre doit être entièrement situé à moins de 25 mm du centre; toutefois, dans les tuyauteries de très grand diamètre et surtout dans le cas de mesures en plusieurs points, il n'est pas nécessaire que les poches thermométriques pénètrent de plus de 150 mm dans le tuyau.

- d) Pour les mesures de températures de fluides en mouvement, la partie sensible du thermomètre ne doit pas se trouver dans une zone morte.
- e) Lors des mesures, le thermomètre à mercure en verre ne doit pas être sorti de la poche thermométrique plus qu'il est nécessaire pour rendre apparente l'extrémité de la colonne de mercure. Les autres types d'appareils ne doivent pas être déplacés pendant les lectures.
- f) Chaque système de mesure de température doit être installé dans les conditions de température qui prévaudront pendant l'essai, et ce au moins 2 h avant le début de l'essai.

#### 4.7 *Mesure du titre de la vapeur*

##### 4.7.1 *Généralités*

Dans les centrales nucléaires utilisant certains types de réacteurs, la vapeur fournie aux turbines est à la température de saturation et peut contenir un faible pourcentage d'humidité. Il est donc nécessaire de mesurer la quantité d'eau contenue pour déterminer l'enthalpie de la vapeur à l'admission de la turbine.

Il peut également être nécessaire de mesurer la teneur en humidité de la vapeur après détente partielle dans la turbine, en un point par exemple où de la vapeur est soutirée pour être dirigée vers un réchauffeur d'eau alimentaire, un séparateur d'eau ou un resurchauffeur. Chaque fois qu'il est possible de condenser la vapeur et de faire des mesures sur le condensat, l'enthalpie de la vapeur peut être calculée par un bilan thermique.

Les méthodes usuelles pour déterminer la teneur en humidité de la vapeur utilisent:

- un calorimètre à détente,
- un calorimètre électrique.

La première méthode ne s'applique que lorsque le titre et la pression de la vapeur sont suffisants pour produire dans le calorimètre un taux de surchauffe mesurable. La seconde n'est pas soumise à ces limitations. Néanmoins, les deux méthodes sont susceptibles de donner des résultats erronés à cause du manque probable d'homogénéité du mélange eau-vapeur et de la difficulté d'obtenir un échantillon correct de ce mélange. Il n'est donc pas certain que la vapeur traversant le calorimètre soit représentative de l'écoulement de vapeur principal.

Récemment, des méthodes plus précises utilisant des traceurs radioactifs ou non ont été développées.

##### 4.7.2 *Technique de mesure par traceur*

La dilution d'un traceur est une méthode précise pour déterminer la fraction d'humidité contenue dans un écoulement biphasique eau-vapeur. Cette méthode repose sur la mesure de la concentration d'un traceur dans un échantillon d'eau. Elle peut être appliquée de deux façons, utilisables pour calculer l'enthalpie de la vapeur à l'admission et aux soutirages de la turbine.

Méthode de condensation: on admet que les concentrations en traceur dans l'humidité transportée par la vapeur et dans l'eau du générateur de vapeur sont égales. Après condensation de la vapeur, mesure de son débit masse, mesure de la concentration en traceur dans le condensat et dans l'eau du générateur, un bilan de masse permet de calculer la quantité d'eau transportée par la vapeur.

In pipes having an internal diameter greater than or equal to 75 mm, the sensitive element shall be located between the centre and a point 25 mm radially beyond, except that in the case of very large pipes and special multi-point measuring devices, no well need exceed a length of 150 mm inside a pipe.

- d) In measuring the temperature of fluids the heat-receiving part of the apparatus shall not be in a dead space.
- e) In taking readings, a mercury-in-glass thermometer shall not be raised in the thermometer well further than is necessary to render visible the top of the mercury thread. Other types of instrument shall not be moved while readings are being taken.
- f) Each complete temperature measuring installation shall be set up in place in full working condition at the temperature conditions that will prevail during the test, for not less than 2 h before a test is commenced.

#### 4.7 *Steam quality measurement*

##### 4.7.1 *General*

In power stations employing certain types of nuclear reactor, the steam supplied to the turbines is at saturation temperature and may contain a small percentage of moisture. It is therefore necessary to ascertain the moisture content in order to determine the enthalpy of the initial steam.

It may also be required to determine the moisture content of the steam after partial expansion in the turbine, for example, at a point where extracted steam is taken to a feedwater heater or a water-separator or reheater. Where it is practicable to condense the extracted steam and measure the condensate, the enthalpy of the steam can be determined by a heat balance calculation.

The usual methods of determining the moisture content of steam are by means of

- a throttling calorimeter,
- an electrical heating calorimeter.

The former is only applicable when the quality and the pressure of the steam are sufficient to produce a measurable degree of superheat in the calorimeter. The latter is not subject to these limitations. Both methods, however, are liable to give misleading results because of the probable lack of homogeneity and the difficulty of obtaining a correct sample of the local steam-water mixture. Consequently, there is uncertainty as to whether the steam passing to the calorimeter is representative of the main steam flow.

Recently, more precise methods employing radioactive or non-radioactive tracers have been introduced and established.

##### 4.7.2 *Tracer technique*

The tracer technique employing the dilution method is an accurate method for determining either the water phase or the moisture fraction of a two-phase vapour-water flow. The dilution method is based on the measurement of a tracer concentration in a water sample. Dilution can be accomplished in either of two ways, applicable to determining both throttle and extraction enthalpy.

Condensing method: It is assumed that the tracer concentration in the moisture carried by the steam is the same as that in the water in the boiler. After condensation of the vapour and measurement of the mass flow and of the tracer concentration in the boiler and in the condensate, a mass balance calculation enables the amount of water transported in the steam from the boiler to be determined.

Méthode d'injection à débit constant: une solution contenant une concentration connue de traceur est injectée à un débit constant et connu dans le débit de vapeur. Après mélange, un échantillon d'eau est prélevé et sa concentration en traceur est mesurée. Un bilan permet de déterminer la teneur en humidité de la vapeur en amont du point d'injection. On doit prendre des précautions pour s'assurer que le mélange est homogène et que l'on n'extrait pas de vapeur avec l'eau.

D'autres méthodes que celles-ci peuvent être utilisées après accord.

#### 4.7.3 Méthode de condensation

Un traceur approprié, dissous dans la phase liquide de la vapeur humide à une concentration  $C_{\text{eau}}$  est dilué par la condensation de la vapeur. Après condensation totale de la vapeur, la concentration en traceur dans le condensat est  $C_{\text{cond}}$ . Les concentrations sont liées par la relation:

$$C_{\text{eau}} \cdot \dot{m} = C_{\text{cond}} \cdot \dot{m}_{\text{cond}} \quad (12)$$

où:

$\dot{m}$  = débit d'eau contenue dans la vapeur humide

$\dot{m}_{\text{cond}}$  = débit de condensat en provenance de la vapeur humide

Les concentrations étant déduites des mesures avant et après condensation, la partie humide de la vapeur (humidité) est représentée par le rapport:

$$1 - x = \frac{\dot{m}}{\dot{m}_{\text{cond}}} = \frac{C_{\text{cond}}}{C_{\text{eau}}} \quad (13)$$

et le titre de la vapeur est déterminé par:

$$x = 1 - \frac{C_{\text{cond}}}{C_{\text{eau}}} \quad (14)$$

Le titre de la vapeur à l'admission de la turbine peut être calculé à partir du titre et de la pression à la sortie du générateur de vapeur et de la pression à l'admission.

L'humidité contenue dans la vapeur produite par le générateur de vapeur résulte de l'entraînement d'eau. De ce fait, un traceur présent dans l'eau du générateur de vapeur se retrouve également dans la vapeur.

Dans les cycles sans resurchauffe, le traceur est finalement dilué dans le débit total d'eau alimentaire qui retourne au générateur de vapeur. Par application de la méthode de condensation, l'humidité à la sortie du générateur de vapeur peut être calculée en utilisant l'équation (14) ci-dessus.

Dans le cas des cycles à resurchauffe, l'erreur commise dans la détermination de l'humidité causée par les dépôts de traceur dans les resurchauffeurs est négligeable à condition que l'efficacité du séparateur d'humidité soit voisine de 100%. Néanmoins, il est possible de mesurer l'humidité entraînée hors des générateurs de vapeur, en effectuant des essais spéciaux au cours desquels on met les resurchauffeurs hors service, sur accord des parties concernées par les essais.

Lorsque la concentration en traceur est mesurée au fond du générateur de vapeur, le rapport  $R$  (voir figures 4 et 5) doit être pris en compte dans la détermination de la concentration  $C_{\text{eau}}$  qui sert au calcul du titre de la vapeur. En conséquence, ce procédé est moins précis que la mesure directe de  $C_{\text{eau}}$ .

**Constant rate injection method:** A solution of tracer of known strength is injected at a known rate into the steam flow. After mixing, a sample of the water is drawn off and the tracer concentration measured. A balance calculation enables the moisture content of the steam upstream of the injection point to be determined. Precautions shall be taken to ensure that the mixture is homogeneous and that no steam is withdrawn with the water.

Methods other than these may be used upon agreement.

#### 4.7.3 Condensing method

An appropriate tracer, dissolved in the water phase of wet steam at a concentration  $C_{\text{wat}}$  will be diluted by condensation of vapour. After the steam is totally condensed, the tracer concentration in the condensate will be  $C_{\text{cond}}$ . The concentrations are related by the balance:

$$C_{\text{wat}} \cdot \dot{m} = C_{\text{cond}} \cdot \dot{m}_{\text{cond}} \quad (12)$$

where:

$\dot{m}$  = mass flow rate of water in wet steam flow

$\dot{m}_{\text{cond}}$  = mass flow rate of condensate from wet steam

With the tracer concentrations known from test measurements, before and after condensation, steam wetness fraction (moisture) is represented by the ratio:

$$1 - x = \frac{\dot{m}}{\dot{m}_{\text{cond}}} = \frac{C_{\text{cond}}}{C_{\text{wat}}} \quad (13)$$

and the steam quality is determined by:

$$x = 1 - \frac{C_{\text{cond}}}{C_{\text{wat}}} \quad (14)$$

Throttle quality can be calculated from the quality and pressure of steam leaving the steam generator, and throttle pressure.

The moisture in the steam leaving the steam generator is the result of water carry-over. Thus, a tracer present in the steam generator water will also be found in the steam.

In non-reheat cycles, the tracer will finally be diluted in the total flow going back to the steam generator. By the application of the condensing method, steam generator exit moisture can be evaluated using equation (14) above.

In the case of reheat cycles, the error in the throttle moisture determination caused by plating out of the tracer in the reheaters is negligible, provided that the external moisture separator effectiveness is approximately 100%. However, there is the possibility of measuring the moisture carry-over of the steam generator during special tests with the reheaters out of service if agreed between the parties concerned.

When the tracer concentration is measured at the bottom of the steam generator, the factor  $R$  (see Figures 4 and 5) has to be taken into account in the determination of the concentration  $C_{\text{wat}}$  which serves for the determination of the steam quality. Consequently, this procedure is less precise than the direct measurement of  $C_{\text{wat}}$ .

La détermination de la concentration dans le débit total  $C_{\text{cond}}$  dépend de la disposition des réchauffeurs d'eau alimentaire. Dans les cycles avec purges des réchauffeurs en cascade, le débit total passe normalement au refoulement des pompes d'extraction. Dans les autres cycles, si les déminéraliseurs sont contournés pendant l'essai,  $C_{\text{cond}}$  sera la concentration en traceur dans l'eau alimentaire en sortie du poste d'eau. Une autre possibilité consiste à calculer  $C_{\text{cond}}$  à partir d'un bilan de débits de traceur. Néanmoins, ce calcul nécessite diverses mesures de concentration et de débit. Dans tous les cas, les effets perturbateurs tels que des apports parasites de traceurs pénétrant dans le cycle ou des pertes de traceur (déminéraliseurs) doivent être pris en compte.

La méthode de condensation peut également être utilisée pour déterminer l'enthalpie d'une vapeur soutirée humide. Cette méthode est particulièrement intéressante si un traceur approprié est déjà présent dans le circuit de vapeur. Néanmoins, l'analyse des erreurs montre que des résultats précis peuvent seulement être obtenus sur les réchauffeurs sans purges en cascade.

Avec cette méthode, l'enthalpie de la vapeur soutirée est calculée à partir d'un bilan thermique et d'un bilan de masse du traceur effectués sur chaque réchauffeur.

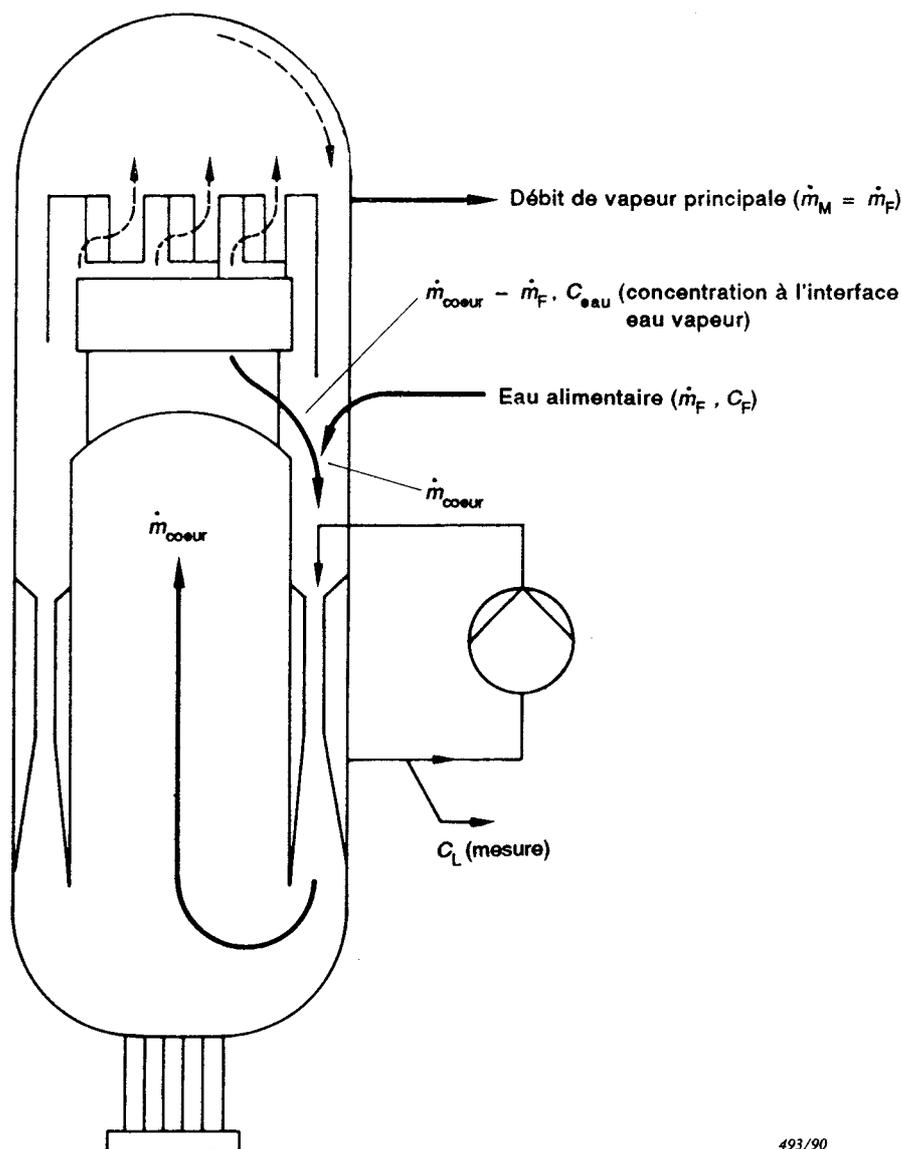
Pour effectuer le bilan de masse du traceur, il faut connaître les concentrations en traceur dans tous les écoulements qui entrent dans chaque réchauffeur et en sortent. Le prélèvement sur les purges des réchauffeurs est relativement aisé puisqu'il s'agit d'un écoulement monophasique. Le prélèvement d'eau sur les tuyauteries de soutirage nécessite les mêmes précautions que dans le cas de la méthode par injection.

Determination of the concentration in the total flow,  $C_{\text{cond}}$  depends on the arrangement of the feedwater heaters. On cycles with cascading heaters, total flow usually exists at the discharge of the condensate pumps. On other cycles, if the demineralizers are bypassed during the test,  $C_{\text{cond}}$  will be the tracer concentration in the final feedwater. Another possibility is to calculate  $C_{\text{cond}}$  from a tracer flow balance. However, this calculation requires several flow and concentration measurements. In all cases, effects such as external tracer sources feeding into the cycle or losses of tracer (demineralizers) shall be taken into account.

The condensation method may also be used to determine wet extraction steam enthalpy. This method is particularly attractive if a suitable tracer is already present in the steam path. However, error analysis shows that accurate results can only be obtained on heaters without cascading drains.

With this method, extraction enthalpy is evaluated from an energy balance and a tracer balance around the heaters.

For the tracer balance, the concentration of the tracer in all flows to and from each heater shell side are needed. Sampling the heater drains for concentration measurement of the tracer is fairly easy, as this is only single phase flow. Sampling water out of the extraction line requires the same precautions as in the case of the injection method.



493/90

$$\dot{m}_M = \dot{m}_F$$

$$C_{\text{eau}} (\dot{m}_{\text{cœur}} - \dot{m}_F) + \dot{m}_F C_F = \dot{m}_{\text{cœur}} C_L \quad (15)$$

$$C_{\text{eau}} = \frac{\dot{m}_{\text{cœur}} C_L - \dot{m}_F C_F}{\dot{m}_{\text{cœur}} - \dot{m}_F} \quad (16)$$

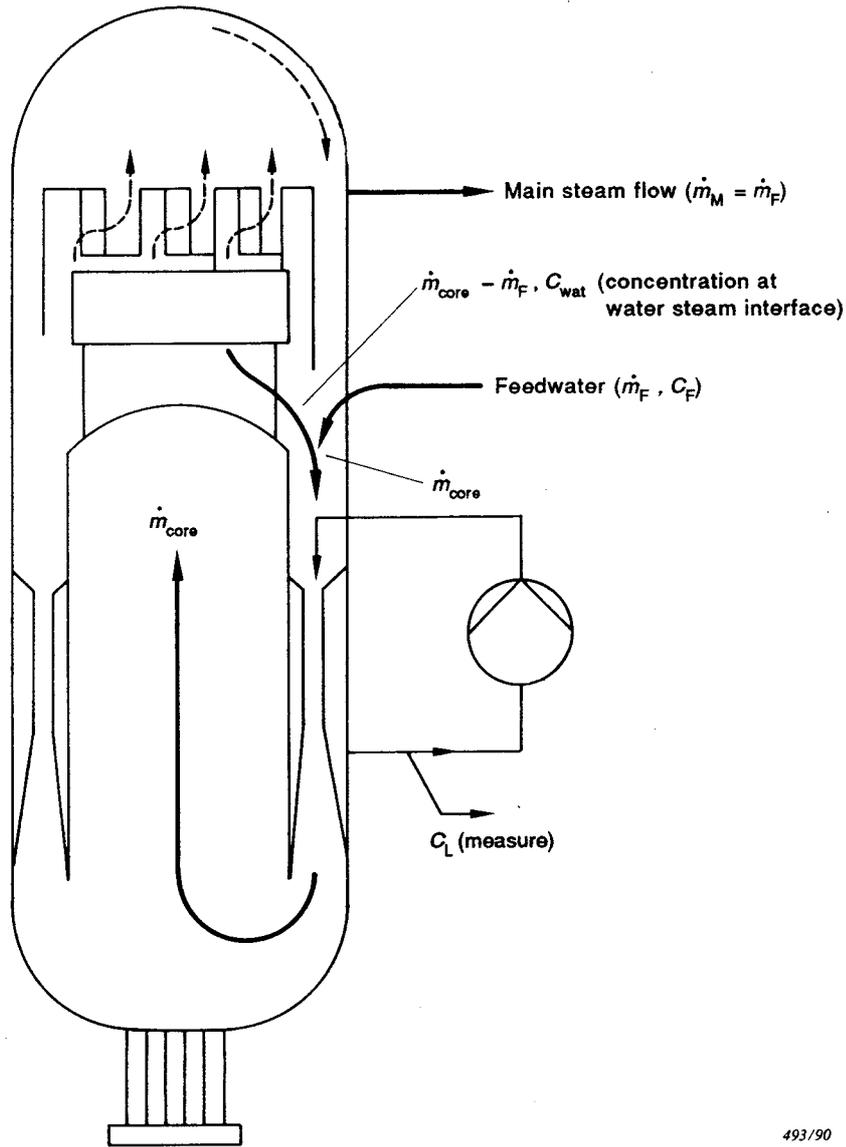
$$C_F \ll C_L \text{ et } \dot{m}_F < \dot{m}_{\text{cœur}}$$

$$C_{\text{eau}} = C_L \frac{\dot{m}_{\text{cœur}}}{\dot{m}_{\text{cœur}} - \dot{m}_F} = \frac{C_L}{1 - R} \quad (17)$$

où:

$$R = \frac{\dot{m}_F}{\dot{m}_{\text{cœur}}} = \frac{\dot{m}_M}{\dot{m}_{\text{cœur}}}$$

FIG. 4. — Calcul du titre de la vapeur à l'admission (réacteur à l'eau bouillante).



493/90

$$\dot{m}_M = \dot{m}_F$$

$$C_{wat} (\dot{m}_{core} - \dot{m}_F) + \dot{m}_F C_F = \dot{m}_{core} C_L \tag{15}$$

$$C_{wat} = \frac{\dot{m}_{core} C_L - \dot{m}_F C_F}{\dot{m}_{core} - \dot{m}_F} \tag{16}$$

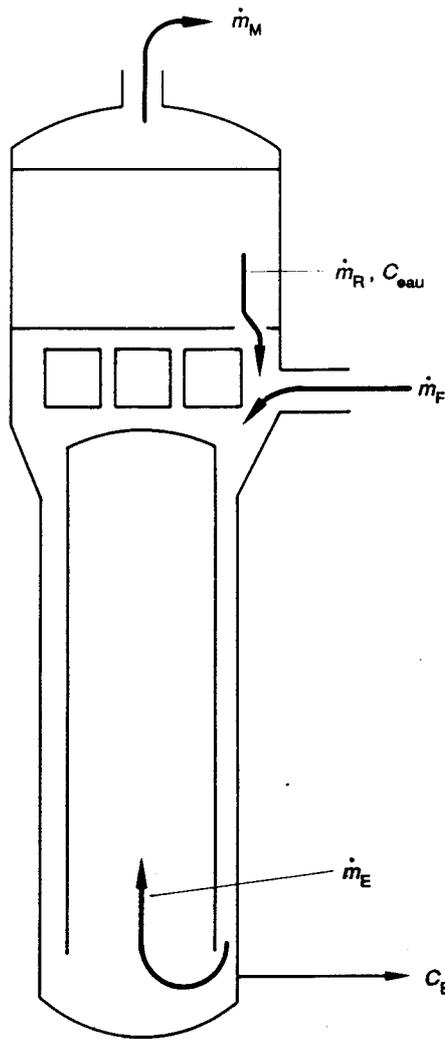
$$C_F \ll C_L \text{ and } \dot{m}_F < \dot{m}_{core}$$

$$C_{wat} = C_L \frac{\dot{m}_{core}}{\dot{m}_{core} - \dot{m}_F} = \frac{C_L}{1 - R} \tag{17}$$

where:

$$R = \frac{\dot{m}_F}{\dot{m}_{core}} = \frac{\dot{m}_M}{\dot{m}_{core}}$$

FIG. 4. — Throttle steam quality calculations for boiling water reactor.



$C_{\text{eau}}$  = concentration en traceur à l'interface eau vapeur

$C_B$  = concentration en traceur dans la purge du réacteur

$$\dot{m}_E = \dot{m}_R + \dot{m}_M$$

$$R = \frac{\dot{m}_M}{\dot{m}_E} \text{ ou } \dot{m}_E = \frac{\dot{m}_M}{R}$$

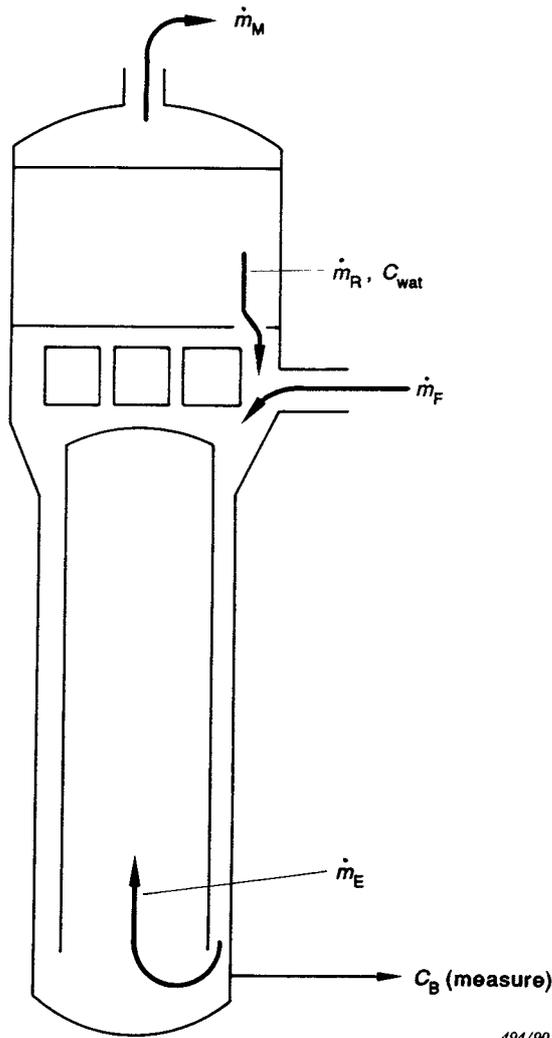
494/90

$$\dot{m}_R = \dot{m}_E - \dot{m}_M = \frac{\dot{m}_M}{R} - \dot{m}_M = (1 - R) \frac{\dot{m}_M}{R} \quad (18)$$

$$C_{\text{eau}} \approx \frac{C_B \dot{m}_E}{\dot{m}_R} = \frac{C_B \left( \frac{\dot{m}_M}{R} \right)}{(1 - R) \frac{\dot{m}_M}{R}} = \frac{C_B}{1 - R} \quad (19)$$

$$C_{\text{eau}} = \frac{C_B}{1 - R} \quad (20)$$

FIG. 5. — Calcul du titre de la vapeur à l'admission (réacteur à eau pressurisée).



$C_{\text{wat}}$  = tracer concentration at water steam interface

$C_B$  = blowdown tracer concentration

$\dot{m}_E = \dot{m}_R + \dot{m}_M$

$R = \frac{\dot{m}_M}{\dot{m}_E}$  or  $\dot{m}_E = \frac{\dot{m}_M}{R}$

494/90

$$\dot{m}_R = \dot{m}_E - \dot{m}_M = \frac{\dot{m}_M}{R} - \dot{m}_M = (1 - R) \frac{\dot{m}_M}{R} \quad (18)$$

$$C_{\text{wat}} \approx \frac{C_B \dot{m}_E}{\dot{m}_R} = \frac{C_B \left( \frac{\dot{m}_M}{R} \right)}{(1 - R) \frac{\dot{m}_M}{R}} = \frac{C_B}{1 - R} \quad (19)$$

$$C_{\text{wat}} = \frac{C_B}{1 - R} \quad (20)$$

FIG. 5. — Throttle steam quality calculations for pressurized water reactor.

#### 4.7.4 Méthode d'injection à débit constant

Une solution aqueuse de traceur, de concentration  $C_{inj}$ , est injectée à un débit constant  $\dot{m}_{inj}$  dans le débit de mélange eau-vapeur dont on doit mesurer l'humidité. La concentration  $C_{eau}$  est mesurée dans la phase liquide en aval du point d'injection après que le mélange se soit bien effectué. Dans ces conditions, le bilan de masse du traceur peut s'écrire:

$$C_o \cdot \dot{m} + \dot{m}_{inj} \cdot C_{inj} = (\dot{m} + \dot{m}_{inj} + \Delta\dot{m}) \cdot C_{eau} \quad (21)$$

d'où

$$\dot{m} = \frac{\dot{m}_{inj} \cdot (C_{inj} - C_{eau}) - \Delta\dot{m} \cdot C_{eau}}{C_{eau} - C_o} \quad (22)$$

où:

$\dot{m}$  est le débit masse de l'eau dans le mélange eau-vapeur au point de prélèvement

$C_o$  est la concentration initiale dans la phase liquide au point de prélèvement, avant injection, due à la présence naturelle de traceur (concentration de fond)

$\Delta\dot{m}$  est la variation de débit de l'eau dans le mélange (condensation de vapeur due à l'injection de la solution froide de traceur)

Normalement  $C_{eau} \ll C_{inj}$ ,  $C_o \ll C_{eau}$  et  $\Delta\dot{m} \ll \dot{m}$ , afin que l'équation (22) puisse se ramener à:

$$\dot{m} = \dot{m}_{inj} \cdot \frac{C_{inj}}{C_{eau}} \quad (23)$$

#### 4.7.5 Calcul de l'enthalpie de vapeur soutirée humide par la méthode d'injection à débit constant

Si le débit de la phase liquide dans une tuyauterie de soutirage vers un réchauffeur d'eau alimentaire est connu, l'enthalpie de la vapeur humide peut être calculée par un bilan thermique du réchauffeur.

Le débit de la phase liquide peut être mesuré par la méthode d'injection à débit constant. La mesure d'un débit et des concentrations de traceur ainsi que le maintien d'un débit d'injection constant sont relativement simples. Néanmoins, la concentration en traceur dans la phase liquide, en aval du point d'injection, peut être déterminée avec précision seulement si le traceur est bien mélangé et si un échantillon de la phase liquide peut être prélevé.

##### 4.7.5.1 Points d'injection

Pour que l'échantillon soit réellement représentatif, le traceur doit être réparti de façon homogène dans la phase eau. Le point d'injection devra donc être situé immédiatement en aval de la bride de soutirage sur la turbine, et le point de prélèvement devra être proche du réchauffeur. Une grande longueur de tuyauterie comprenant de nombreux coudes facilite le mélange. L'utilisation d'une buse de pulvérisation pour l'injection semble avantageuse, mais elle peut ne pas être nécessaire.

##### 4.7.5.2 Points de prélèvement

Du fait que toute présence de vapeur condensée dans l'échantillon fausserait le résultat, un soin particulier doit être apporté au choix des emplacements des points de prélèvement. Aux conditions et aux vitesses normalement rencontrées dans les tuyauteries de soutirage, l'eau n'est pas répartie de façon homogène dans toute la section mais concentrée vers les parois de la conduite. Cela constitue un avantage pour le prélèvement d'eau du fait qu'une seule prise sur la paroi peut suffire. Néanmoins, on devra profiter de la force centrifuge et de la pesanteur en plaçant le piquage sur la partie basse de la conduite ou à l'extérieur et à la sortie d'un coude. La figure 6 montre la disposition type de points d'injection et de prélèvement. Dans le cas où la conduite de soutirage est très courte (cas des réchauffeurs installés à l'intérieur des échappements), les prélèvements d'eau peuvent présenter des difficultés. Dans ce cas, les présentes règles recommandent d'effectuer les prélèvements à la purge du réchauffeur.

#### 4.7.4 Constant rate injection method

A water-soluble tracer of concentration  $C_{inj}$  is injected at a constant rate  $\dot{m}_{inj}$  into the vapour-water flow where moisture is to be measured. The concentration  $C_{wat}$  is measured in the water phase downstream of the injection point after adequate mixing has taken place. For this condition the following material balance can be written:

$$C_o \cdot \dot{m} + \dot{m}_{inj} \cdot C_{inj} = (\dot{m} + \dot{m}_{inj} + \Delta\dot{m}) \cdot C_{wat} \quad (21)$$

or

$$\dot{m} = \frac{\dot{m}_{inj} \cdot (C_{inj} - C_{wat}) - \Delta\dot{m} \cdot C_{wat}}{C_{wat} - C_o} \quad (22)$$

where:

$\dot{m}$  = mass flow rate of water in vapour-water mixture at the sampling point

$C_o$  = initial concentration in the water phase at the sampling point, before injection starts, due to natural amounts of tracer (background concentration)

$\Delta\dot{m}$  = change in water flow, (condensation of vapour due to injection of the cold tracer solution)

Normally  $C_{wat} \ll C_{inj}$ ,  $C_o \ll C_{wat}$  and  $\Delta\dot{m} \ll \dot{m}$ , so that the above equation is reduced to:

$$\dot{m} = \dot{m}_{inj} \cdot \frac{C_{inj}}{C_{wat}} \quad (23)$$

#### 4.7.5 Extraction enthalpy determined by constant rate injection method

If the flow rate of the water phase in the extraction line to a feedwater heater is known, wet steam enthalpy can be calculated by energy balance around the heater.

The water flow rate can be measured with the constant rate injection method. Measuring flow rate and concentration of the tracer solution and maintaining a constant injection rate is comparatively simple. However, the tracer concentration in the phase downstream of the point of injection can be accurately determined only if the tracer is well mixed and a sample of the liquid phase can be obtained.

##### 4.7.5.1 Injection points

For the sample to be truly representative, the tracer shall be uniformly distributed in the water phase. The injection point should, therefore, be located immediately downstream of the extraction flange of the turbine, and the sampling point should be close to the heater. A long run of pipe with several elbows will promote mixing. Use of a spray for injecting would be beneficial, but it may not be necessary.

##### 4.7.5.2 Sampling points

Since any condensed vapour in the sample will falsify the result, care shall be taken in selecting the location of the sampling tap. At the conditions and velocities normally found in extraction lines, the water is not uniformly distributed over the cross-section, but agglomerated towards the pipe wall. This is favourable for water sampling, so that a simple wall tap should prove satisfactory. However, advantage should be taken of gravitational or centrifugal forces by locating the tap on the bottom of the pipe or on the outside at the exit of an elbow. Figure 6 shows a typical installation of injection and sampling points. In cases where the extraction line is very short, such as heaters installed in condenser necks, problems may be encountered in obtaining water samples. In such cases, these rules recommend that the water sample be taken from the heater drain.

Dans les cycles avec pompes de reprise des purges des réchauffeurs, la méthode ci-dessus permet d'obtenir une précision égale à celle de la méthode à injection sans nécessiter d'instrumentation supplémentaire. Dans les cycles avec purges en cascade vers le condenseur, les purges amont doivent être détournées directement vers le condenseur de façon à obtenir des résultats identiques. Une telle méthode nécessite un dimensionnement des tuyauteries de dérivation vers le condenseur qui permette l'écoulement du débit des purges en cascade à pleine charge. La méthode de dérivation doit être utilisée avant de procéder à l'essai de consommation spécifique de chaleur.

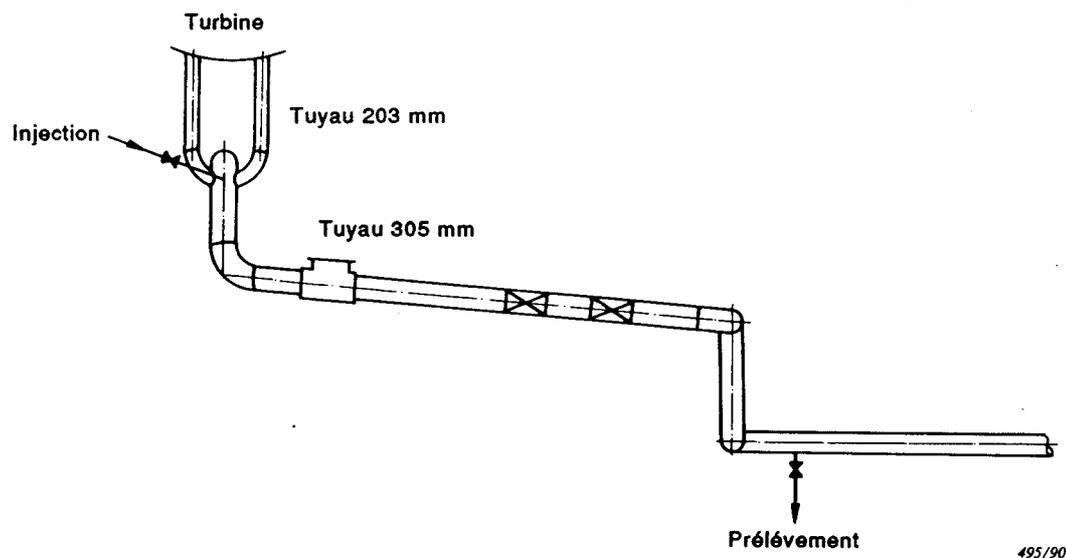


FIG. 6. — Disposition type de points d'injection et de prélèvement.

#### 4.7.5.3 Débit de prélèvement d'échantillon

Avant d'effectuer un essai de consommation spécifique, le débit de prélèvement d'échantillon doit être ajusté pour éviter l'entraînement et la condensation de vapeur. Cet ajustement peut se faire par dosage dans l'échantillon d'un gaz qui se dissout presque entièrement dans la phase vapeur, ce qui est le cas de l'oxygène pour les pressions inférieures à 35 bar. Pour les réacteurs à eau bouillante, l'oxygène est normalement présent dans la vapeur (20 à 30 parties par million) par suite de la radiolyse. On mesure la teneur en oxygène de l'échantillon pour divers débits de prélèvement et on reporte cette teneur sur un graphique comme indiqué dans la figure 7. La valeur du débit pour laquelle la vapeur commence à être entraînée dans l'échantillon est mise en évidence par un accroissement brusque de la teneur en oxygène. L'emploi de l'oxygène ou d'un autre gaz traçant approprié pour mettre la fraction vaporisée en évidence est fondé sur la répartition de l'oxygène entre les phases liquide et vapeur.

Pour les autres types de centrales, un gaz approprié, tel que le xénon 133, peut être ajouté à la vapeur.

In cycles with pumped ahead drains, the above method yields accuracy equal to the injection method without any additional instrumentation. In cycles with drains cascading to the condenser, the upstream drains shall be diverted directly to the condenser so as to yield comparable results. Such diversion necessitates designing such drain piping to the condenser to accommodate total cascade flow at full load. The diversion method should be employed prior to the heat rate test.

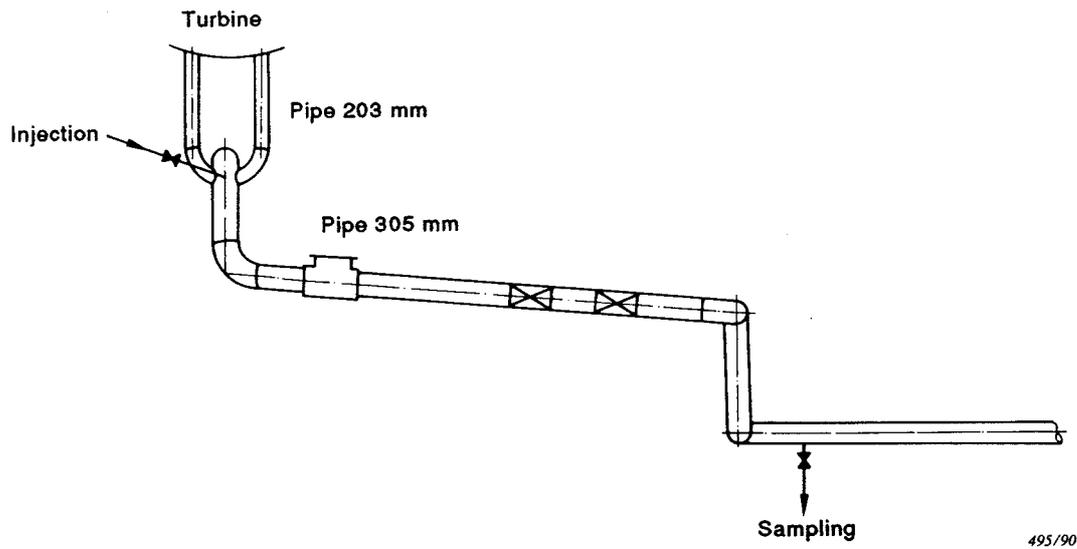


FIG. 6. — Typical installation of injection and sampling points.

#### 4.7.5.3 Sampling flow rates

The sampling flow rate shall be adjusted so that entrainment and subsequent condensation of vapour is prevented. The maximum allowable sampling rate can be determined, for example, by analyzing the sampling stream for dissolved oxygen. Oxygen (20 to 30 ppm) is naturally present in the steam from boiling water reactors as a result of radiolysis. The sampling flow rate shall be determined prior to the heat rate test. The oxygen content shall be measured for various sample flow rates and plotted as shown in Figure 7. The flow rate at which steam starts to entrain in the sampling is evidenced by a sharp rise in oxygen content. The validity of using oxygen or other suitable tracer as a means of tracing the vapour fraction is based on the distribution of oxygen between the liquid and vapour phases. At pressures less than 35 bar, oxygen is almost entirely in the vapour phase.

In other types of plants, a suitable tracer, such as xenon-133, could be added.

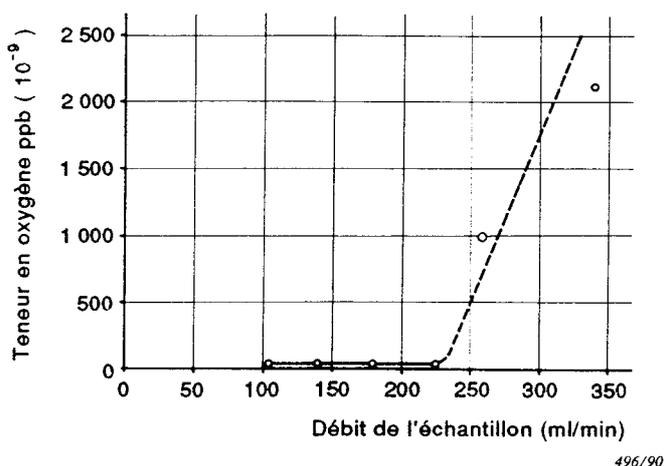


FIG. 7. — Teneur en oxygène dans l'échantillon.

#### 4.7.6 Les traceurs et leur utilisation

Pour obtenir des résultats précis en utilisant la méthode de condensation ou la méthode d'injection à débit constant, les traceurs doivent répondre aux critères suivants:

- a) Ne présenter aucun risque pour le personnel.
- b) N'avoir aucun effet dommageable sur les matériaux.
- c) Être solubles dans l'eau, mais pratiquement insolubles dans la vapeur (la concentration dans la phase vapeur peut être limitée à  $10^{-6}$  avec des traceurs appropriés).
- d) Être non volatils.
- e) Être stables aux conditions existant dans le cycle et ne pas être absorbés par les surfaces internes (à condition que l'eau ne soit pas complètement évaporée).
- f) Se mélanger de façon complète et homogène à toute l'eau présente à tout instant.

Un certain nombre de traceurs répondent à ces critères aux pressions et températures des réacteurs à eau légère de la génération actuelle. A des pressions plus élevées cela peut être plus difficile. En outre, le problème de la contamination chimique qui est lié à la sensibilité et à la précision des méthodes d'analyses connues, est à prendre en considération. La mesure de conductivité et les méthodes gravimétriques risquent d'être trop peu sensibles pour obtenir la précision requise aux concentrations tolérables dans certains types de centrales nucléaires. On doit également prendre soin de ne pas contaminer l'environnement en utilisant des traceurs.

##### 4.7.6.1 Traceurs radioactifs

L'utilisation de traceurs radioactifs est particulièrement intéressante dans les centrales nucléaires, où l'autorisation de stocker et de manipuler des matériaux radioactifs ne pose aucun problème particulier. Des teneurs en traceurs inférieures à  $10^{-9}$  peuvent être mesurées avec précision par comptage gamma. Pour les cycles à vapeur à radioactivité de fond très basse, la concentration en traceur actif requise pour obtenir des mesures précises est très faible; néanmoins, le traceur utilisé devra être un isotope de courte durée de vie, pour éliminer les problèmes de contamination à long terme. Du fait qu'il est difficile de mesurer simultanément la concentration de plusieurs échantillons, il est nécessaire d'appliquer une correction

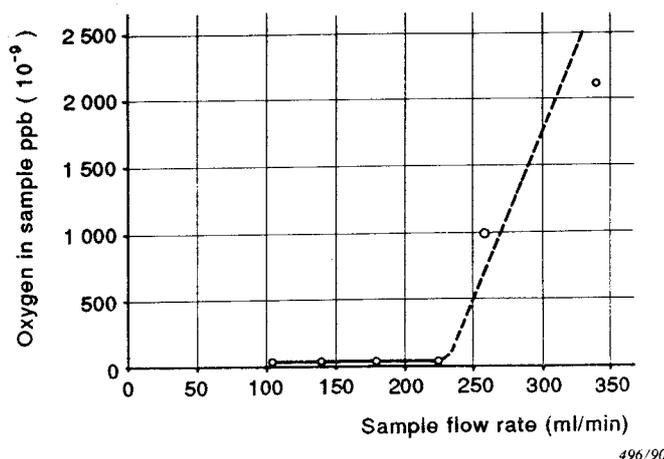


FIG. 7. — Oxygen content of sample stream.

#### 4.7.6 Tracers and their use

For condensing and constant-rate injection methods to give accurate results, tracers shall meet the following criteria:

- a) No hazard to operating personnel.
- b) No harmful effects on materials employed.
- c) Soluble in water, but essentially insoluble in steam (concentration in the steam phase of  $10^{-6}$  can be attained with suitable tracer compounds).
- d) Non-volatile.
- e) Stable at the conditions existing in the turbine cycle, and not absorbed on internal surfaces (provided that the water is not evaporated completely).
- f) Mixed completely and uniformly with all the water available at any instant.

Light water reactors of the present generation are designed for pressure and temperature levels which permit a number of tracers to meet these criteria. At higher pressure levels this may be more difficult. Furthermore, the problem of chemical contamination, which is tied together with the sensitivity and accuracy of the analytical methods available, has to be considered. Methods such as measurement of conductivity or the gravimetric methods may be too insensitive to produce the required accuracy at the concentration levels which can be tolerated in some nuclear system. Care shall be taken to prevent environmental contamination when tracers are used.

##### 4.7.6.1 Radioactive tracers

Radioactive tracers are particularly attractive for application in nuclear power plants, where licensing required for possession and handling of radioactive materials presents no particular problem. Tracer concentrations of less than 1 in  $10^9$  can be accurately measured using gamma counting techniques. For steam cycles with very low radioactive background, the tracer activity concentration required for accurate testing is very small; however, the tracer should be a short-lived isotope to eliminate long-term contamination problems. Since it is not practicable to measure the concentration of recovered samples simultaneously it will be necessary to apply a correction to the measured concentration of each sample to account for

à la concentration mesurée de chaque échantillon, pour tenir compte de la décroissance radioactive des isotopes. L'un des produits, qui répond à ces critères, est le sodium 24 de durée de vie de 15h. Si la technique des traceurs est utilisée pour déterminer le titre de la vapeur à l'admission et aux soutirages, et les fuites des réchauffeurs, il est préférable d'utiliser trois produits radioactifs différents.

#### 4.7.6.2 *Traceurs non radioactifs*

Plusieurs traceurs peuvent être utilisés. La technique du traceur sodium utilise la détermination directe et précise de la concentration en masse de sodium dans des échantillons d'eau. Le sodium peut être présent dans les cycles à eau pressurisée du fait de l'utilisation de phosphates de sodium pour le traitement de l'eau du circuit secondaire. Cette technique employant le sodium satisfait également aux prescriptions de non radioactivité du circuit secondaire dans les cycles à eau pressurisée.

##### a) *Méthode par photométrie de flamme*

Le dosage du sodium peut être effectué à l'aide d'un spectrophotomètre à flamme. Il faut veiller à ce que le sodium présent dans l'environnement ne contamine pas l'échantillon. Plusieurs dosages de sodium doivent être effectués à chaque point de prélèvement. Une concentration de sodium peut également être déterminée à partir d'un échantillon à écoulement continu.

##### b) *Méthode par ionisation du sodium*

L'analyseur d'ion sodium peut être utilisé pour un dosage permanent d'un échantillon à écoulement continu et pour l'analyse d'échantillons séparés.

L'application de techniques utilisant des traceurs non radioactifs doit respecter les règles concernant la tenue des métaux du réacteur et de tous les autres matériels concernés. Les sels de lithium sont actuellement utilisés, de préférence au sodium.

#### 4.8 *Mesure du temps*

La durée des essais et la fréquence des lectures peuvent être déterminés par:

- a) des signaux émis par une horloge mère ou un chronomètre;
- b) les montres, qui doivent être synchronisées avant l'essai par chaque observateur.

Chaque mesure effectuée à l'aide d'un appareil intégrateur, nécessite une mesure de temps de haute précision. On doit utiliser des chronomètres individuels, ou des dispositifs électriques de mesure du temps. Un soin particulier doit être apporté à la synchronisation exacte des lectures de l'appareil intégrateur et des dispositifs de mesure de temps.

#### 4.9 *Mesure de la vitesse de rotation*

La vitesse de rotation peut être mesurée avec un compteur de tours et un chronomètre, un stroboscope, un fréquencesmètre électrique ou mécanique, un tachymètre. On peut également utiliser des capteurs tachymétriques et des transducteurs.

### 5. **Dépouillement des essais**

#### 5.1 *Préparation du dépouillement*

Les résultats de l'essai sont calculés, conformément à 2.4, à partir des lectures effectuées sur les appareils de mesure pendant l'essai.

Avant de dépouiller les résultats, on doit choisir une période, dite d'essai officiel, de durée au moins égale à celle qui est définie en 3.8.3 et située dans l'intervalle de temps pendant lequel les lectures ont été effectuées. Pendant cette période, l'écart des conditions de fonctionnement, par rapport à celles des garanties, et les fluctuations de ces conditions de fonctionnement doivent satisfaire aux dispositions des 3.8.1 et 3.8.2.

isotope decay. One of the tracers which meets these criteria is 15-h sodium-24. If the tracer technique is used to determine throttle and extraction steam quality and heater leakage, there is some advantage in using three different radioactive tracers.

#### 4.7.6.2 *Non-radioactive tracer*

A number of tracers are available. The sodium tracer technique is based on accurate and direct determination of the mass concentration of sodium in water samples. Sodium may be present in PWR cycles due to the use of sodium phosphates for secondary loop water chemistry control. The sodium tracer technique also preserves the non-radioactive status of the secondary loop in PWR cycles.

##### a) *Flame photometry method*

Sodium analysis may be performed with a flame spectrophotometer. Care shall be taken to prevent environmental sodium from contaminating a sample. Multiple determinations of sodium concentrations shall be made for each sampling point. Sodium concentration may also be determined from a continuously flowing sample.

##### b) *Sodium ion electrode method*

The sodium analyzer may be used for continuous monitoring of a flowing sample, as well as for analyzing separate samples.

The application of non-radioactive tracer techniques shall be consistent with regulations concerning the metallurgical safety of the reactor system and all other related equipment. Lithium salts may also be used in preference to sodium.

#### 4.8 *Time measurement*

The time of test periods and observations may be determined by:

- a) signals from a master clock or timekeeper;
- b) observations of watches, which are to be synchronized before the test, by the individual observers.

A time measurement of high accuracy is necessary for each measurement employing an integrating meter. Individual stop watches or electric time measuring devices shall be employed. Special care shall be given to the accurate synchronization of the readings of the integrating meter and the time measuring devices.

#### 4.9 *Speed measurement*

Speed can be measured by means of a counting mechanism and clock, a stroboscope, a frequency measuring instrument (mechanical or electrical) or a speed measuring instrument. Signal transducers and signal transformers are also accepted.

### 5. **Evaluation of tests**

#### 5.1 *Preparation of evaluation*

From the instrument readings taken during the test, the test results according to 2.4 are calculated.

Prior to evaluating the measurements, a time interval which shall constitute the official test period shall be selected from the overall period during which readings for a test have been taken. This interval shall be equal to at least the period laid down in 3.8.3. During this period the provisions of 3.8.1 and 3.8.2 relating to the deviations of the operating conditions from the guarantee conditions and relating to the fluctuations in the operating conditions shall be satisfied.

Les lectures de tous les appareils de mesure, y compris les intégrateurs et les mesures de temps correspondantes, doivent être disponibles du début à la fin de la période d'essai choisie (voir 5.2.1).

Dans le cas de perturbations durant une partie de l'essai, toutes les lectures d'appareils effectuées pendant une période perturbée peuvent, suite à un accord mutuel, être éliminées conformément à 4.4.7. On doit fournir la preuve que des conditions de stabilité identiques existaient avant et après les perturbations. La durée totale des périodes d'essai restantes doit être conforme à 3.8.3.

Dans le cas d'une panne temporaire d'un appareil de mesure en cours d'essai, les lectures manquantes peuvent, suite à un accord, et lorsque cela sera compatible, être déduites des lectures faites sur d'autres appareils convenables.

## 5.2 *Calcul des résultats*

### 5.2.1 *Calcul des valeurs moyennes des lectures des appareils de mesure*

Pour les calculs ultérieurs, la moyenne des lectures effectuées pendant la période d'essai définie conformément à 5.1, est calculée pour chaque appareil de mesure.

Pour les variables entrant dans le calcul d'une grandeur d'une façon directement proportionnelle, la valeur moyenne est une moyenne arithmétique. En théorie, la procédure correcte pour obtenir la moyenne des lectures de pression différentielle, fournie par un dispositif de mesure de débit, consiste à calculer la moyenne arithmétique des racines carrées des lectures. Néanmoins, si la dispersion des lectures est inférieure à 10%, l'erreur maximale possible en ne prenant pas la racine carrée de la moyenne arithmétique des lectures, est inférieure à 0,1%.

Si les données des appareils intégrateurs sont comparées avec la moyenne des lectures des appareils indicateurs, il est important de s'assurer qu'elles correspondent bien au même intervalle de temps. La première et la dernière lecture de l'appareil indicateur devront donc être prises pour moitié dans le calcul de la moyenne.

### 5.2.2 *Correction et conversion des moyennes de lecture*

Les moyennes des lectures sont corrigées pour prendre en compte toutes les influences résultant de l'instrumentation et converties dans les unités nécessaires, en considérant:

- a) les constantes des appareils de mesure et les corrections de zéro;
- b) les corrections d'étalonnage;
- c) les valeurs de référence des lectures des appareils (par exemple: pression barométrique, température ambiante);
- d) toutes influences supplémentaires (par exemple colonne d'eau).

### 5.2.3 *Vérification des données mesurées*

#### 5.2.3.1 *Compatibilité*

Après calcul des moyennes et correction, les données d'essai (pressions, températures, débits, etc.) doivent faire l'objet d'un examen minutieux pour détecter les erreurs graves, les incompatibilités avec les lois physiques, et vérifier l'homogénéité des résultats. Si l'on détecte des anomalies majeures, dont les causes et la portée sont inconnues, on doit renouveler l'essai dans sa totalité, ou pour la partie concernée. Des mesures supplémentaires appropriées doivent être faites pour en rechercher les raisons. Les lectures d'appareils manifestement erronées doivent être éliminées. Sur accord mutuel des parties intéressées à l'essai, ces lectures peuvent être remplacées par les lectures faites sur d'autres appareils ou par des valeurs calculées ou estimées appropriées.

Readings of all instruments, including integrating instruments, and corresponding time measurements shall be available for the start and the end of the selected test period (see 5.2.1).

In the event of disturbances encountered during a test, all instrument readings made during the disturbed period may by mutual agreement be eliminated according to 4.4.7. Evidence shall be furnished that the same steady-state conditions had existed before and after the disturbance. The total length of the remaining test periods shall comply with 3.8.3.

In the event of a temporary failure of a measuring instrument during the test, the missing readings may by agreement and where appropriate be deduced from other suitable instrument readings.

## 5.2 *Computation of results*

### 5.2.1 *Calculation of average values of instrument readings*

For further evaluation, the average value of the readings taken during the test period defined according to 5.1 is calculated for each measuring instrument.

For variables which influence the evaluation in a linear manner, the average value is the arithmetic mean value. The theoretically correct procedure for averaging the readings of a pressure difference across a flow-measuring device is to calculate the arithmetic mean value of the square roots of the readings. However, if the amplitude of readings is less than 10%, the maximum possible error introduced by not calculating the square root of the arithmetic mean of the readings is less than 0.1%.

If data from integrating instruments are compared with averaged readings of indicating instruments, it is important to ensure that they have been determined for the same time period. The first and last readings of the indicating instruments should then carry only half the weight in the averaging procedure.

### 5.2.2 *Correction and conversion of averaged readings*

The averaged readings are corrected to take care of all influences resulting from the instrumentation and converted to the necessary units considering:

- a) instrument constants and zero corrections;
- b) calibration corrections;
- c) reference values of instrument readings (e.g., barometric pressure, ambient temperature);
- d) any additional influences (e.g. water legs).

### 5.2.3 *Checking of measured data*

#### 5.2.3.1 *Compatibility*

After computation of the measured data, such as pressures, temperatures, flow rates, etc., a thorough examination shall be made for serious errors, inconsistencies with the laws of physics, and general compatibility. If major discrepancies are detected, the cause and extent of which are unknown, the test run shall be repeated completely or to the necessary extent. Appropriate additional measurements shall be made for clarification. Instrument readings which are obviously incorrect shall be eliminated. Subject to mutual agreement of the parties interested in the test, such readings may be replaced by other instrument readings or by appropriate calculated or estimated values.

### 5.2.3.2 *Dépouillement de mesures multiples*

Lorsque l'on dispose pour une même variable de résultats provenant de divers appareils indépendants, il faut en retenir une valeur moyenne calculée de façon appropriée, qui consiste à prendre en considération la fiabilité relative des valeurs mesurées individuelles  $x_j$  en les pondérant avec un facteur de pondération  $\gamma_j$ .

Le nombre le plus probable pour la valeur moyenne de plusieurs résultats  $x_j$  est la valeur moyenne pondérée  $\bar{x}$

$$\bar{x} = \frac{\sum (x_j \gamma_j)}{\sum \gamma_j} \quad (24)$$

Le facteur de pondération est calculé à partir de la limite de confiance  $V_{x_j}$  du résultat  $x_j$  (voir article 7)

$$\gamma_j = \frac{1}{V_{x_j^2}} \quad (25)$$

Pour la vérification de la compatibilité mutuelle de plusieurs valeurs mesurées pour une même variable, compte tenu de leur incertitude de mesure estimée ou calculée, et pour la justification du calcul de la valeur moyenne indiqué ci-dessus, l'application de la méthode statistique peut être utile; cela est décrit en détail dans l'annexe C.

### 5.2.3.3 *Bilans de débits masses*

Lorsque plusieurs mesures de débits masses sont effectuées en cours d'essai sur le circuit principal eau/vapeur, plusieurs valeurs peuvent être calculées pour un certain débit masse dans le circuit principal (par exemple débit de vapeur admission) en établissant des bilans de débits masses.

Pour établir les équations de ces bilans, il est, de plus, nécessaire de mesurer certains débits masses secondaires ainsi que les variations de niveaux dans les capacités de stockage.

L'établissement des bilans de débits masses et le calcul des résultats sont traités en détail dans l'annexe D.

### 5.2.3.4 *Fuites*

Dans toute la mesure du possible, les fuites doivent être localisées et éliminées avant l'essai. Si on ne peut éliminer des fuites connues, leur débit sera mesuré ou estimé, et pris en compte, dans le calcul des débits principaux ou autres. Les fuites non identifiées, concernant le fluide de travail, auront également leur débit(s) et leur position(s) estimé(s) et pris en compte, s'il est jugé nécessaire, dans le calcul des débits principaux ou autres.

Le total des fuites non prises en compte pendant l'essai, exprimé en pour-cent du débit de vapeur admission à pleine charge, ne doit pas excéder 0,4 fois l'incertitude relative de mesure du résultat d'essai exprimée en pour-cent. Dans le cas contraire, l'essai ne peut être accepté qu'après accord mutuel des parties intéressées à l'essai.

### 5.2.4 *Propriétés thermodynamiques de l'eau et de la vapeur*

On utilise, pour le calcul des résultats d'essai, les diagrammes et tables d'eau et de vapeur, auxquels les garanties font référence. Le nom et la date d'édition des tables et diagrammes utilisés, doivent être mentionnés dans le rapport d'essai. Il faut utiliser des tables correspondant aux tables internationales établies à la sixième Conférence internationale sur les

### 5.2.3.2 Evaluation of multiple measurements

Where results from several independent instruments are available for the same variable, an average value of these shall be calculated in a suitable manner, which considers the relative reliability of the individual measured values  $x_j$  by applying weighting factors  $\gamma_j$ .

The most probable figure for the average value of several results  $x_j$  is the weighted mean value  $\bar{x}$

$$\bar{x} = \frac{\sum (x_j \gamma_j)}{\sum \gamma_j} \quad (24)$$

Each weighting factor is calculated from the confidence limit  $V_{x_j}$  of the result  $x_j$  (see clause 7)

$$\gamma_j = \frac{1}{V_{x_j}^2} \quad (25)$$

In order to check the mutual compatibility of several measured values for the same variable with consideration of their calculated or estimated measuring uncertainty and for the justification of the averaging as indicated above, the application of a statistical method can be helpful; this is described in detail in Appendix C.

### 5.2.3.3 Mass flow balances

When several mass flow measurements are made in the main steam-water circuit during a test, several values can be calculated for a certain mass flow in the main circuit (e.g., the initial steam flow) by setting up mass flow balances.

For the establishment of these balance equations, it is further necessary to measure certain secondary mass flows as well as level changes in locations where water storage can occur.

The setting up of mass flow balances and the computation of the results is treated in detail in Appendix D.

### 5.2.3.4 Leakages

Leakages shall, as far as is practicable, be identified and eliminated before the test. If any identified leakages cannot be eliminated, their flow rates shall be measured or estimated. These estimates shall be included in the main or secondary flow rate calculations. Unidentified leakages, which result in a loss of working fluid, shall also have their flow rate(s) and position(s) estimated and included, if considered necessary, in the main or secondary flow rate calculations.

The total unaccounted leakage during the test expressed in percent of full load initial steam flow shall not exceed 0.4 times the relative measuring uncertainty of the test result expressed as a percentage, otherwise the test can be accepted only by mutual agreement of the parties to the test.

### 5.2.4 Thermodynamic properties of steam and water

The steam and water tables and charts upon which the guarantees are based shall be used for the calculation of the test results. The name and edition of the tables and charts employed shall be stated in the report of the tests. The tables used shall be consistent with the International Skeleton Tables established at the Sixth International Conference on the Properties

propriétés de la vapeur d'eau (CIPVE) - (1963), et de préférence des tables établies à partir des formulations pour usage industriel de l'«International Formulation Committee» (1967) approuvées par la septième CIPVE (1968), ou l'édition la plus récente.

### 5.2.5 Calcul des résultats d'essai

Le rendement thermique ou thermodynamique, le débit de vapeur à l'admission et la puissance doivent être calculés conformément à la définition des valeurs garanties (voir 2.4).

Une valeur bien déterminée, conformément à 5.1 et 5.2, doit être établie pour chaque variable et doit être utilisée exclusivement dans la suite des calculs.

Pour la détermination de l'incertitude de mesure, voir l'article 7.

## 6. Correction des résultats de l'essai et comparaison avec la garantie

### 6.1 Valeurs et conditions de la garantie

Les valeurs garanties, à comparer avec les résultats de l'essai de réception, indiquent les performances de la turbine. Leurs définitions sont données en 2.4. Ces valeurs dépendent des conditions aux extrémités du cycle, et des paramètres du poste de réchauffage d'eau alimentaire. Ces conditions et paramètres doivent être complètement et clairement définis dans le contrat, ils constituent les conditions spécifiées de garantie. Il est recommandé que ces données soient présentées sous forme de bilan thermodynamique, contenant toutes les informations nécessaires.

Les résultats de l'essai dépendent également de ces mêmes conditions et paramètres. Aussi, si des différences sont observées entre les valeurs de l'essai et les conditions spécifiées de garantie, des corrections des résultats d'essai sont effectuées (voir 6.4).

Si un prélèvement ou une arrivée de vapeur et/ou d'eau dans le cycle est compris dans la garantie, c'est également une condition supplémentaire spécifiée de garantie.

### 6.2 Correction du débit maximal de vapeur à l'admission

Pour la correction du débit maximal de vapeur à l'admission on applique la formule suivante:

$$\dot{m}_{1, \max, c} = \dot{m}_{1, \max, m} \cdot \frac{p_{1, g}}{p_{1, m}} \sqrt{\frac{p_{1, m} \cdot v_{1, m}}{p_{1, g} \cdot v_{1, g}}} \quad (26)$$

où:

$\dot{m}_{1, \max, m}$  = débit maximal de vapeur à l'admission mesuré pendant l'essai soupapes à pleine ouverture

Si le rapport de la pression d'échappement à la pression d'admission n'est pas assez petit, il peut être nécessaire d'utiliser la formule complète:

$$\dot{m}_{1, \max, c} = \dot{m}_{1, \max, m} \cdot \frac{p_{1, g}}{p_{1, m}} \sqrt{\frac{p_{1, m} \cdot v_{1, m}}{p_{1, g} \cdot v_{1, g}}} \sqrt{\frac{1 - \left(\frac{p_{2, g}}{p_{1, g}}\right)^2}{1 - \left(\frac{p_{2, m}}{p_{1, m}}\right)^2}} \quad (27)$$

Les exposants 2 des rapports de pression sont des approximations de la valeur exacte  $\frac{1+k}{k}$ .

of Steam (ICPS) in 1963, and preferably be based on the 1967 IFC Formulation for Industrial Use that was approved at the Seventh ICPS in 1968, or the latest edition.

### 5.2.5 Calculation of test results

The thermal and/or thermodynamic efficiency, the initial steam flow capacity and the output have to be calculated in accordance with the definition of the guarantee values (see 2.4).

In accordance with 5.1 and 5.2, a definite value shall be established for each variable which shall be used exclusively in further evaluation.

For the determination of measuring uncertainty, see clause 7.

## 6. Correction of test results and comparison with guarantee

### 6.1 Guarantee values and guarantee conditions

The guarantee values with which the thermal acceptance test results shall be compared indicate the level of the turbine performance. Their definitions are given in 2.4. These values are dependent upon steam cycle terminal conditions, and upon the parameters of the feed-water heating system, so each of these shall be defined completely and clearly in the contract document to constitute the specified guarantee conditions. In many cases it is recommended that these data be given in the form of a heat-balance diagram containing all necessary information.

The test results are equally dependent on these same conditions and parameters, so any observed departure from the value upon which the guarantee is given becomes subject to a correction after the test (see 6.4).

If extraction or addition of steam and/or water is already included in the guarantee cycle, it is an additional specified guarantee condition.

### 6.2 Correction of initial steam flow capacity

For correction of the initial steam flow capacity to guarantee conditions, the following equation is applied:

$$\dot{m}_{1, \max, c} = \dot{m}_{1, \max, m} \cdot \frac{p_{1, g}}{p_{1, m}} \sqrt{\frac{p_{1, m} \cdot v_{1, m}}{p_{1, g} \cdot v_{1, g}}} \quad (26)$$

where:

$\dot{m}_{1, \max, m}$  = initial steam flow capacity measured during test with valves wide open

If the ratio of exhaust pressure to inlet pressure of the turbine is not sufficiently small, the use of the complete equation may be necessary:

$$\dot{m}_{1, \max, c} = \dot{m}_{1, \max, m} \cdot \frac{p_{1, g}}{p_{1, m}} \sqrt{\frac{p_{1, m} \cdot v_{1, m}}{p_{1, g} \cdot v_{1, g}}} \sqrt{\frac{1 - \left(\frac{p_{2, g}}{p_{1, g}}\right)^2}{1 - \left(\frac{p_{2, m}}{p_{1, m}}\right)^2}} \quad (27)$$

The exponents 2 of the pressure ratios are approximations of the exact value  $\frac{1+k}{k}$ .

### 6.3 Correction de la puissance maximale

Pour corriger la puissance maximale  $P_{\max}$ , et la ramener aux conditions de la garantie, il convient de tenir compte de toutes les conditions de fonctionnement agissant sur le débit à l'admission, sur la chute d'enthalpie et sa répartition entre les étages de la turbine, sur les rendements des différents étages de la turbine.

Les corrections correspondant à ces différents paramètres (notamment les conditions de vapeur vive, la température de surchauffe et la pression au condenseur), peuvent être effectuées à l'aide de courbes de correction appropriées.

On peut effectuer la correction complète par un nouveau calcul du cycle thermique.

La formule approchée suivante suppose des répartitions semblables de la chute d'enthalpie et du rendement:

$$P_{\max, c} = P_{\max, m} \cdot \frac{\dot{m}_{1, \max, c}}{\dot{m}_{1, \max, m}} \cdot \frac{\eta_{\max, c}}{\eta_{\max, m}} \quad (28)$$

Le calcul de  $\dot{m}_{1, \max, c}$  est donné en 6.2. On doit utiliser le rendement thermique  $\eta_t$  ou le rendement thermodynamique  $\eta_{td}$  suivant les spécifications de la garantie.

### 6.4 Correction du rendement thermique ou thermodynamique

Si, durant l'essai, certaines des conditions de fonctionnement visées en 6.1, diffèrent des conditions de garantie, il faut corriger le rendement thermique (ou thermodynamique), ou la consommation spécifique de chaleur, ou la consommation spécifique de vapeur, avant de faire la comparaison avec les garanties. Pour maintenir la correction à une valeur minime, il faut que les conditions de fonctionnement pendant l'essai soient aussi proches que possible des conditions spécifiées de garantie. Les écarts maximaux admissibles sont précisés en 3.8.2 pour les paramètres de fonctionnement les plus importants.

Les corrections pour écart, par rapport aux conditions spécifiées de garantie, peuvent être divisées en trois catégories.

La catégorie 1 comprend les corrections pour écart des conditions de fonctionnement aux bornes de la turbine elle-même, et notamment (voir également 6.7):

- a) pression de la vapeur à l'admission,
- b) température de la vapeur à l'admission,
- c) température de la vapeur resurchauffée,
- d) titre de la vapeur à l'admission,
- e) pertes de charge dans le resurchauffeur,
- f) pression à l'échappement de la turbine, ou température et débit de l'eau de refroidissement du condenseur,
- g) efficacité du séparateur d'humidité s'il n'est pas fourni avec la turbine,
- h) vitesse de rotation.

La catégorie 2 comprend les corrections pour écart sur les variables qui concernent essentiellement le poste de réchauffage d'eau alimentaire, et notamment (voir également 6.7):

- a) écarts terminaux des réchauffeurs d'eau d'alimentation,
- b) perte de charge dans les tuyauteries de soutirage,
- c) variations des quantités d'eau emmagasinée dans le système, et de l'eau d'appoint,
- d) augmentation de l'enthalpie dans les pompes d'extraction et dans les pompes alimentaires,
- e) sous-refroidissement des condensats dans le condenseur,
- f) débits de désurchauffe de la chaudière,

### 6.3 Correction of maximum output

In the correction of the maximum output  $P_{\max}$  to guarantee condition all the operating conditions influencing the initial steam flow, the enthalpy drop and its distribution in the different parts of the turbine and the efficiency values in the different parts of the turbine should be taken into account.

Corrections for all these parameters (particularly live steam condition, reheat temperature and condenser pressure) can be made with appropriate correction curves.

A complete correction can be made by appropriate recalculation of the thermal cycle.

An approximate correction formula assuming similar distribution of enthalpy drop and efficiency is:

$$P_{\max, c} = P_{\max, m} \cdot \frac{\dot{m}_{1, \max, c}}{\dot{m}_{1, \max, m}} \cdot \frac{\eta_{\max, c}}{\eta_{\max, m}} \quad (28)$$

For the determination of  $\dot{m}_{1, \max, c}$  see 6.2. The efficiency to be used shall be according to the formulation of the guarantees, the thermal efficiency  $\eta_h$  or the thermodynamic efficiency  $\eta_{td}$ .

### 6.4 Correction of thermal and thermodynamic efficiency

If any operating conditions according to 6.1 differ during the test from the guarantee conditions, the thermal or thermodynamic efficiency, or heat rate or steam rate have to be corrected before they can be compared with the guarantee values. In order to keep the correction small, the operating conditions during the test shall be as close as practicable to the specified guarantee conditions. The maximum permissible deviations for the most important operating parameters are stated in 3.8.2.

The correction for deviations from specified guarantee conditions can be divided into three categories.

Category 1 comprises corrections for deviations of the terminal operating conditions of the turbine itself from specified guarantee conditions, such as (see also 6.7):

- a) initial steam pressure,
- b) initial steam temperature,
- c) reheat steam temperature,
- d) initial steam quality,
- e) reheater pressure drop,
- f) turbine-exhaust pressure or condenser cooling water temperature and flow,
- g) moisture-separator effectiveness, if not supplied with the turbine,
- h) speed.

Category 2 comprises variables which primarily affect the feed-heating system. This category includes corrections, such as the following (see also 6.7):

- a) feed-heater terminal differences,
- b) extraction-line pressure drops,
- c) system water-storage changes and make-up flow,
- d) enthalpy rise through condensate and feed-pumps,
- e) condensate undercooling in condenser,
- f) spray-attemperator flows for boiler,

g) configuration différente du poste de réchauffage de l'eau alimentaire (réchauffeur hors-service par exemple).

Les corrections de la catégorie 3 concernent les conditions de fonctionnement de l'alternateur. Elles sont indépendantes du reste de la centrale et simples à déterminer. Néanmoins, si la chaleur résultant des pertes de l'alternateur est transférée à l'eau alimentaire, ces corrections présentent une plus grande importance et sont traitées de préférence dans la catégorie 2:

- a) facteur de puissance de l'alternateur,
- b) tension,
- c) pression d'hydrogène.

#### 6.5 Définition et application des coefficients de correction

En ce qui concerne les corrections, on admet généralement que les influences des divers paramètres de fonctionnement sur les résultats d'essais sont indépendantes les unes des autres. De ce fait, les valeurs de correction sont déterminées individuellement en fonction des variations des paramètres de fonctionnement, pris séparément, et elles sont ensuite combinées pour constituer la correction totale.

Les coefficients de correction sont des facteurs déterminés comme suit:

$$F = \frac{\eta_c}{\eta_m} \quad (29)$$

où:

$\eta_c$  = rendement corrigé basé sur les conditions spécifiées de garantie

$\eta_m$  = rendement mesuré

Les coefficients de correction individuels  $F_1, F_2, F_3 \dots$  sont alors combinés pour donner un coefficient de correction total  $F_{tot}$ .

$$F_{tot} = F_1 \cdot F_2 \cdot F_3 \dots$$

La valeur de rendement corrigée est alors:

$$\eta_c = \eta_m \cdot F_{tot} \quad (30)$$

Pour tous les paramètres, pour lesquels la correction dépend de la charge, les facteurs de correction doivent être déterminés pour chacune des charges pour lesquelles les garanties sont données.

La correction du résultat de l'essai suivant les conditions spécifiées de garantie peut également être effectuée par un nouveau calcul complet de la turbine et de son cycle thermodynamique, normalement à l'aide d'un programme d'ordinateur tenant compte des caractéristiques des éléments de la turbine et de la centrale et des conditions de fonctionnement durant l'essai. Cette méthode donne directement une correction complète, sans l'utilisation des coefficients de correction individuels, et prend également en compte dans une large mesure l'interdépendance des différentes variables.

Les corrections de la catégorie 2 peuvent également être effectuées par un nouveau calcul de la turbine, si l'on ne dispose pas des courbes de correction pour ces variables. Les corrections de la catégorie 1 sont alors effectuées en utilisant des courbes de correction.

#### 6.6 Méthode de correction

La méthode de correction à retenir, ainsi que les coefficients et courbes nécessaires, dépendent du mode de comparaison des résultats d'essai avec les garanties (voir 6.8).

- a) Si la comparaison est faite à débit constant à l'admission, on doit considérer l'influence de chaque variable sur le rendement thermique ou thermodynamique.

g) different configuration of feed-heating system (for example, heater out of service).

Category 3 corrections concern the generator operating conditions. They are independent of the remainder of the plant and simple to determine. If, however, the heat equivalent of the generator losses is transferred into the feed-water, they are of greater consequence and most conveniently treated in Category 2:

- a) generator power factor,
- b) voltage,
- c) hydrogen pressure.

### 6.5 Definition and application of correction values

For correction purposes, it is normally assumed that the influences of the various operating parameters on the test result are mutually independent of each other. Therefore the correction values are determined individually according to the deviations of the individual operating parameters and are then combined to form a total correction.

Correction values are factors defined as follows:

$$F = \frac{\eta_c}{\eta_m} \quad (29)$$

where:

$\eta_c$  = corrected efficiency based on specified guaranteed conditions

$\eta_m$  = measured efficiency

The individual correction factors  $F_1, F_2, F_3 \dots$  are then combined to give a total correction factor  $F_{tot}$ .

$$F_{tot} = F_1 \cdot F_2 \cdot F_3 \dots$$

The corrected efficiency value is then:

$$\eta_c = \eta_m \cdot F_{tot} \quad (30)$$

For all parameters, where the correction is load dependent, correction factors have to be determined for each guarantee load point.

The correction of the test result to specified guarantee conditions can also be effected by a complete recalculation of the turbine and its thermal cycle usually by means of a computer program with due consideration of the characteristics of the turbine and plant components and the operating conditions during the test. This method yields a complete correction directly, without the use of individual correction factors and also takes into account to a large extent the interdependence of the different variables.

It may also be convenient to make only the corrections of category 2 by recalculation, since correction curves for these variables may not be readily available. The category 1 corrections are then made by means of correction curves.

### 6.6 Correction methods

The determination of the correction method and of the necessary values and curves depends on the method to be applied for the guarantee comparison (see 6.8).

- a) If the guarantee comparison is made for constant initial steam flow, for each variable its influence on the thermal or thermodynamic efficiency has to be considered for the correction.

b) Si la comparaison est faite à ouverture constante des soupapes d'admission, on doit calculer l'influence de chaque variable sur le rendement et sur la puissance.

La méthode de correction et de comparaison à utiliser devra faire l'objet d'un accord entre les deux parties intéressées à l'essai, suffisamment tôt avant l'essai, pour permettre l'exécution du travail préparatoire requis. Les courbes de correction du constructeur devront être fournies dans un délai convenu, sauf stipulation contraire du contrat, environ trois mois avant l'essai.

La méthode de correction décrite en 6.6.1 est particulièrement recommandée pour les turbines intégrées dans des cycles complexes (turbines à soutirages, ou à prélèvements de vapeur pour d'autres applications, à admission de vapeur secondaire, ou avec poste de réchauffage de l'eau alimentaire complexe), et pour les turbines comportant de nombreuses corrections de cycle. Si des moyens de calcul appropriés sont utilisés, cette méthode donne des corrections plus exactes, complètes et utiles que les corrections faites suivant la méthode décrite en 6.6.2. D'autres méthodes de correction appropriées peuvent également être utilisées sur accord.

#### 6.6.1 Correction par bilan thermodynamique

On peut effectuer la correction en calculant un bilan thermodynamique, pour corriger le cycle et les conditions d'essai pour les ramener au cycle et aux conditions spécifiées de garantie. Cela revient à utiliser les rendements d'essai de la turbine (corrigés si nécessaire en fonction des conditions d'essai) et les conditions spécifiées de garantie pour calculer un «cycle d'essai corrigé» qui peut être comparé au cycle de garantie.

En variante, on peut, en calculant un bilan thermodynamique, corriger le cycle et les conditions spécifiées de garantie pour les ramener au cycle et aux conditions d'essai. Cela revient à utiliser les rendements garantis de la turbine (corrigés si nécessaire en fonction des conditions d'essai) et les conditions d'essai pour calculer un «nouveau cycle de garantie», qui peut être comparé au cycle d'essai.

La première méthode est, habituellement, appliquée aux turbines alimentées en vapeur surchauffée, alors que la seconde est plus facile à utiliser correctement pour les turbines alimentées en vapeur humide.

Pour la correction par nouveau calcul d'un bilan thermique complet aux conditions d'essai, il est nécessaire d'adopter une méthode de calcul (ou un programme), qui prenne en compte l'influence des conditions d'essai sur les performances de la turbine et des constituants de la centrale.

Si le programme utilisé initialement pour le calcul du cycle de garantie contractuelle n'est pas utilisable compte tenu des conditions d'essai, la méthode suivante peut être appliquée:

Une valeur de rendement thermique aux conditions de garantie  $\eta'_g$  est d'abord déterminée à l'aide d'un programme utilisable compte tenu des conditions d'essai. Cette valeur peut varier légèrement par rapport au rendement garanti  $\eta_g$ , en raison de différences mineures entre les programmes et les données utilisés, pour la détermination des valeurs de garantie, et ceux qui sont utilisés pour le nouveau calcul. Un rendement thermique aux conditions d'essai  $\eta'_m$  est alors calculé avec le même programme et les mêmes caractéristiques de performance de la turbine et des constituants de la centrale.

Le rendement thermique mesuré, corrigé en fonction des conditions d'essai  $\eta_c$  est alors:

$$\eta_c = \eta_m \frac{\eta'_g}{\eta'_m} \quad (31)$$

- b) If the guarantee comparison is made for constant valve position of the turbine, the influence on both efficiency and output of each variable has to be determined.

The correction and comparison procedure to be applied should be agreed upon by the parties interested in the test sufficiently early before the test to allow the necessary preparatory work to be completed. The manufacturer's correction curves should be supplied within an agreed period, usually three months before the test, unless agreement to the contrary has been made in the contract.

The correction method described in 6.6.1 is recommended, in particular, for turbines with complicated cycles (turbines with steam extraction or bleeding for other purposes, with secondary steam, etc., or with complex feed-water heating cycles) and for turbines with many cycle corrections. If suitable means of calculation are applied, this method gives corrections which are more exact, complete and useful than corrections according to the method described in 6.6.2. Other suitable correction methods may also be applied by agreement.

#### 6.6.1 Correction by heat balance calculation

The correction may be made by calculating a heat balance to correct the test cycle and the test operating conditions to the guarantee cycle and guarantee operating conditions. That is, the turbine test efficiencies may be corrected according to the specified conditions (for the influence of operating conditions, if necessary). These corrected test efficiencies may be used to calculate a "corrected test" cycle which can be compared with the guarantee cycle.

Alternatively, the correction may be made by calculating a heat balance to correct the guarantee cycle and the guarantee operating conditions to the test cycle and test operating conditions. The turbine guarantee efficiency may be corrected according to the test conditions (for the influence of operating conditions, if necessary). This corrected test efficiency may be used to calculate a "corrected guarantee" cycle which can be compared with the test cycle.

For turbines using superheated steam, the first method is usually applied, whereas for turbines using wet steam the second method may be easier to perform correctly.

For the correction by recalculation of a complete heat balance under test conditions, a calculating method (program) is necessary. This correctly takes into account the influence of the test conditions on the performance of the turbine and the plant components.

If the program which had been used for the calculation of the contract guarantee cycle cannot be used, the following method can be applied:

First a thermal efficiency value at guarantee conditions  $\eta'_g$  is determined with the available program, which may deviate slightly from the guaranteed efficiency  $\eta_g$  because of minor differences between the programs and data used for the determination of the guarantee values and for the recalculation. Then a thermal efficiency  $\eta'_m$  under test conditions is calculated with the same program and the same performance characteristics of turbine and plant components.

The measured thermal efficiency corrected for test conditions  $\eta_c$  is then:

$$\eta_c = \eta_m \frac{\eta'_g}{\eta'_m} \quad (31)$$

Les corrections par calcul peuvent être limitées à la catégorie 2, celles des catégories 1 et 3 étant effectuées à l'aide de courbes de correction. Si un nouveau calcul de cycle pour les corrections de la catégorie 2 provoque un changement de valeur d'une variable, donnant lieu à une correction de catégorie 1 ou 3, les corrections dues à ces valeurs modifiées doivent être effectuées à l'aide de courbes de correction.

Les deux principes décrits en 6.6 peuvent être appliqués pour la correction par calcul du bilan thermique. La méthode de comparaison avec la garantie doit être choisie en conséquence (voir 6.8).

Toutes les méthodes de calcul et les données nécessaires doivent être mises à la disposition des parties intéressées à l'essai suffisamment tôt avant la date de l'essai.

### 6.6.2 Correction par l'utilisation des courbes de correction fournies par le constructeur

Dans le cas de 6.6a), les courbes de correction indiquent la valeur du coefficient de correction  $F_\eta$  pour le rendement en fonction des différentes variables. Dans le cas de 6.6b), les courbes du coefficient de correction  $F^*_\eta$  pour le rendement – différentes de celles du cas 6.6a) – et du coefficient de correction  $F^*_p$  pour la puissance en fonction des différentes variables sont nécessaires.

Si le facteur de correction dépend également du débit de vapeur à l'admission (cas 6.6a)), ou de la puissance (cas 6.6b)), il faut disposer de plusieurs courbes de correction pour les différentes charges, et de préférence pour les charges de la garantie.

La méthode donnée en 6.6, pour laquelle les courbes de correction ont été préparées et doivent être utilisées, doit être clairement indiquée sur celles-ci.

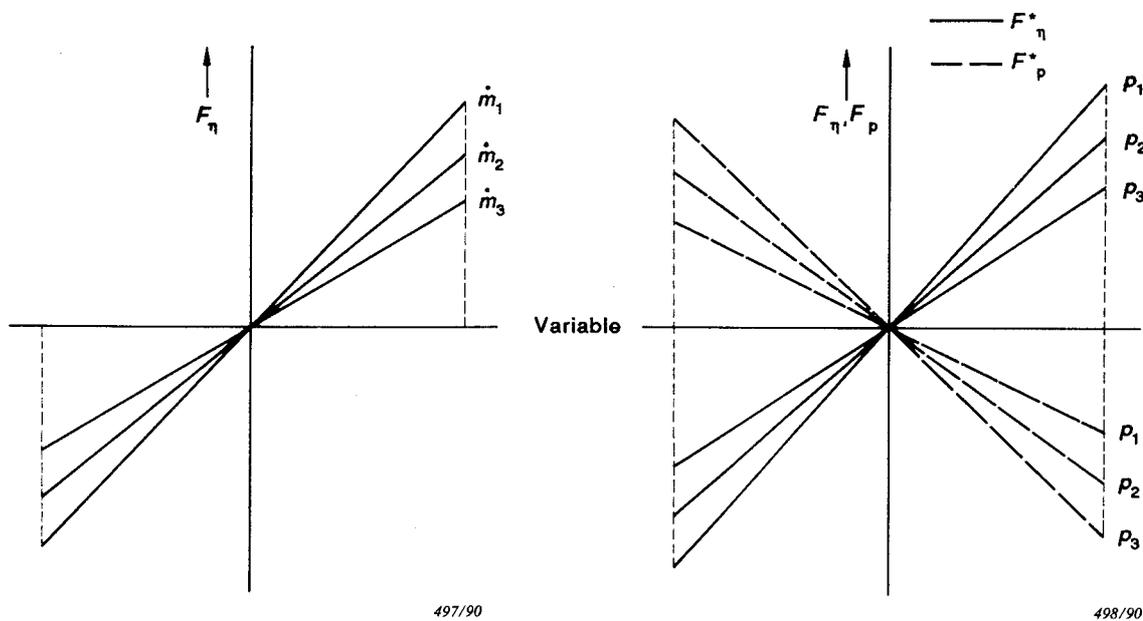


FIG. 8a. — Correction suivant 6.6a).

FIG. 8b. — Correction suivant 6.6b).

FIG. 8. — Courbes de correction types.

The correction by calculation may be limited to the variables of Category 2. The corrections for variables of Categories 1 and 3 are made by use of correction curves. If the recalculation of the cycle for Category 2 corrections results in changes in the values of any parameters in categories 1 or 3, then these changed values shall be used when applying corrections for them from correction curves.

Both principles described in 6.6 may be applied for correction by heat balance calculation. The method of guarantee comparison is to be chosen accordingly (see 6.8).

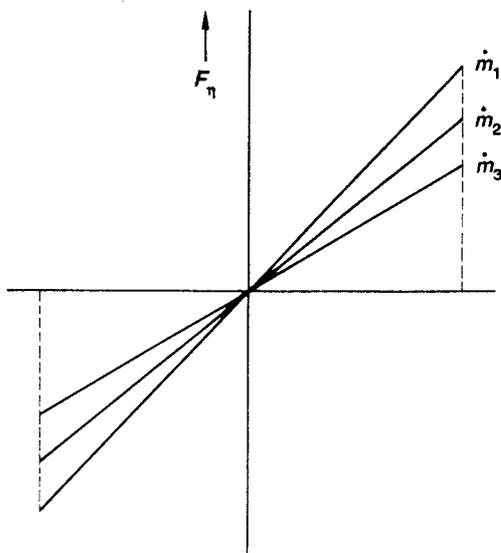
All necessary data and calculation methods shall be made available to the parties to the test sufficiently early before the acceptance test.

6.6.2 Correction by use of correction curves prepared by the manufacturer

For case 6.6.a) the correction curves give values of the correction factor  $F_\eta$  for the efficiency as a function of the different variables. For case 6.6.b) curves for the correction factors  $F^*_\eta$  for the efficiency – different from those for case 6.6.a) – and for the correction factors  $F^*_p$  for the output as a function of the different variables are necessary.

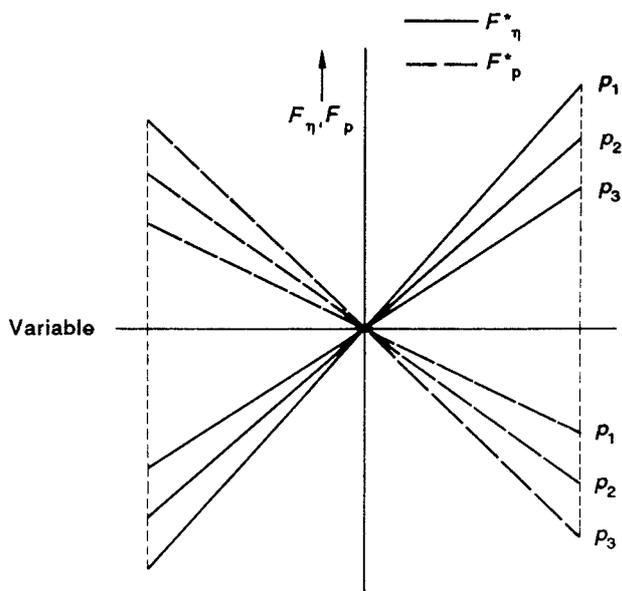
If a correction factor depends also on initial steam flow (case 6.6.a), or output (case 6.6.b)), several correction curves for different loads, preferably for the guarantee loads, are necessary.

It shall be clearly indicated on the correction curves the method described in 6.6 for which they have been prepared and have to be applied.



497/90

FIG. 8a. — Correction according to 6.6a).



498/90

FIG. 8b. — Correction according to 6.6b).

FIG. 8. — Typical correction curves.

### 6.6.3 Essais pour la détermination des coefficients de correction

Il est possible que le calcul des coefficients de correction mentionné en 6.6.2 ne permette pas d'obtenir une précision satisfaisante. Dans ce cas, et spécialement en ce qui concerne la pression d'échappement, il est recommandé d'effectuer des essais spéciaux pour déterminer les coefficients de correction.

Tous les essais d'une même série, au cours desquels on fait varier une condition (par exemple la pression d'échappement en admettant de l'air dans le condenseur), doivent être effectués le même jour, par le même personnel et avec les mêmes appareils. Un délai suffisant doit être laissé entre essais de la même série pour établir des conditions stables.

### 6.6.4 Correction par l'utilisation de courbes de correction généralisées

A défaut d'autres moyens disponibles pour la correction des résultats d'essai de rendement thermique d'une gamme étendue de turbines à condensation, il peut être fait usage, après accord, des courbes types de correction généralisées de l'annexe E en ce qui concerne les paramètres les plus importants. Ces courbes peuvent être utilisées seulement avec la procédure suivant 6.6a).

### 6.7 Variables à considérer dans la correction

Les corrections des résultats d'essai peuvent être effectuées seulement pour les écarts par rapport aux conditions de la garantie aux entrées et/ou sorties du système auquel on se réfère pour définir la garantie, ou pour des écarts à l'intérieur de ce système qui ne relèvent pas de la responsabilité du fournisseur de la turbine. Suivant le cas, «système» peut signifier:

- a) la turbine seule;
- b) la turbine et le poste d'eau d'alimentation avec ou sans les pompes;
- c) la turbine, le poste d'eau d'alimentation, le condenseur;
- d) la turbine, le poste d'eau d'alimentation, le condenseur et/ou la machine entraînée.

#### 6.7.1 Turbines avec poste de réchauffage de l'eau alimentaire

Dans la correction des résultats d'essai de rendement thermique ou de consommation spécifique de chaleur d'une turbine avec réchauffage de l'eau alimentaire, les écarts sur les paramètres suivants par rapport aux conditions de garantie doivent être pris en considération:

Catégorie 1:

- a) pression de la vapeur à l'admission,<sup>1)</sup>
- b) température de la vapeur à l'admission,
- c) température de la vapeur resurchauffée,
- d) perte de charge dans le resurchauffeur,
- e) pression à l'échappement, ou température à l'entrée du condenseur et débit de l'eau de refroidissement,
- f) si nécessaire, température finale de l'eau alimentaire,<sup>2)</sup>
- g) vitesse de rotation.

Variables supplémentaires pour turbines alimentées en vapeur humide:

- h) titre de la vapeur à l'admission,

<sup>1)</sup> Les écarts par rapport à la valeur spécifiée sur la pression de la vapeur à l'admission, résultant d'un écart par rapport à la valeur spécifiée sur le débit maximal de vapeur à l'admission des turbines à pression variable, dans les limites stipulées au contrat, doivent être pris en compte dans la correction.

<sup>2)</sup> Les écarts par rapport à la valeur spécifiée sur la température finale de l'eau alimentaire, résultant de l'écart terminal du réchauffeur supérieur ou de la perte de charge dans la tuyauterie par rapport à la valeur spécifiée sur la pression de vapeur soutirée, dans les limites stipulées au contrat, doivent être pris en compte dans la correction.

### 6.6.3 Tests to determine correction values

It is possible that the calculation of the correction factors referred to in 6.6.2 may not achieve a satisfactory standard of accuracy. In this event, and especially in relation to the exhaust pressure, it is recommended that special tests be carried out to determine the correction factors.

All tests of the same series in which one quantity is varied in a controlled way (e.g., the exhaust pressure by admitting air to the condenser) shall be run on the same day, by the same personnel and with the same apparatus. A sufficient interval of time shall be allowed between tests of the same series for stable conditions to be established.

### 6.6.4 Correction by use of generalized correction curves

The typical generalized correction curves in Appendix E may be used by agreement for the correction of thermal efficiency test results of a wide range of condensing turbines for the more important variables with sufficient accuracy, if no other means are available. They can be used for the procedure according to 6.6a) only.

### 6.7 Variables to be considered in the correction

Corrections of the test results may be made only for deviations from the guarantee conditions at the inlets to and/or outlets from the system, used as a basis for the definition of the guarantee, or for deviations inside this system, which are beyond the responsibility of the turbine supplier. In an individual case "system" can mean:

- a) turbine only;
- b) turbine and feed-water cycle with or without pumps;
- c) turbine, feed-water cycle, condenser;
- d) turbine, feed-water cycle, condenser and/or driven machine.

#### 6.7.1 Turbines with regenerative feed-water heating

When applying corrections to the results of thermal efficiency or heat rate tests on turbines with regenerative feed-water heating, deviations of the following from the guarantee conditions have to be considered:

Category 1:

- a) initial steam pressure,<sup>1)</sup>
- b) initial steam temperature,
- c) reheat steam temperature,
- d) pressure drop in the reheater,
- e) exhaust pressure or condenser cooling water inlet temperature and flow rate,
- f) final feed-water temperature, if required,<sup>2)</sup>
- g) speed.

Additional variables for turbines using wet steam:

- h) initial steam quality,

<sup>1)</sup> Deviations of initial steam pressure from the specified value, resulting from a deviation of the steam flow capacity of variable pressure turbines from the specified value within the limits stipulated in the contract, shall be considered in the correction.

<sup>2)</sup> Deviations of final feed-water temperature from the specified value, resulting from a deviation of the top heater terminal difference or steam extraction pipe pressure drop from the specified value within the limits stipulated in the contract, shall be considered in the correction.

- i) titre de la vapeur à la sortie du séparateur d'humidité,<sup>1)</sup>
- j) écart terminal du resurchauffeur,<sup>1)</sup>
- k) perte de charge dans le séparateur d'humidité et le resurchauffeur.<sup>1)</sup>

Catégorie 2:

- a) température des condensats à l'entrée du poste de réchauffage (sous-refroidissement des condensats dans le condenseur, influence des réfrigérants d'hydrogène et d'huile et du condenseur de l'éjecteur à vapeur),
- b) débit d'eau de désurchauffe de la vapeur surchauffée (sauf si cette eau est prélevée en fin du poste d'eau) et de la vapeur resurchauffée,
- c) écarts terminaux des réchauffeurs d'eau alimentaire, refroidisseurs de purges et désurchauffeurs,<sup>2)</sup>
- d) pertes de charge dans les tuyauteries de soutirage,<sup>2)</sup>
- e) augmentation de l'enthalpie de l'eau dans la pompe alimentaire,
- f) modification de la configuration du poste d'eau (par exemple contournement partiel ou total des réchauffeurs),
- g) eau d'appoint,
- h) niveau de l'eau alimentaire dans les capacités du circuit,
- i) débit de vapeur de l'éjecteur,
- j) débit et caractéristiques de la vapeur à l'admission de la turbine d'entraînement de la pompe alimentaire,
- k) toute autre addition ou extraction de chaleur (voir également 6.4),
- l) débit de vapeur à l'admission,<sup>3)</sup>
- m) perte de charge dans les soupapes de réglage en position d'ouverture partielle<sup>2)</sup>,
- n) tout autre écart par rapport aux conditions de la garantie.

Catégorie 3:

- a) facteur de puissance de l'alternateur,
- b) tension,
- c) pression et pureté du gaz de refroidissement de l'alternateur.

6.7.2 *Turbines qui ne comportent pas d'admission ou de prélèvements de vapeur (ou soutirages) après détente partielle*

Dans la correction des résultats d'essai de rendement thermique ou de consommation spécifique de vapeur de turbines qui ne comportent pas d'admission ou de prélèvements de vapeur (ou soutirages) après détente partielle, les écarts sur les paramètres suivants par rapport aux conditions de garantie, doivent être pris en considération:

- Catégorie 1: a) pression de vapeur à l'admission,  
b) température de vapeur à l'admission,

<sup>1)</sup> Uniquement si ces matériels ne sont pas fournis au titre du contrat.

<sup>2)</sup> Les écarts par rapport à la valeur spécifiée sur la température finale de l'eau alimentaire, résultant de l'écart terminal du réchauffeur supérieur ou de la perte de charge dans la tuyauterie par rapport à la valeur spécifiée sur la pression de vapeur soutirée, dans les limites stipulées au contrat, doivent être pris en compte dans la correction.

<sup>3)</sup> Les écarts par rapport à la valeur spécifiée sur la pression de la vapeur à l'admission, résultant d'un écart par rapport à la valeur spécifiée sur le débit maximal de vapeur à l'admission des turbines à pression variable, dans les limites stipulées au contrat, doivent être pris en compte dans la correction.

- i) steam quality at the outlet of the moisture separator,<sup>1)</sup>
- j) terminal difference of reheater,<sup>1)</sup>
- k) pressure drop in moisture separator and reheater.<sup>1)</sup>

Category 2:

- a) inlet temperature of condensate into feed-heating system (undercooling of condensate in condenser, influence of hydrogen cooler, oil cooler and ejector-steam condenser),
- b) water flow for spray attemperation in the superheater and the reheater unless this water is collected at the outlet of feed-heating system,
- c) terminal difference of feed-heaters, condensate coolers and desuperheaters,<sup>2)</sup>
- d) pressure drop in extraction lines,<sup>2)</sup>
- e) enthalpy rise of feed-water in the feed-pump,
- f) modifications of the configuration of the feed-heating system (e.g. total or partial by-pass of heaters),
- g) make-up water,
- h) level in feed-water reservoirs,
- i) steam-ejector steam flow,
- j) steam supply and steam inlet conditions of boiler feed-pump turbine,
- k) any other heat additions or extractions (see also 6.4),
- l) initial steam flow,<sup>3)</sup>
- m) pressure drop in regulating valve(s) in throttling position<sup>2)</sup>,
- n) any further deviations from guarantee conditions.

Category 3:

- a) generator power factor,
- b) voltage,
- c) generator cooling gas pressure and purity.

### 6.7.2 Turbines which have no provision for the addition or extraction of steam after partial expansion

When applying corrections to the results of thermal efficiency or steam rate tests on turbines which have no provision for the addition or extraction of steam after partial expansion, deviations of the following variables from the guarantee conditions have to be considered:

- Category 1: a) initial steam pressure,  
b) initial steam temperature,

<sup>1)</sup> Only if this equipment does not form part of the scope of the contract.

<sup>2)</sup> Deviations of final feed-water temperature from the specified value, resulting from a deviation of the top heater terminal difference or steam extraction pipe pressure drop from the specified value within the limits stipulated in the contract, shall be considered in the correction.

<sup>3)</sup> Deviations of initial steam pressure from the specified value, resulting from a deviation of the steam flow capacity of variable pressure turbines from the specified value within the limits stipulated in the contract, shall be considered in the correction.

- c) pression d'échappement, ou température et débit d'entrée de l'eau de refroidissement du condenseur,
- d) vitesse de rotation.

Catégorie 2: a) débit de vapeur à l'admission,<sup>1)</sup>

- b) perte de charge dans la ou les soupapes de régulation en position de laminage.<sup>2)</sup>

Catégorie 3: a) facteur de puissance de l'alternateur,

- b) tension,
- c) pureté et pression du gaz de refroidissement de l'alternateur.

### 6.7.3 Turbines avec soutirage de vapeur pour applications autres que le réchauffage d'eau d'alimentation (turbines à prélèvements de vapeur)

Dans la correction des résultats d'essai de rendement thermique, ou de consommation spécifique de vapeur, pour ce type de turbines, les écarts sur les paramètres suivants, par rapport aux conditions de garantie, doivent être pris en considération en plus de ceux indiqués en 6.7.2.

- Pression de la vapeur soutirée.
- Débit de vapeur soutirée.<sup>3)</sup>
- Perte de charge dans la ou les soupapes de régulation de soutirage en position de laminage.<sup>4)</sup>
- Ou toute autre variation par rapport aux conditions de garantie.

Si un système de réchauffage d'eau d'alimentation est également prévu, les corrections appropriées suivant 6.8.1 doivent être aussi effectuées.

### 6.7.4 Autres types de turbines

Cette catégorie comprend tous types de turbines à prélèvement de vapeur simple ou multiple, les turbines avec admission de vapeur en cours de détente, etc., non classées dans les paragraphes précédents.

En raison du nombre élevé de paramètres possibles pour la correction, une liste complète ne peut être donnée. Beaucoup de ces variables importantes sont, néanmoins, énumérées dans les paragraphes 6.8.1 à 6.8.3. D'autres variables appropriées peuvent être choisies pour chaque cas particulier.

<sup>1)</sup> La correction pour écart sur le débit de vapeur à l'admission est nécessaire seulement si la correction et la comparaison avec la garantie sont effectuées en se référant à un point garanti, et non à une courbe (voir 6.8.1).

<sup>2)</sup> Les valeurs garanties sont généralement spécifiées aux points d'attaque des soupapes (voir 3.6.1) et les essais sont effectués également aux points d'attaque des soupapes, en prenant en compte les limites d'écart par rapport aux conditions de la garantie précisées au tableau I. De ce fait, une correction n'est pas nécessaire. Si un point d'ouverture partielle est garanti (par exemple, turbine à admission totale avec laminage à charge partielle), l'essai doit être effectué avec la perte de charge par laminage spécifiée à la garantie, ou bien une correction doit être effectuée.

<sup>3)</sup> Les écarts par rapport à la valeur spécifiée sur la pression de la vapeur à l'admission résultant d'un écart par rapport à la valeur spécifiée sur le débit de vapeur maximal, dans les limites stipulées au contrat, doivent être pris en compte dans la correction.

<sup>4)</sup> La correction pour écart sur le débit de la vapeur soutirée est nécessaire seulement si la correction et la comparaison avec la garantie sont effectuées en se référant à un point garanti, et non à une courbe (voir 6.8).

- c) exhaust pressure or condenser cooling water inlet temperature and flow rate,
- d) speed.

Category 2: a) initial steam flow,<sup>1)</sup>

- b) pressure drop in regulating valve(s) in throttling position.<sup>2)</sup>

Category 3: a) generator power factor,

- b) voltage,
- c) generator cooling gas pressure and purity.

### 6.7.3 Turbines with steam extraction for purposes other than feed-water heating (extraction turbines)

When applying corrections to the results of thermal efficiency or steam rate tests, deviations of the following variables from the guarantee conditions have to be considered in addition to those indicated in 6.7.2.

- Extraction pressure.
- Extraction flow.<sup>3)</sup>
- Pressure drop in the extraction regulating valve(s) in throttling position.<sup>4)</sup>
- Any other deviations from guarantee conditions.

If a feed-heating system is connected to the turbine, relevant corrections in accordance with 6.8.1 shall also be made.

### 6.7.4 Other types of turbine

This category includes all types of single or multiple extraction turbines, and turbines with secondary initial steam, etc., not classified in the previous sub-clauses.

Because of the great number of possible variables for correction, an exhaustive list cannot be given. Many of the important variables, however, are listed in 6.8.1 to 6.8.3. Further relevant variables may have to be determined for each case.

<sup>1)</sup> A correction for differing initial steam flow is necessary only if correction and guarantee comparison are made to a guarantee point, not to a locus curve (see 6.8.1).

<sup>2)</sup> The guarantee values are specified normally for valve points (see 3.6.1) and tests are conducted at valve points also with due consideration for the limits of deviations from guarantee conditions specified in Table I. A correction is not then necessary. If a throttle point is guaranteed (e.g. full arc admission turbine with throttle regulation at part load) the test shall be made with the throttling pressure drop specified in the guarantee conditions, or a correction has to be made.

<sup>3)</sup> Deviations of initial steam pressure from the specified value, resulting from a deviation of the steam flow capacity of variable pressure turbines from the specified value within the limits stipulated in the contract, shall be considered in the correction.

<sup>4)</sup> A correction for differing extraction steam flow is necessary only if correction and guarantee comparison are made to a guarantee point, not to a locus curve (see 6.8).

### 6.8 Comparaison avec la garantie

La comparaison des résultats d'essai corrigés avec les valeurs garanties, spécifiées dans le contrat, doit être réalisée en conformité avec la méthode de correction choisie (voir 6.6).

Si l'on tient compte de l'incertitude de mesure du résultat de l'essai, la garantie est considérée comme obtenue si:

$$\eta_c + \tau_\eta \cdot \eta_m \geq \eta_g \quad (32)$$

sauf indication contraire dans le contrat (voir aussi 7.5).

Lorsque  $n$  points garantis sont donnés, la garantie est considérée comme obtenue si:

$$\sum_1^n (\eta_{ci} + \tau_{\eta i} \cdot \eta_{mi} - \eta_{gi}) \geq 0 \quad (33)$$

sauf indication contraire dans le contrat.

Si les différents points garantis sont pondérés dans le contrat, les facteurs de pondération doivent être appliqués de manière appropriée dans la comparaison avec la garantie.

#### 6.8.1 Comparaison avec une courbe de valeurs garanties

Si la garantie est donnée pour plusieurs points de fonctionnement, ayant des définitions semblables (en général, points d'attaque des soupapes), on peut établir une courbe des valeurs garanties.

Si les résultats de l'essai sont corrigés suivant 6.6a), la courbe doit être établie en fonction du débit de vapeur à l'admission  $\dot{m}_1$ , et l'on compare le résultat d'essai corrigé  $\eta_c$  avec la valeur  $\eta_g$  donnée par la courbe pour le débit à l'admission mesuré  $\dot{m}_{1,m}$  (voir figure 9a).

Si les résultats de l'essai sont corrigés suivant 6.6b), la courbe doit être établie en fonction de la puissance  $P$ , et l'on compare le résultat d'essai corrigé  $\eta_c$  avec la valeur  $\eta_g$  donnée par la courbe garantie pour la puissance garantie  $P_g$  (voir figure 9b).

### 6.8 *Guarantee comparison*

The comparison of corrected test results with the guarantee values specified in the contract shall be made in conformity with the correction method chosen (see 6.6).

Taking into account the measuring uncertainty of the test result, the guarantee is considered fulfilled if:

$$\eta_c + \tau_\eta \cdot \eta_m \geq \eta_g \quad (32)$$

unless otherwise stated in the contract (see also 7.5).

When  $n$  guarantee points are given, the guarantee is considered fulfilled if:

$$\sum_i^n (\eta_{ci} + \tau_{\eta_i} \cdot \eta_{mi} - \eta_{gi}) \geq 0 \quad (33)$$

unless otherwise stated in the contract.

If the different guarantee points are weighted in the contract, the weighting factors shall be applied correspondingly in the guarantee comparison.

#### 6.8.1 *Guarantee comparison with locus curve*

If several guarantee points with identical definition (normally “valve points”) are given, a locus curve of the guarantee values can be established.

If the test results have been corrected according to 6.6*a*), the locus curve shall be established as a function of initial steam flow  $\dot{m}_1$  and the corrected test result  $\eta_c$  compared with the value  $\eta_g$  of the guarantee curve at the measured initial steam flow  $\dot{m}_{1,m}$  (see Figure 9a).

If the test results have been corrected according to 6.6*b*), the locus curve shall be established as a function of output  $P$  and the corrected test result  $\eta_c$  compared with the value  $\eta_g$  of the guarantee curve at the guaranteed output  $P_g$  (see Figure 9b).

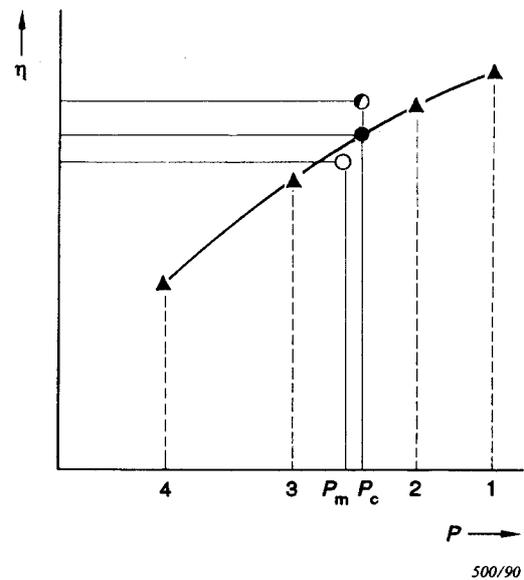
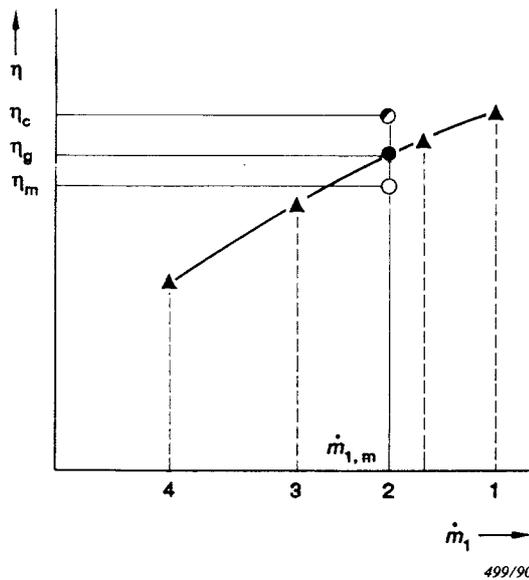


FIG. 9a. — Courbe de garantie en fonction du débit de vapeur à l'admission.

FIG. 9b. — Courbe de garantie en fonction de la puissance.

- ▲ Points garantis
- Points mesurés
- Points corrigés
- Point de courbe de valeurs garanties

FIG. 9. — Comparaison avec une courbe de valeurs garanties.

### 6.8.2 Comparaison avec un point de fonctionnement garanti

Pour faire une comparaison avec une seule valeur garantie, le résultat d'essai corrigé suivant 6.6a) doit être à nouveau corrigé, pour tenir compte de l'écart entre le débit à l'admission mesuré et le débit garanti.

Si le résultat d'essai est corrigé suivant 6.6b), la nouvelle correction doit tenir compte seulement de l'écart entre la puissance mesurée et la puissance corrigée.

### 6.8.3 Comparaison avec les garanties aux charges partielles

Si les garanties à charges partielles sont données pour une turbine à réglage par laminage à l'admission, le degré d'ouverture des soupapes de réglage doit être précisé. Le résultat de l'essai doit, alors, être également corrigé, pour tenir compte de la différence d'ouverture entre les conditions garanties et les conditions d'essai, d'une manière qui soit en conformité avec la méthode choisie selon 6.6; la comparaison avec la garantie peut alors être effectuée suivant 6.8.1 ou 6.8.2.

La valeur d'essai corrigée peut, également, être comparée avec la valeur donnée par la courbe de garantie, pour le même pourcentage du débit de vapeur maximal à l'admission ou de la puissance maximale, corrigée avec les soupapes à pleine ouverture. La valeur du débit de vapeur maximal à l'admission, ou de la puissance maximale de la turbine essayée, peut être très aisément déterminée par un essai effectué avec les soupapes à pleine ouverture.

### 6.8.4 Comparaison avec la garantie pour les turbines à prélèvements de vapeur

Si un diagramme de prélèvement de vapeur est garanti, ou peut être établi à partir des valeurs garanties pour une turbine à prélèvement de vapeur, la méthode suivant 6.6a) peut

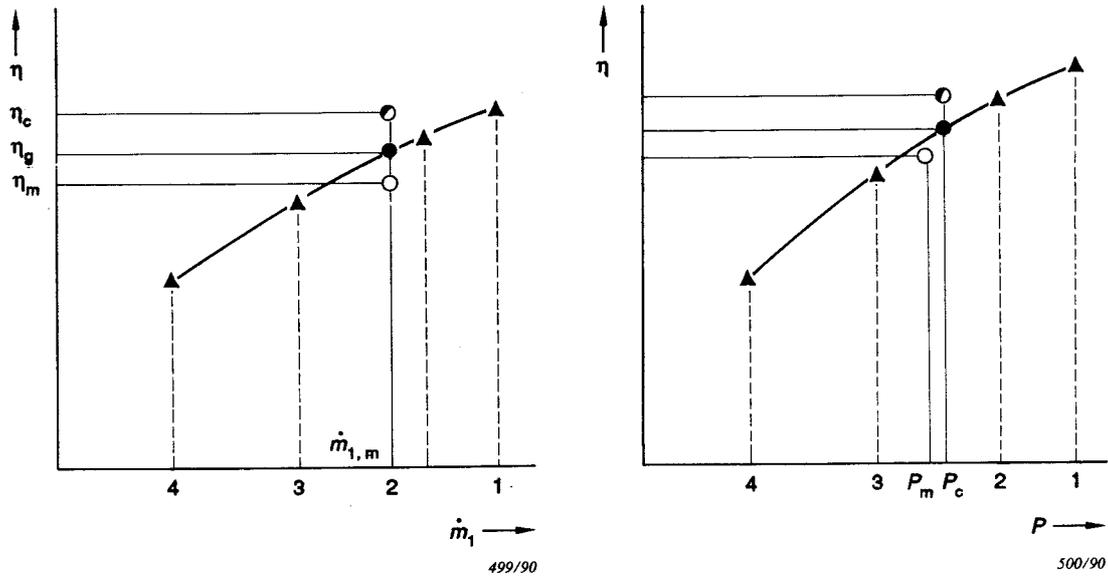


FIG. 9a. — Locus curve of initial steam flow.

FIG. 9b. — Locus curve as function of output.

- ▲ Guaranteed points
- Measured points
- Corrected points
- Guaranteed point on locus curve

FIG. 9. — Guarantee comparison on locus curve.

6.8.2 *Guarantee comparison with guarantee point*

For comparison with a single guarantee value, a test result corrected according to 6.6a) has to be corrected further for the influence of the difference between measured initial steam flow and guaranteed steam flow.

If the test result has been corrected according to 6.6b), only the difference between the corrected output and the guarantee output shall be considered for the further correction.

6.8.3 *Guarantee comparison for turbines with throttle governing*

If guarantees at partial loads are given for turbines with throttle governing, the amount of throttling in the control valves shall also be stated. The test result then has to be corrected also for the difference in throttling between guarantee condition and test conditions in a way which is in accordance with the method chosen in 6.6. Then the guarantee comparison can be made according to 6.8.1 or 6.8.2.

Alternatively, the corrected test value can be compared with the value of the guarantee locus curve at the same percentage value of initial steam flow capacity or of corrected maximum output with valves wide open. The necessary value of the initial steam flow capacity or maximum output of the tested turbine can most conveniently be determined by a test with valves wide open.

6.8.4 *Guarantee comparison for extraction turbines*

If an extraction diagram is guaranteed or can be established from the guarantee values for an extraction turbine, the method according to 6.6.a) can be applied. The extraction line for

être appliquée. Si la courbe de prélèvement de vapeur est réalisée à partir des débits de vapeur soutirée mesurés aux essais et est utilisée comme courbe de garantie, la correction et la comparaison avec la garantie sont alors effectuées avec des débits de vapeur à l'admission et soutirés constants.

### 6.9 Détérioration des performances de la turbine (vieillesse)

L'essai doit être effectué aussitôt que possible après la première mise en service (voir 3.3.1) ou après un arrêt pour inspection permettant de corriger un défaut interne risquant d'affecter les performances de la turbine. Si ces conditions ne peuvent être remplies et si les mesures comparatives pour déterminer l'état de la turbine à vapeur suivant 3.5 n'ont pas été effectuées, la détérioration générale réelle ne peut être déterminée.

S'il y a tout lieu de penser que l'unité est exempte de détériorations partielles, ou de dépôts, une valeur moyenne de la détérioration par vieillissement (voir 3.4.2) peut faire l'objet d'un accord entre les deux parties intéressées à l'essai, et être prise en compte dans la comparaison des résultats de l'essai avec la garantie. S'il n'existe pas d'accord particulier, la règle suivante, qui représente la détérioration moyenne pour les unités des centrales à combustible fossile, est donnée à titre de référence pour la procédure à suivre:

Tolérance de détérioration moyenne par vieillissement:

Puissance de la turbine $P$	Délai entre le premier couplage et l'essai <sup>2)</sup>		
	2 à 12 mois	12 à 24 mois	
$\leq 150$ MW	0,1	0,06	% par mois
$> 150$ MW	$0,1 \sqrt{\frac{150^1}{P}}$	$0,06 \sqrt{\frac{150^1}{P}}$	% par mois

<sup>1)</sup>  $P$  en MW.

<sup>2)</sup> Les périodes durant lesquelles les corps de la turbine sont ouverts ne seront pas prises en considération.

## 7. Incertitude de mesure

### 7.1 Généralités

La mesure de chaque quantité prise en compte dans le calcul du résultat de l'essai est sujet à un degré d'erreur qui dépend de la qualité des appareils de mesure et des conditions dans lesquelles sont effectuées les mesures. Le résultat de l'essai est soumis à un degré d'incertitude dépendant de l'effet combiné de toutes les erreurs de mesure.

Dans l'annexe F sont données une brève définition de l'incertitude de mesure et une justification de l'application des méthodes statistiques dans des circonstances particulières d'essais de réception thermique.

D'après l'annexe F, l'incertitude de mesure d'une variable est définie comme la limite de confiance de l'erreur de mesure totale pour une probabilité statistique de  $P = 95\%$ . Ces limites de confiance, pour des mesures individuelles, ne peuvent être déterminées à partir des lectures d'un essai de réception.

Les limites de confiance peuvent être trouvées comme suit:

- à partir des recommandations et normes de mesure pour certaines mesures (par exemple mesures de débits);
- à partir des classes de précision (limite d'erreur) indiquées par le fabricant des appareils (par exemple, manomètres Bourdon, wattmètres);

the measured extraction steam flow is determined by interpolation and used as the guarantee locus curve. Correction and guarantee comparison are then made with constant initial and extraction steam flow.

### 6.9 Deterioration of turbine performance (ageing)

The test shall be conducted as soon as practicable after initial start up (see 3.3.1) or after an inspection provided any deficiency in the unit affecting performance has been corrected. If these conditions cannot be met and comparison measurements for determination of the condition of the steam turbine according to 3.5 have not been made, the actual overall deterioration cannot be determined.

If there is reasonable assurance that the unit is free of partial damage and deposits, an average value of the deterioration by ageing (see 3.4.2) may be agreed by the parties to the test and taken into account in the comparison of the test results with guarantee. If no special agreement exists, the following rule, which represents average deterioration for fossil fuel fired units, is given for guidance on the action to be taken:

Allowance for average deterioration by ageing:

Turbine rating $P$	Time between first synchronization and test <sup>2)</sup>		
	2 to 12 months	12 to 24 months	
$\leq 150$ MW	0.1	0.06	% per month
$> 150$ MW	$0.1 \sqrt{\frac{150^1)}{P}}$	$0.06 \sqrt{\frac{150^1)}{P}}$	% per month

<sup>1)</sup>  $P$  in MW.

<sup>2)</sup> Periods during which the turbine casings are open will not be considered.

## 7. Measuring uncertainty

### 7.1 General

The measurement of each quantity entering into the computation of the test result is liable to some degree of error which depends on the quality of the measuring instruments and the conditions of the measurement. The test result is subject to a degree of uncertainty depending on the combined effect of all the errors of measurement.

A short statistical definition of measuring uncertainty and a justification for the application of statistical methods under the special circumstances of thermal acceptance tests are given in Appendix F.

According to Appendix F, the measuring uncertainty of a variable is established as a confidence limit of the total measuring error for a statistical probability of  $P = 95\%$ . These confidence limits for individual measurements cannot be determined from the readings of an acceptance test.

Confidence limits can be determined as follows:

- a) from the measuring recommendations and standards;
- b) from the accuracy classes (error limit) indicated by the instrument manufacturer (e.g. Bourdon gauges, wattmeters);

- c) à partir de la précision d'étalonnage d'un appareil de mesure (par exemple transducteur de signal) stipulée dans le certificat d'étalonnage;
- d) à partir de l'incidence d'une erreur inévitable de montage;
- e) à partir de l'expérience générale de mesure (par exemple, mesure de pression différentielle au moyen d'un manomètre à tube en U).

Les mesures effectuées avec des appareils étalonnés, où la moyenne des lectures est corrigée pour tenir compte des écarts de l'appareil déterminés par l'étalonnage, peuvent tout de même être affectées par les erreurs dues aux différentes conditions pendant la mesure et l'étalonnage. Ces erreurs sont également liées à la classe de précision de chaque appareil; elles devront être prises en compte, si nécessaire, en prenant une partie comprise entre 0 et 100% de la classe de précision pour déterminer l'incertitude totale conformément aux lois générales de propagation des erreurs.

Dans le cas de mesures multiples (voir 5.2.3.2), l'incertitude de mesure  $V_{\bar{x}}$  de la valeur moyenne pondérée  $\bar{x}$  de plusieurs mesures indépendantes  $x_j$  de la même variable  $x$  sera approximativement:

$$V_{\bar{x}} = \pm \frac{1}{\sqrt{\sum (1/V_{x_j})^2}} \quad (34)$$

Les méthodes pour la détermination des incertitudes pour des variables individuelles et des résultats sont données dans les paragraphes qui suivent.

Les données sur les incertitudes de mesure, résultant de l'expérience générale, se trouvent à l'article 4, tableau II.

## 7.2 Détermination de l'incertitude de mesure des propriétés de la vapeur et de l'eau

### 7.2.1 Pression

Dans les mesures de pression effectuées à l'aide de manomètres à poids mort, de manomètres de Bourdon et de transducteurs, l'incertitude de mesure est déterminée par la classe de précision des appareils de mesure et par les limites d'erreur de l'étalonnage. Pour les mesures de pression effectuées avec des manomètres à liquide, l'incertitude de mesure dépend, entre autres, des fluctuations de la colonne, de la forme du ménisque et de la qualité du dispositif de lecture du niveau.

La précision de mesure est également affectée par la conception et l'emplacement de la prise de pression, la température ambiante et les vibrations.

### 7.2.2 Température

Pour les mesures de température effectuées avec des thermomètres à liquide en verre, la limite d'erreur d'étalonnage doit être considérée comme étant l'incertitude de mesure de l'élément détecteur. Dans les mesures de température effectuées avec des thermocouples ou thermomètres à résistance, l'incertitude de mesure est établie à partir de la limite d'erreur de la courbe des forces électromotrices ou des limites d'erreur de la résistance de mesure (ces limites peuvent être déduites par un étalonnage) et à partir des classes de précision des appareils de mesure (potentiomètre, voltmètre digital, etc.).

L'incertitude des mesures de température risque d'être considérablement augmentée par l'installation incorrecte d'éléments détecteurs, par l'incertitude de la correction de température de la colonne dans les thermomètres à liquide en verre, par une mauvaise température de la soudure froide, par une différence de température entre bornes de liaison, ainsi que par les erreurs dues à une répartition irrégulière de la température ou à des perturbations dans l'écoulement.

- c) from the calibration accuracy of a measuring instrument (e.g. signal transducer) as stated in the calibration certificate;
- d) from the influence of an unavoidable installation error;
- e) from general measuring experience (e.g. differential pressure measurement by U-tube manometer).

Measurements with calibrated instruments, where the average of the readings is corrected for instrument deviations as determined by the calibration, may still be influenced by errors due to different conditions during the measurement and calibration. These errors are also related to the accuracy class of each instrument. Allowance — if necessary — should be made for these errors by taking into account a part between 0 and 100% of the accuracy class for the determination of the total uncertainty according to the general error propagation laws.

In the case of multiple measurement (see 5.2.3.2), the measuring uncertainty  $V_{\bar{x}}$  of the weighted average value  $\bar{x}$  of several independent measurements  $x_j$  of the same variable  $x$  will be approximately:

$$V_{\bar{x}} = \pm \frac{1}{\sqrt{\sum (1/V_{x_j})^2}} \quad (34)$$

The methods for the determination of uncertainties for individual variables and results are given in the following sub-clauses.

Data on measuring uncertainties according to general experience are provided in clause 4, Table II.

## 7.2 *Determination of measuring uncertainty of steam and water properties*

### 7.2.1 *Pressure*

In pressure measurement with deadweight gauges, Bourdon tube type gauges and transducers, the measuring uncertainty is determined by the accuracy class of the instruments and the error limits of the calibration. In pressure measurements with liquid manometers the measuring uncertainty depends, inter alia, on the fluctuations of the column, the shape of the meniscus and the quality of the means for reading the liquid level.

Measuring accuracy is also influenced by the design and location of the pressure tapping, the ambient temperature and vibrations.

### 7.2.2 *Temperature*

In temperature measurements with liquid-in-glass thermometers, the error limit of calibration shall be deemed to be the measuring uncertainty of the sensing element. In temperature measurements with thermocouples or resistance thermometers, the measuring uncertainty is established from the error limit of the emf. curve or the error limits of the measuring resistance (both of which can be limited by calibration) and from the accuracy classes of the measuring instruments (potentiometer, digital voltmeter, etc.).

The measuring uncertainty of temperature measurements is liable to be considerably increased by inappropriate installation of sensing elements, uncertainty of the temperature correction of the column of a liquid-in-glass thermometer, inaccurate cold junction temperature, differing terminal temperature, errors due to non-uniform temperature distribution or to flow disturbances.

### 7.2.3 Enthalpie et différence d'enthalpie

La détermination de l'enthalpie se fait en général à partir des lectures des appareils de mesure de pression et de température. Les incertitudes de ces quantités sont donc comprises dans l'incertitude de l'enthalpie. Il faut toutefois tenir compte de la tolérance  $R_h$  des valeurs des tables de vapeur pour l'enthalpie. L'incertitude d'une valeur d'enthalpie est:

a) Vapeur surchauffée

$$V_h = \pm \sqrt{\left(\frac{\delta h}{\delta T} V_T\right)^2 + \left(\frac{\delta h}{\delta p} V_p\right)^2 + R_h^2} \quad (35)$$

b) Vapeur humide

$$V_h = \pm \sqrt{\left[(1-x)\frac{\delta h'}{\delta p_{\text{sat}}} + x\frac{\delta h''}{\delta p_{\text{sat}}}\right]^2 \cdot V_{p_{\text{sat}}}^2 + (h'' - h') \cdot V_x^2 + R_{h'}^2 + R_{h''}^2} \quad (36)$$

$p_{\text{sat}}$  peut être remplacé par  $t_{\text{sat}}$ .

Lorsque l'on établit l'incertitude de différences d'enthalpie, les tolérances des tables de vapeur ne peuvent pas toujours être appliquées en totalité. Trois cas doivent être distingués:

a) Apport isobare de chaleur avec changement de phase (par exemple dans un générateur de vapeur) entre les valeurs  $h_i$  et  $h_j$

$$V_{\Delta h} = \pm \sqrt{V_{h_i}^2 + V_{h_j}^2} \quad (37)$$

où  $V_{h_i}$  et  $V_{h_j}$  sont calculées suivant l'équation (35).

b) Apport isobare de chaleur sans changement de phase (par exemple dans le resurchauffeur) entre les valeurs d'enthalpie  $h_i$  et  $h_j$

$$V_{\Delta h} = \pm \sqrt{V_{h_i}^2 + V_{h_j}^2 + \left[\left(\frac{R_{h_i}}{h_i}\right)^2 + \left(\frac{R_{h_j}}{h_j}\right)^2\right] (h_i - h_j)^2} \quad (38)$$

où  $R_{h_i}$  et  $R_{h_j}$  représentent les tolérances des tables de vapeur pour  $h_i$  et  $h_j$ .

Dans ce cas, les valeurs d'incertitude  $V_{h_i}$  et  $V_{h_j}$  sont établies sans les tolérances des tables de vapeur, c'est-à-dire en prenant  $R_h = 0$  dans l'équation (35).

c) Détente isentropique dans une turbine à vapeur (chute d'enthalpie)

$$V_{\Delta h} = \pm \sqrt{V_{h_i}^2 + V_{h_j}^2 + (h_i - h_j)^2 A^2 (s)} \quad (39)$$

Les valeurs d'incertitude  $V_{h_i}$  et  $V_{h_j}$  doivent être établies comme dans le cas b) avec  $R_h = 0$  de l'équation (35). Pour déterminer  $V_{h_i}$ , utiliser  $V_{t_i} = 0$ . Le facteur  $A_{(s)}$  est donné comme fonction de l'entropie  $s$  dans la figure 10.

### 7.2.3 Enthalpy and enthalpy difference

The enthalpy is usually determined from the instrument readings for pressure and temperature. The uncertainties of these quantities are therefore included in the uncertainty of the enthalpy. Further allowance shall be made for the tolerance  $R_h$  of steam table values for the enthalpy. The uncertainty of an enthalpy value is:

#### a) Superheated steam

$$V_h = \pm \sqrt{\left(\frac{\delta h}{\delta T} V_T\right)^2 + \left(\frac{\delta h}{\delta p} V_p\right)^2 + R_h^2} \quad (35)$$

#### b) Wet steam

$$V_h = \pm \sqrt{\left[(1-x)\frac{\delta h'}{\delta p_{\text{sat}}} + x\frac{\delta h''}{\delta p_{\text{sat}}}\right]^2 \cdot V_{p_{\text{sat}}}^2 + (h'' - h') \cdot V_x^2 + R_{h'}^2 + R_{h''}^2} \quad (36)$$

$p_{\text{sat}}$  can be replaced by  $t_{\text{sat}}$ .

In establishing the uncertainty of enthalpy differences, the steam table tolerance cannot always be applied in full. Three cases shall be distinguished:

#### a) Isobaric heat addition with change of phase, for example in a steam generator between the enthalpy values $h_i$ and $h_j$

$$V_{\Delta h} = \pm \sqrt{V_{h_i}^2 + V_{h_j}^2} \quad (37)$$

where  $V_{h_i}$  and  $V_{h_j}$  are calculated according to equation (35).

#### b) Isobaric heat addition without change of phase (e.g. in reheating) between the enthalpy values $h_i$ and $h_j$

$$V_{\Delta h} = \pm \sqrt{V_{h_i}^2 + V_{h_j}^2 + \left[\left(\frac{R_{h_i}}{h_i}\right)^2 + \left(\frac{R_{h_j}}{h_j}\right)^2\right] (h_i - h_j)^2} \quad (38)$$

where  $R_{h_i}$  and  $R_{h_j}$  represent the steam table tolerance of  $h_i$  and  $h_j$ .

The uncertainty values  $V_{h_i}$  and  $V_{h_j}$  are established in this case without the steam table tolerance, i.e. using  $R_h = 0$  in equation (35).

#### c) Isentropic expansion in a steam turbine (enthalpy drop)

$$V_{\Delta h} = \pm \sqrt{V_{h_i}^2 + V_{h_j}^2 + (h_i - h_j)^2 A^2(s)} \quad (39)$$

The uncertainty values  $V_{h_i}$  and  $V_{h_j}$  shall be established as in case b) with  $R_h = 0$  from equation (35). To determine  $V_{h_i}$ , use  $V_{t_i} = 0$ . The factor  $A(s)$  is given as a function of the entropy  $s$  in Figure 10.

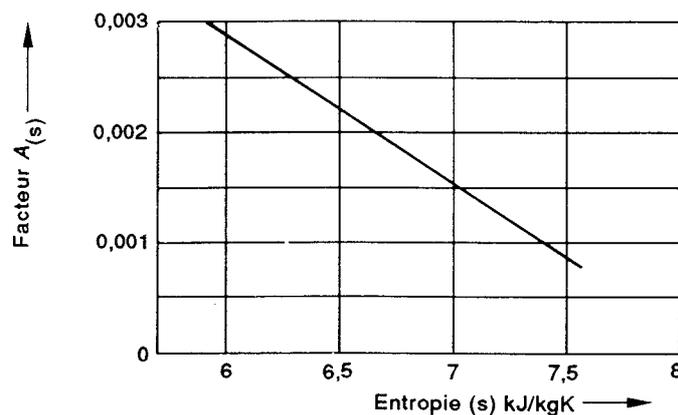


FIG. 10. — Facteur de correction pour les tolérances de tables de vapeur.

### 7.3 Calcul de l'incertitude de mesure de la puissance

#### 7.3.1 Mesures électriques

Suivant la loi de la propagation des erreurs, l'incertitude de mesure de la puissance électrique se calcule généralement en faisant la somme géométrique des incertitudes de mesure individuelle des transformateurs, des wattmètres, des résistances en série, etc.

Lorsque les courbes ou tableaux des erreurs systématiques décelables sont disponibles (à partir de l'étalonnage d'une quelconque partie des appareils de mesure), elles doivent être utilisées pour corriger la puissance électrique qui a été mesurée (voir 4.2.6 et 4.2.7). Les limites d'incertitude individuelle telles qu'elles sont indiquées dans les certificats d'étalonnage doivent établir de façon nette l'incertitude de mesure de la puissance électrique (voir également 7.1).

Lorsque l'on ne dispose pas d'éléments sur les erreurs systématiques décelables, le calcul de l'incertitude de la puissance totale doit être basé sur les classes de précision individuelles des éléments des équipements de mesure.

Dans de tels cas, il est important de noter que la classe de précision des transformateurs est fonction des valeurs d'intensité et de tension.

La classe de précision d'un wattmètre doit correspondre à la valeur d'échelle réelle de la lecture.

La pratique a montré que les erreurs des rapports de transformation ainsi que les erreurs d'angle de phase de transformateurs identiques, ayant leurs conducteurs de phase parallèles, ne sont pas entièrement indépendantes. Cela est également applicable à l'étalonnage des transformateurs. En conséquence, dans les mesures polyphasées (méthodes des deux wattmètres ou des trois wattmètres), la somme des erreurs est partiellement arithmétique.

La séparation des erreurs géométriques et arithmétiques, et leur somme, est détaillée à l'annexe G. Cela comprend un certain nombre de formules pour le calcul de l'incertitude de mesure de la puissance électrique, pour les mesures biphasées et triphasées, avec wattmètres et waththeuremètres respectivement.

#### 7.3.2 Mesures mécaniques

Suivant la loi de propagation des erreurs, l'incertitude de mesure est déterminée à partir des incertitudes de mesure de vitesse et de couple. L'incertitude de mesure du couple doit être établie sur la base de la procédure de mesure et des limites d'erreur d'étalonnage.

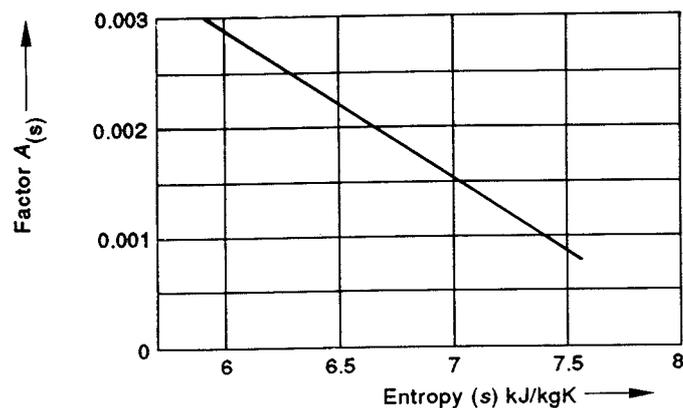


FIG. 10. — Correction factor for steam table tolerance.

### 7.3 Calculation of measuring uncertainty of output

#### 7.3.1 Electrical measurement

According to the law of error propagation, the uncertainty of the measurement of the electrical power is in general calculated as the geometric summation of the individual measurement uncertainties of the transformers, the wattmeters, the series resistors, etc.

When curves or tables of the detectable systematic errors are available (from calibration of any part of the measuring equipment), these shall be used to correct the electrical power that has been measured (see 4.2.6, 4.2.7). The individual uncertainty limits as indicated in the certificates of the calibrations shall be decisive in establishing the measurement uncertainty of the electrical power (see also 7.1).

Where no details of detectable systematic errors are available, the calculation of the uncertainty of the total power shall be based on the accuracies class of the individual items of the measuring equipment.

In such cases, it is important to note the dependency of the accuracy class of the transformers on the values of current and voltage.

The accuracy class of a wattmeter shall be related to the actual scale value of the reading.

Practical experience has shown that the transforming ratio errors, as well as the phase-angle errors of equal transformers in parallel phases, are not fully independent. This also applies to the calibration of transformers. Therefore, in polyphase measurements (two-wattmeter or three-wattmeter method) the summation of errors is partially arithmetical.

In Appendix G, the separation of geometric and arithmetical errors and their summation is given in detail. It includes a number of formulae to calculate the measurement uncertainty of electrical power for two- and three-phase measurements, with wattmeters and watt-hour-meters, respectively.

#### 7.3.2 Mechanical measurement

According to the law of error propagation, the measuring uncertainty is determined from the measuring uncertainties for speed and torque. The measuring uncertainty of the torque shall be established on the basis of the measuring procedure and the error limits of calibration.

### 7.3.3 *Marge d'incertitude supplémentaire due aux conditions de charge instables*

Si, au cours d'un essai, les fluctuations de puissance par rapport à la valeur moyenne excèdent  $\pm 5\%$  (voir 3.8), on peut éviter le rejet de cet essai après accord sur une marge d'incertitude supplémentaire pour compenser les erreurs additionnelles de mesure. Elle dépend de l'amplitude des fluctuations et peut en conséquence être déterminée comme suit: la moyenne des valeurs absolues des écarts des lectures individuelles de puissance par rapport à la valeur moyenne est calculée.

$$\tau_{\Delta P} = \frac{2 (\text{moyenne calculée ci-dessus}) - 1}{6} (\%) \quad (40)$$

$\tau_{\Delta P}$  doit être ajouté arithmétiquement à l'incertitude totale de la mesure de puissance. La tolérance  $\tau_{\Delta P}$  est seulement applicable, lorsque la moyenne calculée ci-dessus est supérieure à 0,5%.

## 7.4 *Détermination de l'incertitude de mesure du débit masse*

### 7.4.1 *Incertitude de mesure du débit masse*

L'incertitude de mesure dépend des fluctuations de lecture, de la forme du ménisque et de la qualité du curseur ou autre dispositif utilisé pour la lecture du niveau du mercure.

Des erreurs systématiques non décelables peuvent apparaître, si la colonne ne peut être observée directement (en raison de poussières dans le liquide, de l'adhérence de gouttelettes, ou de l'influence des champs externes d'appareils magnétiques).

Par suite des variations de niveau de liquide dans les capacités de stockage pendant l'essai, la lecture des appareils de mesure de pression différentielle peut être soumise à des fluctuations lentes mais considérables. De telles fluctuations lentes ne doivent pas être prises en considération lorsque l'on établit l'incertitude d'une mesure de pression différentielle.

L'incertitude de la mesure du débit masse est alors déterminée pour des diaphragmes à arête vive ou des tuyères avec prise de pression dans la paroi en conformité avec l'ISO 5167. Si le dispositif à pression différentielle a été étalonné, l'incertitude du coefficient de dilatation peut être évaluée à partir des conditions d'étalonnage.

### 7.4.2 *Incertitude des mesures multiples du débit principal*

Si le débit principal a été déterminé par des mesures multiples ou par l'application de bilans de débits masses (voir 5.2.3.3), leur compatibilité mutuelle doit être vérifiée (voir 5.2.3.1). Dans le cas d'incompatibilité, tous les dispositifs de pression différentielle pouvant être inspectés (voir 4.3.2.3) doivent subir une vérification quant à leur état et dimension. Une valeur moyenne pondérée est calculée à partir des valeurs mesurées de tous les dispositifs à pression différentielle ayant été trouvés en état correct, et les valeurs mesurées de tous les dispositifs à pression différentielle ne pouvant être inspectés sont vérifiées pour leur compatibilité avec cette valeur moyenne (voir 5.2.3.1).

Une valeur incompatible devra être, soit éliminée des calculs, ou sa valeur d'incertitude doit être augmentée jusqu'à ce que sa compatibilité soit obtenue. La décision doit faire l'objet d'un accord en envisageant les possibilités de conditions de cycles imparfaites et/ou les imperfections du dispositif de pression différentielle.

La possibilité d'erreurs sur divers dispositifs de pression différentielle non vérifiés et engendrée par la même cause (usure des arêtes des diaphragmes, détérioration des conduites due à leur nettoyage par agent chimique, ou par soufflage, etc.) devra être prise en considération.

### 7.3.3 *Additional uncertainty allowance because of unsteady load conditions*

If, during the test period, the output fluctuations above and below the mean value exceed  $\pm 5\%$  (see 3.8), rejection of the test may be avoided by agreeing on an additional uncertainty allowance to compensate for the additional measurement errors. It depends on the magnitude of the fluctuations and can therefore be determined as follows:

the absolute values of the deviations of the individual output readings from the mean value are averaged.

$$\tau_{\Delta P} = \frac{2 (\text{mean absolute deviation}) - 1}{6} (\%) \quad (40)$$

$\tau_{\Delta P}$  is to be added arithmetically to the total uncertainty of the output measurement. The allowance  $\tau_{\Delta P}$  is applicable only if the mean absolute deviation is greater than 0.5%.

## 7.4 *Determination of measuring uncertainty of mass flow*

### 7.4.1 *Measuring uncertainty of mass flow measurements*

The measuring uncertainty depends on the fluctuations of the reading, the shape of the meniscus and the quality of the cursor or other device which assists reading of the mercury level.

Non-detectable systematic errors can occur if the column cannot be observed directly (due to dirt in the sealing liquid, clinging of droplets or the influence of extraneous fields on a magnetic instrument).

Due to changes in liquid levels in storage volumes during tests, the reading of differential pressure measuring instruments may be subject to slow but considerable fluctuations. Such slow fluctuations shall not be taken into account in establishing the uncertainty of a differential pressure measurement.

The uncertainty of mass flow measurement is then determined for sharp-edged orifice plates or wall tap nozzles according to ISO 5167. If the differential pressure device has been calibrated, the uncertainty of the expansion coefficient may be estimated from the calibration conditions.

### 7.4.2 *Measuring uncertainty of multiple measurements of primary flow*

If primary flow has been determined by multiple measurements or by application of mass flow balances (see 5.2.3.3), their mutual compatibility has to be checked (see 5.2.3.1). In the case of incompatibility, all pressure difference devices which can be inspected (see 4.3.2.3) shall be checked for condition and size. A weighted average value is calculated from the measured values of all pressure difference devices which have been found in good order, and the measured values of all pressure difference devices without possibility of inspection are checked for compatibility with this average value (see 5.2.3.1).

An incompatible value should either be eliminated from further evaluation or its uncertainty value increased until compatibility is achieved. The decision has to be made with due consideration to the possibilities of imperfect cycle conditions and/or imperfections of the differential pressure device.

The possibility of errors at several uninspected differential pressure devices due to the same basic reason (unsharpness of edges or orifices due to wear, damage due to blowing out of pipeline, or chemical cleaning, etc.) should be duly considered in the evaluation.

Si les valeurs mesurées par un dispositif à pression différentielle vérifié, et ayant été trouvé en état correct, ne sont pas compatibles et si leurs valeurs d'incertitude ont été déterminées correctement, une évaluation en tant que mesure multiple conformément à 5.2.3.2 n'est pas possible. Les raisons de l'incompatibilité doivent être étudiées.

La valeur du débit principal est calculée à partir des valeurs mesurées compatibles restantes suivant 5.2.3.2. Sa valeur d'incertitude est déterminée suivant 7.1.

#### 7.4.3 Marge d'incertitude pour les imperfections de cycle

Pour tenir compte des conditions imparfaites du cycle eau-vapeur (débits secondaires inconnus, isolement imparfait, etc.) une marge d'incertitude supplémentaire égale à 50% du total des fuites non prises en compte, qui entre dans les calculs du débit de vapeur à l'admission (voir 5.2.3.4), est ajoutée arithmétiquement à l'incertitude de mesure du débit principal ou à l'incertitude moyenne du débit moyen principal (voir 7.4.2).

### 7.5 Calcul de l'incertitude de mesure des résultats

#### 7.5.1 Généralités

L'incertitude de mesure des résultats est calculée par application de la loi de la propagation des erreurs à partir des incertitudes des valeurs mesurées suivant l'annexe F, en prenant en considération les interdépendances éventuelles des variables et leurs incertitudes.

#### 7.5.2 Incertitude de mesure du rendement thermique

Pour une centrale à turbine à condensation sans resurchauffe, le rendement thermique  $\eta_t$  est défini en 2.4.

Son incertitude relative de mesure est:

$$\tau_{\eta_t} = \pm \sqrt{\tau_{\dot{m}_1}^2 + \tau_{\Delta h_{11,1}}^2 + \tau_P^2} \quad (41)$$

Pour une centrale à turbine à condensation avec simple resurchauffe, le rendement thermique est défini en 2.4.

En principe, le débit masse  $\dot{m}_3$  du resurchauffeur n'est pas mesuré séparément, mais calculé à l'aide de débits masses secondaires, à partir du débit masse de vapeur à l'admission corrigé. Dans le cas présent, cette relation doit être introduite dans l'équation pour le rendement thermique avant de calculer l'incertitude de mesure.

Dans l'exemple donné dans l'annexe D, le débit masse du resurchauffeur est établi à partir de l'équation:

$$\begin{aligned} \dot{m}_3 &= \tilde{\dot{m}}_1 - \dot{m}_{A5} - \dot{m}_{p1} - \dot{m}_{p2} - 0.5 \dot{m}_{V3} \\ &= \tilde{\dot{m}}_1 - \sum \dot{m}_j \end{aligned} \quad (42)$$

ce qui, introduit dans l'équation (2), donne le rendement thermique:

$$\eta_t = \frac{P}{\tilde{\dot{m}}_1 (\Delta h_{11,1} + \Delta h_{2,3}) - \Delta h_{2,3} \sum \dot{m}_j} \quad (43)$$

If measured values of inspected differential pressure devices which have been found in good condition are not compatible and their uncertainty values have been determined correctly, an evaluation as multiple measurement according to 5.2.3.2 is not possible. The reasons for incompatibility are to be investigated further.

The value of the primary flow is calculated from the remaining compatible measured values according to 5.2.3.2. Its uncertainty value is determined according to 7.1.

#### 7.4.3 Uncertainty allowance for cycle imperfections

To allow for imperfect conditions of the water-steam-cycle (unknown secondary flows, imperfect isolation, etc.), an additional uncertainty allowance equal to 50% of the part of the total unaccounted-for leakages, which enters into the further evaluation of the initial steam flow (see 5.2.3.4), is added arithmetically to the measuring uncertainty of the primary flow or the average uncertainty of the average primary flow (see 7.4.2).

### 7.5 Calculation of measuring uncertainty of results

#### 7.5.1 General

The measuring uncertainty of the results is calculated by application of the law of error propagation from the uncertainties of the measured values according to Appendix F with due consideration of eventual interdependences of the variables and their uncertainties.

#### 7.5.2 Measuring uncertainty of thermal efficiency

For a non-reheat condensing turbine plant, the thermal efficiency  $\eta_t$  is defined in 2.4.

Its relative measuring uncertainty is:

$$\tau_{\eta_t} = \pm \sqrt{\tau_{\dot{m}_1}^2 + \tau_{\Delta h_{11,1}}^2 + \tau_p^2} \quad (41)$$

For a single-reheat condensing turbine plant, the thermal efficiency is defined in 2.4.

Normally, the reheater mass flow  $\dot{m}_3$  is not measured independently, but calculated with the aid of secondary mass flows from the corrected initial steam mass flow. In the present case this relationship shall be introduced in the equation for the thermal efficiency before the measuring uncertainty is calculated.

In the example given in appendix D, the reheater mass flow is established from the equation:

$$\begin{aligned} \dot{m}_3 &= \tilde{\dot{m}}_1 - \dot{m}_{A5} - \dot{m}_{p1} - \dot{m}_{p2} - 0.5 \dot{m}_{V3} \\ &= \tilde{\dot{m}}_1 - \Sigma \dot{m}_j \end{aligned} \quad (42)$$

which, inserted in equation (2), gives the thermal efficiency:

$$\eta_t = \frac{P}{\tilde{\dot{m}}_1 (\Delta h_{11,1} + \Delta h_{2,3}) - \Delta h_{2,3} \Sigma \dot{m}_j} \quad (43)$$

Si, conformément à 5.2.3.3, les sujétions restantes sont négligées pour simplifier les calculs, l'incertitude de mesure relative du rendement thermique est:

$$\tau_{\eta t} = \pm \sqrt{A + B + C + \tau_p^2} \quad (44)$$

avec:

$$A = \left( \frac{\dot{m}_1 \cdot \Delta h_{11,1}}{Q_{\text{tot}}} \right)^2 (\tau_{\dot{m}_1}^2 + \tau_{\Delta h_{11,1}}^2)$$

$$B = \left( \frac{\dot{m}_1 \cdot \Delta h_{2,3}}{Q_{\text{tot}}} \right)^2 (\tau_{\dot{m}_1}^2 + \tau_{\Delta h_{2,3}}^2)$$

$$C = \sum_j \left[ \left( \frac{\dot{m}_j \cdot \Delta h_{2,3}}{Q_{\text{tot}}} \right)^2 (\tau_{\dot{m}_j}^2 + \tau_{\Delta h_{2,3}}^2) \right]$$

$Q_{\text{tot}}$  étant le débit de chaleur total introduit, et  $\dot{m}_j$  étant le débit masse secondaire suivant l'équation (42).

### 7.5.3 Incertitude de mesure du rendement thermodynamique

Le rendement thermodynamique  $\eta_{td}$  d'une turbine est défini en 2.4. Dans le cas le plus simple, l'incertitude de mesure relative est:

$$\tau_{\eta td} = \pm \sqrt{\tau_{\dot{m}_1}^2 + \tau_{\Delta h_s}^2 + \tau_p^2} \quad (45)$$

### 7.5.4 Incertitude des corrections

Pour la détermination de l'incertitude de mesure des résultats devant être corrigés, les courbes de correction du constructeur doivent être considérées correctes dans la plage acceptable de correction.

Si une correction est nécessaire au-delà de la plage acceptable suivant 3.8.2 et 6.4, une tolérance supplémentaire (par exemple un tiers de la valeur de la correction supplémentaire résultant du dépassement de la variable au delà de la plage de correction acceptable) peut faire l'objet d'un accord de façon à éviter le rejet de l'essai, ou la valeur de correction peut être recalculée pour un cycle spécifique.

L'incertitude sur les paramètres à corriger (pression, température, etc.) entraîne une incertitude de la valeur de correction qui, dans de nombreux cas, est suffisamment petite pour être négligée dans la détermination de l'incertitude du résultat.

### 7.5.5 Valeurs de référence pour l'incertitude de mesure des résultats

Etablir avec exactitude l'incertitude de mesure des résultats pour des installations importantes et compliquées exige généralement un nombre considérable de calculs qui, dans la plupart des cas, peuvent seulement être effectués sur la base d'hypothèses simplifiées.

Il est admissible de ne pas faire le calcul détaillé de la valeur de l'incertitude de mesure des résultats si les parties intéressées par l'essai sont d'accord et si les résultats de l'essai montrent clairement que les clauses du contrat sont entièrement remplies. Cette dernière condition est satisfaite si le résultat d'essai, compte tenu d'une estimation crédible de la valeur de l'incertitude, satisfait encore la garantie.

Les valeurs de référence pour l'incertitude des résultats d'essai sont données au tableau III.

Ces valeurs de référence, suivant l'expérience générale, sont une indication de l'amplitude des incertitudes de mesure pour des essais de réception corrects exécutés suivant les exigences de ce tableau III.

If, according to 5.2.3.3, the remaining dependences are ignored to simplify the evaluation, the relative measuring uncertainty of the thermal efficiency is:

$$\tau_{\eta} = \pm \sqrt{A + B + C + \tau_P^2} \quad (44)$$

with:

$$A = \left( \frac{\tilde{m}_1 \cdot \Delta h_{1,1}}{Q_{\text{tot.}}} \right)^2 (\tau_{\tilde{m}_1}^2 + \tau_{\Delta h_{1,1}}^2)$$

$$B = \left( \frac{\tilde{m}_1 \cdot \Delta h_{2,3}}{Q_{\text{tot.}}} \right)^2 (\tau_{\tilde{m}_1}^2 + \tau_{\Delta h_{2,3}}^2)$$

$$C = \sum_j \left[ \left( \frac{\dot{m}_j \cdot \Delta h_{2,3}}{Q_{\text{tot.}}} \right)^2 (\tau_{\dot{m}_j}^2 + \tau_{\Delta h_{2,3}}^2) \right]$$

$Q_{\text{tot.}}$  being the total heat flow and  $\dot{m}_j$  being the secondary mass flow according to equation (42).

### 7.5.3 Measuring uncertainty of thermodynamic efficiency

The thermodynamic efficiency  $\eta_{\text{td}}$  of a turbine is defined in 2.4. For the most simple case, the relative measuring uncertainty is:

$$\tau_{\eta_{\text{td}}} = \pm \sqrt{\tau_{\dot{m}_1}^2 + \tau_{\Delta h_s}^2 + \tau_P^2} \quad (45)$$

### 7.5.4 Uncertainty of corrections

For the determination of the measuring uncertainty of results which have to be corrected, the correction curves of the manufacturer shall be recognized as correct in the tolerable range of correction.

If a correction is necessary beyond the acceptable range specified in 3.8.2 and 6.4, an additional allowance (e.g. one-third of the additional correction value which results from the excess of the variable beyond the acceptable correction range) may be agreed by the parties to avoid rejection of the test, or the correction value may be recalculated for the specific cycle.

The uncertainty of the correction variables (pressure, temperature, etc.) causes an uncertainty of the correction which in many cases is small enough to be neglected for the determination of the uncertainty of the result.

### 7.5.5 Guiding values for the measuring uncertainty of results

Establishing the measuring uncertainty of results for large and complicated installations generally calls for a considerable amount of calculating work which, in most cases, can only be carried out on the basis of simplified assumptions.

It is permissible to omit detailed calculation of the uncertainty value of the test result, if the parties to the test so agree and if it is clear from the results that the contract requirements have been fulfilled. This latter condition is satisfied if the test result, after allowing for a reliable estimate of the uncertainty value, still meets the guarantee.

Guiding values for the uncertainty of test results are given in Table III.

These guiding values, according to general experience, are an indication of the magnitude of measuring uncertainties for correct acceptance tests made in accordance with the requirements of Table III.

TABLEAU III  
Valeurs de référence pour l'incertitude des résultats d'essai

Repère	Type de turbine	Résultat	Pour les variables	Appareils de mesure	Incertitude relative de mesure pour le résultat*
A	Turbine à contrepression	$\eta_{id}$	$P_1 \cdot t_1 \cdot P_4$ $P_b$ $\dot{m}_1$	Suivant repères 1, 2, 3, 5 } Suivant repères 15, 16 } Suivant repères 12, 13 }	$\Delta h_k > 400 \text{ kJ/kg}$ $\pm 1,5-2,0$
B	Turbine à contrepression et à prélèvements de vapeur	$\eta_{id}$	Identique au repère A de ce tableau; cependant, $P_e$ suivant repères 2, 3 du tableau II et $\dot{m}_2$ suivant repères 12 du tableau II		$\Delta h_k > 400 \text{ kJ/kg}$ $\pm 1,7-2,5$
C	Turbine à condensation	$\eta_{id}$	Identique au repère A de ce tableau; cependant $\dot{m}_1$ de $\dot{m}_5$ , $t_{wi}$ et $t_{wo}$ suivant repères 10 et 11 du Tableau II		$\pm 1,0-1,7$
D	Turbine à condensation et à prélèvements de vapeur	$\eta_{id}$	Identique aux repères B et C de ce tableau		$\pm 1,3-2,0$
E	Turbine à condensation avec resurchauffe	$\eta_i$	$P_1, P_3, P_4$ $t_1, t_3, t_{11}, t_5$ $t_{wi}, t_{wo}$ etc. $P_b$ $\dot{m}_1, \dot{m}_3$	Suivant repères 1, 2, 3 et 5, 6 } Suivant repères 9, 10 et 11 } Suivant repères 10, 11 } Suivant repères 15, 16 } Calculés à partir des mesures effectuées avec des dispositifs à pression différentielle validés (de préférence dans la partie eau du circuit) suivant repère 12 du tableau II	$\pm 0,9-1,2$
F	Turbine à condensation avec vapeur saturée à l'admission	$\eta_i$	$P_1$ $h_i$ $P_b$	Suivant repères 1, 2, 3 du tableau II Enthalpie suivant une méthode spéciale Suivant repères 15, 16 du tableau II Toutes les autres valeurs de mesure identiques au repère E de ce tableau	$\pm 1,1-1,6$

\* Ces valeurs peuvent être réduites principalement en améliorant la précision de la détermination des débits principaux.

TABLE III  
Guiding values for the uncertainty of test results

Reference line	Type of turbine	Result	For variables	Instrumentation	Relative measuring uncertainty for the result*
A	Back pressure turbine	$\eta_{td}$	$P_1 \cdot t_1 \cdot P_4$ $P_b$ $\dot{m}_1$	As references 1, 2, 3, 5 } As references 15, 16 } As references 12, 13 } Table II	$\Delta h_g > 400 \text{ kJ/kg}$ $\pm 1.5-2.0$
B	Back pressure extraction turbine	$\eta_{td}$	As reference A in this table. However, $P_e$ as reference 2, 3 in Table II and $\dot{m}_2$ as reference 12, in Table II		$\Delta h_g > 400 \text{ kJ/kg}$ $\pm 1.7-2.5$
C	Condensing turbine	$\eta_{td}$	As reference A in this table. However, $\dot{m}_1$ from $\dot{m}_5$ , $t_{wi}$ and $t_{wo}$ as references 10 and 11 in Table II		$\pm 1.0-1.7$
D	Condensing extraction turbine	$\eta_{td}$	As references B and C in this table		$\pm 1.3-2.0$
E	Condensing turbine with reheating	$\eta_t$	$P_1, P_3, P_4$ $t_1, t_3, t_{11}, t_5$ $t_{wi}, t_{wo}$ etc. $P_b$ $\dot{m}_1, \dot{m}_3$	As references 1, 2, 3 and 5, 6 } As references 9, 10 and 11 } As references 10, 11 } As references 15, 16 } Calculated from measurements with checked pressure } difference devices (preferably in water part of the } circuit) as reference 12 in Table II }	$\pm 0.9-1.2$
F	Condensing turbine with saturated steam as initial steam	$\eta_t$	$P_1$ $h_1$ $P_b$	As references 1, 2, 3 in Table II Enthalpy according to special method As references 15, 16 in Table II All other measuring values as reference E in this table	$\pm 1.1-1.6$

\* These values can be reduced mainly by increasing the accuracy of the determination of the primary flows.

## ANNEXE A

CONTRÔLES DES FUITES AU CONDENSEUR ET AUX RÉCHAUFFEURS  
D'EAU ALIMENTAIRE  
(voir 3.4.5)

A1. *Contrôle des fuites aux réchauffeurs d'eau alimentaire*

On peut vérifier les fuites des réchauffeurs d'eau, turbine hors service, en utilisant les pompes d'extraction ou les pompes alimentaires des chaudières pour maintenir en pression le côté eau des réchauffeurs. Les fuites sont indiquées par l'accumulation d'eau dans le puits de purge ou le corps du réchauffeur et, si l'on maintient la pression d'eau à la valeur normale en utilisation, on peut évaluer le débit des fuites. Il faudra penser, toutefois, que le débit de fuite peut varier avec la température du réchauffeur. Le débit de fuite mesuré ne devra donc être considéré que comme une indication de l'étanchéité relative du réchauffeur et ne devra pas être utilisé pour la correction de la mesure du débit principal.

Dans certaines installations, il peut être possible de vérifier les fuites d'un réchauffeur, la turbine étant en fonctionnement, si l'on peut réaliser une fermeture étanche du soutirage de vapeur et s'il n'y a pas de purge en cascade arrivant dans le réchauffeur faisant l'objet de la vérification.

En cas de doute, une bonne méthode pour vérifier les fuites d'un réchauffeur en fonctionnement consiste à injecter une certaine quantité de produit chimique de traitement de l'eau dans la tuyauterie d'eau d'extraction en amont du réchauffeur. Un contrôle de la conductivité des purges du réchauffeur considéré comme douteux montre, dans le cas d'une fuite, une élévation brusque de la conductivité lorsque le produit injecté traverse le réchauffeur.

A2. *Contrôle des fuites du condenseur*

Avant et aussitôt après les essais de la turbine, il y a lieu d'effectuer une épreuve hydraulique du condenseur en remplissant l'espace de vapeur avec de l'eau jusqu'à au moins 20 cm au-dessus de la rangée supérieure des tubes et en notant les fuites d'eau, s'il en existe, dans les boîtes à eau d'entrée et de sortie.

Une variante pour contrôler le condenseur avant et après les essais de la turbine consiste à faire le vide complet dans le condenseur et dans la turbine, en fermant toutes les arrivées d'air et de vapeur, et en refoulant l'eau dans les tubes du condenseur avec les pompes de circulation. La variation de la quantité d'eau contenue dans le puits permet de mesurer les fuites du condenseur. L'étanchéité du condenseur, immédiatement avant et pendant les essais de la turbine, devra être vérifiée par un essai de conductivité électrique d'un échantillon de condensat prélevé dans le puits du condenseur et d'un échantillon d'eau de circulation dilué dans une quantité connue d'eau distillée.

En variante, on peut vérifier les fuites au moyen d'une méthode chimique ou d'une méthode utilisant un procédé fluorescent.

## APPENDIX A

## FEEDWATER HEATER LEAKAGE AND CONDENSER LEAKAGE TESTS

(see 3.4.5)

A1. *Feedwater heater leakage tests*

Heaters may be checked for leaks, with the turbine out of service, by using the condensate or boiler feed pumps to maintain pressure on the water side of the heaters. Leakage is indicated by the accumulation of water in the hot well or shell of the heater and, if normal operating water pressure is maintained, the rate of leakage may be estimated. It should be realized, however, that the rate of leakage may vary with the heater temperature. The measured rate of leakage should be regarded only as an indication of the relative tightness of the heater and should not be used as the basis for correction of the primary flow measurement.

In some installations, it may be possible to check for heater leakage with the turbine in service if a tight shut-off of bled steam can be obtained and if there is no cascading of heater drains into the heater being checked.

If leakage is suspected, a useful method to check for heater leakage in actual service, is to inject a small quantity of a water treatment chemical into the condensate line before the feed heater. A check of the conductivity of the heater drain condensate from any suspected heater will show, in the case of a leak, a sudden rise in conductivity as the chemical passes through.

A2. *Condenser leakage tests*

Prior to and directly after the turbine tests, a hydraulic test should be made on the condenser by filling the steam space with water up to at least 20 cm above the top row of tubes and noting the leakage of water, if any, into the water boxes at inlet and outlet.

An alternative method of condenser test before and after the turbine tests is to place the condenser and turbine into full vacuum by closing off all access of air and steam, and delivering normal water supply to the condenser tubes with the cooling water pumps. Weighed leakage into the hot well is a measure of condenser leakage. The tightness of the condenser, immediately before and during turbine tests, should be checked by an electrical conductivity test of a sample of condensate from the condenser's hot well and a sample of the cooling water after it has been diluted by a known amount of distilled water.

Alternatively, the leakage can be checked by a chemical method or by a fluorescence method.

## ANNEXE B

## TUYÈRES AVEC PRISE DE PRESSION AU COL

(voir 4.3.2.1)

B1. *Conception et fabrication*

En raison du degré élevé de précision requis, il faut respecter les spécifications suivantes, concernant la conception et la fabrication des tuyères avec prises de pression au col pour la mesure du débit principal. La figure B1 montre un exemple de tuyère à rapport faible, long rayon, avec prises de pression au col, répondant à ces exigences.

- a) L'entrée doit être conçue pour donner un gradient de pression favorable, de façon à ce que la couche limite soit très mince dans la section du col, et qu'il n'y ait pas de décollement de la veine. De plus, l'entrée doit être conçue pour assurer un débit uniforme près du col. La section cylindrique de la tuyère doit avoir des parois parallèles et être concentrique à la tuyauterie (voir B2b)). Toute divergence peut entraîner une forme particulière de la courbe du coefficient de décharge en fonction du nombre de Reynolds. Néanmoins, une légère convergence est acceptable, à condition qu'elle n'excède pas un millième de mm par mm de longueur. La section située dans le plan des prises de pression au col doit être utilisée pour le calcul. En se référant à la figure B1, le col de la tuyère doit être circulaire à  $\pm 0,0002d$  près, cela étant vérifié par la mesure d'au moins quatre diamètres dans le plan des prises de pression. La tuyère doit être fabriquée avec un matériau résistant à la corrosion, de coefficient de dilatation thermique connu, une finition de surface de  $10^{-4}$  mm ou meilleure, et ne doit comporter aucune bavure, rayure, ondulation ni aucun défaut.
- b) Les prises de pression doivent avoir une profondeur d'au moins deux fois leur diamètre. Elles doivent être percées de façon à être perpendiculaires à la surface d'alésage, elles doivent avoir des arêtes vives et être exemptes de bavures. Les prises de pression aval doivent être percées au col de la tuyère, de façon à réduire l'effet des perturbations aval sur cette mesure de pression. Les prises de pression amont doivent être faites soigneusement, et doivent être placées à un diamètre de la conduite, en amont de l'entrée de la tuyère.
- c) Le dernier point de conformité requis est la forme de la courbe du coefficient de décharge en fonction du nombre de Reynolds (voir figure B2) qui devra être déterminée pour chaque groupe de prises de pression à utiliser. La tuyère doit être utilisée seulement dans la plage des nombres de Reynolds où le coefficient de décharge est presque constant.
- d) Pour obtenir une précision de lecture maximale, le diamètre de la section de la tuyère doit être choisi pour obtenir la déviation maximale possible, en prenant en considération à la fois la pression disponible à la pompe et la plage de mesure du manomètre. Cette plage de mesures devra être choisie en fonction du débit maximal et des fluctuations pouvant être rencontrées. La tuyère ne doit pas être utilisée pour mesurer des débits qui provoqueraient une déviation de manomètres inférieure à la plus grande des deux valeurs suivantes: 1000 fois l'erreur de mesure ou 150 mm de mercure. Lorsque l'on doit mesurer des débits sur une plus large gamme, qui ne peut être obtenue en respectant les exigences données ci-dessus, l'utilisation de tuyères supplémentaires, avec des sections différentes est autorisée. Ces tuyères doivent être dimensionnées de façon à permettre d'effectuer l'un des points d'essai avec chaque tuyère.

## APPENDIX B

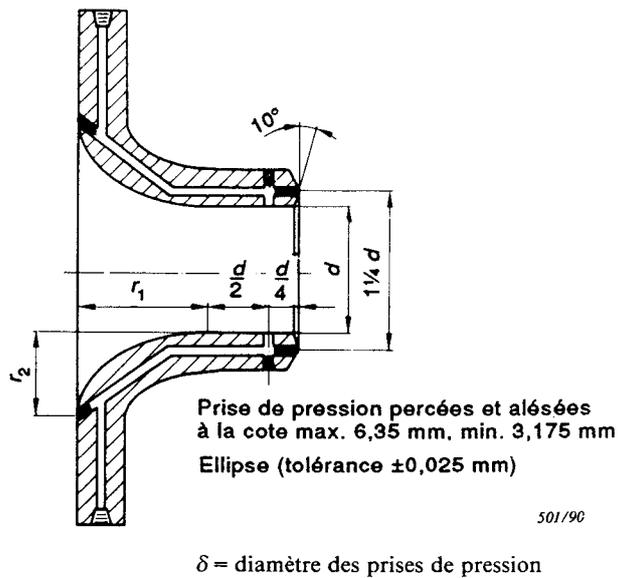
## THROAT TAP NOZZLE

(see 4.3.2.1)

B1. *Design and manufacture*

Because of the high degree of accuracy necessary, the following requirements are given regarding the design and manufacture of throat-tap nozzles for primary-flow measurement. Figure B1 is an example of a long-radius, low-ratio, nozzle shape with throat taps that satisfies these requirements.

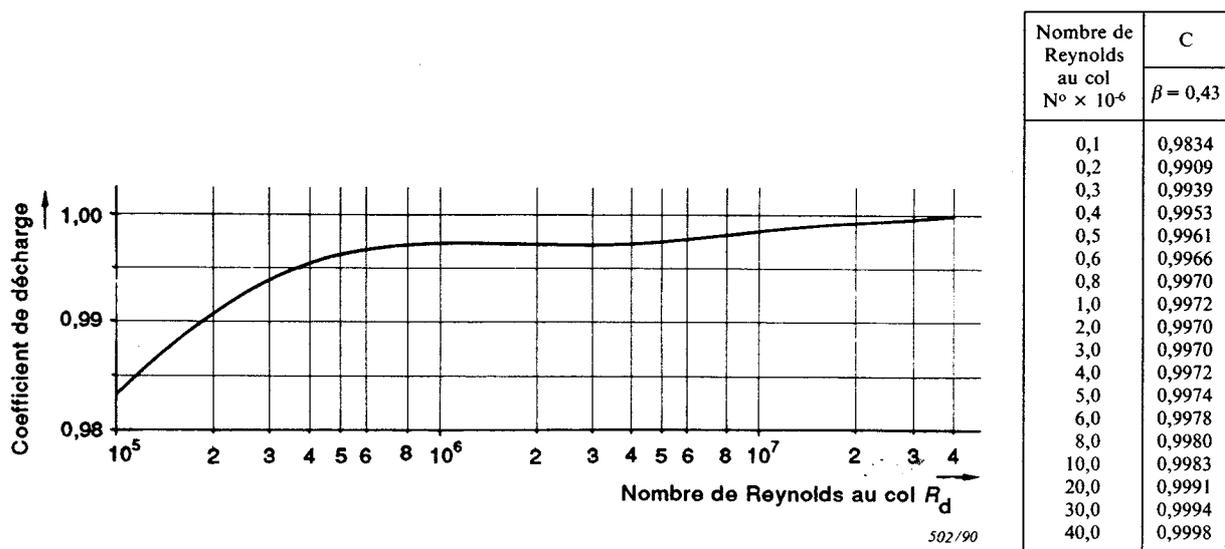
- a) The entrance shall be designed to give a favourable pressure gradient so that the boundary layer will be very thin in the throat section and there will be no flow separation. Also, the entrance shall be designed to give a uniform flow approaching the throat section. The cylindrical section of the nozzle shall have parallel walls and be concentric with the pipe (see B2b)). Any divergence may cause a peculiarly shaped coefficient of discharge versus the Reynolds number curve. However, slight convergence is acceptable, but no more than one thousandth of a mm per mm of throat length. The area in the plane of the throat taps shall be used in the coefficient calculation. Referring to Figure B1, the throat of the nozzle shall be round within the limits of  $\pm 0.0002d$  as determined by measurements on at least four diameters in the plane of the throat taps. The nozzle shall be made from a corrosion-resistant material with known thermal-expansion coefficient and its surface should have a  $10^{-4}$  mm finish or better, and shall be free from all burrs, scratches, imperfections, or ripples.
- b) The pressure taps shall be at least two pressure-tap diameters deep. They shall be machined perpendicular to the bore surface, shall have sharp corners, and be free from burrs. The downstream pressure taps shall be machined in the throat of the nozzle in order to decrease the effect of downstream disturbances on this pressure measurement. The upstream taps shall be carefully made and shall be located one pipe diameter upstream from the nozzle entrance.
- c) The final determination of the compliance with the above requirements is the shape of the coefficient of discharge versus the Reynolds number curve (see Figure B2) which should be determined for each set of taps to be used. The nozzle shall be used only in the range where the co-efficient of discharge is nearly constant.
- d) In order to obtain maximum reading accuracy, the nozzle-throat diameter shall be selected to give the maximum deflection practicable, considering both the available pumping head and the manometer range. The manometer range should be selected to allow for fluctuations and for maximum flow which may be encountered. The nozzle shall not be used to measure flows which give manometer deflections of less than 1000 times the reading error or 150 mm of mercury, whichever is larger. When it is necessary to measure flow over a larger range than can be obtained by complying with this requirement, it is permissible to use additional nozzles with different throat diameters. These nozzles shall be sized so that one of the test points can be measured with either nozzle.



## Notes:

1. — Les orifices de prise de pression doivent avoir des arêtes vives à angles droits et sans bavure. Les orifices de prise de pression doivent être percés et alésés avant l'alésage et le polissage finaux. Un bouchon monté à la presse est alors inséré dans l'orifice. L'alésage et le polissage finaux devront être effectués après l'insertion du bouchon. Le bouchon doit être conçu en prévision de son extraction après alésage et polissage du col. Après extraction du bouchon, toute bavure encore présente sur les bords de l'orifice peut être éliminée à l'aide d'une tige d'érable cônica frottée sur les bords de l'orifice.
2. — Le col de la tuyère peut converger à 0,001 mm par mm au maximum. Aucune divergence n'est acceptable.
3. — Le matériau utilisé doit résister à la corrosion.

FIG. B1. — Tuyère de mesure à prise de pression au col.

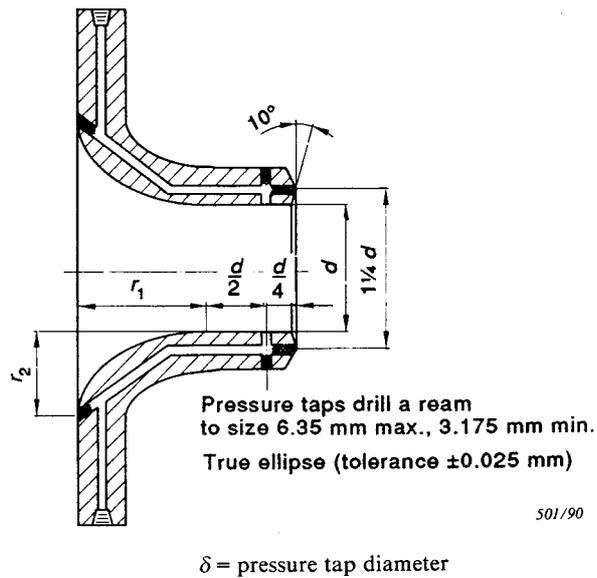
FIG. B2. — Courbe type d'étalonnage de tuyère pour  $\beta = 0,43$ .

Pour d'autres valeurs de  $\beta$  dans la gamme de fréquences 0,25-0,50:

$$C = C_{(\beta = 0,43)} + 0,011\,339\beta - 0,0049.$$

## B2. Élément de mesure

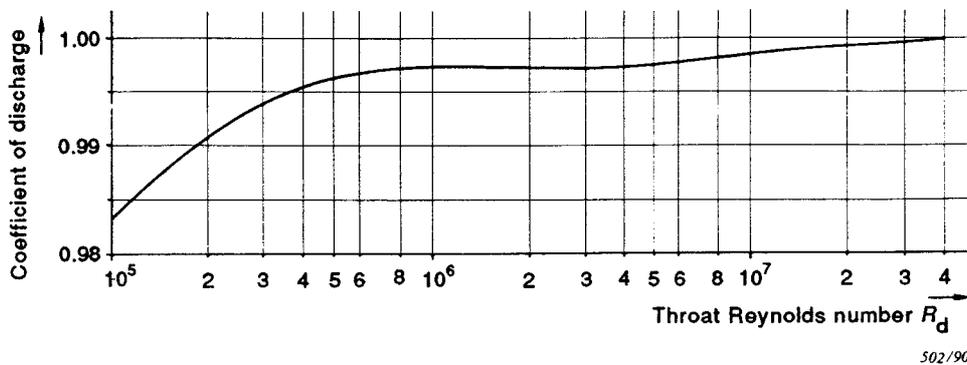
- a) La tuyère doit être montée dans un tronçon de tuyauterie comme l'indique la figure B3. Cette tuyauterie doit comprendre, soit un tranquilliseur d'écoulement qui divise la section d'écoulement au moins en 50 parties approximativement égales, soit un tranquilliseur multiplaques perforées comprenant approximativement 200 trous par plaque. Il faut une longueur droite de 20 diamètres en amont de la tuyère pour que le profil des vitesses à l'approche de la section de mesure soit suffisamment uniforme. A l'aval de la tuyère, il faut une longueur droite de 10 diamètres, de même section que la longueur droite amont, pour assurer une mesure fiable de la pression au col.



## Notes:

1. — Pressure tap holes to have square and sharp corners and to be free of burrs. The pressure tap holes are to be drilled and reamed before the final boring and polishing of the throat. A plug with a press fit is then inserted in the hole. The final boring and polishing operation should be done after the insertion of the plug. The plug should be made with provision for pulling it out of the hole after the polishing and machining is completed. After removal of this plug, any slight burr which might be left on the edge of the hole may be removed by taking a tapered piece of maple and rolling it around the pressure tap.
2. — The throat of the nozzle may converge as much as 0.001 mm per mm. No divergence is acceptable.
3. — Material to be corrosion resistant.

FIG. B1. — Throat-tap flow nozzle.



Throat Reynolds No. $\times 10^{-6}$	C
	$\beta = 0.43$
0.1	0.9834
0.2	0.9909
0.3	0.9939
0.4	0.9953
0.5	0.9961
0.6	0.9966
0.8	0.9970
1.0	0.9972
2.0	0.9970
3.0	0.9970
4.0	0.9972
5.0	0.9974
6.0	0.9978
8.0	0.9980
10.0	0.9983
20.0	0.9991
30.0	0.9994
40.0	0.9998

FIG. B2. — Typical nozzle calibration curve for  $\beta = 0.43$ .  
 For other values of  $\beta$  within the range 0.25–0.50:  
 $C = C_{(\beta = 0.43)} + 0.011\ 339\ \beta - 0.0049$ .

## B2. Flow section

- a) The flow nozzle shall be installed in a flow section as shown in Figure B3. This flow section shall contain a flow straightener which divides the pipe cross section into at least 50 approximately equal spaces or a perforated multiplate flow straightener having approximately 200 holes per plate and there should be 20 diameters of straight run pipe upstream of the flow nozzle to ensure a sufficiently uniform velocity profile in the approaching stream. The requirement of at least 10 pipe diameters of straight pipe on the discharge side of the flow nozzle, of the same nominal size as the upstream pipe, ensures a reliable throat-pressure measurement.

- b) Les axes de la conduite et de la tuyère doivent être confondus à 0,8 mm près. Des deux côtés de la tuyère, la conduite doit être lisse, exempte de rouille, de calamine et de soufflures; son diamètre intérieur, mesuré en quatre points d'une section quelconque, ne doit pas varier de plus de 1%. L'élément de mesure à l'amont doit être alésé comme montré dans la figure B4 ou sur sa longueur totale.
- c) Les alésages des conduites aux jonctions avec la tuyère doivent être perpendiculaires aux faces des brides. L'épaisseur des joints après serrage ne doit pas dépasser 1,6 mm et les joints ne doivent pas dépasser à l'intérieur de la conduite.
- d) Pour réduire la possibilité de déformation thermique de la tuyère, il est préférable de réaliser la conduite et les brides de l'élément de mesure en un matériau résistant à la corrosion de même coefficient de dilatation que le matériau de la tuyère.

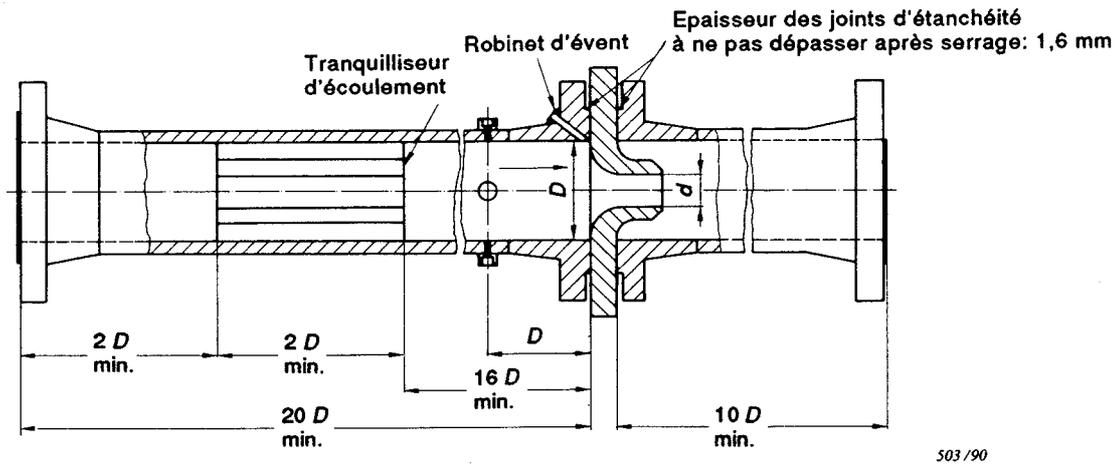


FIG. B3. — Élément de mesure.

Note. — Pas d'obstruction (thermocouple, poche thermométrique, cordon de soudure, etc.).

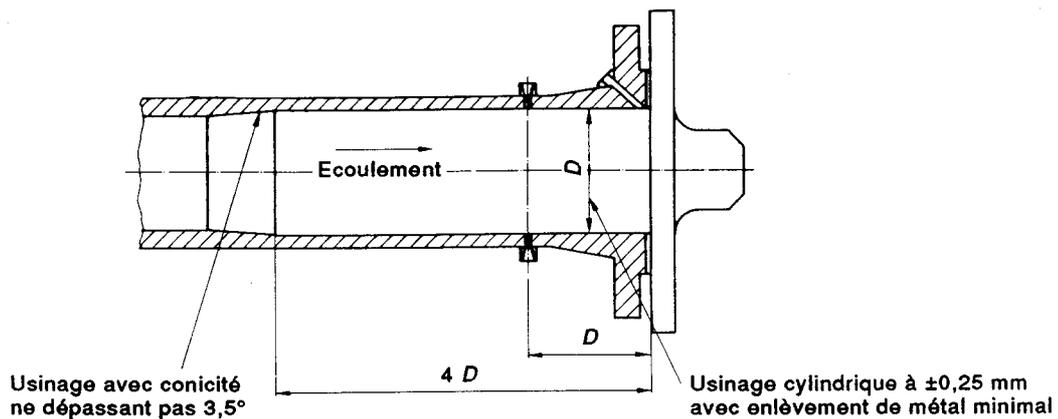


FIG. B4. — Alésage de l'élément de mesure à l'amont de la tuyère.

- b) The flow nozzle shall be centred in the pipe within 0.8mm of the pipe axis. The pipe on either side of the flow nozzle shall be smooth, free from rust, scale and blisters, and the inside diameter measured at four points at any cross section shall not differ by more than 1%. The upstream pipe section shall be bored as shown in Figure B4 or for the entire length of the inlet section.
- c) The pipe joints at the flow nozzle shall have the inner bores square with the faces of the flanges. The compressed thickness of the gaskets shall not exceed 1.6mm and the gaskets shall not extend within the pipe.
- d) In order to reduce the possibility of thermal distortion of the nozzle, it is desirable that the pipe and the flanges of the flow section be made of a corrosion-resistant material having the same coefficient of expansion as the nozzle.

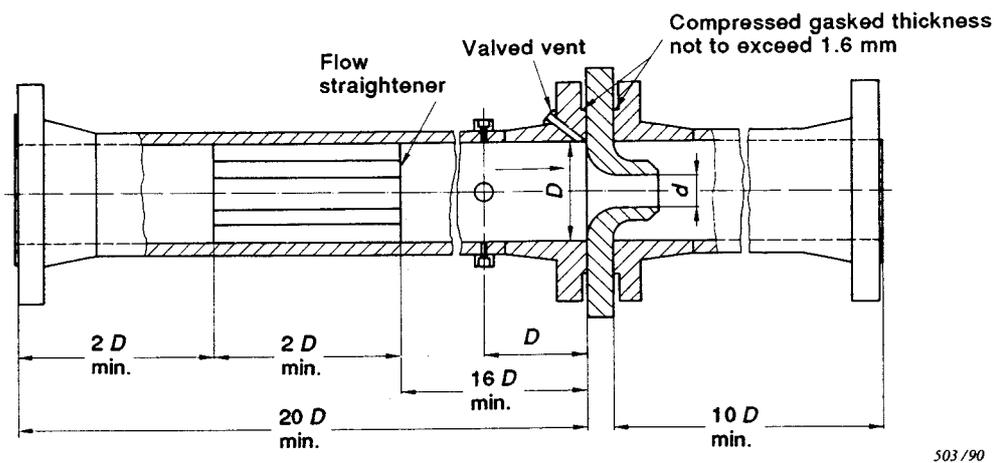


FIG. B3. — Flow section.

Note. — No obstruction, such as thermocouple, wells, backing rings, etc.

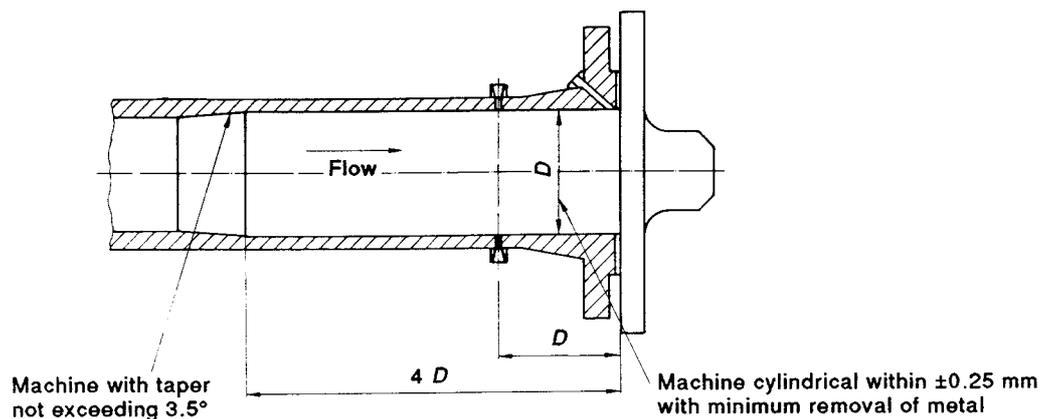


FIG. B4. — Boring in flow section upstream of nozzle.

### B3. *Étalonnage*

- a) On sait, par expérience, qu'on ne peut évaluer un coefficient de débit à 0,1% près, et il est donc nécessaire d'étalonner l'élément de mesure (voir figure B3). Cet étalonnage ne doit être effectué que par un organisme agréé et dans les conditions comparables à celles qui existent dans l'installation réelle. Il est souhaitable que la configuration des tuyauteries immédiatement à l'amont et à l'aval de l'élément de mesure soit semblable sur la plateforme d'étalonnage et sur l'installation à essayer. De plus, le nombre de Reynolds, la température de l'eau et les autres conditions d'écoulement en cours d'étalonnage et en cours d'essai devront être aussi proches que possible. Si l'étalonnage de l'élément de mesure ne répond pas aux clauses du paragraphe B3b), la conformité de la tuyère avec les prescriptions de B1a) doit être soigneusement vérifiée. La tuyère doit être corrigée, si nécessaire, et l'étalonnage de l'élément de mesure doit être repris. Si ce nouvel étalonnage ne répond pas à B3b), l'élément de mesure devra être étalonné, à l'aide de dispositifs différents, si possible.
- b) L'étalonnage doit être effectué sur au moins deux ensembles de prises de pression, situées à 180° l'une de l'autre. Pour chaque ensemble de prises, la courbe d'étalonnage (mais pas nécessairement chaque point) doit être distante de moins de 0,25% de la courbe de référence et doit avoir la même pente (voir la courbe de référence figure B2). Lorsqu'il n'est pas possible d'étalonner au nombre de Reynolds de l'essai, le nombre de Reynolds de l'étalonnage devra être en conformité avec B3c). L'extrapolation à des nombres de Reynolds plus élevés se fait alors parallèlement à la courbe de référence. Le coefficient au point final de l'extrapolation ne doit pas différer de plus de 0,25% du coefficient donné par la courbe pour le plus grand nombre de Reynolds atteint pendant l'étalonnage.
- L'emplacement dans le cycle de l'élément de mesure du débit principal, sa configuration, et la technique utilisée pour la mesure de débit sont des points cruciaux et sont examinés dans les paragraphes suivants.
- c) En dessous d'un nombre de Reynolds au col de  $2 \times 10^6$ , il y a une zone de transition entre un régime laminaire et un régime turbulent. Cette zone de transition doit être reconnue pendant l'étalonnage et doit être évitée en cours d'essai. L'extrapolation de la courbe d'étalonnage est autorisée lorsque la tuyère est utilisée au-delà de la plage d'étalonnage à condition que le coefficient soit établi à des nombres de Reynolds supérieurs à ceux de la zone de transition. Cette extrapolation devra être parallèle à la courbe de la figure B2 et assujettie aux restrictions de B3b).
- d) Il est préférable d'installer les sections de mesure immédiatement avant l'essai. Un mince film d'oxyde de fer se dépose normalement sur la surface de la tuyère pendant l'essai. Si ce film est très mince (épaisseur inférieure à 0,025 mm) et déposé uniformément, son incidence sur la précision de la mesure de débit est négligeable. Si l'épaisseur du dépôt excède cette valeur, ou si le dépôt n'est pas uniforme, et si la surface paraît rugueuse, l'une des deux procédures suivantes peut être appliquée:
- la tuyère peut être nettoyée, remontée et l'essai renouvelé, ou
  - l'élément de mesure peut être réétalonné.

On doit prendre soin de ne pas décoller le dépôt avant réétalonnage. Si cet étalonnage donne des résultats très différents de l'étalonnage avant essai, il est nécessaire d'effectuer une autre série d'essais sans dépôt. Les résultats d'essais ne peuvent être ajustés du fait qu'il est normalement impossible de déterminer à quel moment le dépôt se forme sur la tuyère.

### B3. Calibration

- a) Experience shows that the flow coefficient cannot be predicted within 0.1% and, therefore, it is necessary to calibrate the flow sections (see Figure B3). This calibration shall be undertaken only by recognized authorities under conditions similar to those in the actual installation. It is desirable that the physical construction of the piping in the calibrating set-up should be similar to that in the test setup from the standpoint of pipe configuration, immediately upstream and downstream of the flow-measuring section. Also, the Reynolds number, water temperature and other flow conditions should be as close to the test conditions as possible. If the calibration of the flow section does not comply with B3b), the nozzle shall be carefully inspected to conform to the requirement of B1a), corrected, if necessary, and the flow section recalibrated. If the recalibration still does not comply with B3b), the flow section should be calibrated using different facilities, if available.
- b) Calibration shall be conducted on at least two sets of pressure taps 180° apart. For each set of taps, the calibration curve (not necessarily each individual point) shall be within 0.25% of the reference curve and shall have the same slope (see reference curve Figure B2). When it is not practicable to calibrate at the test Reynolds number, the calibration Reynolds number should be obtained in accordance with B3c). The extrapolation to higher Reynolds numbers will then be parallel to the reference curve. The end point of the extrapolation should not differ by more than 0.25% from the calibration curve coefficient at the highest Reynolds number attained during calibration.

The location of the primary-flow section in the cycle, its configuration, and the technique which is employed to obtain the flow measurements are critical and are discussed in subsequent paragraphs.

- c) Below a throat Reynolds number of  $2 \times 10^6$ , there is a transition from laminar to turbulent boundary layer. This transition region should be established during calibration and shall be avoided during the test. It is permissible to extrapolate the calibration curve when the nozzle is used beyond the range of the calibrating facility provided the level of the coefficient is established at Reynolds numbers higher than the transition region. This extrapolation should be parallel to the curve shown in Figure B2 and subject to the restrictions of B3b).
- d) It is preferable to install flow sections immediately before the test. A slight iron-oxide film on the nozzle surface will usually collect during the test. If this film is very thin (less than 0.025 mm) and uniformly deposited, its effect on the accuracy of the flow measurement will be negligible. If the thickness of the deposit exceeds this value, or if the nature of the deposit is not uniform and the surface appears rough, either of two procedures may be followed:
- the nozzle may be cleaned, reinstalled, and the test repeated; or
  - the flow-measuring section may be recalibrated.

Care has to be taken not to disturb the deposit before recalibration. If this calibration is significantly different from the calibration prior to the test, it is necessary that another set of runs be made under deposit-free conditions. The test results cannot be adjusted, since it is usually impossible to determine when the deposit formed on the nozzle.

## ANNEXE C

DÉPOUILLEMENT DE MESURES MULTIPLES, COMPATIBILITÉ  
(voir 5.2.3.2)

Si, pour une même variable, plusieurs valeurs individuelles ont été mesurées ou déterminées (voir 5.2.3.3) et leur incertitude évaluée, il existe une méthode permettant de vérifier que chacune de ces diverses valeurs est compatible avec la valeur moyenne pondérée (voir 5.2.3.2) et son incertitude (voir 7.1). Cette méthode suppose que les incertitudes des valeurs individuelles ont été déterminées correctement et que les valeurs individuelles ne diffèrent que de façon aléatoire par rapport à la vraie valeur.

En prenant

$x_i$  = valeur individuelle

$V_{x_i}$  = incertitude de  $x_i$

$\bar{x}$  = valeur moyenne pondérée de toutes les valeurs individuelles (voir 5.2.3.2)

$V_{\bar{x}}$  = incertitude de  $\bar{x}$  (voir 7.1)

le critère de compatibilité

$$\varepsilon_i = 1 - \frac{(x_i - \bar{x})^2}{V_{x_i}^2 - V_{\bar{x}}^2}$$

est calculé pour chaque valeur individuelle  $x_i$ .

Si  $\varepsilon_i < 0$ ,

la valeur individuelle  $x_i$  en question diffère, peut être à cause d'une erreur systématique, d'une façon inacceptable par rapport à la vraie valeur. C'est un signal d'avertissement qui indique qu'il faut contrôler la valeur  $x_i$  et sa valeur d'incertitude  $V_{x_i}$  pour mettre en évidence les erreurs systématiques non détectées.

Plus la valeur  $\varepsilon_i$  est basse, plus la probabilité d'une telle erreur est élevée.

Si, dans le cas d'une valeur incompatible, un examen de l'installation de mesure n'est pas praticable, ou si l'évidence d'une erreur systématique existe, cette valeur devra être éliminée des calculs ultérieurs.

Si pour toutes les valeurs individuelles

$$\varepsilon_i \geq 0$$

la compatibilité statistique des valeurs mesurées  $x_i$  et leur incertitude  $V_{x_i}$  peuvent être présumées.

## APPENDIX C

EVALUATION OF MULTIPLE MEASUREMENTS, COMPATIBILITY  
(see 5.2.3.2)

If several individual values for the same variable have been measured or determined (see 5.2.3.3) and their uncertainties have been evaluated, there is a good method for checking whether each of these several values is compatible with the weighted average value (see 5.2.3.2) and its uncertainty (see 7.1). It assumes that the uncertainties of the individual values have been determined correctly and that the individual values differ only randomly from the true value.

With

$x_i$  = individual value

$V_{x_i}$  = uncertainty of  $x_i$

$\bar{x}$  = weighted average value of all individual values (see 5.2.3.2)

$V_{\bar{x}}$  = uncertainty of  $\bar{x}$  (see 7.1)

the compatibility criterion

$$\varepsilon_i = 1 - \frac{(x_i - \bar{x})^2}{V_{x_i}^2 - V_{\bar{x}}^2}$$

is calculated for each individual value  $x_i$ .

If  $\varepsilon_i < 0$ ,

the individual value  $x_i$  in question differs, possibly because of a systematic error in an unacceptable manner from the true value. This is a warning signal to investigate the value  $x_i$  and its uncertainty value  $V_{x_i}$  for undetected systematic errors.

The lower the value  $\varepsilon_i$ , the higher the probability of such an error.

If in the case of an incompatible value a physical inspection of the measuring installation is not practicable or evidence of a systematic error exists, this value should be eliminated from further computation.

If for all individual values

$$\varepsilon_i \geq 0$$

the statistical compatibility of the measured values  $x_i$  and their uncertainty  $V_{x_i}$  can be assumed.

## ANNEXE D

## BILANS DES DÉBITS MASSES

(voir 5.2.3.3)

Si plusieurs mesures de débit masse primaire sont faites pour le débit principal du cycle, un débit masse primaire particulier du cycle (par exemple débit de vapeur à l'admission) peut être déterminé à l'aide des bilans de débits masses par plusieurs mesures tout à fait indépendantes. Les bilans de débits sont partiellement dépendants lorsque des débits masses communs se retrouvent dans de tels bilans. Cela peut être pris en compte pour la détermination de la valeur moyenne et de son incertitude.

Pour poser les équations des bilans de débits masses, il est de plus nécessaire de mesurer certains débits masses secondaires, ainsi que les variations de niveau des bûches, et autres capacités de stockage dans le cycle.

La perte du cycle non prise en compte en cours d'essai est déterminée à partir:

- des variations  $\Delta I$  de tous les volumes de stockage divisées par la durée  $z$  de l'essai,
- des pertes mesurées, et
- du débit d'eau d'appoint (s'il y a lieu).

Cette perte, répartie entre les différentes parties de la centrale conformément à la convention générale et aux observations spéciales, est prise en compte de cette façon dans les bilans de débits masses.

Les variations de niveau non attribuables aux pertes doivent être ajoutées en tant que débits masses aux valeurs des débits masses correspondants.

La figure D1 présente le schéma du cycle d'une centrale avec turbine à vapeur à simple resurchauffe. Quatre mesures de débit masse primaire sont effectuées pendant que quatre débits masses secondaires et les variations du contenu de deux capacités sont mesurés.

Le débit de vapeur à l'admission peut être calculé à partir des bilans de quatre manières différentes:

- a)  $\dot{m}_{I,1} = \dot{m}_1 - \dot{m}_{V2}$
- b)  $1 \dot{m}_{I,II} = \dot{m}_K \pm \dot{m}_{\Delta IDA} + \dot{m}_{H5} + \dot{m}_{H4} + \dot{m}_{H3} - \dot{m}_{V2} - \dot{m}_{V1}$
- c)  $\dot{m}_{I,III} = \dot{m}_{10} - \dot{m}_{V2} - \dot{m}_{V1}$
- d)  $\dot{m}_{I,IV} = \dot{m}_{11} + \dot{m}_{is} - \dot{m}_{V2} - \dot{m}_{V1}$

avec une répartition de  $\dot{m}_{V1}$  à  $\dot{m}_{V3}$  suivant la convention, et  $\sum_i \dot{m}_{V_i} = \frac{\Delta I}{z}$  pour une durée  $z$  de l'essai de réception.

## APPENDIX D

## MASS FLOW BALANCES

(see 5.2.3.3)

In cases where several primary mass flow measurements are carried out in the main flow of the cycle, a particular primary mass flow of the cycle (e.g. the initial steam flow) can be determined with the aid of mass flows balances by several largely independent measurements. Mass flow balances are not altogether independent when common mass flows occur in such balances. This can be taken into account for the determination of the average value and its uncertainty.

To set up the equations for mass flow balances, it is further necessary to measure certain secondary mass flows as well as the level changes of tanks and other storage vessels in the cycle.

The unaccounted-for cycle loss is determined from:

- the changes  $\Delta I$  of all storage volumes, divided by the duration  $z$  of the test,
- the measured losses and
- the make-up water flow (if any).

This loss is distributed to the different parts of the plant according to general convention and special observations and is considered accordingly in the mass flow balances.

Level changes which are not attributable to losses shall be added as mass flows to the respective mass flow values.

Figure D1 illustrates the cycle diagram of a single-reheat steam turbine plant. Four primary mass flow measurements are made while four secondary mass flows and the changes in the contents of two tanks are measured.

The initial steam flow can be calculated from the balances in the following four ways:

- a)  $\dot{m}_{I} = \dot{m}_1 - \dot{m}_{V2}$
- b)  $\dot{m}_{II} = \dot{m}_K \pm \dot{m}_{\Delta IDA} + \dot{m}_{H5} + \dot{m}_{H4} + \dot{m}_{H3} - \dot{m}_{V2} - \dot{m}_{V1}$
- c)  $\dot{m}_{III} = \dot{m}_{10} - \dot{m}_{V2} - \dot{m}_{V1}$
- d)  $\dot{m}_{IV} = \dot{m}_{11} + \dot{m}_{is} - \dot{m}_{V2} - \dot{m}_{V1}$

with distribution on  $\dot{m}_{V1}$  to  $\dot{m}_{V3}$  according to convention and  $\sum_i \dot{m}_{V_i} = \frac{\Delta I}{z}$  a duration time  $z$  of the acceptance test run.

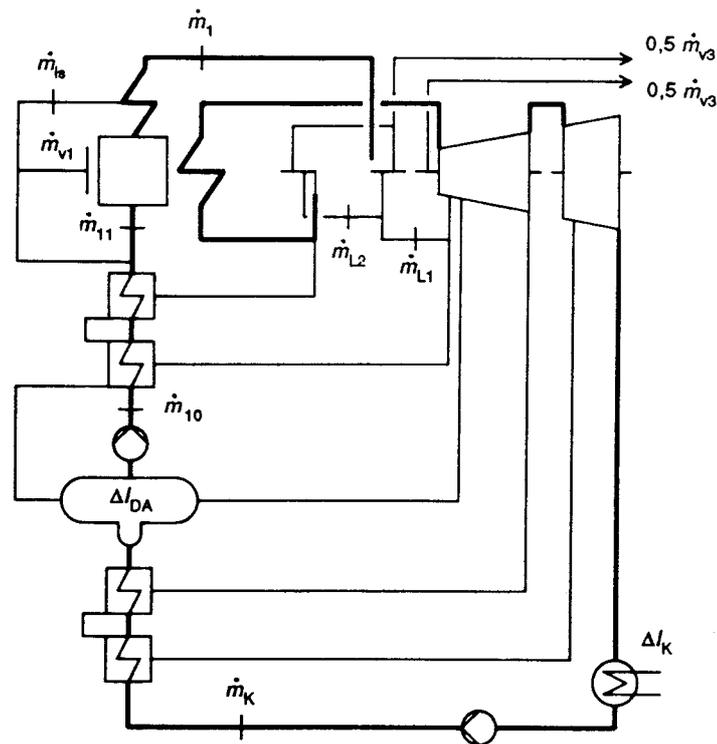


FIG. D1. — Schéma du cycle d'une centrale avec turbine à vapeur à simple resurchauffe et cinq soutirages pour réchauffage de l'eau d'alimentation.

Les diverses valeurs  $\dot{m}_j$  établies à partir des bilans de débits masses avec leur incertitude de mesure  $V_{\dot{m}_j}$  doivent être vérifiées pour leur compatibilité (voir 5.2.3.2).

A partir des valeurs compatibles, la valeur moyenne pondérée  $\bar{m}_1$  suivant l'équation (24) est déterminée.

Les débits masses individuels (par exemple  $\dot{m}_K$  ou  $\dot{m}_3$ ), requis pour les évaluations ultérieures, doivent être calculés à l'aide des débits secondaires mesurés ou calculés à partir du débit de vapeur à l'admission  $\bar{m}_1$  résultant de la moyenne des débits  $\dot{m}_j$ .

Si une équation de débits masses qui doit être utilisée pour ce calcul a donné une valeur de débit de vapeur à l'admission incompatible dans l'évaluation du bilan de débit masse, les débits secondaires qu'elle contient devront être vérifiés.

Pour chaque bilan de débits masses une différence  $\dot{m}_n$  peut être calculée:

$$\dot{m}_n = \bar{m}_1 - \dot{m}_{l,n}$$

Si l'incertitude sur la valeur du bilan de débit masse  $\dot{m}_{l,n}$  est  $V_n$  et si l'incertitude sur le débit masse  $\dot{m}_j$  est  $V_j$ , il est possible de calculer un facteur de correction:

$$\dot{m}_{B,j,n} = \frac{\dot{m}_n V_j^2}{V_n^2}$$

Le débit de masse corrigé est alors:

$$\dot{m}_{j,\text{corr}} = \dot{m}_j \pm \dot{m}_{B,j,n}$$

Les facteurs de correction  $\dot{m}_{B,j}$  du bilan de débit masse varieront selon les équations des bilans; mais les différences seront très légères et pourront faire l'objet d'une moyenne arithmétique.

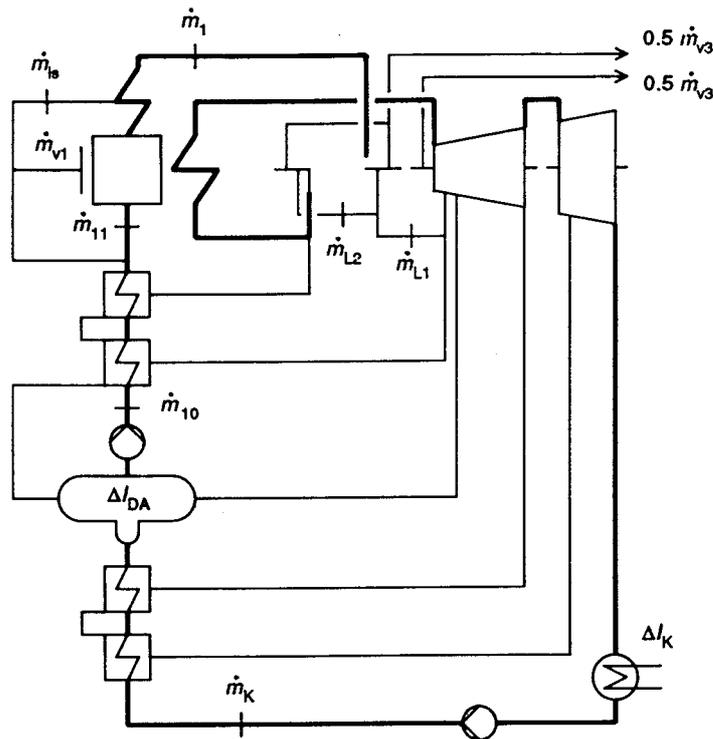


FIG. D1. — Diagram of cycle for plant with steam turbine with single reheat and five stages of regenerative feedwater heating extraction.

The various values  $\dot{m}_j$  established from the mass flow balances with their measuring uncertainty  $V_{\dot{m}_j}$  shall be checked for compatibility (see 5.2.3.2).

The weighted average value  $\bar{m}_1$  according to equation (24) is determined from the compatible values.

Individual mass flows (e.g.  $\dot{m}_K$  or  $\dot{m}_3$ ) required for further evaluation shall be calculated with the aid of the measured or calculated secondary flows from the averaged initial steam flow  $\bar{m}_1$ .

If a mass flow equation which is to be used for that calculation has led to an incompatible initial steam flow value in the mass flow balance evaluation, the measured mass flow contained in it should be checked.

For each mass flow balance a difference  $\dot{m}_n$  can be calculated:

$$\dot{m}_n = \bar{m}_1 - \dot{m}_{1,n}$$

If the uncertainty of the mass flow balance value  $\dot{m}_{1,n}$  is  $V_n$  and the uncertainty of the mass flow  $\dot{m}_j$  is  $V_j$  a mass flow balance correction

$$\dot{m}_{B,j,n} = \frac{\dot{m}_n V_j^2}{V_n^2}$$

can be calculated.

The corrected mass flow is then:

$$\dot{m}_{j,\text{corr}} = \dot{m}_j \pm \dot{m}_{B,j,n}$$

The mass flow balance corrections  $\dot{m}_{B,j}$  for several balance equations will deviate but very slightly and can be averaged arithmetically.

## ANNEXE E

COURBES TYPES DE CORRECTION GÉNÉRALISÉES POUR LA CORRECTION  
DES RÉSULTATS D'ESSAI AUX CONDITIONS DE GARANTIE

(voir 6.6.4)

**Généralités**

Les courbes E1 à E17 peuvent être utilisées pour corriger les valeurs mesurées du rendement thermique pour l'influence des variations des paramètres durant l'essai par rapport aux valeurs spécifiées. Elles donnent les facteurs de correction E suivant la définition donnée en 6.5 et peuvent être utilisées uniquement pour la procédure de comparaison spécifiée en 6.6a).

Les courbes sont établies pour des garanties portant sur un seul point et en conséquence elles comprennent également des données pour le calcul des variations du débit de vapeur vive mesuré par rapport au débit garanti (E1 à E3). Dans le cas de garanties et de paramètres donnés comme fonction du débit de vapeur vive variable (courbes de rendement ou consommation spécifique de chaleur), le débit de vapeur vive mesuré sera considéré comme garanti et les courbes de correction pour le débit de vapeur vive (E1 à E3), par conséquent, ne sont pas utilisées.

L'application de certaines courbes est, dans certains cas, dépendante du fait que les paramètres concernés font ou non l'objet de la garantie.

Les courbes peuvent être utilisées pour corriger les variations des paramètres de fonctionnement, à l'intérieur des limites définies en 3.8.2 (tableau I) et ne doivent pas être extrapolées.

Les données sont valables pour les turbines à condensation de puissance supérieure à 30 MW et pour les paramètres qui sont utilisés habituellement dans les centrales classiques et nucléaires.

Les incertitudes des corrections pour les divers paramètres se réfèrent à la probabilité  $P = 0,95$  et sont indépendantes les unes des autres, l'incertitude qui en résulte peut être calculée en conséquence.

Les formules mathématiques représentant les courbes en E1 à E17 sont données dans le tableau EI dans le but d'être programmées sur ordinateur.

## APPENDIX E

TYPICAL GENERALIZED CORRECTION CURVES FOR CORRECTION OF  
TEST RESULTS ACCORDING TO GUARANTEE CONDITIONS

(see 6.6.4)

**General**

The curves E1 to E17 may be used to correct the measured value of thermal efficiency for the influence of deviations of the operating parameters from the specified values during the test. They give correction factors E according to the definition in 6.5 and can be used for the correction procedure according to 6.6a) only.

The curves are prepared for single point guarantees and they therefore also include data for computation of deviations of measured main steam flow from guaranteed flow (E1 to E3). In case of guarantees and parameters given as functions of variable main steam flow (efficiency or heat rate curves), the measured main steam flow will be considered as guaranteed and the correction curves for main steam flow (E1 to E3) may therefore be ignored.

The application of certain curves is in some cases dependent on whether or not the parameters concerned are the subject of guarantee.

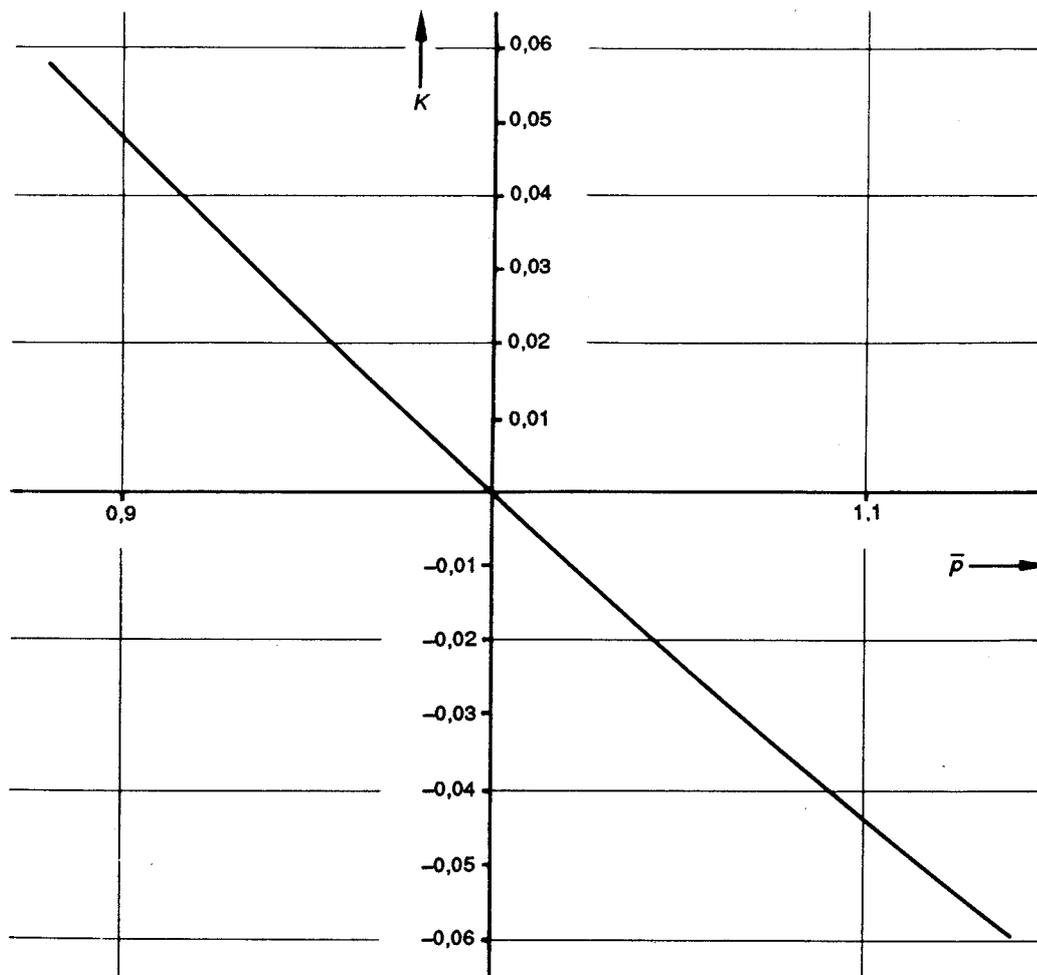
The curves may be used to correct for deviations of operating parameters etc., within the limits defined in 3.8.2 (Table I) and shall not be extrapolated.

The data are valid for condensing turbines of ratings higher than 30 MW and parameters which are commonly used in conventional and nuclear power stations.

The uncertainties of the corrections for the various parameters refer to probability  $P = 0.95$  and are independent of each other and the resulting uncertainty may be calculated accordingly.

Mathematical formulations representing the curves in E1 to E17 are given in Table EI for programming purposes.

---



$$\eta_{h.c} = \eta_{h.m} \cdot F$$

$$F = 1 + K \left( \frac{T_v}{\Delta h_s} \right)_g$$

$T_v$  = température absolue de saturation correspondant à la pression d'échappement (K)

$\Delta h_s$  = chute d'enthalpie isentropique, vapeur vive/pression d'échappement (kJ/kg)

$$\bar{m}_A = \frac{\text{débit de vapeur vive mesuré}}{\text{débit de vapeur vive à la garantie}}$$

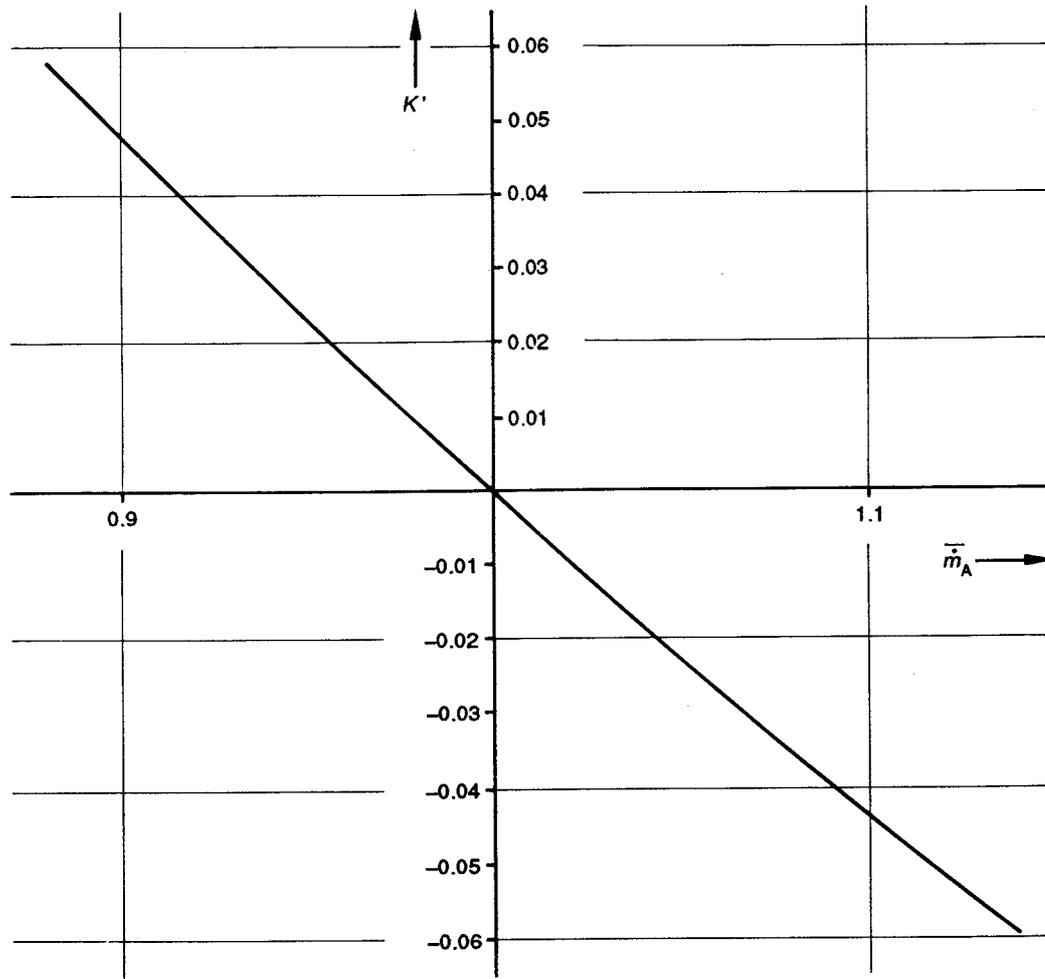
$K$  =  $K'$  pour resurchauffe et/ou séparation externe de l'humidité

$K$  = 0,83  $K'$  sans resurchauffe et sans séparation externe de l'humidité

Valable pour: Turbines à condensation avec réchauffage de l'eau d'alimentation par soutirages, vapeur vive surchauffée ou humide, avec ou sans resurchauffe, enthalpie de vapeur vive constante, charge > 0,2 charge maximale.

Incertitude de calcul:  $\Delta F = \pm 0,15 | F - 1 |$ .

FIG. E1. — Courbes de correction pour tenir compte de l'influence du débit de vapeur vive sur la pression au tore d'admission turbine.



$$\eta_{t.c} = \eta_{t.m} \cdot F$$

$$F = 1 + K \left( \frac{T_v}{\Delta h_s/g} \right)$$

$T_v$  = absolute temperature at exhaust pressure (K)

$\Delta h_s$  = isentropic enthalpy drop, main steam/exhaust pressure (kJ/kg)

$\frac{\dot{m}_A}{\dot{m}_A} = \frac{\text{main steam flow as measured}}{\text{main steam flow as guaranteed}}$

$K$  =  $K'$  for reheat and/or external moisture separation

$K$  =  $0.83 K'$  without reheat and without external moisture separation

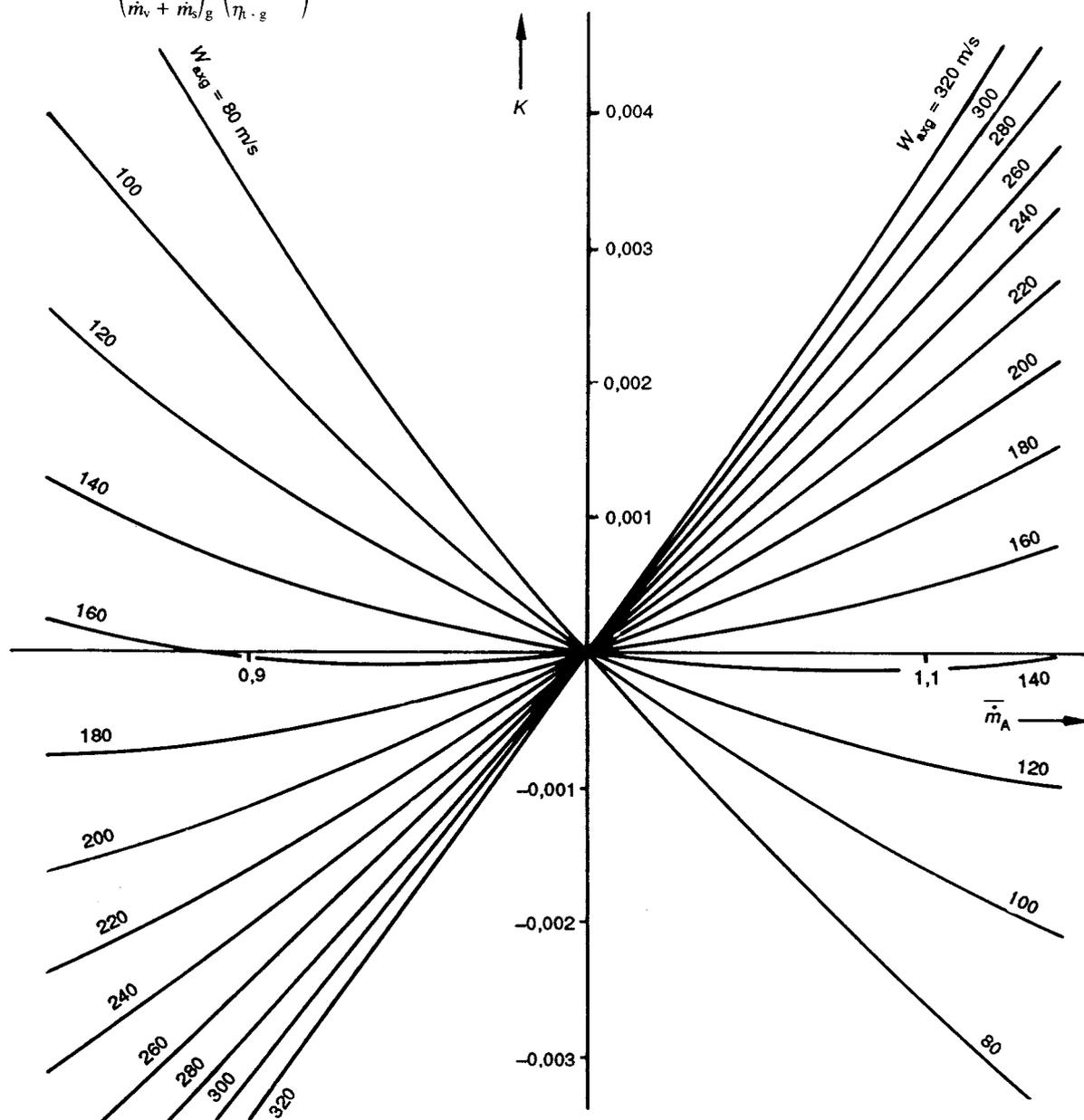
Valid for: Condensing turbines with regenerative feedwater heating, superheated or wet main steam with or without reheat, main steam enthalpy constant, output > 0.2 maximum output.

Uncertainty of computation:  $\Delta F = \pm 0.15 | F - 1 |$ .

FIG. E1. — Correction curve for main flow influence on bowl pressure.

$$\eta_{l.c} = \eta_{l.m} \cdot F$$

$$F = 1 + K \left( \frac{\dot{m}_v}{\dot{m}_v + \dot{m}_s} \right) \left( \frac{1}{\eta_{l.g}} - 1 \right)$$



$\dot{m}_v$  = débit d'échappement de la turbine principale (kg/s)

$\dot{m}_s$  = débit d'échappement de la turbine auxiliaire TPA (kg/s)

$\dot{m}_A$  =  $\frac{\text{débit de vapeur vive mesuré}}{\text{débit de vapeur vive à la garantie}}$

$W_{axg}$  = vitesse axiale d'échappement à la garantie (m/s)

$u$  = vitesse périphérique de la roue du dernier étage (diamètre moyen) (m/s)

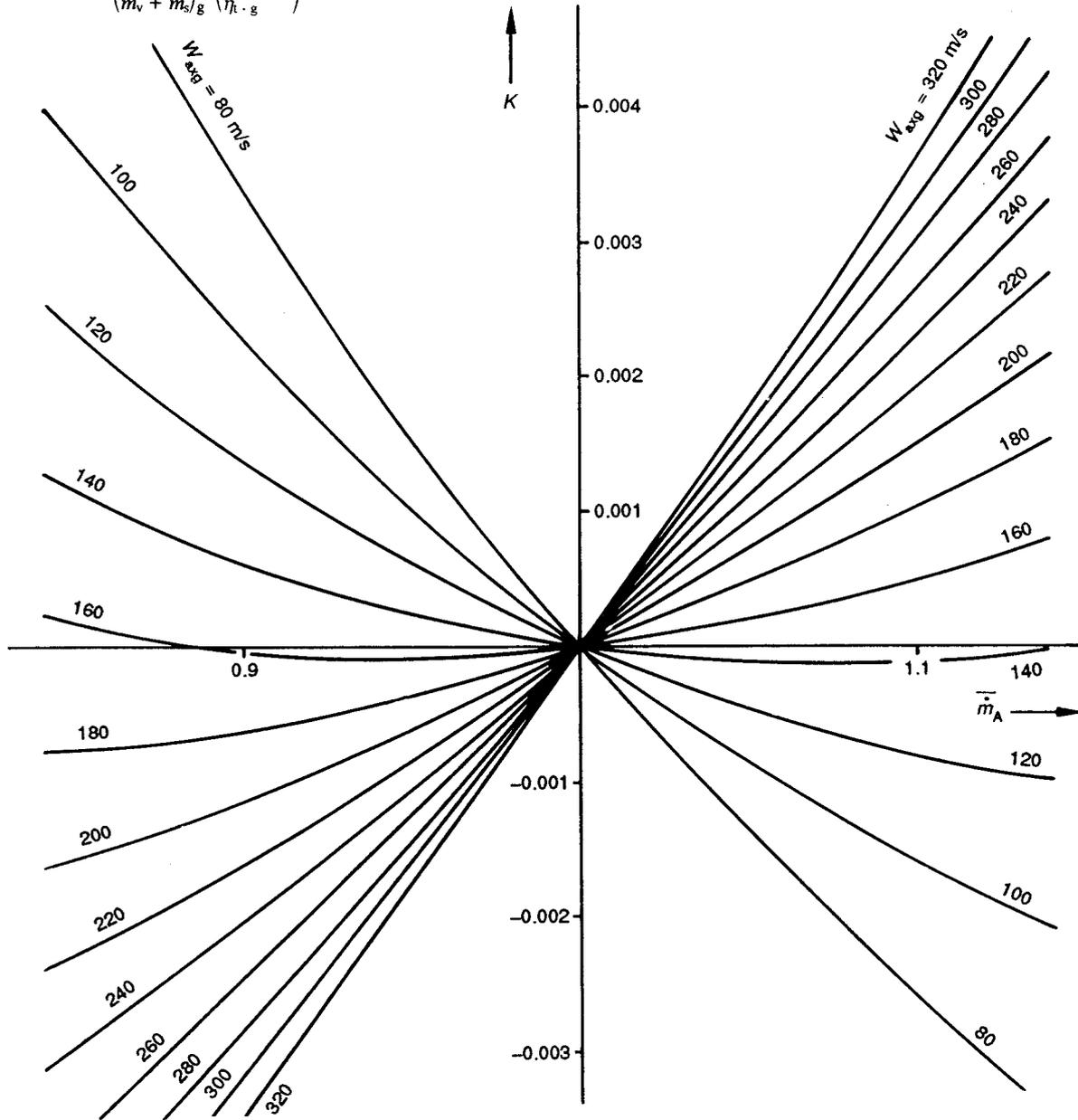
Valable pour: Turbines à condensation avec réchauffage de l'eau d'alimentation par soutirages, vapeur vive surchauffée ou humide, avec ou sans resurchauffe, pression d'échappement < 0,3 bar,  $u = 200$  à 450 m/s, charge > 0,2 charge maximale.

Incertitude de calcul:  $\Delta F = \pm 0,2 | F - 1 |$ .

FIG. E2. — Courbes de correction pour tenir compte de l'influence du débit de vapeur vive sur les pertes à l'échappement.

$$\eta_{h.c} = \eta_{h.m} \cdot F$$

$$F = 1 + K \left( \frac{\dot{m}_v}{\dot{m}_v + \dot{m}_s} \right) \left( \frac{1}{\eta_{h.g}} - 1 \right)$$



$\dot{m}_v$  = exhaust flows of main turbine (kg/s)

$\dot{m}_s$  = exhaust flow of BFP - auxiliary turbine (kg/s)

$\bar{\dot{m}}_A$  =  $\frac{\text{main steam as measured}}{\text{main steam as guaranteed}}$

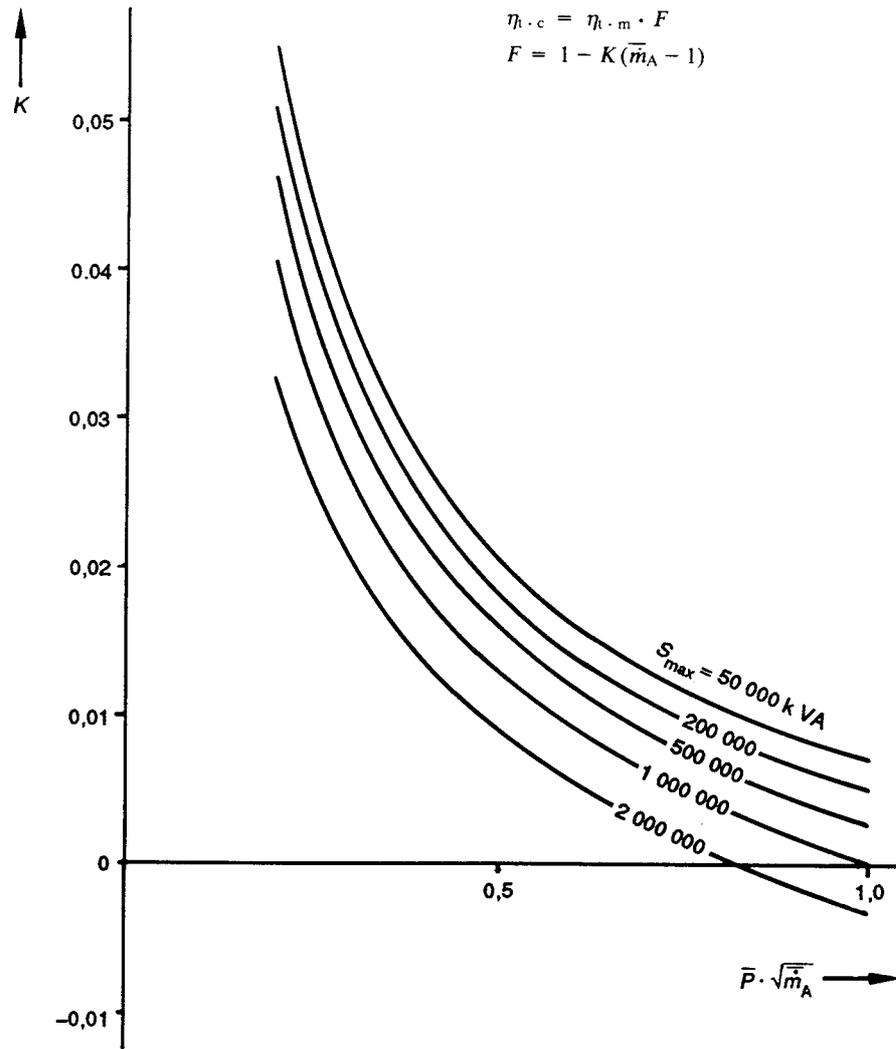
$W_{axg}$  = axial outlet velocity as guaranteed (m/s)

$u$  = peripheral speed of last stage wheel (pitch diameter) (m/s)

Valid for: Condensing turbines with regenerative feedwater heating, wet or superheated main steam, with or without reheat, exhaust pressure < 0.3 bar,  $u = 200$  to  $450$  m/s, output > 0.2 maximum output.

Uncertainty of computation:  $\Delta F = \pm 0.2 | F - 1 |$ .

FIG. E2. — Correction curve for main steam flow influence on exhaust losses.



$$\bar{m}_A = \frac{\text{débit de vapeur vive mesuré}}{\text{débit de vapeur vive à la garantie}}$$

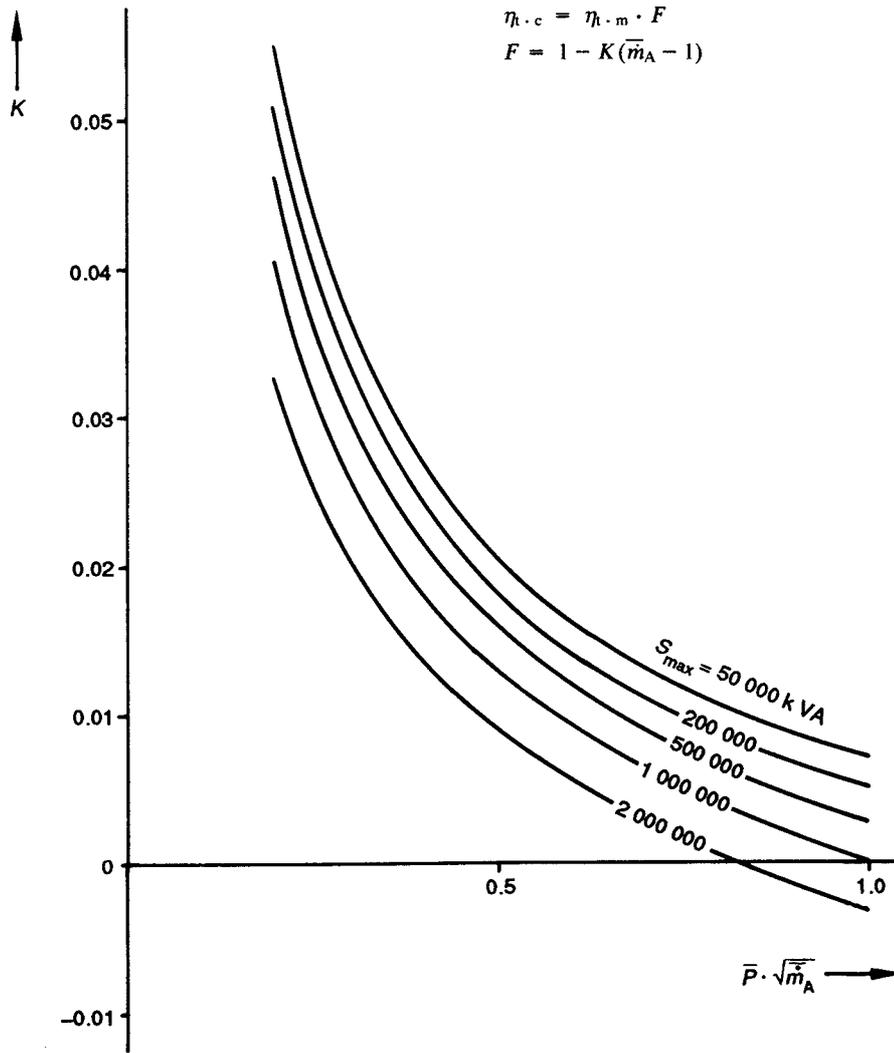
$$\bar{P} = \frac{\text{puissance à la garantie de l'alternateur}}{\text{puissance maximale de l'alternateur}}$$

$S_{\max}$  = puissance apparente maximale de l'alternateur (kVA)

Valable pour: Alternateurs bipolaires et tétrapolaires, systèmes de refroidissement correspondant à  $S_{\max}$ ,  $S_{\max} > 30\,000$  kVA.

Incertitude de calcul:  $\Delta F = \pm (|0,3 K| + 0,003) \cdot |\bar{m}_A - 1|$ .

FIG. E3. — Courbes de correction pour tenir compte de l'influence du débit de vapeur vive sur le rendement mécanique et le rendement de l'alternateur.



$$\bar{m}_A = \frac{\text{main steam flow as measured}}{\text{main steam flow as guaranteed}}$$

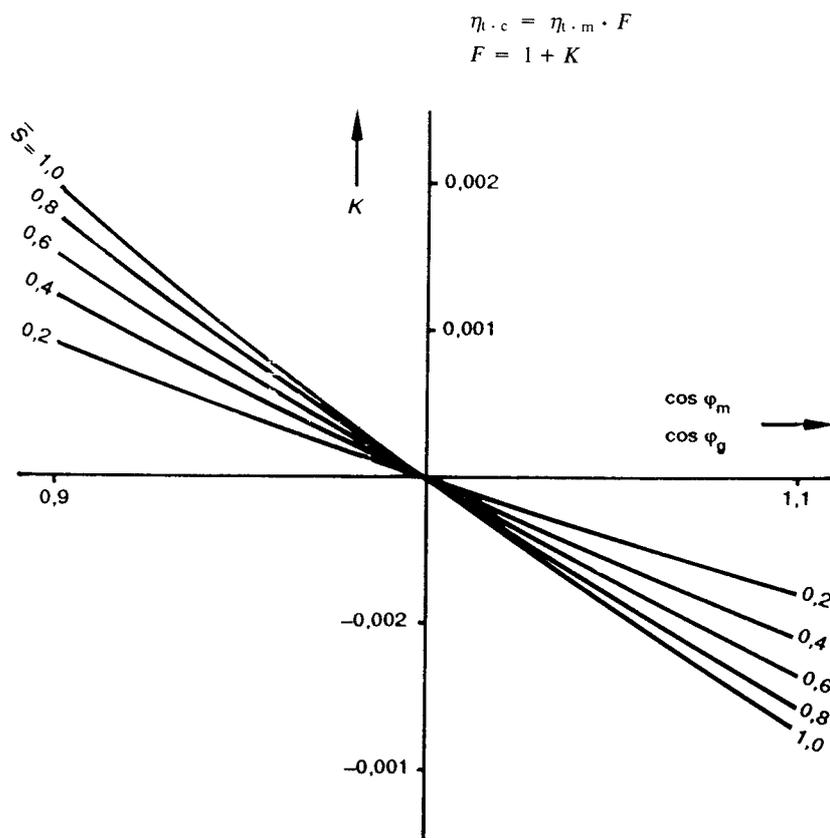
$$\bar{P} = \frac{\text{generator output as guaranteed}}{\text{max. generator output}}$$

$S_{\max}$  = max. apparent generator output (kVA)

Valid for: Two-pole and four-pole generators, cooling systems adequate to  $S_{\max}$ ,  $S_{\max} > 30\,000$  kVA.

Uncertainty of computation:  $\Delta F = \pm (|0.3 K| + 0.003) \cdot |\bar{m}_A - 1|$ .

FIG. E3. — Correction curve for main steam flow influence on mechanical efficiency and generator efficiency.



$\cos \varphi$  = facteur de puissance

$S$  = puissance apparente de l'alternateur (kVA)

$S_{\max}$  = puissance apparente maximale de l'alternateur (kVA)

$$\bar{S} = \left( \frac{S}{S_{\max/g}} \right)$$

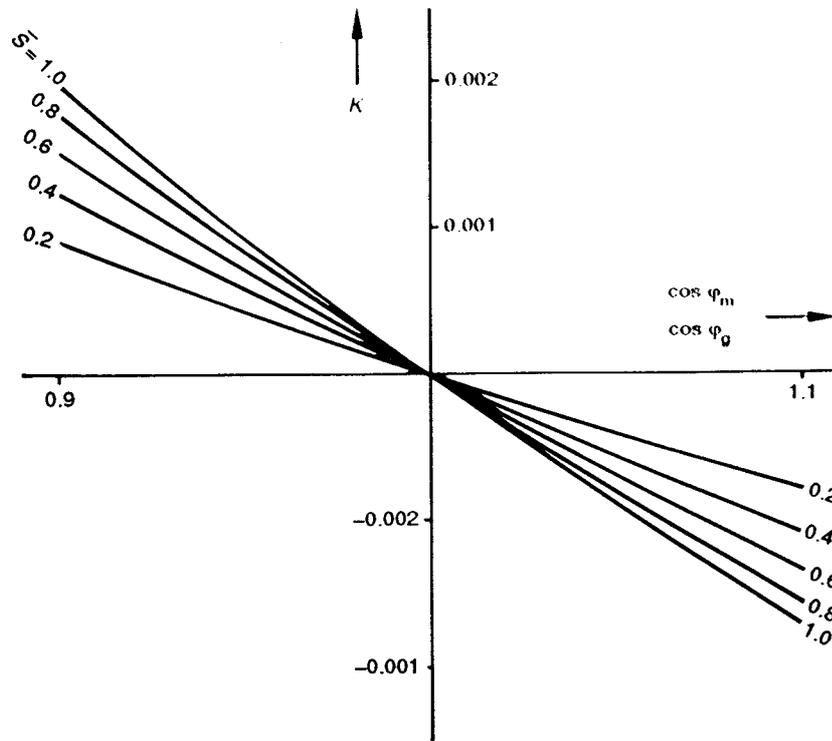
Valable pour:  $S_{\max} > 30$  MVA,  $\cos \varphi = 0,7$  à  $1,0$ , charge active = constante.

Incertitude de calcul:  $\Delta F = \pm 0,4 | F - 1 |$ .

FIG. E4. — Courbes de correction pour tenir compte du facteur de puissance.

$$\eta_{h.c} = \eta_{h.m} \cdot F$$

$$F = 1 + K$$



$\cos \phi$  = load factor

$S$  = apparent generator output (kVA)

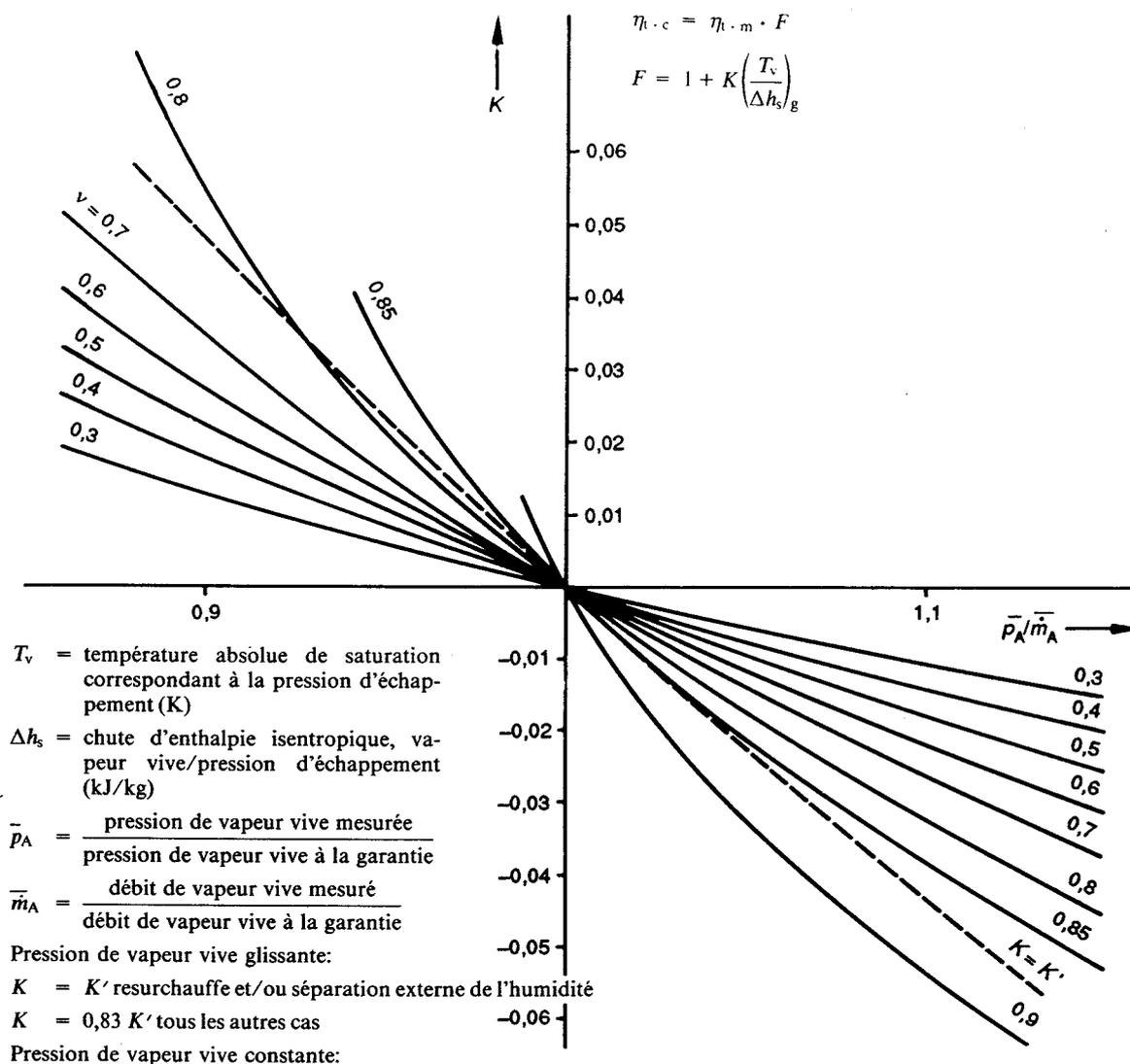
$S_{\max}$  = max. apparent generator output (kVA)

$$\bar{S} = \left( \frac{S}{S_{\max}} \right)_g$$

Valid for:  $S_{\max} > 30$  MVA,  $\cos \phi = 0.7$  to 1.0, active output = constant.

Uncertainty of computation:  $\Delta F = \pm 0.4 | F - 1 |$ .

FIG. E4. — Correction curve for load factor.



Pression de vapeur vive constante:

$$\text{Régla\~{g}e par laminage} \quad \left\{ \begin{array}{l} K = 0,11 K' \text{ vapeur/vapeur resurchauffée} \\ K = 0 \text{ tous les autres cas} \end{array} \right.$$

$$\text{Régla\~{g}e par admission partielle} \quad \left\{ \begin{array}{l} K = 0,11 + 0,89 K(v) \text{ vapeur/vapeur resurchauffée} \\ K = 0,83 K(v) \text{ sans resurchauffe et sans séparation externe d'humidité} \\ K = K(v) \text{ tous les autres cas} \end{array} \right.$$

$$v = v_0^\mu$$

$$\mu = \frac{18(h_{Ag} - 1925)}{u^2} \text{ étage de réglage à roue simple}$$

$p_R$  = pression aval première roue (bar)

$h_A$  = enthalpie de la vapeur vive (kJ/kg)

$$v_0 = \left( \frac{p_R}{p_A} \right)_g$$

$$\mu = \frac{8(h_{Ag} - 1925)}{u^2} \text{ étage de réglage à roue double}$$

$p_A$  = pression de vapeur vive (bar)

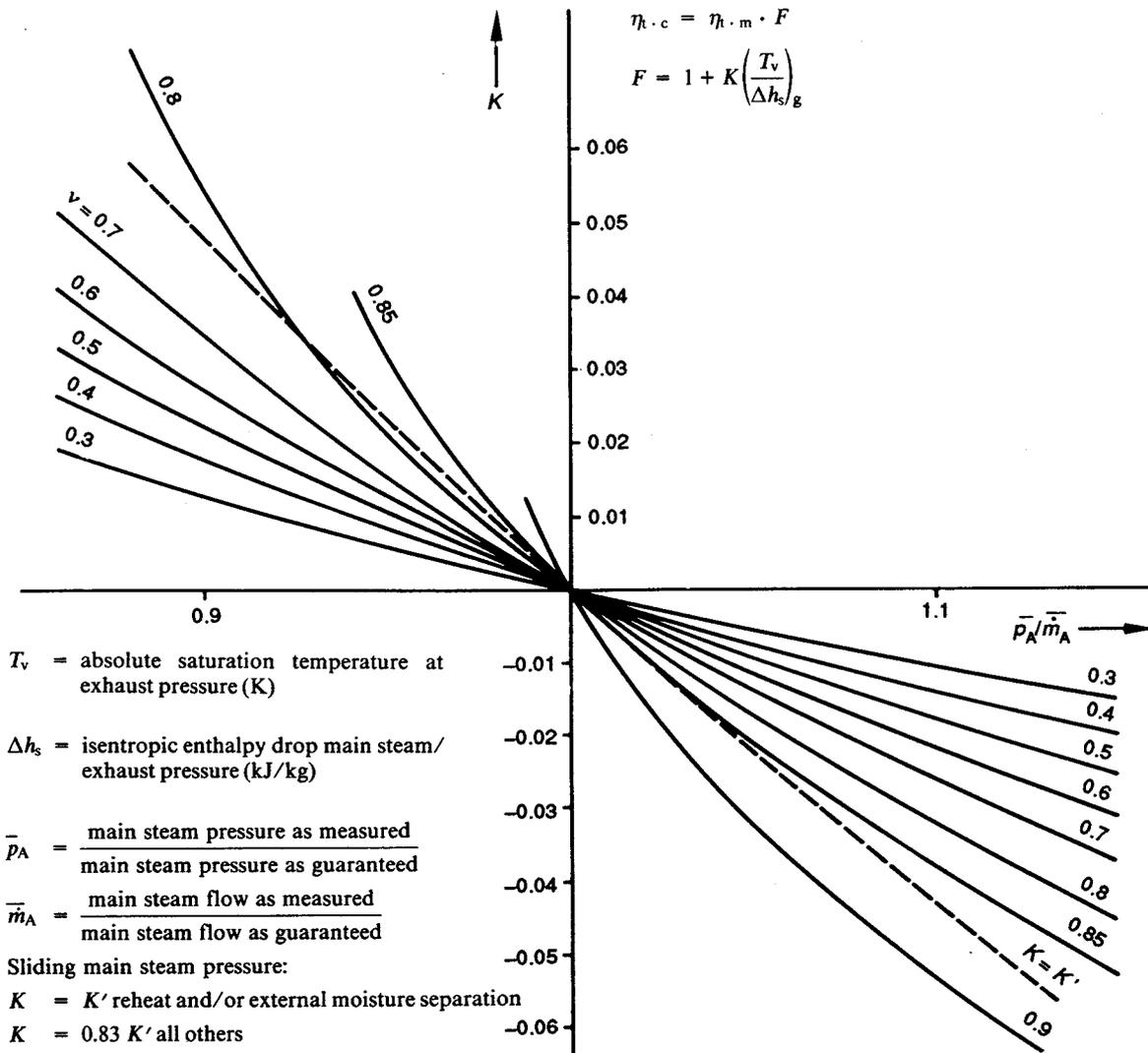
$u$  = vitesse périphérique de la première roue au diamètre moyen (m/s)

Valable pour: Turbines à condensation avec réchauffage de l'eau d'alimentation par soutirages, vapeur vive humide ou surchauffée, avec ou sans resurchauffe, enthalpie de vapeur vive constante,  $v \cdot \dot{m}_A / p_A < 0,91$ , charge  $> 0,2$  charge maximale.

$$\text{Incertitude de calcul: } \Delta F = \pm \left( 0,15 | F - 1 | + 0,002 \left| \frac{p_A}{\dot{m}_A} - 1 \right| \right)$$

FIG. E5. — Courbes de correction pour tenir compte de la pression de vapeur vive.

Cette correction tient compte des variations de la capacité de débit pour une position de soupape donnée (pour les variations de débit, voir F1).



$T_v$  = absolute saturation temperature at exhaust pressure (K)  
 $\Delta h_s$  = isentropic enthalpy drop main steam/exhaust pressure (kJ/kg)  
 $\frac{\bar{p}_A}{\bar{p}_A}$  =  $\frac{\text{main steam pressure as measured}}{\text{main steam pressure as guaranteed}}$   
 $\frac{\bar{m}_A}{\bar{m}_A}$  =  $\frac{\text{main steam flow as measured}}{\text{main steam flow as guaranteed}}$   
 Sliding main steam pressure:  
 $K$  =  $K'$  reheat and/or external moisture separation  
 $K$  =  $0.83 K'$  all others  
 Constant main steam pressure:

Throttle control	}	$K = 0.11 K'$ steam/steam reheat
		$K = 0$ all others
Nozzle control	}	$K = 0.11 + 0.89 K(v)$ steam/steam reheat
		$K = 0.83 K(v)$ without reheat and without external moisture separation
		$K = K(v)$ all others

$v = v_0^\mu$   
 $\mu = \frac{18(h_{Ag} - 1925)}{u^2}$  one-row governing stage

$p_R$  = wheel chamber pressure (bar)  
 $h_A$  = main steam enthalpy (kJ/kg)

$v_0 = \left( \frac{p_R}{p_A} \right)_g$   
 $\mu = \frac{8(h_{Ag} - 1925)}{u^2}$  two-row governing stage

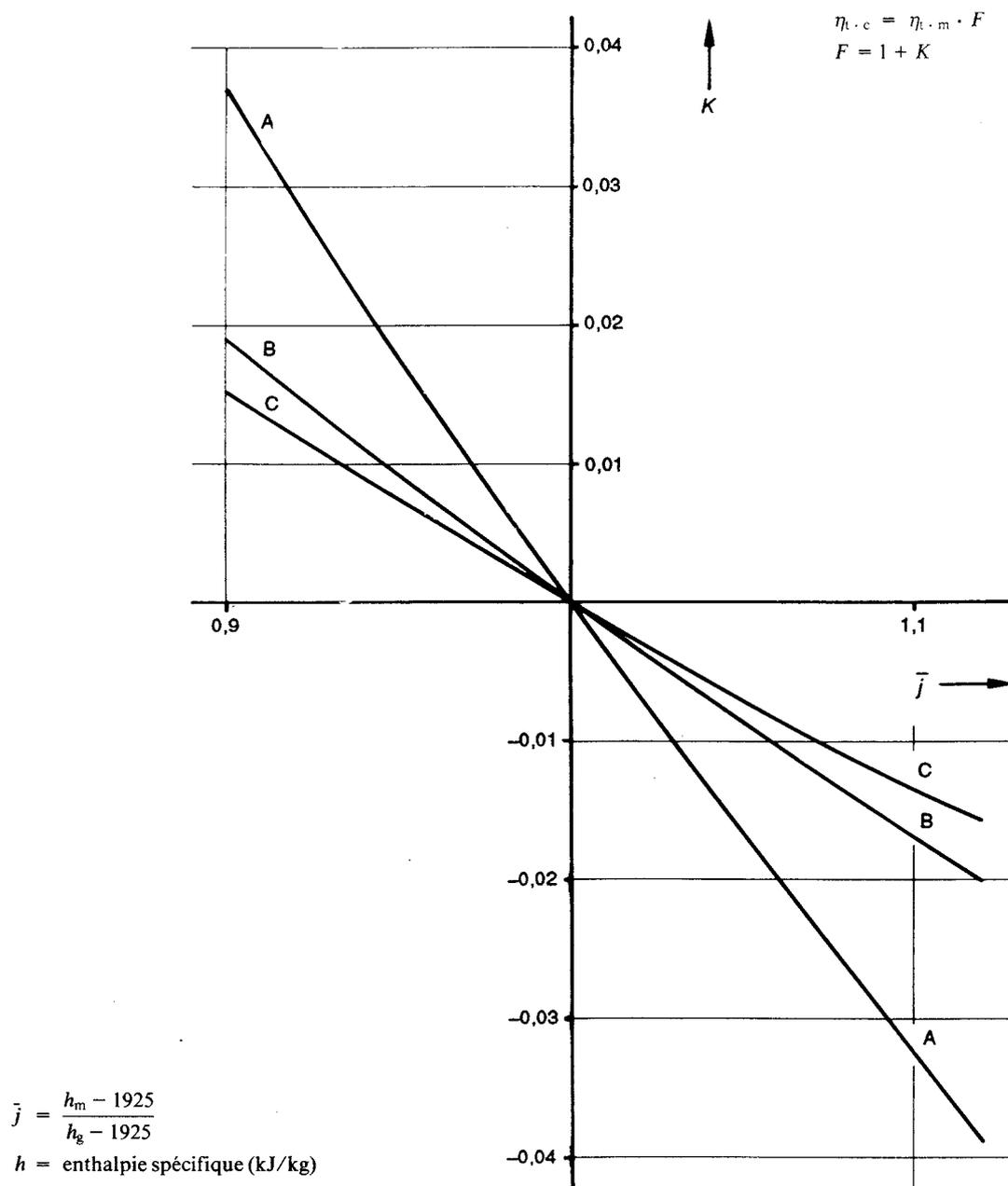
$p_A$  = main steam pressure (bar)  
 $u$  = control stage peripheral speed pitch diameter (m/s)

Valid for: Condensing turbines with regenerative feedwater heating, wet or superheated main steam, with or without reheat, main steam enthalpy constant,  $v \cdot \bar{m}_A / \bar{p}_A < 0.91$ , load  $> 0.2$  maximum load.

Uncertainty of computation:  $\Delta F = \pm \left( 0.15 | F - 1 | + 0.002 \left| \frac{\bar{p}_A}{\bar{m}_A} - 1 \right| \right)$ .

FIG. E5. — Correction curve for main steam pressure.

This correction allows for deviation in flow capacity at agreed valve position (for deviation in flow, see F1).



Courbe A: Vapeur vive des turbines classiques sans resurchauffe.

Courbe B: Vapeur vive saturée (ou presque) des turbines avec séparation externe de l'humidité, sans resurchauffe.

Courbe C: Vapeur vive et vapeur resurchauffée des turbines classiques avec simple resurchauffe.

Vapeur vive saturée (ou presque) des turbines avec séparation externe de l'humidité et resurchauffe.

Valable pour: Turbines à condensation avec réchauffage de l'eau d'alimentation par soutirages, charge > 0,2 charge maximale.

Incertitude de calcul:  $\Delta F = \pm(0,15 | F-1 | + 0,002 | \bar{j}-1 |)$ .

FIG. E6. — Courbes de correction pour tenir compte des enthalpies vapeur.

$$\eta_{h.c} = \eta_{h.m} \cdot F$$

$$F = 1 + K$$

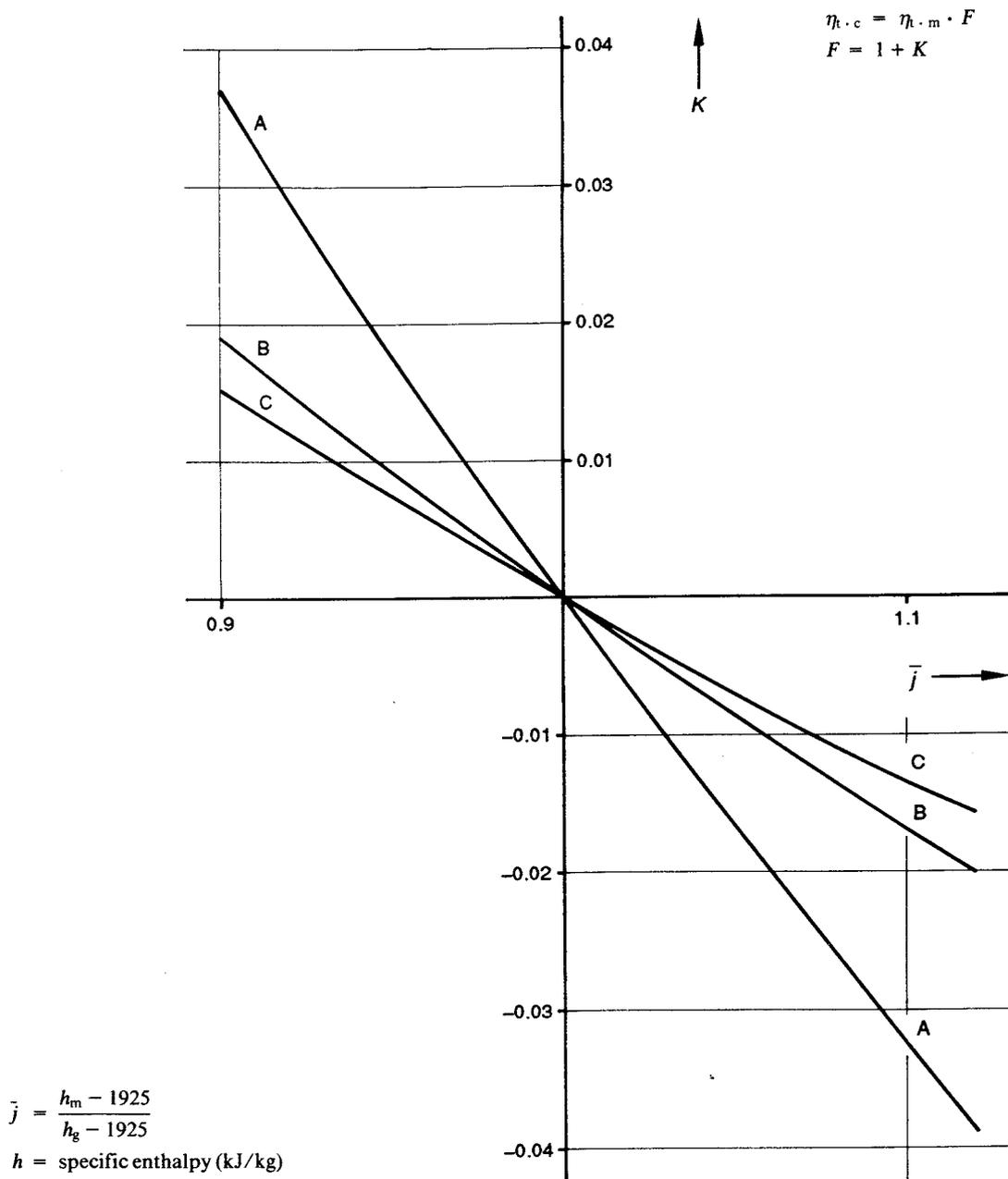
$$K = 0,21 (x_g - x_m)$$

$x$  = qualité de la vapeur à la sortie du séparateur, c'est-à-dire fraction sèche de la vapeur humide en poids (titre en vapeur)

Valable pour: Turbines à condensation avec réchauffage de l'eau d'alimentation par soutirages, vapeur vive humide (ou presque) avec ou sans resurchauffe.

Incertitude de calcul:  $\Delta F = \pm 0,2 | F-1 |$ .

FIG. E7. — Correction pour tenir compte de l'humidité à la sortie d'un séparateur externe.



Curve A: Main steam of conventional turbines without reheat.

Curve B: Saturated (or nearly saturated) main steam of turbines with external moisture separation, without reheat.

Curve C: Main steam and reheat steam of conventional turbines with single reheat.

Saturated (or nearly saturated) main steam of turbines with external moisture separator and reheat.

Valid for: Condensing turbines with regenerative feedwater heating, output > 0.2 maximum output.

Uncertainty of computation:  $\Delta F = \pm(0.15 | F-1 | + 0.002 | \bar{j}-1 |)$ .

FIG. E6. — Correction curve for steam enthalpies.

$$\eta_{h.c} = \eta_{h.m} \cdot F$$

$$F = 1 + K$$

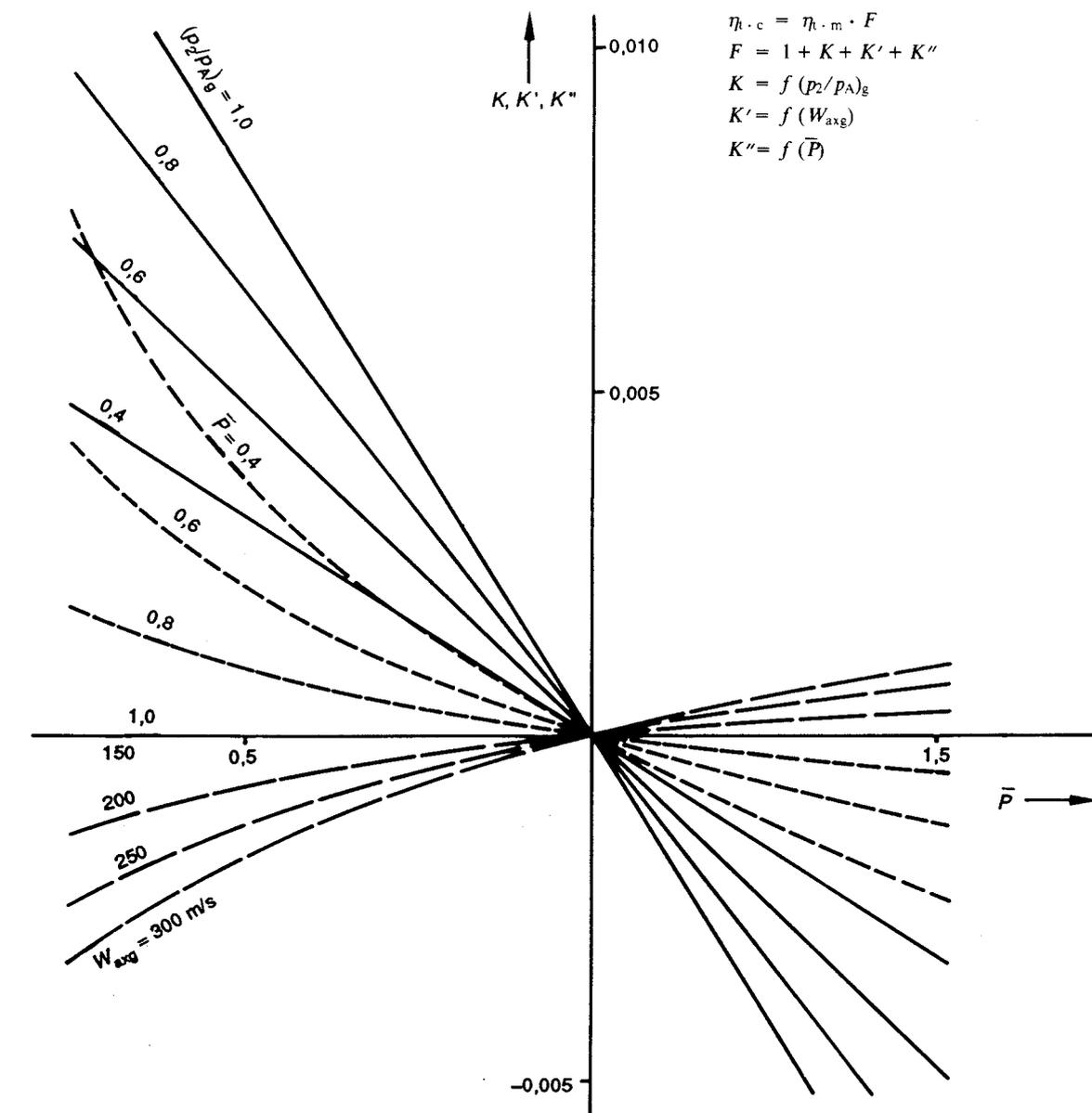
$$K = 0.21 (x_g - x_m)$$

$x$  = quality, i.e., dryness fraction of wet steam by weight beyond moisture separator

Valid for: Condensing turbines with regenerative heating system, wet (or nearly wet) main steam, with or without following reheat.

Uncertainty of computation:  $\Delta F = \pm 0.2 | F-1 |$ .

FIG. E7. — Correction for final moisture of external separator.



$$\bar{p} = \frac{p_{Ag} \cdot p_{2m}}{p_{2g} \cdot p_{Am}}$$

$p_2$  = pression à la saturation à  $\vartheta_2$  (bar)

$\vartheta_2$  = température de resurchauffe (°C)

$p_A$  = pression de la vapeur vive (bar)

$\bar{P}$  =  $\frac{\text{puissance alternateur à la garantie}}{\text{puissance alternateur maximale}}$

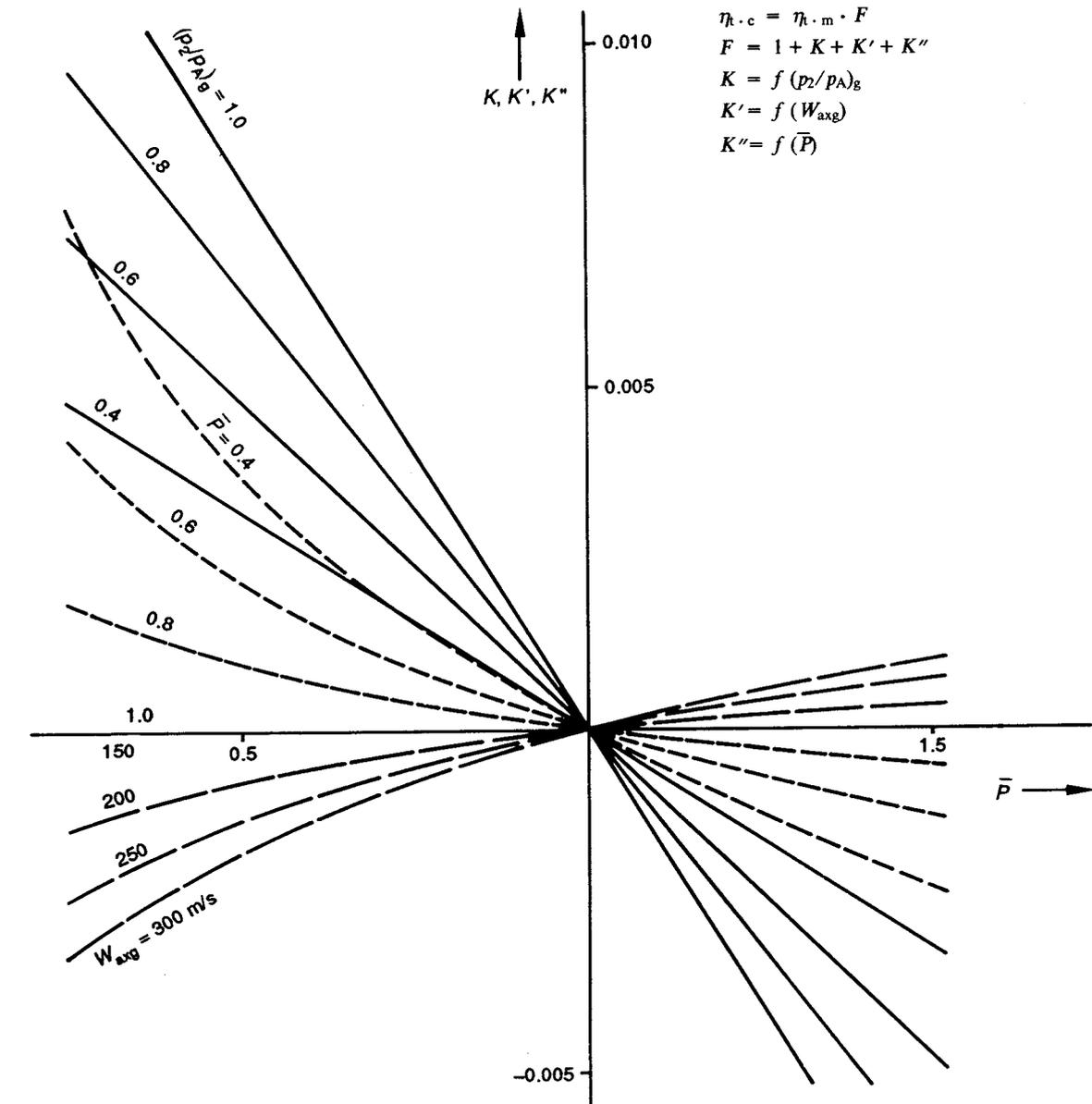
$W_{avg}$  = vitesse axiale de la vapeur sortie dernier étage à la garantie (m/s)

Valable pour: Turbines à condensation avec réchauffage de l'eau d'alimentation par soutirages, vapeur vive humide ou légèrement surchauffée, resurchauffe finale par vapeur vive, charge > 0,2 charge maximale.

Incertitude de calcul:  $\Delta F = \pm 0,2 \sqrt{K^2 + K'^2 + K''^2}$ .

FIG. E8. — Courbes de correction pour tenir compte des variations d'écart terminal du resurchauffeur à vapeur vive.

Resurchauffeur de vapeur par vapeur vive seulement, les pertes de charge côté vapeur vive sont incluses dans cette correction, voir la définition de  $\bar{p}$ .



$$\bar{p} = \frac{p_{Ag} \cdot p_{2m}}{p_{2g} \cdot p_{Am}}$$

$p_2$  = saturation pressure at  $\vartheta_2$  (bar)

$\vartheta_2$  = reheat temperature ( $^{\circ}\text{C}$ )

$p_A$  = main steam pressure (bar)

$\bar{p}$  =  $\frac{\text{generator output as guaranteed}}{\text{max. generator output}}$

$W_{avg}$  = last stage axial outlet velocity as guaranteed (m/s)

Valid for: Condensing turbines with regenerative feedwater heating, wet or slightly superheated main steam, final reheat by main steam, output  $> 0.2$  maximum output.

Uncertainty of computation:  $\Delta F = \pm 0.2 \sqrt{K^2 + K'^2 + K''^2}$ .

FIG. E8. — Correction curve for reheat terminal difference.

Main steam/steam reheat stage only, pressure losses on the main steam side are included in this correction, see definition of  $\bar{p}$ .

Si le condenseur est compris dans la garantie,  $\bar{p}$  ne sera pas calculé pour la pression d'échappement mesurée, mais pour la pression d'échappement prévue pour les valeurs mesurées du débit d'eau de refroidissement et de la température de cette eau (voir E10).

$$\eta_{h \cdot c} = \eta_{h \cdot m} \cdot F$$

$$F = \frac{1}{1 - K \left( \frac{\dot{m}_v}{\dot{m}_v + \dot{m}_{s,g}} \right) \cdot \frac{u(0,185 + \sin \beta)}{10\,000} \left( \frac{1}{\eta_{h \cdot g}} - 1 \right)}$$

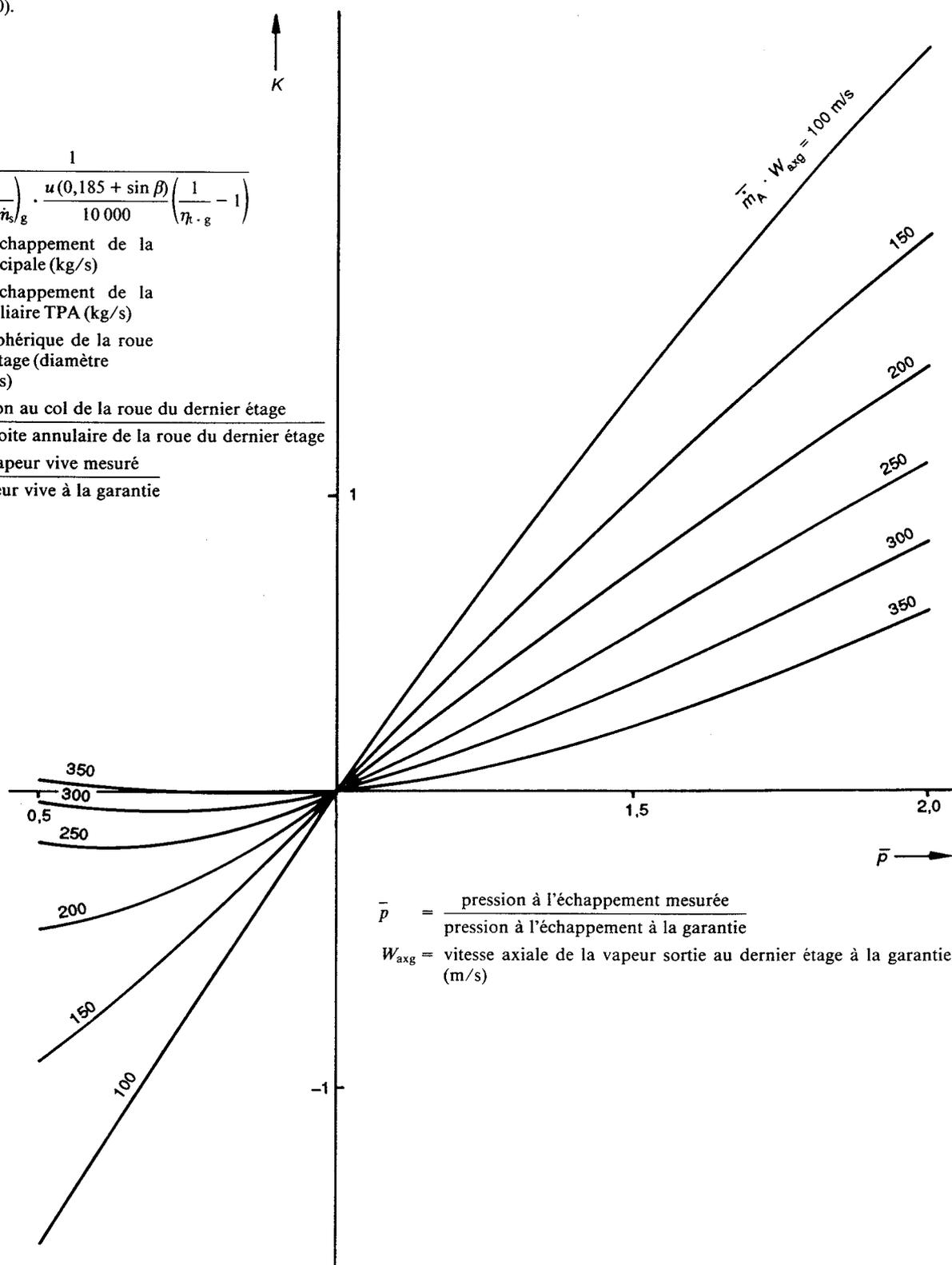
$\dot{m}_v$  = débit à l'échappement de la turbine principale (kg/s)

$\dot{m}_s$  = débit à l'échappement de la turbine auxiliaire TPA (kg/s)

$u$  = vitesse périphérique de la roue du dernier étage (diamètre moyen) (m/s)

$$\sin \beta = \frac{\text{section au col de la roue du dernier étage}}{\text{section droite annulaire de la roue du dernier étage}}$$

$$\bar{m}_A = \frac{\text{débit vapeur vive mesuré}}{\text{débit vapeur vive à la garantie}}$$

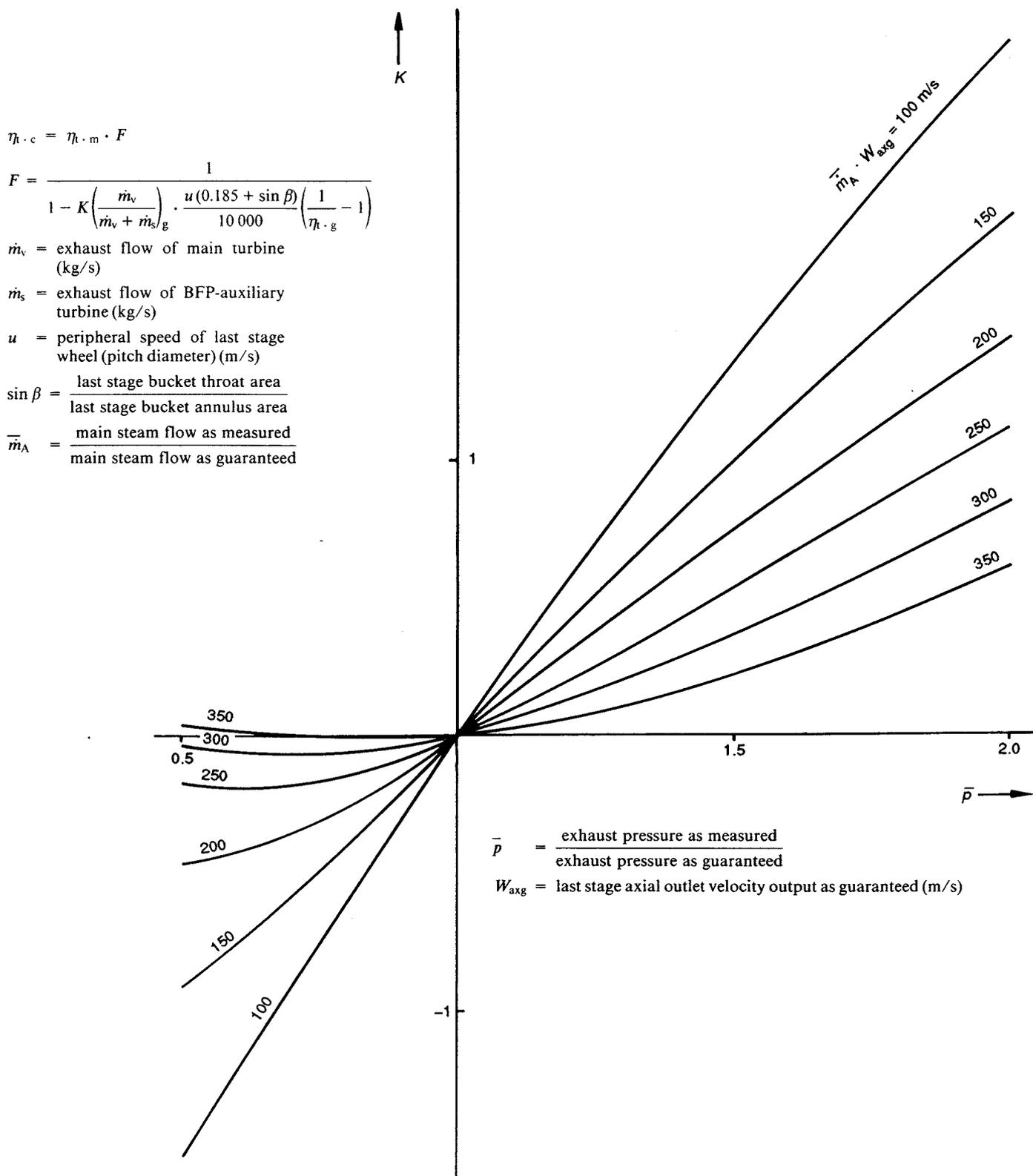


Valable pour: Turbines à condensation avec réchauffage de l'eau d'alimentation par soutirages, avec ou sans resurchauffe, vapeur vive surchauffée ou humide, pression d'échappement < 0,3 bar,  $u = 200$  m/s à 450 m/s, charge > 0,2 charge maximale.

Incertitude de calcul:  $\Delta F = \pm(0,15 | F - 1 | + 0,002 | \bar{p} - 1 |)$ .

FIG. E9. — Courbes de correction pour tenir compte de la pression d'échappement.

If the condenser is included in the guarantee,  $\bar{p}$  will not be computed on the basis of the measured exhaust pressure, but by means of the expected exhaust pressure for measured cooling water flow and cooling water temperatures (see E10).



Valid for: Condensing turbines with regenerative feedwater heating, with or without reheat, superheated or wet main steam, exhaust pressure < 0.3 bar,  $u = 200$  m/s to 450 m/s, output > 0.2 maximum output.

Uncertainty of computation:  $\Delta F = \pm(0.15 | F-1 | + 0.002 | \bar{p} - 1 |)$ .

FIG. E9. — Correction curve for exhaust pressure.

Si le condenseur est compris dans la garantie,  $\bar{p}$  (voir E9) ne sera pas calculé sur la base de la pression d'échappement mesurée mais au moyen de l'équation suivante:

$$\bar{p} = \frac{p}{p_g}$$

$$\mathcal{G} = \mathcal{G}_{2m} + \frac{\mathcal{G}_{2m} \cdot \mathcal{G}_{1m}}{e^A - 1}$$

$$A = \left( \frac{\dot{m}_g}{\dot{m}_m} \right)^{0,5} \cdot \frac{1,4 - \frac{17}{\mathcal{G}_{1m} + 20}}{1,4 - \frac{17}{\mathcal{G}_{1g} + 20}} \cdot \ln \left( \frac{\mathcal{G}_{2g} - \mathcal{G}_{1g} + 1}{\mathcal{G}_g - \mathcal{G}_{2g}} \right)$$

$\mathcal{G}$  = température à l'échappement attendue (°C)

$p$  = pression à l'échappement attendue (pression de saturation à  $\mathcal{G}$ ) (bar)

$\mathcal{G}_2$  = température de sortie de l'eau de refroidissement (°C)

$\mathcal{G}_1$  = température d'entrée de l'eau de refroidissement (°C)

$e$  = nombre naturel (= 2,718)

$\ln$  = logarithme népérien

$\dot{m}$  = débit d'eau de refroidissement (kg/s)

Valable pour: Condenseur par surface de conception classique, vitesse de l'eau de refroidissement dans les tubes > 0,8 m/s.

Incertitude de calcul:  $\Delta \bar{p} = \pm 0,1 (\bar{p} - 1)$ .

FIG. E10. — Correction pour tenir compte du débit d'eau de refroidissement de condenseur et de la température d'entrée de cette eau.

If the condenser is included in the guarantee,  $\bar{p}$  (see E9) will not be computed on the basis of the measured exhaust pressure, but by means of the following equation.

$$\bar{p} = \frac{p}{p_g}$$

$$\mathcal{G} = \mathcal{G}_{2m} + \frac{\mathcal{G}_{2m} \cdot \mathcal{G}_{1m}}{e^A - 1}$$

$$A = \left( \frac{\dot{m}_g}{\dot{m}_m} \right)^{0.5} \cdot \frac{1.4 - \frac{17}{\mathcal{G}_{1m} + 20}}{1.4 - \frac{17}{\mathcal{G}_{ig} + 20}} \cdot \ln \left( \frac{\mathcal{G}_{2g} - \mathcal{G}_{1g}}{\mathcal{G}_g - \mathcal{G}_{2g}} + 1 \right)$$

$\mathcal{G}$  = expected exhaust temperature (°C)

$p$  = expected exhaust pressure (saturation pressure at  $\mathcal{G}$ ) (bar)

$\mathcal{G}_2$  = cooling water exit temperature (°C)

$\mathcal{G}_1$  = cooling water inlet temperature (°C)

$e$  = natural number (= 2.718)

$\ln$  = napierian logarithm

$\dot{m}$  = cooling water flow (kg/s)

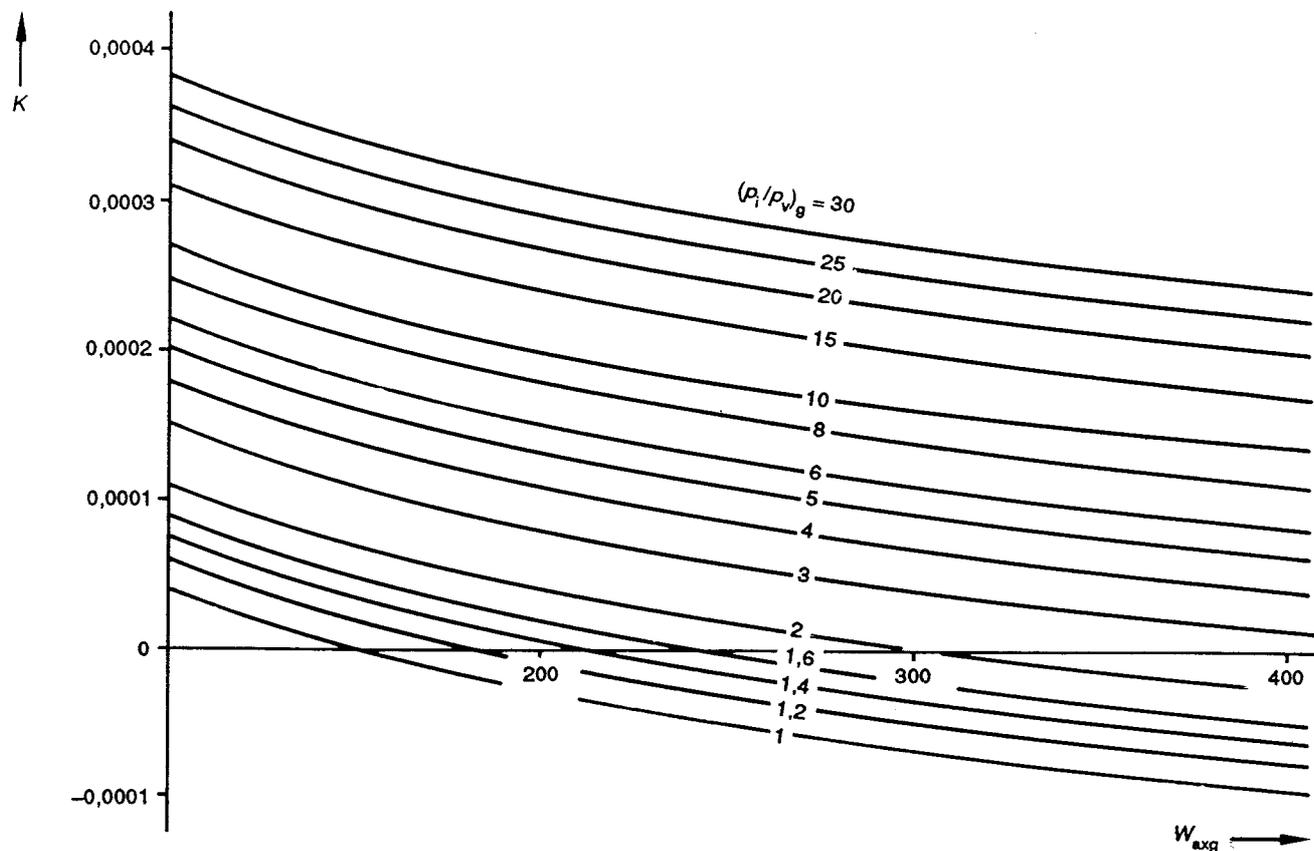
Valid for: Surface condenser of conventional design, cooling water velocity in tubes > 0.8 m/s.

Uncertainty of computation:  $\Delta \bar{p} = \pm 0.1 (\bar{p} - 1)$ .

FIG. E10. — Correction for condenser cooling water flow and inlet temperature.

$$\eta_{h.c} = \eta_{h.m} \cdot F$$

$$F = 1 + K \left( \frac{1}{\eta_{h.g}} - 1 \right) [(\vartheta_v - \vartheta_w)_m - (\vartheta_v - \vartheta_w)_g]$$



$p_v$  = pression à l'échappement (bar)

$\vartheta_v$  = température de saturation à la pression d'échappement (°C)

$\vartheta_w$  = température des condensats avant le réchauffeur à la pression la plus basse (°C)

$p_1$  = pression du soutirage à la pression la plus basse (bar)

$W_{axg}$  = vitesse axiale de la vapeur sortie dernier étage à la garantie (m/s)

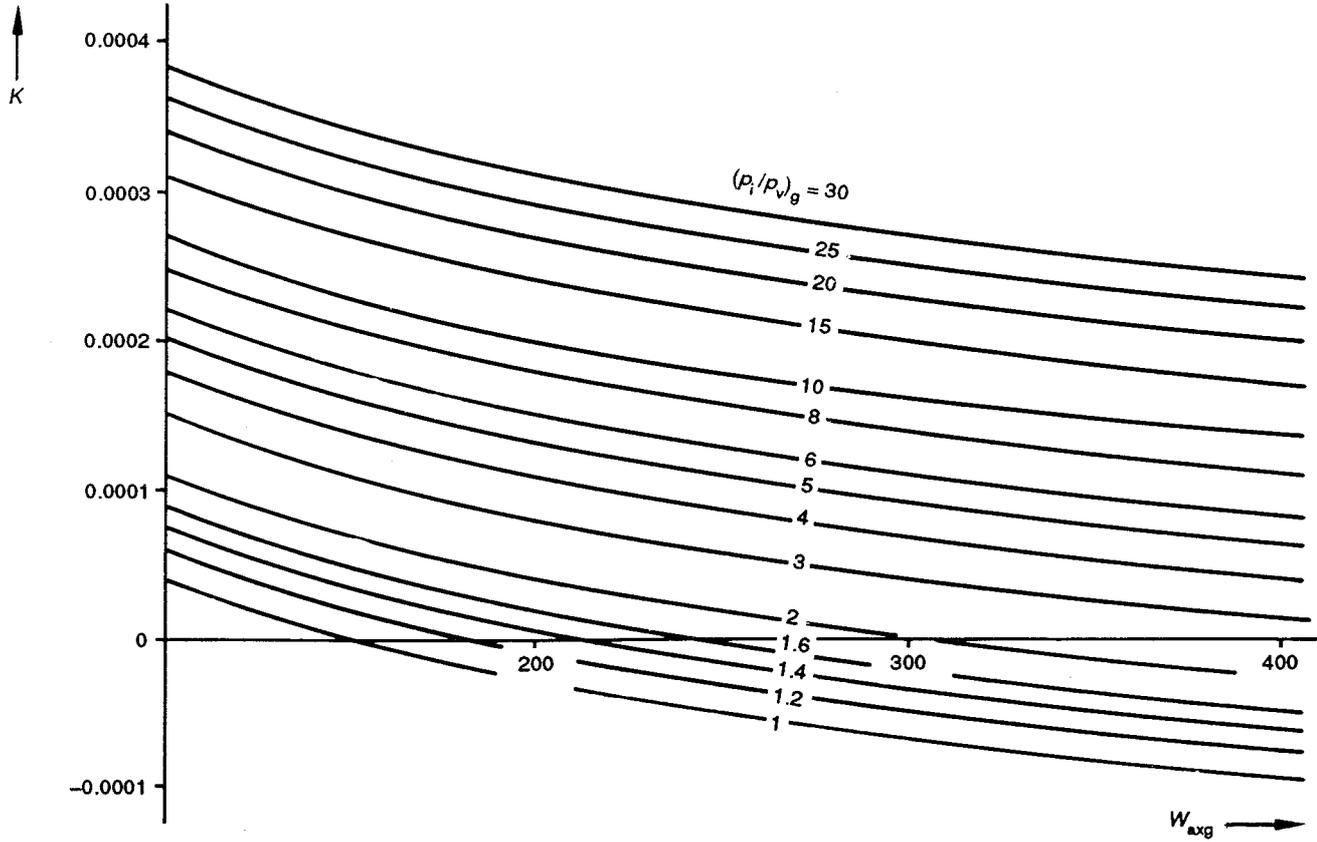
Valable pour: Turbines à condensation avec réchauffage de l'eau d'alimentation par soutirages, vapeur initiale vive humide ou surchauffée, avec ou sans resurchauffe, pression d'échappement < 0,3 bar, charge > 0,2 charge maximale.

Incertitude de calcul:  $\Delta F = \pm 0,00004 \cdot |(\vartheta_v - \vartheta_w)_m - (\vartheta_v - \vartheta_w)_g|$ .

FIG. E11. — Courbes de correction pour tenir compte du sous-refroidissement des condensats sortie condenseur.

$$\eta_{t.c} = \eta_{t.m} \cdot F$$

$$F = 1 + K \left( \frac{1}{\eta_{t.g}} - 1 \right) [(\vartheta_v - \vartheta_w)_m - (\vartheta_v - \vartheta_w)_g]$$



- $p_v$  = exhaust pressure (bar)
- $\vartheta_v$  = saturation temperature at exhaust pressure (°C)
- $\vartheta_w$  = condensate temperature before lowest heater (°C)
- $p_1$  = pressure of lowest bleeding (bar)
- $W_{axg}$  = last stage annulus velocity as guaranteed (m/s)

Valid for: Condensing turbines with regenerative heating system, wet or superheated main steam, with or without reheat, exhaust pressure < 0.3 bar, output > 0.2 maximum output.

Uncertainty of computation:  $\Delta F = \pm 0.00004 \cdot |(\vartheta_v - \vartheta_w)_m - (\vartheta_v - \vartheta_w)_g|$ .

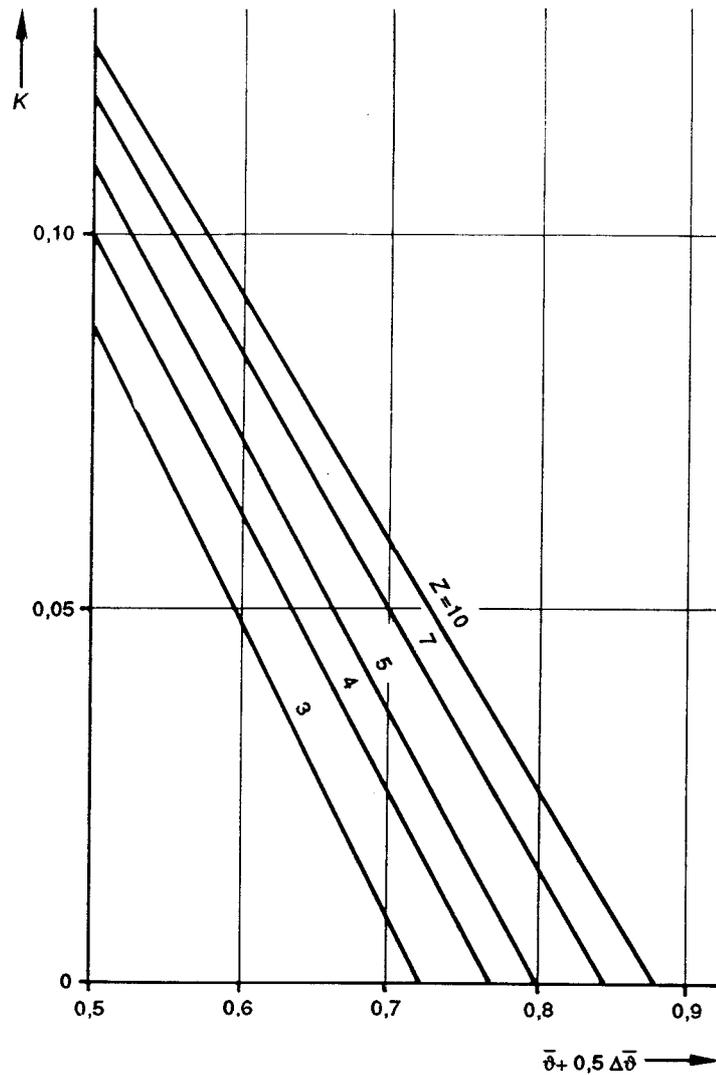
FIG. E11. — Correction curve for main condensate subcooling.

$$\eta_{h.c} = \eta_{h.m} \cdot F$$

$$F = 1 - K \Delta \bar{\vartheta}$$

$$\Delta \bar{\vartheta} = \frac{\vartheta_{Em} - \vartheta_{Eg}}{\vartheta'_{Ag} - \vartheta_{Wg}}$$

$$\bar{\vartheta} = \frac{\vartheta_{Eg} - \vartheta_{Wg}}{\vartheta'_{Ag} - \vartheta_{Wg}}$$



$\vartheta_E$  = température finale d'eau d'alimentation (sortie poste d'eau) (°C)

$\vartheta'_A$  = température de saturation à la pression de vapeur vive (°C), pour  $p_1 > 22,1$  bar prendre  $\vartheta'_A = 374$  °C

$\vartheta_W$  = température des condensats sortie condenseur (°C)

$Z$  = nombre de réchauffeurs d'eau d'alimentation (-)

Remarque: Les différences d'écart terminal et de pertes de charge de soutirage doivent être également corrigées pour le réchauffeur à la pression la plus haute.

Valable pour: Turbines à condensation avec réchauffage de l'eau d'alimentation par soutirages ( $\vartheta_E > 170$  °C,  $Z > 2$ ), vapeur vive humide ou surchauffée, avec ou sans resurchauffe, charge  $> 0,2$  charge maximale,  $|\Delta \bar{\vartheta}| < 0,05$ .

Incertitude de calcul:  $\Delta F = \pm 0,1 (K + 0,1) \Delta \bar{\vartheta}$ .

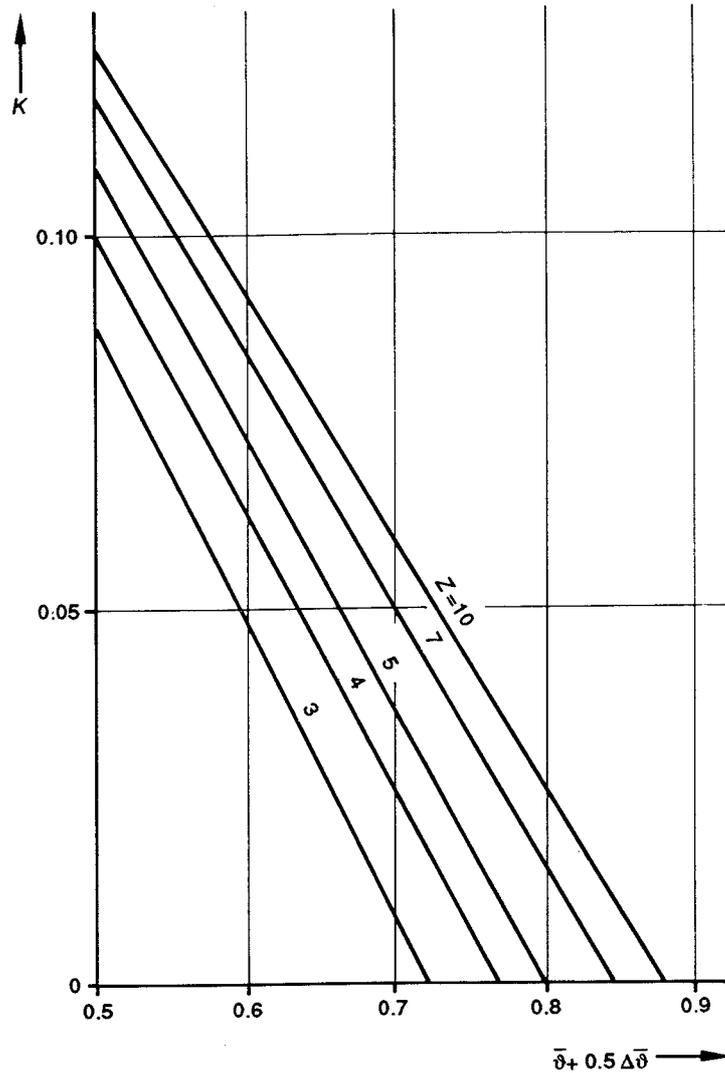
FIG. E12. — Courbes de correction pour tenir compte de la température d'eau d'alimentation en fin de poste d'eau.

$$\eta_{h.c} = \eta_{h.m} \cdot F$$

$$F = 1 - K \Delta \bar{\vartheta}$$

$$\Delta \bar{\vartheta} = \frac{\vartheta_{Em} - \vartheta_{Eg}}{\vartheta'_{Ag} - \vartheta_{Wg}}$$

$$\bar{\vartheta} = \frac{\vartheta_{Eg} - \vartheta_{Wg}}{\vartheta'_{Ag} - \vartheta_{Wg}}$$



$\vartheta_E$  = final feedwater temperature (°C)

$\vartheta'_A$  = saturation temperature for main steam pressure (°C), for  $p_l > 22.1$  bar use  $\vartheta'_A = 374^\circ\text{C}$

$\vartheta_W$  = condenser discharge temperature (°C)

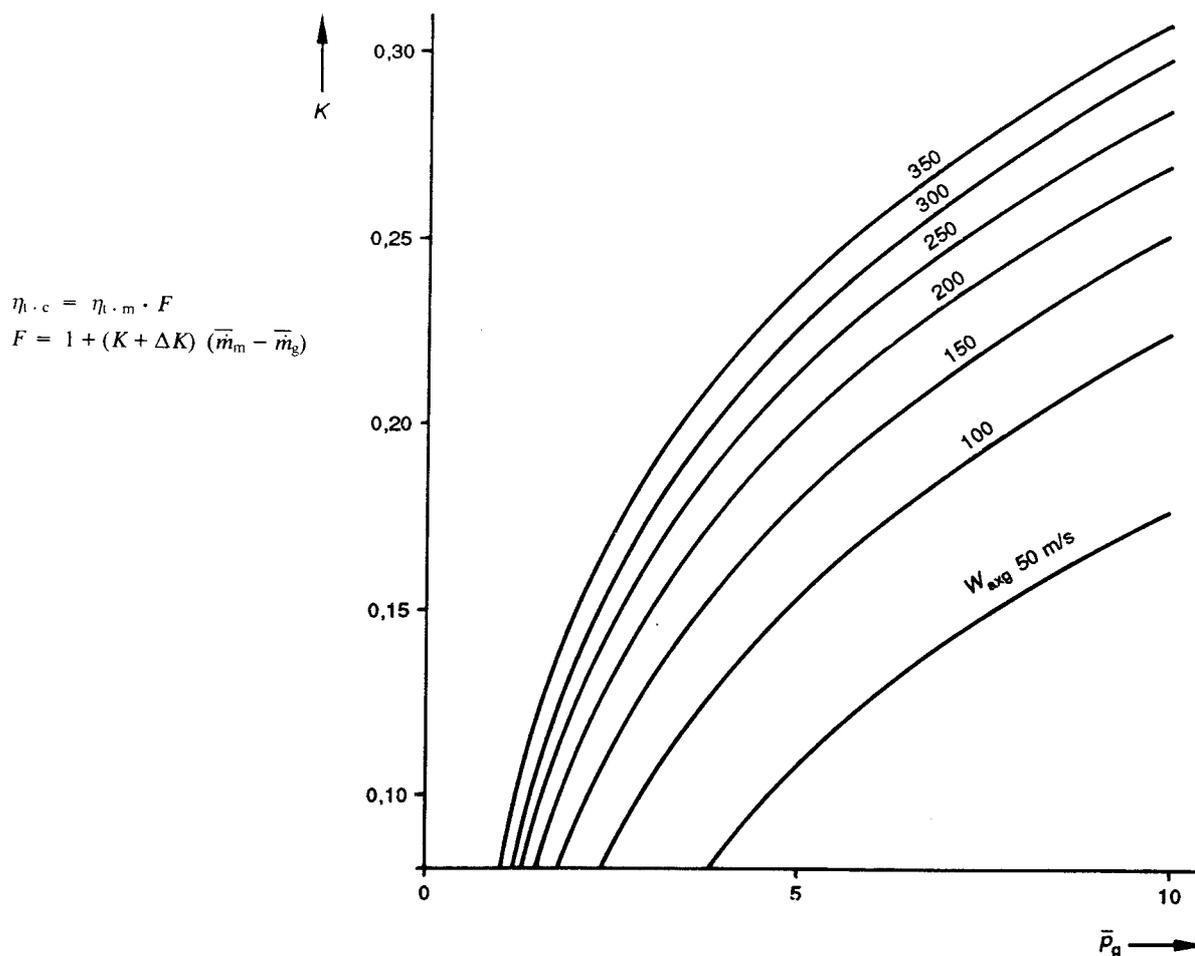
$Z$  = number of feed water heaters (-)

Remarks: Deviating terminal difference and extraction line pressure loss are to be corrected in addition, also for the highest heater.

Valid for: Condensing turbines with regenerative feedwater heating ( $\vartheta_E > 170^\circ\text{C}$ ,  $Z > 2$ ), wet or superheated main steam, with or without reheat, output  $> 0.2$  maximum output,  $|\Delta \bar{\vartheta}| < 0.05$ .

Uncertainty of computation:  $\Delta F = \pm 0.1 (K + 0.1) \Delta \bar{\vartheta}$ .

FIG. E12. — Correction curve for final feedwater temperature.



$\bar{p}$  =  $\hat{p}$  pour pression de vapeur vive glissante

$\bar{p}$  =  $\hat{p} [1 - (\bar{P} - 1)^2 + 0,12 (\bar{P} - 1)]$  pour pression de vapeur vive constante, réglage par admission partielle.

$\bar{p}$  =  $\hat{p} \cdot \bar{P}$  pour pression de vapeur vive constante, réglage par laminage

$\hat{p}$  =  $\frac{\text{pression de vapeur vive}}{\text{pression à l'échappement HP}}$

$\bar{P}$  =  $\frac{\text{puissance alternateur à la garantie}}{\text{puissance maximale alternateur}}$

$\Delta K$  = 0 pour eau en provenance pompes alimentaires

$\Delta K$  = 0,02 pour eau en provenance aval réchauffeur plus haute pression

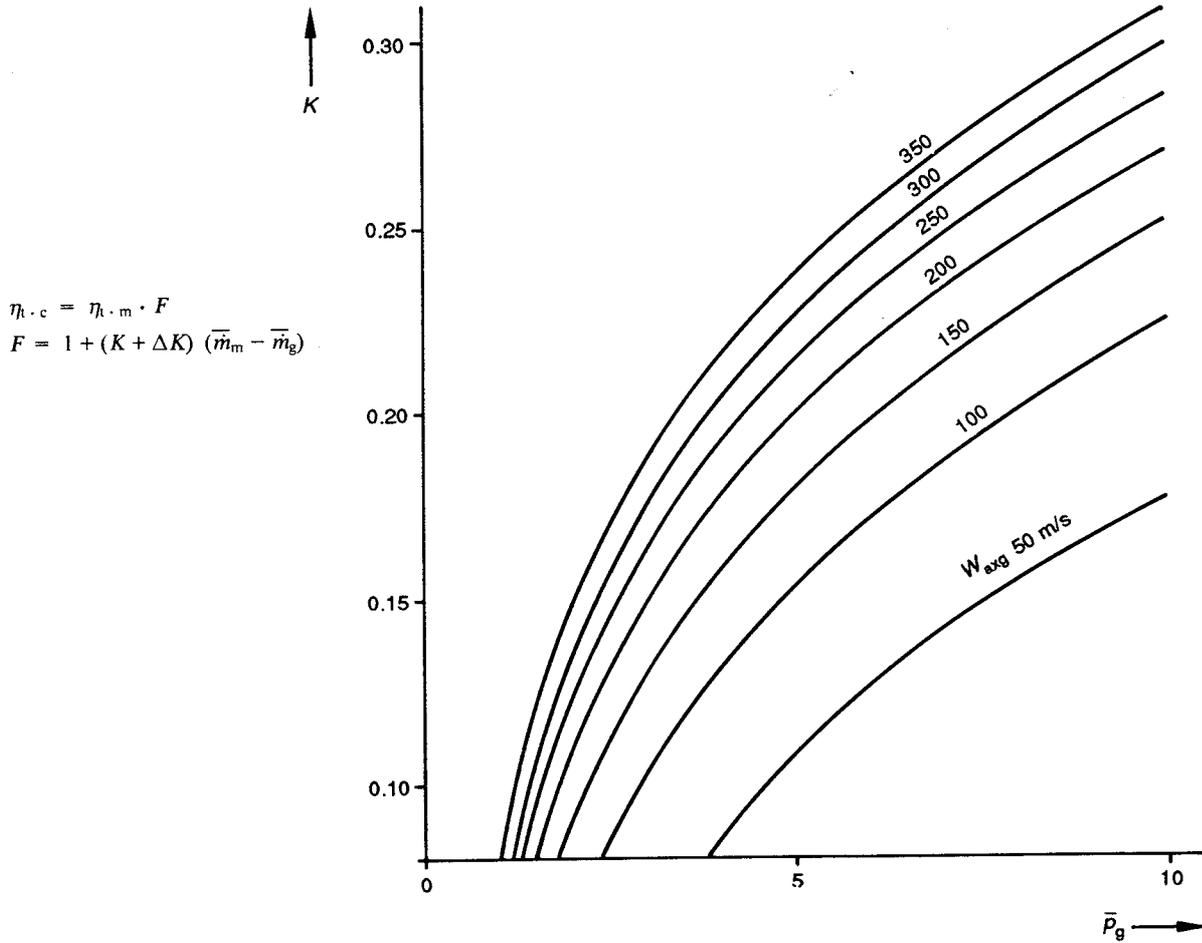
$\bar{m}$  =  $\frac{\text{débit d'eau de désurchauffe}}{\text{débit de vapeur vive}}$

$W_{axg}$  = vitesse axiale de vapeur sortie dernier étage à la garantie (m/s)

Valable pour: Turbines à condensation avec réchauffage de l'eau d'alimentation par soutirage et simple resurchauffe, vapeur vive et resurchauffe à températures >470°C, charge >0,2 charge maximale, pression de resurchauffe glissante ou constante.

Incertitude de calcul:  $\Delta F = \pm 0,15 | F - 1 |$ .

FIG. E13. — Courbes de correction pour tenir compte de l'eau de désurchauffe au resurchauffeur.



$\bar{p}$  =  $\hat{p}$  for sliding main steam pressure

$\bar{p}$  =  $\hat{p} [1 - (\bar{P} - 1)^2 + 0.12(\bar{P} - 1)]$  for constant main steam pressure, nozzle control

$\bar{p}$  =  $\hat{p} \cdot \bar{P}$  for constant main steam pressure throttle control

$\hat{p}$  =  $\frac{\text{main steam pressure}}{\text{HP exhaust pressure}}$

$\bar{P}$  =  $\frac{\text{generator output as guaranteed}}{\text{max. generator output}}$

$\Delta K = 0$  for water extraction at feedpump

$\Delta K = 0.02$  for water extraction behind highest heater

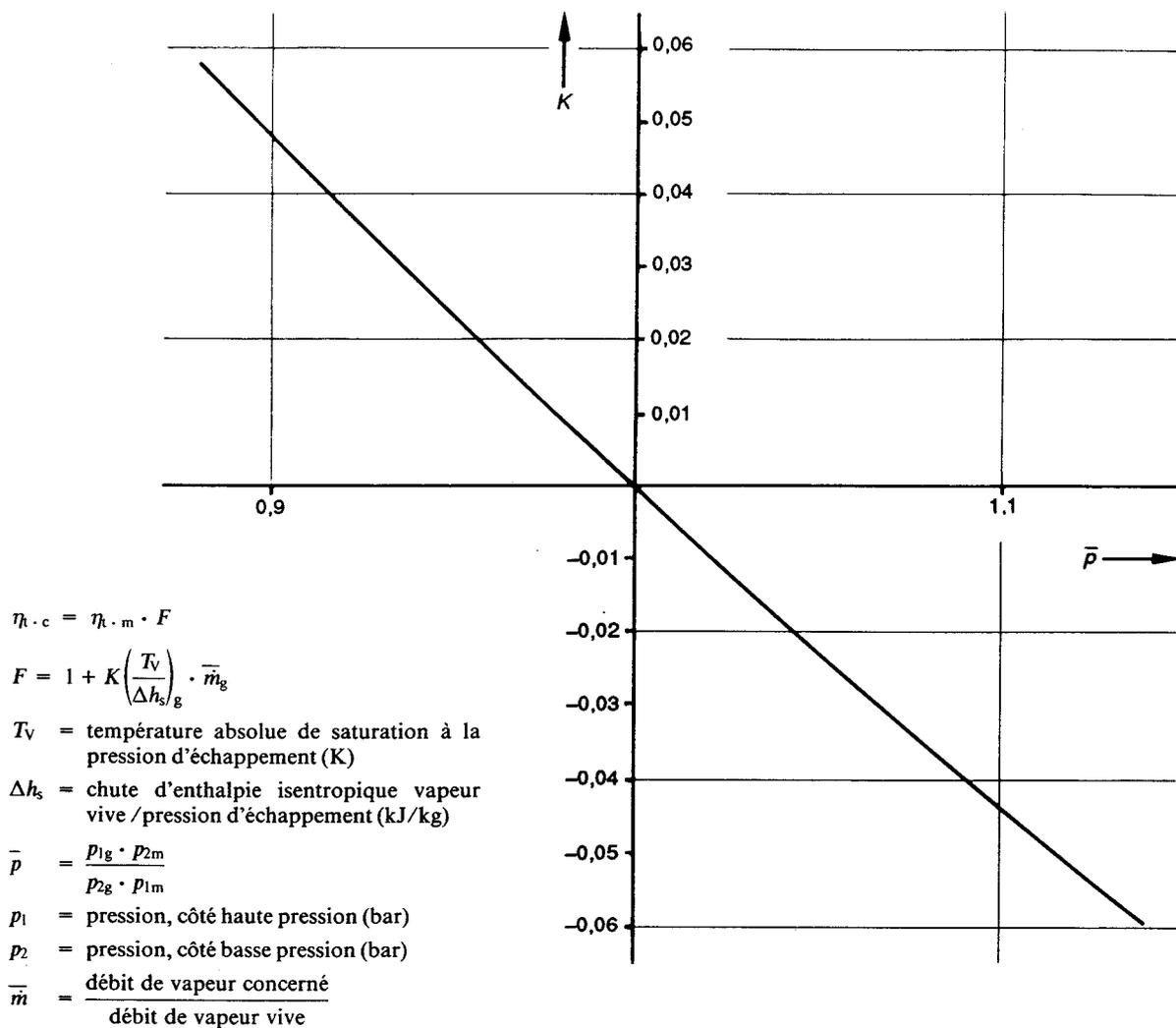
$\bar{m}$  =  $\frac{\text{desuperheating water flow}}{\text{main steam flow}}$

$W_{avg}$  = last stage axial outlet velocity as guaranteed (m/s)

Valid for: Condensing turbines with regenerative feedwater heating and single reheat, main steam and reheat temperatures  $> 470^\circ\text{C}$ , output  $> 0.2$  maximum output reheat pressure sliding or constant.

Uncertainty of computation:  $\Delta F = \pm 0.15 | F - 1 |$ .

FIG. E13. — Correction curve for reheat desuperheating water.

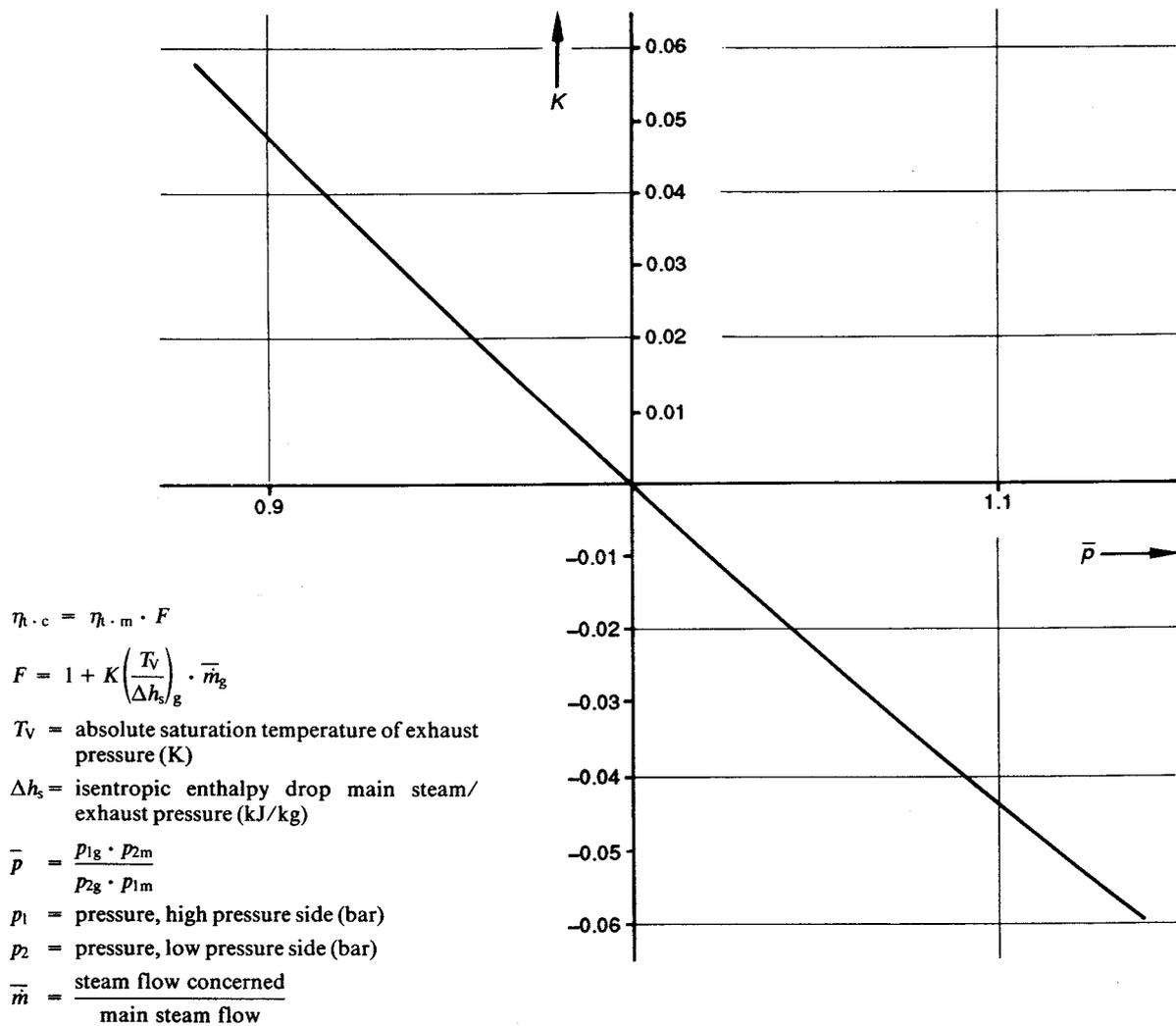


Valable pour: Turbines à condensation avec réchauffage de l'eau d'alimentation par soutirage, vapeur vive humide ou surchauffée, avec ou sans resurchauffe, charge > 0,2 charge maximale.

Incertitude de calcul:  $\Delta F = \pm 0,15 |F - 1|$ .

FIG. E14. — Courbes de correction pour tenir compte des pertes de charge.

Vapeur dans les tuyauteries, séparateurs d'humidité, resurchauffeurs, soutirages, etc. Pour le côté vapeur vive des resurchauffeurs de vapeur à vapeur vive, voir E8.

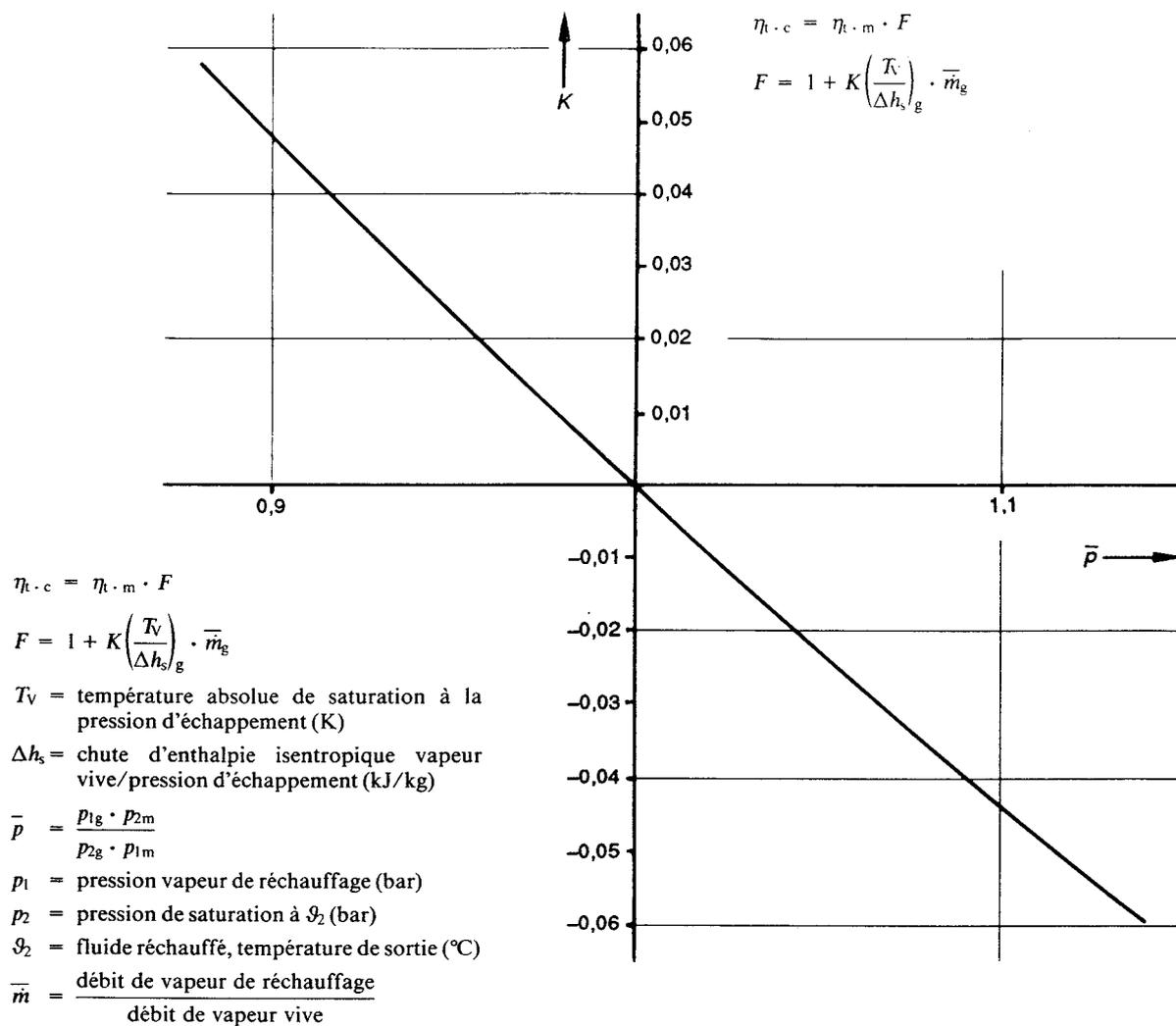


Valid for: Condensing turbines with regenerative feedwater heating, wet or superheated main steam, with or without reheat, output > 0.2 maximum output.

Uncertainty of computation:  $\Delta F = \pm 0.15 |F - 1|$ .

FIG. E14. — Correction curve for pressure losses.

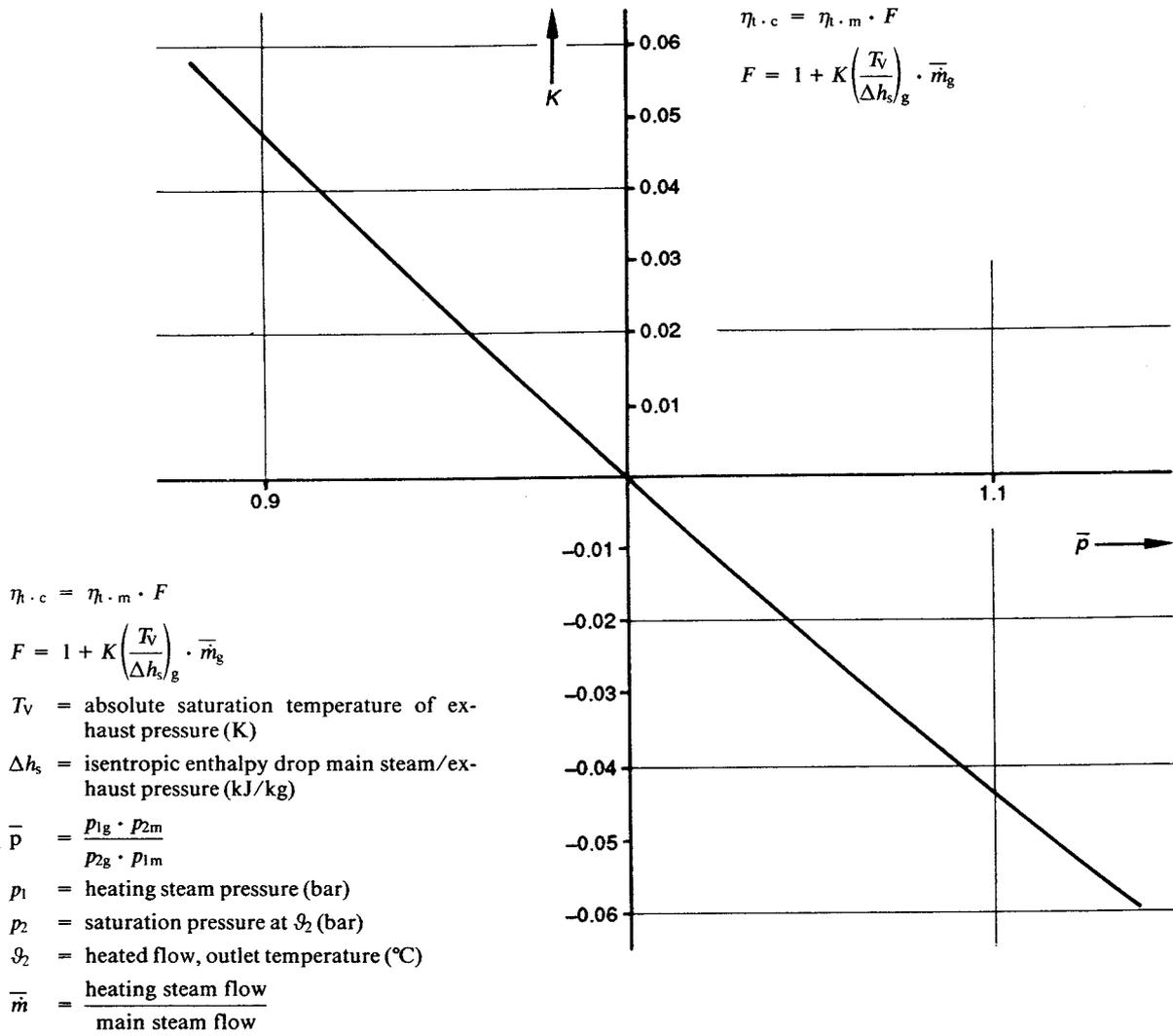
Steam in piping, moisture separators, reheaters, bleedings, etc. For main steam side of main steam / steam reheaters, see E8.



Valable pour: Turbines à condensation avec réchauffage de l'eau d'alimentation par soutirage, vapeur vive humide ou surchauffée, avec ou sans resurchauffe, charge > 0,2 charge maximale.

Incertitude de calcul:  $\Delta F = \pm 0,2 |F - 1|$ .

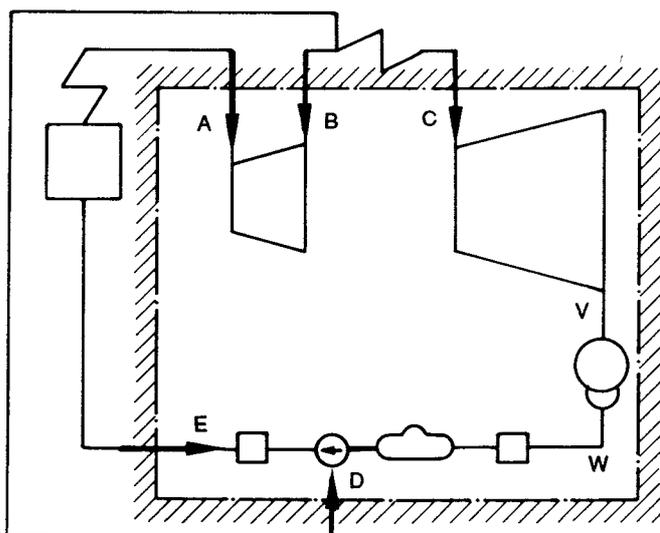
FIG. E15. — Courbes de correction pour tenir compte des écarts terminaux.  
Réchauffeurs et resurchauffeurs de vapeur alimentés par vapeur soutirée.



Valid for: Condensing turbines with regenerative feedwater heating, wet or superheated main steam, with or without reheat, output > 0.2 maximum output.

Uncertainty of computation:  $\Delta F = \pm 0.2 | F - 1 |$ .

FIG. E15. — Correction curve for terminal differences.  
Heaters and bled steam / steam reheater stages.



$$\eta_{h.c} = \eta_{h.m} \cdot F$$

$$F = 1 - \left( Q_A \cdot \frac{\eta_h}{P} \right)_g \cdot \Sigma \left( K \frac{\Delta \bar{m}}{1 + \Delta \bar{m}} \right)$$

$$Q_A = \dot{m}_A \cdot h_A \text{ (kW)}$$

$\dot{m}_A$  = débit de vapeur vive, non compris le débit de vapeur vive vers le resurchauffeur s'il y a lieu (kg/s)

$h_A$  = enthalpie vapeur vive (kJ/kg)

$P$  = puissance alternateur (kW)

$$\Delta \bar{m} = \left( \frac{\dot{m}}{\dot{m}_A} \right)_m - \left( \frac{\dot{m}}{\dot{m}_A} \right)_g$$

$\dot{m}$  = débit externe de vapeur (kg/s)

$h = f(p, s_A)_g$  lieu de l'enthalpie isentropique du débit de vapeur externe vive (kJ/kg)

$p$  = pression locale (bar)

$s_A$  = entropie de la vapeur vive (kJ/kg K)

$$\bar{h} = \frac{(h - h_V)}{(h_A - h_V)_g}$$

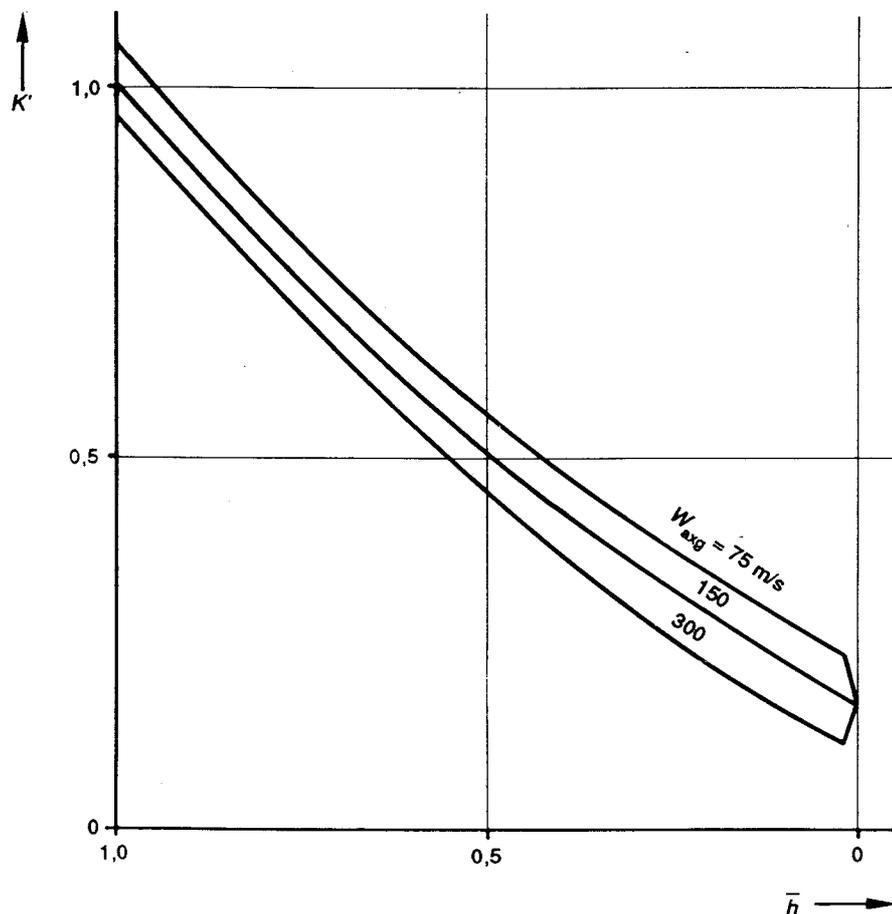
$h_V = f(p_V, s_A)$  (kJ/kg)

$p_V$  = pression échappement (bar)

$K = 1,15 K'$  pour turbines à resurchauffe dans la zone après resurchauffe seulement

$K = K'$  tous les autres cas

$W_{axg}$  = vitesse axiale de la vapeur sortie dernier étage à la garantie (m/s)



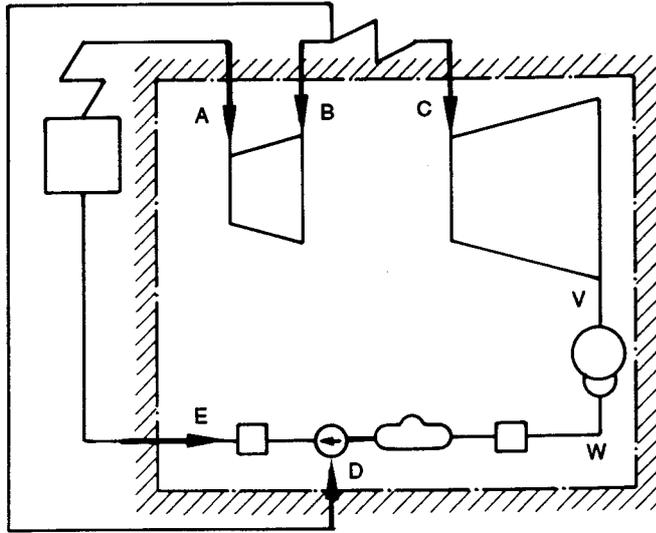
**Définition:** Les débits externes sont des débits masses qui traversent la zone hachurée (voir figure), mais qui ne vont pas ou ne proviennent pas d'une source d'énergie primaire (chaudière, réacteur); de ce fait,  $\dot{m}_A$ ,  $\dot{m}_B$ ,  $\dot{m}_C$ ,  $\dot{m}_D$ ,  $\dot{m}_E$  ne sont pas des débits externes. Ces débits externes sont, en particulier, les fuites et les débits soutirés pour une alimentation hors cycle ou pour l'entraînement d'une pompe (TPA) si la puissance de cette dernière n'est pas comprise dans  $P$ .

**Remarques:** Les débits masses sont considérés dans les équations comme positifs ( $>0$ ) quand ils entrent dans la zone entourée de hachures et négatifs ( $<0$ ) dans le cas contraire. Dans le cas de resurchauffe par vapeur vive,  $Q_A$  est le débit de chaleur à la turbine HP, le débit de chaleur (vapeur vive) au resurchauffeur est ( $Q_B + Q_C$ ).

**Valable pour:** Turbines à condensation avec réchauffage de l'eau d'alimentation par soutirages, vapeur vive humide ou surchauffée, avec ou sans resurchauffe, charge  $>0,2$  charge maximale,  $\dot{m}_B + \dot{m}_C + \dot{m}_D = 0$ .

**Incertitude de calcul:**  $\Delta F = \pm 0,2 |F - 1|$ .

FIG. E16. — Courbes de correction pour tenir compte des débits de vapeur externes.



$$\eta_{h \cdot c} = \eta_{h \cdot m} \cdot F$$

$$F = 1 - \left( Q_A \cdot \frac{\eta_h}{P} \right) \cdot \Sigma \left( K \frac{\Delta \bar{m}}{1 + \Delta \bar{m}} \right)$$

$$Q_A = \dot{m}_A \cdot h_A \text{ (kW)}$$

$\dot{m}_A$  = main steam flow excluding main steam flow to steam/steam re-heaters if necessary (kg/s)

$h_A$  = main steam enthalpy (kJ/kg)

$P$  = generator output (kW)

$$\Delta \bar{m} = \left( \frac{\dot{m}}{\dot{m}_A} \right)_m - \left( \frac{\dot{m}}{\dot{m}_A} \right)_g$$

$\dot{m}$  = steam subflow (kg/s)

$h$  =  $f(p, s_A)_g$  locus of subflow/main flow linkage, expressed as main flow isentropic enthalpy (kJ/kg)

$p$  = local pressure (bar)

$s_A$  = main steam entropy (kJ/kg K)

$$\bar{h} = \left( \frac{h - h_v}{h_A - h_v} \right)_g$$

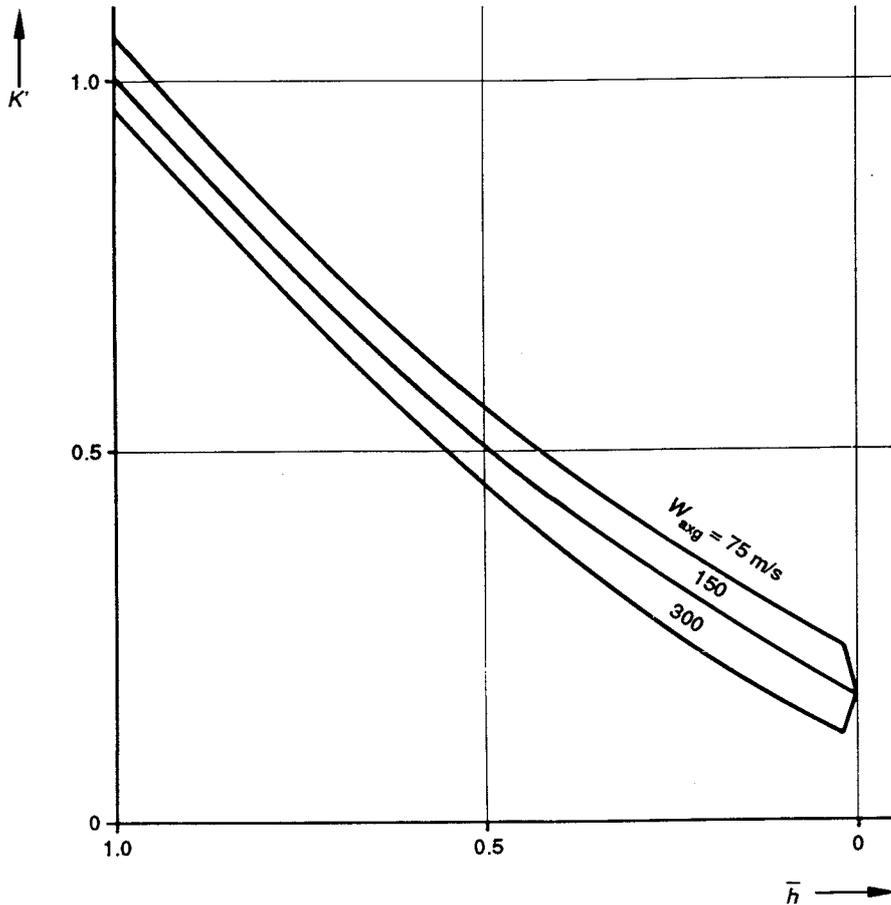
$h_v$  =  $f(p_v, s_A)$  (kJ/kg)

$p_v$  = exhaust pressure (bar)

$K$  = 1.15  $K'$  for reheat turbines in the expansion region behind reheat only

$K$  =  $K'$  all others

$W_{axg}$  = last stage axial outlet velocity as guaranteed (m/s)



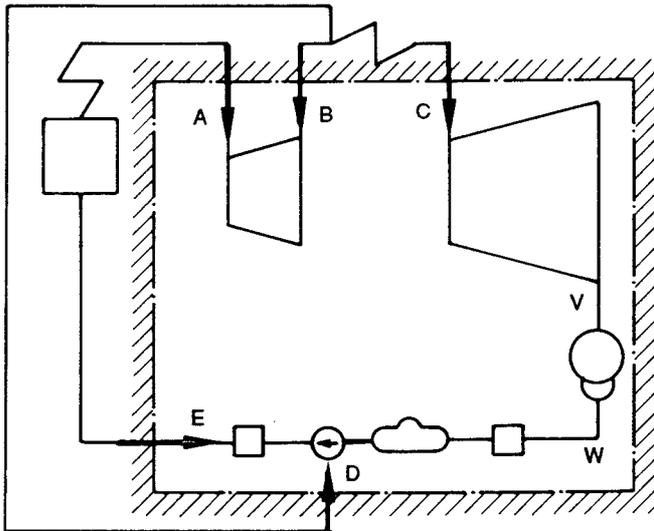
**Definition:** Subflows are mass flows, which are passing the shaded control area (see figure), but are not directly supplied to or from a primary energy source (boiler, reactor). Therefore  $\dot{m}_A$ ,  $\dot{m}_B$ ,  $\dot{m}_C$ ,  $\dot{m}_D$ ,  $\dot{m}_E$  are not subflows. These subflows are particularly leakage flows, extraction flows for non-cycle supply or pump drive, as long as its output is not included in  $P$ .

**Remarks:** Mass flows are inserted in equation ( $>0$ ) when entering the shaded control area and  $<0$  when leaving it. In case of reheat by main steam, the heat flow to the hp turbine is  $Q_A$ , the main steam heat flow to the reheater is  $(Q_B + Q_C)$ .

**Valid for:** Condensing turbines with regenerative feedwater heating system, main steam wet or superheated, with or without reheat, output  $>0.2$  maximum output,  $\dot{m}_B + \dot{m}_C + \dot{m}_D = 0$ .

**Uncertainty of computation:**  $\Delta F = \pm 0.2 |F - 1|$ .

FIG. E16. — Correction curve for steam subflows.



$$\eta_{h \cdot c} = \eta_{h \cdot m} \cdot F$$

$$F = 1 + \left( Q_E \cdot \frac{\eta_h}{P_g} \right) \cdot \Sigma (K \cdot \Delta \bar{m})$$

$$Q_E = \dot{m}_E \cdot h_E \text{ (kW)}$$

$\dot{m}_E$  = débit d'eau d'alimentation (<0) (kg/s)

$h_E$  = enthalpie finale de l'eau d'alimentation (kJ/kg)

$P$  = puissance alternateur (kW)

$$\Delta \bar{m} = \left( \frac{\dot{m}}{\dot{m}_A} \right)_m - \left( \frac{\dot{m}}{\dot{m}_A} \right)_g$$

$\dot{m}$  = débit externe d'eau (kg/s)

$\dot{m}_A$  = débit de vapeur vive, non compris le débit de vapeur vive vers le resurchauffeur s'il y a lieu (kg/s)

$\vartheta$  = température du débit principal avant jonction avec le débit externe (°C)

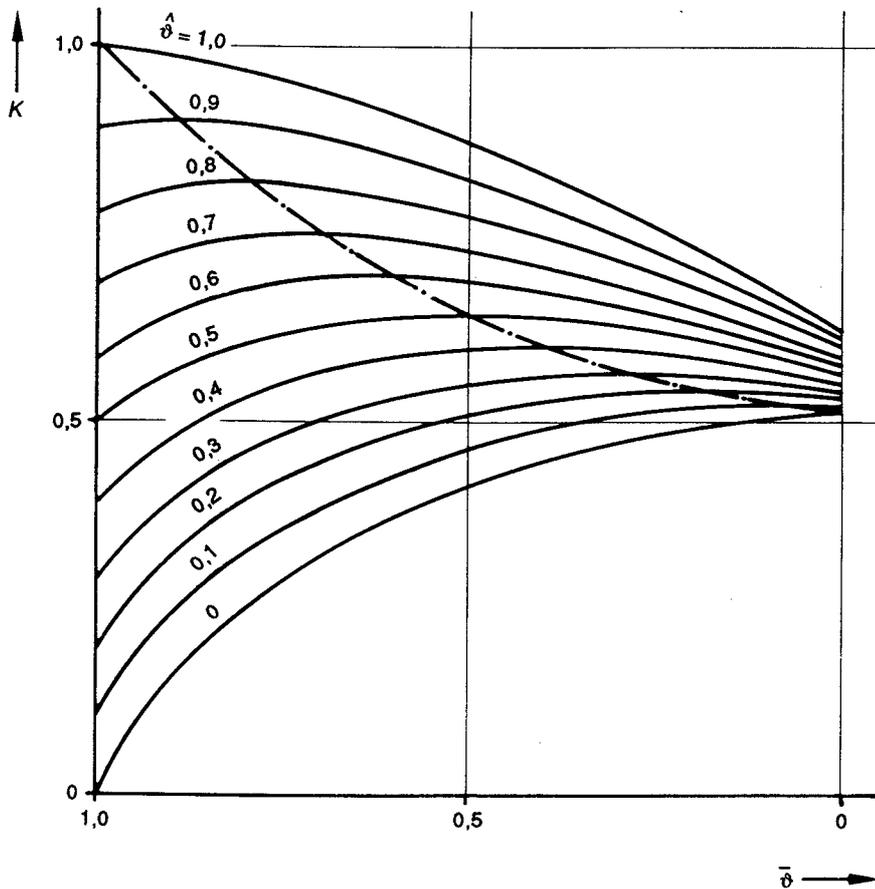
$\vartheta^*$  = lieu d'origine du débit externe exprimé en terme de température locale du débit de la vapeur vive (°C)

$$\bar{\vartheta} = \frac{(\vartheta - \vartheta_w)}{(\vartheta_E - \vartheta_w)_g}$$

$\vartheta_w$  = température des condensats sortie condenseur (°C)

$\vartheta_E$  = température finale d'eau alimentaire (°C)

$$\hat{\vartheta} = \frac{(\vartheta^* - \vartheta_w)}{(\vartheta_E - \vartheta_w)_g}$$



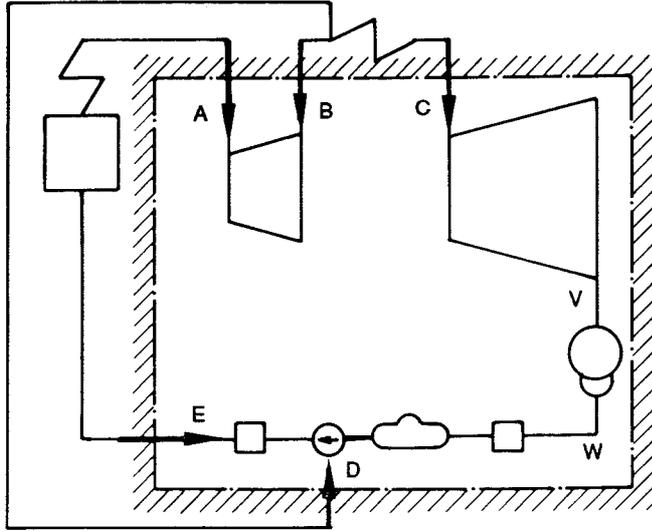
**Définition:** Les débits externes sont définis dans la figure E16. Ces débits externes sont, en particulier, les fuites, les débits pour des alimentations hors cycle, d'eau d'appoint et dus aux variations de niveaux d'eau.

**Remarques:** Les débits masses sont considérés dans les équations comme positifs (>0) quand ils entrent dans la zone entourée de hachures et négatifs (<0) dans le cas contraire. Le by-pass partiel au complet d'un réchauffeur sera simulé par deux débits externes égaux ayant une même température mais de signe contraire. La correction pour augmentation d'enthalpie dans la pompe alimentaire sera simulée par un débit externe quittant le système puis rentrant dans le système avec des  $\vartheta$  différents mais même  $\bar{\vartheta}$ .

**Valable pour:** Turbines à condensation avec réchauffage de l'eau d'alimentation par soutirage, vapeur vive humide ou surchauffée, avec ou sans resurchauffe, charge >0,2 charge maximale.

**Incertitude de calcul:**  $\Delta F = \pm 0,2 |F - 1|$ .

FIG. E17. — Courbes de correction pour tenir compte des débits d'eau externes et de l'augmentation d'enthalpie dans les pompes alimentaires.



$$\eta_{t.c} = \eta_{t.m} \cdot F$$

$$F = 1 + \left( Q_E \cdot \frac{\eta_h}{P} \right)_g \cdot \Sigma (K \cdot \Delta \bar{m})$$

$$Q_E = \dot{m}_E \cdot h_E \text{ (kW)}$$

$$\dot{m}_E = \text{feedwater flow (<0) (kg/s)}$$

$$h_E = \text{final feedwater enthalpy (kJ/kg)}$$

$$P = \text{generator output (kW)}$$

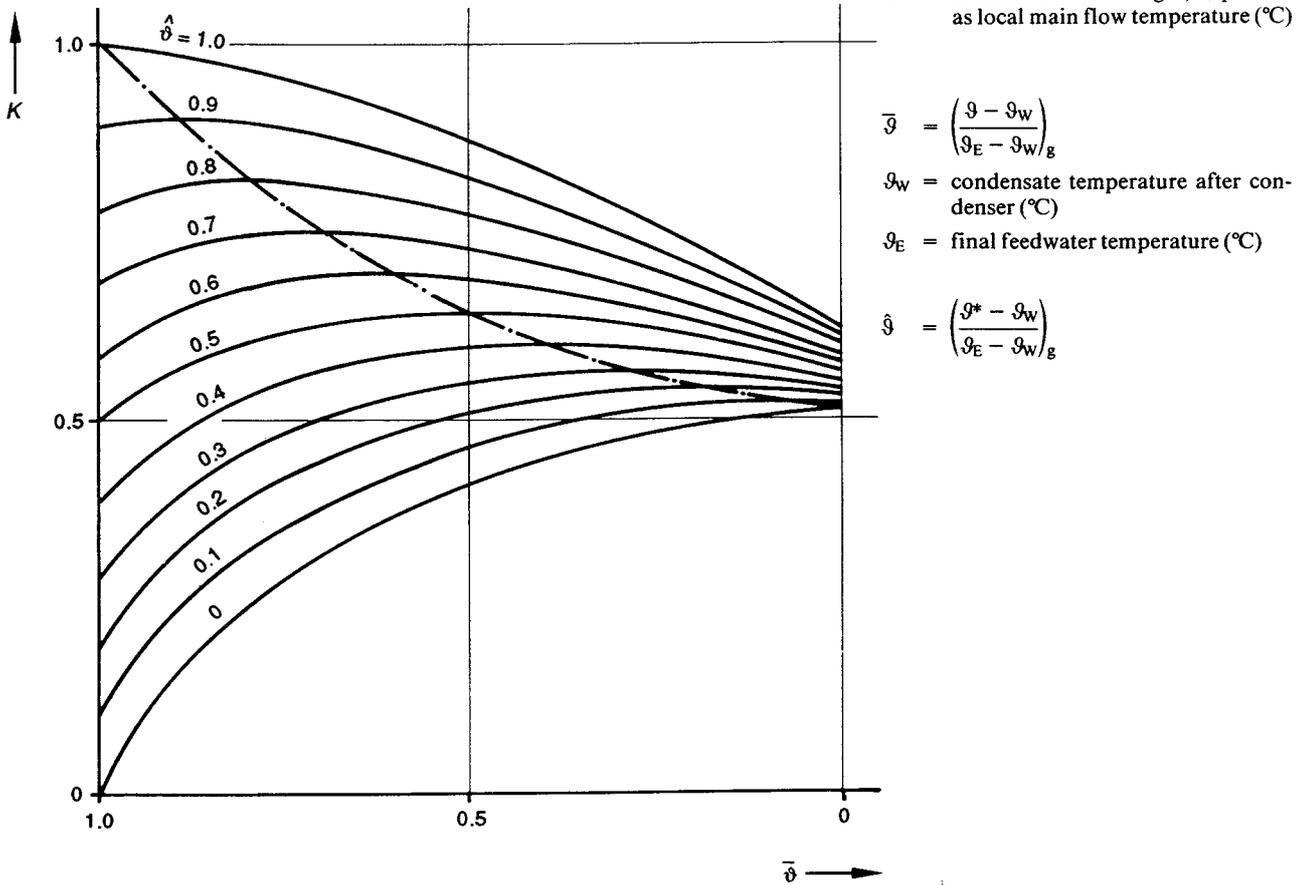
$$\Delta \bar{m} = \left( \frac{\dot{m}}{\dot{m}_A} \right)_m - \left( \frac{\dot{m}}{\dot{m}_A} \right)_g$$

$$\dot{m} = \text{water subflow (kg/s)}$$

$$\dot{m}_A = \text{main steam flow, excluding main steam flow to steam/steam reheaters if necessary (kg/s)}$$

$$\vartheta = \text{locus of subflow/main flow linkage, expressed as main flow temperature (°C)}$$

$$\vartheta^* = \text{locus of subflow origin, expressed as local main flow temperature (°C)}$$



Definition: Subflows are defined in figure E16. These subflows are particularly leakage flows, flows for non-cycle supply, make-up water and changes in water level.

Remarks: Mass flows are inserted in equations >0 when entering the shaded control area and <0 when leaving it. Complete or partial bypassing of heaters will be simulated by two equal subflows of same subflow temperature, but different direction and different mainflow temperature. Correction for enthalpy rise in feedpump will be simulated by feedflow as subflows leaving the system and entering again with different  $\vartheta$  but same  $\hat{\vartheta}$ .

Valid for: Condensing turbines with regenerative feedwater heating, wet or superheated main steam, with or without reheat, output >0.2 maximum output.

Uncertainty of computation:  $\Delta F = \pm 0.2 |F - 1|$ .

FIG. E17. — Correction curve for water subflows and enthalpy rise in feedpump.

## TABLEAU EI

Formules mathématiques représentant les courbes E1 à E17

$$E1: K' = -0,455 \ln \bar{m}_A$$

$$E2: K = 0,0235 \left[ \left( \ln \left( \bar{m}_A \frac{W_{axg}}{150} \right) \right)^2 - \left( \ln \frac{W_{axg}}{150} \right)^2 \right]$$

$$E3: K = -\sqrt{\frac{S_{max}}{2\,000\,000}} \cdot \left( \frac{0,005}{\bar{p} \cdot \sqrt{\bar{m}_A}} + 0,0075 \bar{p} \cdot \sqrt{\bar{m}_A} \right) + \frac{0,012}{\bar{p} \cdot \sqrt{\bar{m}_A}} - 0,003 p \cdot \sqrt{\bar{m}_A}$$

$$E4: K = 0,0186 \cdot \sqrt{S} \ln \frac{\cos \varphi_g}{\cos \varphi_m}$$

$$E5: K = 0,3888 \cdot v \left( \frac{\bar{m}_A}{\bar{p}_A} - 1 \right) + \frac{1}{426 - 444 \frac{\bar{m}_A v}{\bar{p}_A}} - \frac{1}{426 - 444 v}$$

$$K' = 0,455 \cdot \ln \frac{\bar{p}_A}{\bar{m}_A}$$

$$E6: A: K = -0,348 \ln \bar{j}$$

$$B: K = -0,178 \ln \bar{j}$$

$$C: K = -0,144 \ln \bar{j}$$

E7: Voir figure E7

$$E8: K = 0,016 \left( \frac{p_2}{p_{A,g}} \right) (\bar{p} - 1); \quad K' = 0,0035 \ln \bar{p} \cdot \ln \frac{W_{axg}}{150}; \quad K'' = 0,006 \ln \bar{p} \ln \bar{P}$$

$$E9: K = [y_1]^2 - [y_2]^2 - 0,03 \ln \bar{p}$$

$$y_1' = \ln \left[ \left( \frac{380}{\bar{m}_A W_{axg}} \right)^{1,1} \bar{p} \right] \quad y_1 = y_1' \text{ pour } y_1' > 0; \quad y_1 = 0 \text{ pour } y_1' \leq 0$$

$$y_2' = \ln \left[ \left( \frac{380}{\bar{m}_A W_{axg}} \right)^{1,1} \right] \quad y_2 = y_2' \text{ pour } y_2' > 0; \quad y_2 = 0 \text{ pour } y_2' \leq 0$$

E10: Voir figure E10

$$E11: K = 0,0001 \ln \left( \frac{p_1}{p_v} \cdot \frac{150}{W_{ax,g}} \right)$$

$$E12: K = 0,30 \left[ 1 - \frac{z+1}{z} (\bar{g} + 0,5 \Delta \bar{g} + 0,03) \right]$$

TABLE EI

*Mathematical formulations representing curves E1 to E17*

$$E1: K' = -0.455 \ln \bar{m}_A$$

$$E2: K = 0.0235 \left[ \left( \ln \left( \bar{m}_A \frac{W_{axg}}{150} \right) \right)^2 - \left( \ln \frac{W_{axg}}{150} \right)^2 \right]$$

$$E3: K = -\sqrt{\frac{S_{max}}{2\,000\,000}} \cdot \left( \frac{0.005}{\bar{p} \cdot \sqrt{\bar{m}_A}} + 0.0075 \bar{p} \cdot \sqrt{\bar{m}_A} \right) + \frac{0.012}{\bar{p} \cdot \sqrt{\bar{m}_A}} - 0.003 \bar{p} \cdot \sqrt{\bar{m}_A}$$

$$E4: K = 0.0186 \cdot \sqrt{S} \ln \frac{\cos \varphi_g}{\cos \varphi_m}$$

$$E5: K = 0.3888 \cdot v \left( \frac{\bar{m}_A}{\bar{p}_A} - 1 \right) + \frac{1}{426 - 444 \frac{\bar{m}_A}{\bar{p}_A}} - \frac{1}{426 - 444 v}$$

$$K' = 0.455 \cdot \ln \frac{\bar{p}_A}{\bar{m}_A}$$

$$E6: A: K = -0.348 \ln \bar{j}$$

$$B: K = -0.178 \ln \bar{j}$$

$$C: K = -0.144 \ln \bar{j}$$

E7: See Figure E7

$$E8: K = 0.016 \left( \frac{p_2}{p_{A/g}} \right) (\bar{p} - 1); \quad K' = 0.0035 \ln \bar{p} \cdot \ln \frac{W_{axg}}{150}; \quad K'' = 0.006 \ln \bar{p} \ln \bar{P}$$

$$E9: K = [y_1]^2 - [y_2]^2 - 0.03 \ln \bar{p}$$

$$y_1' = \ln \left[ \left( \frac{380}{\bar{m}_A W_{axg}} \right)^{1.1} \bar{p} \right] \quad y_1 = y_1' \text{ for } y_1' > 0; \quad y_1 = 0 \text{ for } y_1' \leq 0$$

$$y_2' = \ln \left[ \left( \frac{380}{\bar{m}_A W_{axg}} \right)^{1.1} \right] \quad y_2 = y_2' \text{ for } y_2' > 0; \quad y_2 = 0 \text{ for } y_2' \leq 0$$

E10: See figure E10

$$E11: K = 0.0001 \ln \left( \frac{p_1}{p_v} \cdot \frac{150}{W_{ax/g}} \right)$$

$$E12: K = 0.30 \left[ 1 - \frac{z+1}{z} (\bar{g} + 0.5 \Delta \bar{g} + 0.03) \right]$$

$$E13: K = 0,02 + 0,1 \ln \bar{p} + 0,067 \ln \frac{W_{\text{avg}}}{150}$$

$$E14: K = -0,455 \ln \bar{p}$$

$$E15: K = -0,455 \ln \bar{p}$$

$$E16: K' = -0,16 + 1,16 \bar{h} + 0,32 (\bar{h} - 1)^2 - \left( 0,058 \ln \frac{W_{\text{avg}}}{150} \right) (1,5 - 0,5 \bar{h})$$

$$E17: K = (1 - (1 - \hat{\mathcal{G}})^{0,95}) (1 - 0,38 (1 - \bar{\mathcal{G}})^{1,8}) + (1 - \hat{\mathcal{G}})^{0,95} [(1 - \bar{\mathcal{G}})^{0,75} - 0,5 (1 - \bar{\mathcal{G}})^{1,5}] \\ + \left( \frac{0,0001}{(\bar{\mathcal{G}} - \hat{\mathcal{G}})^2 + 0,01} - \frac{0,0001}{1,01} \right) (1 - \hat{\mathcal{G}})^{0,3}$$

$$E13: K = 0.02 + 0.1 \ln \bar{p} + 0.067 \ln \frac{W_{\text{avg}}}{150}$$

$$E14: K = -0.455 \ln \bar{p}$$

$$E15: K = -0.455 \ln \bar{p}$$

$$E16: K' = -0.16 + 1.16 \bar{h} + 0.32 (\bar{h} - 1)^2 - \left( 0.058 \ln \frac{W_{\text{avg}}}{150} \right) (1.5 - 0.5 \bar{h})$$

$$E17: K = (1 - (1 - \hat{\mathcal{G}})^{0.95}) (1 - 0.38 (1 - \bar{\mathcal{G}})^{1.8}) + (1 - \hat{\mathcal{G}})^{0.95} [(1 - \bar{\mathcal{G}})^{0.75} - 0.5 (1 - \bar{\mathcal{G}})^{1.5}] \\ + \left( \frac{0.0001}{(\bar{\mathcal{G}} - \hat{\mathcal{G}})^2 + 0.01} - \frac{0.0001}{1.01} \right) (1 - \hat{\mathcal{G}})^{0.3}$$

## ANNEXE F

BRÈVE DÉFINITION STATISTIQUE DE L'INCERTITUDE DE MESURE  
ET PROPAGATION DES ERREURS DANS LES ESSAIS DE RÉCEPTION  
(voir 7.1 et 7.5.1)

La mesure d'une quantité physique peut être réalisée seulement avec une précision limitée, en raison de l'inévitable erreur de mesure:

$$\text{erreur} = \text{valeur mesurée} - \text{valeur réelle}$$

En pratique, l'erreur relative est utilisée très souvent:

$$\text{erreur relative} = \frac{\text{erreur}}{\text{valeur réelle}} \approx \frac{\text{erreur}}{\text{valeur mesurée}}$$

La précision de la détermination d'une quantité constante (longueur, poids) peut être améliorée, si les erreurs sont distribuées au hasard, en répétant la mesure et en calculant la valeur arithmétique moyenne. Les variations des valeurs mesurées individuelles par rapport à la moyenne suivront la loi de Gauss (pas d'erreur systématique présente). A partir d'une variation standard de la courbe de Gauss résultante, les limites de confiance  $V_{x_i}$  de l'erreur d'une mesure individuelle  $x_i$  peuvent être calculées.

La formule:

$$V_{x_i} = \pm 2\delta \text{ pour } P \approx 95\%$$

signifie que la valeur mesurée  $x_i$  est située, avec une probabilité statistique de 95%, dans la plage:

$$x \pm 2\delta$$

où  $x$  est la valeur réelle.

$V_{x_i}$  représente les *limites de confiance de l'erreur* pour la valeur  $x_i$ .

L'erreur de la valeur mesurée  $x_i$ , par rapport à la valeur réelle inconnue  $x$  n'est pas supérieure à  $\pm V_{x_i}$  avec une probabilité de 95%.

Les limites de confiance  $V_x$  pour une probabilité statistique de 95%, sont appelées *incertitude de mesure* dans ce qui suit. L'*incertitude de mesure relative* est définie par:

$$\tau_x = \frac{V_x}{x} \sim \frac{V_x}{x_i}$$

Pour une application directe de la théorie statistique de l'incertitude des mesures, un grand nombre de mesures d'une quantité physique constante contenant des erreurs statistiquement indépendantes et distribuées au hasard est nécessaire, comme mentionné ci-dessus. Cette condition n'est pas remplie pour un essai thermique de réception.

Pour permettre de définir l'incertitude probable des valeurs mesurées pendant les essais thermiques de réception et pour permettre l'application des lois de propagation des erreurs à la détermination de l'incertitude des résultats calculée à partir de ces valeurs, les généralisations suivantes des définitions sont introduites.

Dans les essais thermiques de réception, les quantités à mesurer ne sont pas constantes dans le temps. Une série de lectures est effectuée à intervalles réguliers pendant la durée de l'essai et la valeur arithmétique moyenne est calculée. Cette valeur moyenne contient trois types différents d'erreurs indépendantes:

## APPENDIX F

SHORT-STATISTICAL DEFINITION OF MEASURING UNCERTAINTY  
AND ERROR PROPAGATION IN ACCEPTANCE TESTS

(see 7.1 and 7.5.1)

The measurement of a physical quantity can be carried out with limited accuracy only, because of the inevitable measuring error

$$\text{error} = \text{measured value} - \text{true value}$$

In practice, the relative error is used very often, where

$$\text{relative error} = \frac{\text{error}}{\text{true value}} \approx \frac{\text{error}}{\text{measured value}}$$

If the errors are randomly distributed, the accuracy of the determination of a constant quantity (length, weight) can be increased by repeating the measurement and calculating the arithmetic mean value. The deviations of the individual measured values from the mean will follow the Gaussian Law (no systematic error present). From the standard deviation of the resulting Gauss curve, the confidence limits  $V_{x_i}$  of the error of an individual measurement  $x_i$  can be calculated.

The statement

$$V_{x_i} = \pm 2\delta \text{ for } P \approx 95\%$$

means that the measured value  $x_i$  is situated with a statistical probability of 95% in the range

$$x \pm 2\delta$$

where  $x$  is the true value.

$V_{x_i}$  are the *confidence limits of the error* for the value  $x_i$ .

The error of the measured value  $x_i$  with respect to the unknown true value  $x$  is not greater than  $\pm V_{x_i}$  with a probability of 95%.

The confidence limits  $V_x$  for a statistical probability of 95% are called *measuring uncertainty* in the following. The *relative measuring uncertainty* is defined by

$$\tau_x = \frac{V_x}{x} \sim \frac{V_x}{x_i}$$

For a direct application of the statistical theory of uncertainty of measurements, a great number of measurements of a constant physical quantity with randomly distributed statistically independent errors is necessary, as indicated above. This condition is not fulfilled for a thermal acceptance test.

In order to allow statements of the probable uncertainty of values measured during thermal acceptance tests and to permit the application of the laws of error propagation for the determination of the uncertainty of the results calculated from these values, the following generalizations of the definitions are introduced.

In thermal acceptance tests the quantities to be measured are not constant in time. A series of readings is taken at regular intervals during the test period and the arithmetic mean value is formed. This mean value contains three different types of independent errors:

- a) Erreur de lecture aléatoire avec une limite de confiance  $V_A$ <sup>1)</sup>.  
 b) Erreur d'intégration avec une limite de confiance  $V_I$ .  
 c) Erreur systématique non détectable<sup>2)</sup> des appareils de mesure avec une limite de confiance  $V_S$  ou une classe de précision  $G$ <sup>3)</sup>.

La limite de confiance (incertitude de mesure) de la valeur de lecture moyenne  $\bar{x}$  est:

$$V_{\bar{x}} = \pm \sqrt{V_A^2 + V_I^2 + V_S^2}$$
<sup>4)</sup>

Dans un essai de réception normal le nombre de lectures est suffisamment grand pour rendre  $V_A$  et  $V_I$  négligeables, de sorte que  $V_S$  ou  $G$  est déterminant pour l'incertitude de mesure.

La valeur moyenne  $\bar{x}$  avec ses limites de confiance de l'erreur  $V_{\bar{x}}$  peut être interprétée comme une mesure individuelle suivant la théorie statistique.

Les limites de confiance  $V_S$  ne peuvent pas être établies à partir d'une série de mesures d'une variable fluctuant avec le temps avec une même instrumentation et par des méthodes statistiques; elles doivent être déterminées par des moyens différents pour les différents types de valeurs mesurées. Elles doivent toujours être associées à une probabilité statistique  $P \approx 95\%$ .

Les résultats (par exemple: débit masse, rendement thermique, etc.) sont calculés à partir de variables mesurées ainsi qu'à partir de propriétés physiques et de coefficients. Généralement, le résultat  $y$  est déduit de:

$$\begin{aligned} & n_x \text{ variables mesurées } x_j \text{ et de} \\ & n_b \text{ propriétés physiques } b_l \text{ et} \\ & n_c \text{ coefficients } c_m: \\ & y = F(x_j, b_l, c_m) \end{aligned}$$

$V_b$  et  $V_c$  sont les limites de confiance des erreurs des propriétés physiques et des coefficients dues à des erreurs systématiques non détectables pour  $P \approx 95\%$ .

Si toutes les valeurs mesurées, propriétés physiques et coefficients et leurs limites de confiance de l'erreur (incertitude de mesure) sont indépendantes les unes des autres et déterminées pour la même probabilité  $P$  (par exemple 95%), elles peuvent être ajoutées suivant la loi de propagation des erreurs (règle de la racine carrée) et l'incertitude de mesure  $V_y$  du résultat, ainsi déterminée, aura la même probabilité. C'est-à-dire:

$$V_y = \pm \sqrt{\sum_{j=1}^{n_x} \left( \frac{\partial y}{\partial x_j} V_{x_j} \right)^2 + \sum_{l=1}^{n_b} \left( \frac{\partial y}{\partial b_l} V_{b_l} \right)^2 + \sum_{m=1}^{n_c} \left( \frac{\partial y}{\partial c_m} V_{c_m} \right)^2}$$

où  $V_{x_j}$  est l'incertitude de mesure d'une variable individuelle  $x_j$ .

Les méthodes de calcul appliquées dans cette annexe, dérivées de la théorie de la probabilité, sont basées sur la supposition que toutes les valeurs utilisées dans le calcul sont statistiquement absolument indépendantes les unes des autres.

<sup>1)</sup> Une erreur de lecture systématique est équivalente à une erreur systématique non détectée ou non détectable des appareils de mesure et doit être traitée comme telle suivant<sup>3)</sup> ci-dessous.

<sup>2)</sup> Les erreurs systématiques non détectables sont essentiellement constantes pour une même mesure d'essai de réception, mais elles sont supposées distribuées au hasard pour plusieurs essais utilisant le même appareillage de mesure. En conséquence, les équations de la théorie des probabilités peuvent être utilisées.

<sup>3)</sup> Pour plusieurs types d'appareils, le constructeur indique la classe de précision  $G$  qui est une limite de confiance de l'erreur avec une probabilité  $P = 100\%$ . Pour l'application, la valeur de référence de  $G$ , le plus souvent la valeur de fin d'échelle et les limitations des conditions de fonctionnement doivent être soigneusement respectées.

<sup>4)</sup> Les limites de confiance (incertitude de mesure), qui sont indépendantes les unes des autres et sont définies pour la même probabilité  $P$ , peuvent être ajoutées conformément à la loi de propagation des erreurs (règle de la racine carrée).

- a) Random reading error with confidence limit  $V_A$ <sup>1)</sup>.
- b) Integration error with confidence limit  $V_I$ .
- c) Non-detectable systematic error<sup>2)</sup> of the measuring equipment with confidence limit  $V_S$  or accuracy class  $G$ <sup>3)</sup>.

The confidence limit (measuring uncertainty) of the averaged reading value  $\bar{x}$  is:

$$V_{\bar{x}} = \pm \sqrt{V_A^2 + V_I^2 + V_S^2}$$
<sup>4)</sup>

In normal acceptance test practice, the number of readings is sufficiently large to render  $V_A$  and  $V_I$  negligible, so that  $V_S$  or  $G$  is significant for the measuring uncertainty.

The average value  $\bar{x}$  with its confidence limits of the error  $V_{\bar{x}}$  can be interpreted as an individual measurement according to statistical theory.

The confidence limits  $V_S$  cannot be established from a series of measurements of a time-fluctuating variable with one and the same instrumentation by statistical methods and have to be determined by different means for the different kinds of measured values. They shall always be referred to a statistical probability  $P \approx 95\%$ .

The results (e.g. mass flow, thermal efficiency, etc.) are calculated from measured variables as well as from physical properties and coefficients. Generally the result  $y$  is derived from:

$$\begin{aligned}
 & n_x \text{ measured variables } x_j \text{ and from} \\
 & n_b \text{ physical properties } b_l \text{ and} \\
 & n_c \text{ coefficients } c_m: \\
 & y = F(x_j, b_l, c_m)
 \end{aligned}$$

$V_b$  and  $V_c$  are the confidence limits of the errors of the physical properties and coefficients due to non-detectable systematic errors for  $P \approx 95\%$ .

If all measured values, physical property values and coefficients and their confidence limits of the error (measuring uncertainty) are independent of each other and determined for the same probability  $P$  (e.g., 95%), they can be added according to the law of error propagation (square root rule) and the measuring uncertainty  $V_y$  of the result determined in this manner will have the same probability. It is:

$$V_y = \pm \sqrt{\sum_{j=1}^{n_x} \left( \frac{\partial y}{\partial x_j} V_{x_j} \right)^2 + \sum_{l=1}^{n_b} \left( \frac{\partial y}{\partial b_l} V_{b_l} \right)^2 + \sum_{m=1}^{n_c} \left( \frac{\partial y}{\partial c_m} V_{c_m} \right)^2}$$

where  $V_{x_j}$  is the measuring uncertainty of an individual variable  $x_j$ .

The calculation methods applied in this appendix, derived from the probability theory, are based on the assumption that all the values used in the calculation are statistically absolutely independent of each other.

<sup>1)</sup> A systematic reading error is equivalent to a non-detectable or non-detected systematic error of the measuring equipment and is to be treated accordingly under<sup>3)</sup>.

<sup>2)</sup> The non-detectable systematic error is largely constant in one and the same acceptance test measurement, but are assumed to be randomly distributed in several tests using the same measuring equipment. As a result, the equations of probability theory may be used.

<sup>3)</sup> For several types of instruments, the manufacturer indicates the accuracy class  $G$ , which is a confidence limit of the error with a probability  $P = 100\%$ . For application, the reference value of  $G$ , mostly the scale end value, and limitations of operating conditions have to be closely observed.

<sup>4)</sup> Confidence limits (measuring uncertainty) which are independent of each other and are defined for the same probability  $P$  can be added according to the law of error propagation (square root rule).

Dans la plupart des cas, néanmoins, les propriétés physiques et coefficients dépendent des variables mesurées. Dans ce cas, la relation naturelle entre les variables mesurées, les propriétés physiques et les coefficients:

$$\begin{aligned} b_l &= F_b(x_j) \\ c_m &= F_c(x_j) \end{aligned}$$

doit être introduite dans l'équation de  $y$  avant l'application de la loi de propagation des erreurs.

Dans de nombreux cas, soit les incertitudes de mesure des valeurs mesurées ne sont pas indépendantes de ces valeurs elles-mêmes, soit les incertitudes des valeurs mesurées en parallèle, ou avec le même appareillage, sont mutuellement interdépendantes. La loi de propagation des erreurs, telle que montrée ci-dessus, est alors inapplicable ou doit être appliquée différemment.

Des indications concernant le traitement des cas les plus communs d'interdépendance sont données dans ce qui suit.

En raison des nombreux facteurs d'influence impliqués, les incertitudes de mesure de tous les dispositifs à pression différentielle pour les débits masses, ainsi que de tous les thermomètres ou thermocouples, doivent être considérés comme étant indépendants. Les mesures effectuées avec des appareils qui ont été étalonnés sur le même banc d'essai (par exemple, diaphragmes et tuyères étalonnés en même temps que la tuyauterie d'essai, ainsi que les thermomètres et thermocouples) doivent être considérées comme étant dépendantes les unes des autres en regard de l'erreur d'étalonnage.

Les dispositifs à pression différentielle de mêmes dimensions travaillant pratiquement dans les mêmes conditions (par exemple mesure du débit de vapeur à l'admission dans plusieurs tuyauteries en parallèles) doivent être considérés comme étant totalement dépendants les uns des autres.

Pour ce qui concerne la dépendance de l'incertitude de mesure des transformateurs, voir 7.3.1. Pour les calculs relatifs à l'essai, il est recommandé que les écarts par rapport à l'hypothèse de l'indépendance des variables ne soient pas pris en considération si une simplification notable des calculs peut être réalisée sans répercussion importante sur les résultats, particulièrement sur l'incertitude de mesure.

L'interdépendance due à l'étalonnage des appareils de mesure sur des bancs d'essai communs est généralement négligeable si les limites de l'erreur d'étalonnage sont faibles comparées aux autres incertitudes de mesure de la mesure. Cela s'applique également à l'utilisation d'un potentiomètre de précision pour toutes les mesures de température.

La prise en considération correcte de toutes les interdépendances dans le calcul de l'incertitude de mesure des résultats implique généralement un procédé de calcul très sophistiqué qui est impraticable dans la plupart des cas. Il est recommandé d'accepter les écarts par rapport au principe de l'indépendance des valeurs mesurées et de leurs incertitudes, si une simplification considérable du calcul peut, de ce fait, être réalisée sans modification appréciable des résultats et de leurs incertitudes.

In most cases, however, physical properties and coefficients depend on the measured variables. In such cases the natural relationship between measured variables and physical properties and coefficients:

$$b_l = F_b(x_j)$$

$$c_m = F_c(x_j)$$

shall be introduced into the equation for  $y$  prior to application of the error propagation law.

In many cases, the measuring uncertainties of measured values are not independent of these values themselves, or the uncertainties of values measured in parallel or with the same instrumentation are mutually interdependent. The error propagation law as shown above is then not applicable or has to be applied differently.

Indications for the treatment of the more common cases of interdependence are given in the following.

In view of the many influencing factors involved, the measuring uncertainty of all pressure difference devices for mass flows, as well as all thermometers or thermocouples, shall be considered to be independent. Measurements with instruments which have been calibrated on the same test bed (e.g., orifices and nozzles calibrated together with the test section as well as thermometers and thermocouples) shall be considered to be dependent on each other in view of the calibration error.

Pressure difference devices of the same dimensions working under practically the same conditions (e.g. measurement of initial steam flow in several parallel flows) shall all be considered to be entirely dependent on each other.

For the dependence of the measuring uncertainty of instrument transformers, see 7.3.1. For the evaluation of the test, it is recommended that deviations from the assumption of independence of the variables should not be considered if a considerable simplification of the evaluation can be achieved without any appreciable effect on the results, particularly on the measuring uncertainty.

The interdependence due to instruments being calibrated on common test beds is generally negligible if the error limits of calibration are small compared with the other measuring uncertainty of the measurement. This also applies to the use of one precision potentiometer for all temperature measurements.

To allow correctly for all the interdependences in calculating the measuring uncertainty of the results generally involves a highly sophisticated calculation process and is impracticable in most cases. It is recommended to accept deviations from the principle of independence of measured values and their uncertainties, if a considerable simplification of the computation can thus be achieved without appreciable modification of the results and their uncertainties.

## ANNEXE G

CALCUL DE L'INCERTITUDE DE MESURE DE LA PUISSANCE —  
MESURES ÉLECTRIQUES (voir 7.3.1)

## G1. Introduction

En général, la loi de propagation des erreurs avec somme géométrique des incertitudes de mesures individuelles s'applique également aux mesures polyphasées (méthode des deux ou trois wattmètres). La pratique a montré que les erreurs des rapports de transformation ainsi que les erreurs d'angle de phase des transformateurs dans les diverses phases ne sont pas complètement indépendantes. Cela s'applique également à l'étalonnage des transformateurs.

En conséquence, la somme des erreurs doit être calculée séparément arithmétiquement et géométriquement.

Dans le calcul de l'incertitude de mesure de la puissance totale, en tant que somme de la puissance dans les phases individuelles, les incertitudes de mesure suivantes doivent être prises en compte.

a) *Wattmètre et wattheuremètre*

La somme des incertitudes de mesure dues aux wattmètres et wattheuremètres dans les différentes phases est géométrique.

b) *Erreurs de transformation des transformateurs de tension*

La somme des incertitudes de mesure dues aux erreurs de transformation des transformateurs de tension entre les différentes phases est arithmétique.

c) *Erreurs d'angle de phase des transformateurs de tension*

La somme des incertitudes de mesure dues aux erreurs d'angle de phase des transformateurs de tension est arithmétique.

d) *Erreurs de transformation des transformateurs de courant*

La somme des incertitudes de mesure dues aux erreurs de transformation des transformateurs de courant dans les différentes phases est arithmétique.

e) *Erreurs d'angle de phase des transformateurs de courant*

La somme des incertitudes de mesure dues aux erreurs d'angle de phase des transformateurs de courant est arithmétique.

f) *Erreur totale*

L'incertitude de la puissance totale est calculée en faisant la somme géométrique des incertitudes mentionnées en a), b), c), d) et e).

*Notes 1.* — La sommation mentionnée en c) ou e) est quelquefois faite géométriquement. Cela n'est pas correct dans la philosophie de cette annexe du fait que l'exposé du premier alinéa s'applique également aux erreurs d'angle de phase.

2. — Dans les formules, une incertitude pour l'influence de la température sur les wattmètres et les wattheuremètres est introduite. Le facteur de température devra être indiqué par le constructeur des wattmètres et wattheuremètres (compteurs).

Si l'influence de la température sur les lectures des wattmètres est connue avec précision, en tant que fonction de la température, et cela a été appliqué en tant que correction dans l'évaluation de la puissance mesurée, cette influence sur l'incertitude de mesure peut être éliminée dans la formule pour l'incertitude de mesure.

## G2. Formules

Les formules sont données pour l'application aux wattmètres, compteurs monophasés et compteurs triphasés pour les cas suivants à la fois pour les circuits triphasés à quatre conducteurs (méthode des trois wattmètres) et pour les circuits triphasés à trois conducteurs (méthode des deux wattmètres ou disposition d'Aron):

## APPENDIX G

CALCULATION OF MEASURING UNCERTAINTY OF OUTPUT —  
ELECTRICAL MEASUREMENT (see 7.3.1)

## G1. Introduction

In general the law of error propagation with geometrical summation of the individual measurement uncertainties is also applied for polyphase measurements (two-wattmeter or three-wattmeter method). Practical experiments have shown that the transforming ratio errors, as well as the phase-angle errors of the transformers in the various phases, are not fully independent. This also applies to the calibration of transformers.

Therefore, the summation of errors has to be separated into a geometrical part and an arithmetical part.

In the calculation of the measurement uncertainty of the total power as the sum of the power in the individual phases, the following measurement uncertainties have to be taken into account.

a) *Wattmeter and watthour meter*

The summation of the measurement uncertainty due to the wattmeters or watthour meters in the various phases is geometrical.

b) *Transforming errors of voltage transformers*

The summation of the measurement uncertainties due to the transforming errors of voltage transformers between the various phases is arithmetical.

c) *Phase-angle errors of voltage transformers*

The summation of the measurement uncertainties due to the phase-angle errors of voltage transformers is arithmetical.

d) *Transforming errors of current transformers*

The summation of the measurement uncertainty due to the transforming errors of current transformers in the various phases is arithmetical.

e) *Phase-angle errors of current transformers*

The summation of the measurement uncertainty due to the phase-angle errors of current transformers is arithmetical.

f) *Total error*

The uncertainty in total power is calculated by geometrical summation of the uncertainties mentioned under a), b), c), d) and e).

*Notes 1.* — The summation mentioned under c) or e) is sometimes made geometrically. This is not correct in the philosophy of this appendix, as the statement in the first paragraph applies to the phase angle errors as well.

2. — In the formulae an uncertainty for the temperature influence on wattmeters or watthour meters is introduced. The temperature factor should be indicated by the manufacturer of the wattmeters/watthour meters.

If the influence of the temperature on the wattmeter reading is exactly known as a function of the temperature and this has been applied as a correction in the evaluation of the measured power, this influence on the measurement uncertainty can be eliminated in the formula for measurement uncertainty.

## G2. Formulae

Formulae are presented for the application of wattmeters, single-phase watthour meters and three-phase watthour meters for the following cases, both for three-phase four wire circuits (three-wattmeter method) and for three-phase three-wire circuits (two-wattmeter method or Aron arrangement):

- a) compteurs, wattmètres et transformateurs étalonnés;
- b) transformateurs étalonnés et wattmètres/compteurs non étalonnés avec une classe de précision spécifiée;
- c) transformateurs non étalonnés avec classe de précision spécifiée et wattmètres/compteurs étalonnés;
- d) transformateurs et wattmètres/compteurs non étalonnés chacun avec une classe de précision spécifiée.

Dans les formules suivantes les termes avec  $r_w$  et  $r_{wh}$  peuvent être négligés, et les symboles suivants sont utilisés:

$c_u$	=	imprécision d'étalonnage dans l'erreur du rapport des transformateurs de tension (%)
$c_i$	=	imprécision d'étalonnage dans l'erreur du rapport des transformateurs de courant (%)
$\delta_{\phi u}$	=	imprécision d'étalonnage dans l'angle de phase des transformateurs de tension, en mrad
$\delta_{\phi i}$	=	imprécision d'étalonnage dans l'angle de phase des transformateurs de courant, en mrad
$c_w$	=	imprécision d'étalonnage des wattmètres, en divisions d'échelle
$c_{wh}$	=	imprécision d'étalonnage des compteurs (%)
$r_w$	=	imprécision de lecture des wattmètres, en division d'échelle
$r_{wh}$	=	imprécision de lecture des compteurs (%)
$G_u$	=	classe de précision des transformateurs de tension (%)
$G_i$	=	classe de précision des transformateurs de courant (%)
$G_w$	=	classe de précision des wattmètres, en % de l'échelle totale
$G_{wh}$	=	classe de précision des compteurs (%)
$D_{\phi u}$	=	classe de précision pour l'angle de phase des transformateurs de tension, en mrad
$D_{\phi i}$	=	classe de précision pour l'angle de phase des transformateurs de courant, en mrad
$\alpha_E$	=	échelle totale des wattmètres
$\alpha_1, \alpha_2$	=	lecture réelle du wattmètre ou compteur (méthode des deux wattmètres/compteurs)
$\bar{\alpha}$	=	valeur moyenne des lectures des wattmètres (méthode des trois wattmètres)
$t$	=	température, en degrés Celsius
$\lambda$	=	coefficient de température des wattmètres ou compteurs, en % de la précision / K
$V_p$	=	limite de confiance de l'incertitude de mesure
$K = \frac{\alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}$		

## I — Circuits triphasés à quatre conducteurs

Cas a:

### a.1 Wattmètres monophasés

$$V_p^2 = (c_i)^2 + (c_u)^2 + \frac{\left(\frac{c_w}{\alpha} \cdot 100\right)^2 + \left(\frac{r_w}{\alpha} \cdot 100\right)^2}{3} + 1/3 \cdot \{\lambda(t - 23)\}^2 + \{(\delta_{\phi i})^2 + (\delta_{\phi u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

### a.2 Compteurs monophasés

$$V_p^2 = (c_i)^2 + (c_u)^2 + \frac{(c_{wh})^2 + (r_{wh})^2}{3} + 1/3 \lambda^2 (t - 23)^2 + \{(\delta_{\phi i})^2 + (\delta_{\phi u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

### a.3 Compteurs triphasés

$$V_p^2 = (c_i)^2 + (c_u)^2 + (c_{wh})^2 + (r_{wh})^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 + \{(\delta_{\phi i})^2 + (\delta_{\phi u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

- a) calibrated transformers and wattmeters/watthour meters;
- b) calibrated transformers and non-calibrated wattmeter/watthour meter(s) with specified accuracy class;
- c) non-calibrated transformers with specified accuracy class and calibrated wattmeters/watthour meter(s);
- d) non-calibrated transformers and wattmeters/watthour meter(s) each with specified accuracy class.

In the formulae below the terms with  $r_w$  and  $r_{wh}$  can be ignored, and the following symbols are used:

$c_u$	= calibration inaccuracy in the ratio error of the voltage transformers (%)
$c_i$	= calibration inaccuracy in the ratio error of the current transformers (%)
$\delta_{\varphi u}$	= calibration inaccuracy in the phase angle of the voltage transformers in mrad
$\delta_{\varphi i}$	= calibration inaccuracy in the phase angle of the current transformers in mrad
$c_w$	= calibration inaccuracy of the wattmeters in scale divisions
$c_{wh}$	= calibration inaccuracy of the watthour meters (%)
$r_w$	= reading inaccuracy of the wattmeters in scale divisions
$r_{wh}$	= reading inaccuracy of the watthour meters (%)
$G_u$	= accuracy class of the voltage transformers (%)
$G_i$	= accuracy class of the current transformers (%)
$G_w$	= accuracy class of the wattmeters in % of full scale
$G_{wh}$	= accuracy class of the watthour meters (%)
$D_{\varphi u}$	= class accuracy for phase angle of the voltage transformers in mrad
$D_{\varphi i}$	= class accuracy for phase angle of the current transformers in mrad
$\alpha_E$	= full scale of the wattmeters
$\alpha_1, \alpha_2$	= actual wattmeter/watthour meter reading (two-wattmeter/watthourmeter method)
$\bar{\alpha}$	= mean value of the wattmeter readings (three-wattmeter method)
$t$	= temperature in degrees Celsius
$\lambda$	= temperature coefficient of wattmeter/watthourmeter in % accuracy/K
$V_p$	= confidence limit of the measuring uncertainty
$K = \frac{\alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}$	

## I — Three-phase four-wire circuit

### Case a:

#### a.1 Single-phase wattmeters

$$V_p^2 = (c_i)^2 + (c_u)^2 + \frac{\left(\frac{c_w}{\alpha} \cdot 100\right)^2 + \left(\frac{r_w}{\alpha} \cdot 100\right)^2}{3} + 1/3 \cdot \{\lambda(t - 23)\}^2 + \{(\delta_{\varphi i})^2 + (\delta_{\varphi u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

#### a.2 Single-phase watthour meters

$$V_p^2 = (c_i)^2 + (c_u)^2 + \frac{(c_{wh})^2 + (r_{wh})^2}{3} + 1/3 \lambda^2 (t - 23)^2 + \{(\delta_{\varphi i})^2 + (\delta_{\varphi u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

#### a.3 Three-phase watthour meters

$$V_p^2 = (c_i)^2 + (c_u)^2 + (c_{wh})^2 + (r_{wh})^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 + \{(\delta_{\varphi i})^2 + (\delta_{\varphi u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

Cas b:

b.1 *Wattmètres monophasés*

$$V_p^2 = (c_i)^2 + (c_u)^2 + \frac{G_w^2 \cdot \left(\frac{\alpha_E}{\alpha}\right)^2 + \{\lambda(t-23)\}^2 + \left(\frac{r_w}{\alpha} \cdot 100\right)^2}{3} + \{(\delta_{\phi_i})^2 + (\delta_{\phi_u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

b.2 *Compteurs monophasés*

$$V_p^2 = (c_i)^2 + (c_u)^2 + \frac{(G_{wh})^2 + \lambda^2(t-23)^2 + (r_{wh})^2}{3} + \{(\delta_{\phi_i})^2 + (\delta_{\phi_u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

b.3 *Compteurs triphasés*

$$V_p^2 = (c_i)^2 + (c_u)^2 + (G_{wh})^2 + \lambda^2(t-23)^2 + (r_{wh})^2 + \{(\delta_{\phi_i})^2 + (\delta_{\phi_u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

En général, les incertitudes d'étalonnage  $c$  et  $\delta^*$  des transformateurs et les incertitudes de lecture  $r_w$  et  $r_{wh}$  des wattmètres ou compteurs peuvent être négligées en fonction de la classe de précision des wattmètres ou compteurs. Les formules peuvent alors être ramenées à:

— pour les wattmètres monophasés:  $V_p^2 = \frac{1}{3} \left\{ G_w^2 \left(\frac{\alpha_E}{\alpha}\right)^2 + \lambda^2(t-23)^2 \right\}$

— pour les compteurs monophasés:  $V_p^2 = \frac{1}{3} \left\{ G_{wh}^2 + \lambda^2(t-23)^2 \right\}$

— pour les compteurs triphasés:  $V_p^2 = G_{wh}^2 + \lambda^2(t-23)^2$

Cas c:

c.1 *Wattmètres monophasés*

$$V_p^2 = (G_i)^2 + (G_u)^2 + \frac{\left(\frac{c_w}{\alpha} \cdot 100\right)^2 + \left(\frac{r_w}{\alpha} \cdot 100\right)^2}{3} + 1/3 \lambda^2(t-23) + \{(D_{\phi_i})^2 + (D_{\phi_u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

c.2 *Compteurs monophasés*

$$V_p^2 = (G_i)^2 + (G_u)^2 + \frac{(c_{wh})^2 + (r_{wh})^2}{3} + 1/3 \lambda^2(t-23)^2 + \{(D_{\phi_i})^2 + (D_{\phi_u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

c.3 *Compteurs triphasés*

$$V_p^2 = (G_i)^2 + (G_u)^2 + (c_{wh})^2 + (r_{wh})^2 + \lambda^2(t-23)^2 + \{(D_{\phi_i})^2 + (D_{\phi_u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

\* Pour les facteurs habituels de puissance.

Case b:

b.1 Single-phase wattmeters

$$V_p^2 = (c_i)^2 + (c_u)^2 + \frac{G_w^2 \cdot \left(\frac{\alpha_E}{\alpha}\right)^2 + \{\lambda(t-23)\}^2 + \left(\frac{r_w}{\alpha} \cdot 100\right)^2}{3} + \{(\delta_{\phi_i})^2 + (\delta_{\phi_u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

b.2 Single-phase watthour meters

$$V_p^2 = (c_i)^2 + (c_u)^2 + \frac{(G_{wh})^2 + \lambda^2(t-23)^2 + (r_{wh})^2}{3} + \{(\delta_{\phi_i})^2 + (\delta_{\phi_u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

b.3 Three-phase watthour meters

$$V_p^2 = (c_i)^2 + (c_u)^2 + (G_{wh})^2 + \lambda^2(t-23)^2 + (r_{wh})^2 + \{(\delta_{\phi_i})^2 + (\delta_{\phi_u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

In general, the calibration uncertainty figures  $c$  and  $\delta^*$  of the transformers and the uncertainties in reading  $r_w$  and  $r_{wh}$  of the wattmeters/watthour meters can be ignored as compared with the accuracy class of the wattmeters/watthour meters. The formulae may then be simplified to:

— for single-phase wattmeters: 
$$V_p^2 = \frac{1}{3} \left\{ G_w^2 \left(\frac{\alpha_E}{\alpha}\right)^2 + \lambda^2(t-23)^2 \right\}$$

— for single-phase watthour meters: 
$$V_p^2 = \frac{1}{3} \left\{ G_{wh}^2 + \lambda^2(t-23)^2 \right\}$$

— for three-phase watthour meters: 
$$V_p^2 = G_{wh}^2 + \lambda^2(t-23)^2$$

Case c:

c.1 Single-phase wattmeters

$$V_p^2 = (G_i)^2 + (G_u)^2 + \frac{\left(\frac{c_w}{\alpha} \cdot 100\right)^2 + \left(\frac{r_w}{\alpha} \cdot 100\right)^2}{3} + 1/3 \lambda^2(t-23) + \{(D_{\phi_i})^2 + (D_{\phi_u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

c.2 Single-phase watthour metres

$$V_p^2 = (G_i)^2 + (G_u)^2 + \frac{(c_{wh})^2 + (r_{wh})^2}{3} + 1/3 \lambda^2(t-23)^2 + \{(D_{\phi_i})^2 + (D_{\phi_u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

c.3 Three-phase watthour metres

$$V_p^2 = (G_i)^2 + (G_u)^2 + (c_{wh})^2 + (r_{wh})^2 + \lambda^2(t-23)^2 + \{(D_{\phi_i})^2 + (D_{\phi_u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

\* For usual power factors.

L'utilisation de la valeur de la classe de précision des transformateurs par phase dans les formules de précision pour la puissance totale est en fait basée sur l'addition arithmétique des incertitudes absolues.

$$(G_i = G_{i1} = G_{i2} = G_{i3}; \text{ cela s'applique également à } G_u, D_i \text{ et } D_u)$$

En négligeant les imprécisions de lecture et d'étalonnage  $c$  et  $r$  des wattmètres, on obtient les formules simplifiées suivantes valables, respectivement, pour les cas  $c.1$ ,  $c.2$  et  $c.3$ :

— pour les wattmètres monophasés:

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi + \frac{1}{3} \cdot \lambda^2 (t - 23)^2$$

— pour les compteurs monophasés:

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi + \frac{1}{3} \cdot \lambda^2 (t - 23)^2$$

— pour les compteurs triphasés:

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi + \lambda^2 (t - 23)^2$$

Cas d:

d.1 Wattmètres monophasés

$$V_p^2 = (G_i)^2 + (G_u)^2 + \frac{G_w^2 \cdot \left(\frac{\alpha_E}{\alpha}\right)^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 + \left(\frac{r_w}{\alpha} \cdot 100\right)^2}{3} + \{(D_i)^2 + (D_u)^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

d.2 Compteurs monophasés (une phase)

$$V_p^2 = (G_i)^2 + (G_u)^2 + \frac{(G_{wh})^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 + (r_{wh})^2}{3} + \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

d.3 Compteurs triphasés (trois phases)

$$V_p^2 = (G_i)^2 + (G_u)^2 + (G_{wh})^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 + (r_{wh})^2 + \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

Dans les formules, les incertitudes de lecture  $r_w$  et  $r_{wh}$  peuvent être négligées en fonction des classes de précision.

## II — Circuits triphasés à trois conducteurs

On suppose que les transformateurs de potentiel sont raccordés en triangle ouvert.

Les formules sont également utilisables pour les cas  $d.1$ ,  $d.2$  et  $d.3$  avec un raccordement en étoile, en DZo ou en Dyll, pour les transformateurs de tension s'ils ont la même classe de précision lorsqu'ils ne sont pas étalonnés ou s'ils sont étalonnés au moyen des mêmes ponts d'étalonnage et transformateurs de tension standard. Dans le cas contraire, les erreurs à appliquer dans les formules concernant un circuit triphasé à trois conducteurs devront être calculées au moyen des formules suivantes dans le cas d'un raccordement en étoile.

The use of the value of the class accuracy of the transformers per phase in the accuracy formulae for total power is in fact based upon the arithmetical addition of absolute uncertainties.

$$(G_i = G_{i1} = G_{i2} = G_{i3}; \text{ the same applies to } G_u, D_i \text{ and } D_u)$$

Ignoring the calibration and reading inaccuracies  $c$  and  $r$  of the wattmeter leads to the simplified formulae valid for cases  $c.1$ ,  $c.2$  and  $c.3$ , respectively:

— for single-phase wattmeters:

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi + \frac{1}{3} \cdot \lambda^2 (t - 23)^2$$

— for single-phase watthour wattmeters:

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi + \frac{1}{3} \cdot \lambda^2 (t - 23)^2$$

— for three-phase watthour wattmeters:

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi + \lambda^2 (t - 23)^2$$

Case  $d$ :

$d.1$  Single-phase wattmeters

$$V_p^2 = (G_i)^2 + (G_u)^2 + \frac{G_w^2 \cdot \left(\frac{\alpha_E}{\alpha}\right)^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 + \left(\frac{r_w}{\alpha} \cdot 100\right)^2}{3} + \{(D_i)^2 + (D_u)^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

$d.2$  Single-phase watthour meters (one phase)

$$V_p^2 = (G_i)^2 + (G_u)^2 + \frac{(G_{wh})^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 + (r_{wh})^2}{3} + \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

$d.3$  Three-phase watthour meters (three phase)

$$V_p^2 = (G_i)^2 + (G_u)^2 + (G_{wh})^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 + (r_{wh})^2 + \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

In the formulae, the reading uncertainties  $r_w$  and  $r_{wh}$  may be ignored as compared with the class accuracies.

## II — Three-phase three-wire circuit

It is assumed that the voltage transformers are connected in open-V.

The formulae valid for the cases  $d.1$ ,  $d.2$  and  $d.3$ , respectively, are also available in the case of a Y connection, a DZo connection or a Dyll connection of the voltage transformers if they have the same accuracy class, when they are not calibrated or when the voltage transformers are calibrated by means of the same standard voltage transformer and calibration bridge; in the opposite case the errors to be applied in the formulae for a three-phase three-wire circuit should be calculated by means of the following formulae in the case of a Y connection.

1) Dans le cas de transformateurs de potentiel étalonnés

$$(c_u)_{RS} \approx \frac{1}{2} \{ (c_u)_R + (c_u)_S \} + 2,9 \cdot 10^{-2} \{ (\delta_{\varphi u})_R - (\delta_{\varphi u})_S \}$$

$$(\delta_{\varphi u})_{RS} \approx \frac{1}{2} \{ (\delta_{\varphi u})_R + (\delta_{\varphi u})_S \} - 2,9 \{ (c_u)_R - (c_u)_S \}$$

et

$$(c_u)_{TS} \approx \frac{1}{2} \{ (c_u)_T + (c_u)_S \} - 2,9 \cdot 10^{-2} \{ (\delta_{\varphi u})_T - (\delta_{\varphi u})_S \}$$

$$(\delta_{\varphi u})_{TS} \approx \frac{1}{2} \{ (\delta_{\varphi u})_T + (\delta_{\varphi u})_S \} + 2,9 \{ (c_u)_T - (c_u)_S \}$$

2) Dans le cas de transformateurs de tension non étalonnés

$$(G_u)_{RS} \approx \frac{1}{2} \{ (G_u)_R + (G_u)_S \} + 2,9 \cdot 10^{-2} \{ (D_{\varphi u})_R - (D_{\varphi u})_S \}$$

$$(D_{\varphi u})_{RS} \approx \frac{1}{2} \{ (D_{\varphi u})_R + (D_{\varphi u})_S \} - 2,9 \{ (G_u)_R - (G_u)_S \}$$

et

$$(G_u)_{TS} \approx \frac{1}{2} \{ (G_u)_T + (G_u)_S \} - 2,9 \cdot 10^{-2} \{ (D_{\varphi u})_T - (D_{\varphi u})_S \}$$

$$(D_{\varphi u})_{TS} \approx \frac{1}{2} \{ (D_{\varphi u})_T + (D_{\varphi u})_S \} + 2,9 \{ (G_u)_T - (G_u)_S \}$$

*Il convient de veiller à assurer la symétrie des tensions sur les transformateurs.*

**Cas a :**

a.1 *Wattmètres monophasés*

$$\begin{aligned} V_p^2 = & (c_i)^2 + (c_u)^2 + \left\{ \left( \frac{c_w}{\alpha_1} \cdot 100 \right)^2 + \left( \frac{r_w}{\alpha_1} \cdot 100 \right)^2 \right\} (1 - K)^2 \\ & + \left\{ \left( \frac{c_w}{\alpha_2} \cdot 100 \right)^2 + \left( \frac{r_w}{\alpha_2} \cdot 100 \right)^2 \right\} K^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 \{ (1 - K)^2 + K^2 \} \\ & + 3 \cdot 10^{-2} (1 - 2K)^2 \{ (\delta_{\varphi i})^2 + (\delta_{\varphi u})^2 \} \text{ avec } K = \frac{\alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2} \end{aligned}$$

a.2 *Compteurs monophasés*

$$\begin{aligned} V_p^2 = & (c_i)^2 + (c_u)^2 + \{ (c_{wh})^2 + (r_{wh})^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 \} \\ & \times \{ (1 - K)^2 + K^2 \} + 3 \cdot 10^{-2} (1 - 2K)^2 \{ (\delta_{\varphi i})^2 + (\delta_{\varphi u})^2 \} \end{aligned}$$

a.3 *Compteurs triphasés*

$$V_p^2 = (c_i)^2 + (c_u)^2 + (c_{wh})^2 + (r_{wh})^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 + 3 \cdot 10^{-2} (1 - 2K)^2 \{ (\delta_{\varphi i})^2 + (\delta_{\varphi u})^2 \}$$

## 1) In the case of calibrated voltage transformers

$$(c_u)_{RS} \approx \frac{1}{2} \{ (c_u)_R + (c_u)_S \} + 2.9 \cdot 10^{-2} \{ (\delta_{\varphi u})_R - (\delta_{\varphi u})_S \}$$

$$(\delta_{\varphi u})_{RS} \approx \frac{1}{2} \{ (\delta_{\varphi u})_R + (\delta_{\varphi u})_S \} - 2.9 \{ (c_u)_R - (c_u)_S \}$$

and

$$(c_u)_{TS} \approx \frac{1}{2} \{ (c_u)_T + (c_u)_S \} - 2.9 \cdot 10^{-2} \{ (\delta_{\varphi u})_T - (\delta_{\varphi u})_S \}$$

$$(\delta_{\varphi u})_{TS} \approx \frac{1}{2} \{ (\delta_{\varphi u})_T + (\delta_{\varphi u})_S \} + 2.9 \{ (c_u)_T - (c_u)_S \}$$

## 2) In the case of non-calibrated voltage transformers

$$(G_u)_{RS} \approx \frac{1}{2} \{ (G_u)_R + (G_u)_S \} + 2.9 \cdot 10^{-2} \{ (D_{\varphi u})_R - (D_{\varphi u})_S \}$$

$$(D_{\varphi u})_{RS} \approx \frac{1}{2} \{ (D_{\varphi u})_R + (D_{\varphi u})_S \} - 2.9 \{ (G_u)_R - (G_u)_S \}$$

and

$$(G_u)_{TS} \approx \frac{1}{2} \{ (G_u)_T + (G_u)_S \} - 2.9 \cdot 10^{-2} \{ (D_{\varphi u})_T - (D_{\varphi u})_S \}$$

$$(D_{\varphi u})_{TS} \approx \frac{1}{2} \{ (D_{\varphi u})_T + (D_{\varphi u})_S \} + 2.9 \{ (G_u)_T - (G_u)_S \}$$

*Attention has to be paid to the symmetry of the voltages over the transformers*

*Case a:*

## a.1 Single-phase wattmeters

$$\begin{aligned} V_p^2 = & (c_i)^2 + (c_u)^2 + \left\{ \left( \frac{c_w}{\alpha_i} \cdot 100 \right)^2 + \left( \frac{r_w}{\alpha_i} \cdot 100 \right)^2 \right\} (1 - K)^2 \\ & + \left\{ \left( \frac{c_w}{\alpha_2} \cdot 100 \right)^2 + \left( \frac{r_w}{\alpha_2} \cdot 100 \right)^2 \right\} K^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 \{ (1 - K)^2 + K^2 \} \\ & + 3 \cdot 10^{-2} (1 - 2K)^2 \{ (\delta_{\varphi i})^2 + (\delta_{\varphi u})^2 \} \text{ with } K = \frac{\alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2} \end{aligned}$$

## a.2 Single-phase watthour meters

$$\begin{aligned} V_p^2 = & (c_i)^2 + (c_u)^2 + \{ (c_{wh})^2 + (r_{wh})^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 \} \\ & \times \{ (1 - K)^2 + K^2 \} + 3 \cdot 10^{-2} (1 - 2K)^2 \{ (\delta_{\varphi i})^2 + (\delta_{\varphi u})^2 \} \end{aligned}$$

## a.3 Three-phase watthour meters

$$V_p^2 = (c_i)^2 + (c_u)^2 + (c_{wh})^2 + (r_{wh})^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 + 3 \cdot 10^{-2} (1 - 2K)^2 \{ (\delta_{\varphi i})^2 + (\delta_{\varphi u})^2 \}$$

Cas b:

b.1 *Wattmètres monophasés*

$$V_p^2 = (c_i)^2 + (c_u)^2 + (1 - K)^2 \left\{ G_w^2 \left( \frac{\alpha_E}{\alpha_2} \right)^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 \right\}^2 \\ + K^2 \left\{ (G_w)^2 + \left( \frac{\alpha_E}{\alpha_2} \right)^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 \right\} + \left( \frac{r_w}{\alpha_1} \cdot 100 \right)^2 (1 - K)^2 \\ + \left( \frac{r_w}{\alpha_2} \cdot 100 \right) K^2 + 3 \cdot 10^{-2} (1 - 2K)^2 \{ (\delta_{\phi_i})^2 + (\delta_{\phi_u})^2 \}$$

b.2 *Compteurs monophasés*

$$V_p^2 = (c_i)^2 + (c_u)^2 + \{ (G_{wh})^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 \} \cdot \{ (1 - K)^2 + K^2 \} \\ + (r_{wh})^2 \{ (1 - K)^2 + K^2 \} + 3 \cdot 10^{-2} (1 - 2K)^2 \{ (\delta_{\phi_i})^2 + (\delta_{\phi_u})^2 \}$$

b.3 *Compteurs triphasés*

$$V_p^2 = (c_i)^2 + (c_u)^2 + (G_{wh})^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 + (r_{wh})^2 \\ + 3 \cdot 10^{-2} (1 - 2K)^2 \{ (\delta_{\phi_i})^2 + (\delta_{\phi_u})^2 \}$$

En général, les valeurs des incertitudes d'étalonnage  $c$  et  $\delta^*$  des transformateurs et les incertitudes de lecture  $r_w$  et  $r_{wh}$  des wattmètres ou compteurs peuvent être négligées en fonction de la classe de précision de ces appareils.

Les formules valables pour les cas b.1, b.2 et b.3 peuvent alors être simplifiées comme suit:

— pour les wattmètres monophasés:

$$V_p^2 = G_w^2 \left\{ (1 - K)^2 \left( \frac{\alpha_E}{\alpha_1} \right)^2 + K^2 \left( \frac{\alpha_E}{\alpha_2} \right)^2 \right\} + \{ (1 - K)^2 + K^2 \} \lambda^2 (t - 23)^2$$

— pour les compteurs monophasés:

$$V_p^2 = \left\{ (G_{wh})^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 \right\} \cdot \{ (1 - K)^2 + K^2 \}$$

— pour les compteurs triphasés:

$$V_p^2 = (G_{wh})^2 + \lambda^2 (t - 23)^2$$

Cas c:

c.1 *Wattmètres monophasés*

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + \left\{ \left( \frac{c_w}{\alpha_1} \cdot 100 \right)^2 + \left( \frac{r_w}{\alpha_1} \cdot 100 \right)^2 \right\} \cdot (1 - K)^2 \\ + \left\{ \left( \frac{c_w}{\alpha_2} \cdot 100 \right)^2 \right\} + \left( \frac{r_w}{\alpha_2} \cdot 100 \right)^2 K^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 \cdot \{ (1 - K)^2 + K^2 \} \\ + 3 \cdot 10^{-2} (1 - 2K)^2 \{ (D_{\phi_i})^2 + (D_{\phi_u})^2 \}$$

\* Pour les facteurs habituels de puissance.

Case b:

b.1 Single-phase wattmeters

$$V_p^2 = (c_i)^2 + (c_u)^2 + (1 - K)^2 \left\{ G_w^2 \left( \frac{\alpha_E}{\alpha_2} \right)^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 \right\} \\ + K^2 \left\{ (G_w)^2 + \left( \frac{\alpha_E}{\alpha_2} \right)^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 \right\} + \left( \frac{r_w}{\alpha_1} \cdot 100 \right)^2 (1 - K)^2 \\ + \left( \frac{r_w}{\alpha_2} \cdot 100 \right) K^2 + 3 \cdot 10^{-2} (1 - 2K)^2 \{ (\delta_{\phi_i})^2 + (\delta_{\phi_u})^2 \}$$

b.2 Single-phase watthour meters

$$V_p^2 = (c_i)^2 + (c_u)^2 + \{ (G_{wh})^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 \} \cdot \{ (1 - K)^2 + K^2 \} \\ + (r_{wh})^2 \{ (1 - K)^2 + K^2 \} + 3 \cdot 10^{-2} (1 - 2K)^2 \{ (\delta_{\phi_i})^2 + (\delta_{\phi_u})^2 \}$$

b.3 Three-phase watthour meters

$$V_p^2 = (c_i)^2 + (c_u)^2 + (G_{wh})^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 + (r_{wh})^2 \\ + 3 \cdot 10^{-2} (1 - 2K)^2 \{ (\delta_{\phi_i})^2 + (\delta_{\phi_u})^2 \}$$

In general, the calibration uncertainty figures  $c$  and  $\delta^*$  of the transformers and the uncertainties in reading  $r_w$  and  $r_{wh}$  of the wattmeters/watthour meters can be ignored as compared with the accuracy class of the wattmeters/watthour meters.

The formulae valid for cases b.1, b.2 and b.3, respectively, may then be simplified to:

— for single-phase wattmeters:

$$V_p^2 = G_w^2 \left\{ (1 - K)^2 \left( \frac{\alpha_E}{\alpha_1} \right)^2 + K^2 \left( \frac{\alpha_E}{\alpha_2} \right)^2 \right\} + \{ (1 - K)^2 + K^2 \} \lambda^2 (t - 23)^2$$

— for single-phase watthour meters:

$$V_p^2 = \left\{ (G_{wh})^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 \right\} \cdot \{ (1 - K)^2 + K^2 \}$$

— for three-phase watthour meters:

$$V_p^2 = (G_{wh})^2 + \lambda^2 (t - 23)^2$$

Case c:

c.1 Single-phase wattmeters

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + \left\{ \left( \frac{c_w}{\alpha_1} \cdot 100 \right)^2 + \left( \frac{r_w}{\alpha_1} \cdot 100 \right)^2 \right\} \cdot (1 - K)^2 \\ + \left\{ \left( \frac{c_w}{\alpha_2} \cdot 100 \right)^2 \right\} + \left( \frac{r_w}{\alpha_2} \cdot 100 \right)^2 K^2 + \lambda^2 (t - 23)^2 \cdot \{ (1 - K)^2 + K^2 \} \\ + 3 \cdot 10^{-2} (1 - 2K)^2 \{ (D_{\phi_i})^2 + (D_{\phi_u})^2 \}$$

\* For usual power factors.

*c.2 Compteurs monophasés*

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + (c_{wh})^2 + (r_{wh})^2 + \lambda^2 (t-23)^2 \cdot \{(1-K)^2 + K^2\} \\ + 3 \cdot 10^{-2} (1-2K)^2 \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\}$$

*c.3 Compteurs triphasés*

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + (c_{wh})^2 + (r_{wh})^2 + \lambda^2 (t-23)^2 \\ + 3 \cdot 10^{-2} (1-2K)^2 \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\}$$

En négligeant les incertitudes de lecture et d'étalonnage des wattmètres ou compteurs les formules valables pour les cas c.1, c.2 et c.3 peuvent alors être simplifiées comme suit:

— pour les wattmètres:

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + \lambda^2 (t-23)^2 \cdot \{(1-K)^2 + K^2\} \\ + 3 \cdot 10^{-2} (1-2K)^2 \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\}$$

— pour les compteurs monophasés:

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + \{\lambda^2 (t-23)\}^2 \{(1-K)^2 + K^2\} \\ + 3 \cdot 10^{-2} (1-2K)^2 \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\}$$

— pour les compteurs triphasés:

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + \lambda^2 (t-23)^2 + 3 \cdot 10^{-2} (1-2K)^2 \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\}$$

*Cas d:*

*d.1 Wattmètres monophasés*

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + (1-K)^2 \left\{ (G_w)^2 \left( \frac{\alpha_E}{\alpha_1} \right)^2 + \lambda^2 (t-23)^2 \right\} + K^2 \left\{ (G_w)^2 \left( \frac{\alpha_E}{\alpha_2} \right)^2 \right. \\ \left. + \lambda^2 (t-23)^2 \right\} + \left( \frac{r_w}{\alpha_1} \cdot 100 \right)^2 (1-K)^2 + \left( \frac{r_w}{\alpha_2} \cdot 100 \right)^2 K^2 \\ + 3 \cdot 10^{-2} (1-2K)^2 \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\}$$

*d.2 Compteurs monophasés*

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + \{(G_{wh})^2 + \lambda^2 (t-23)^2\} \cdot \{(1-K)^2 + K^2\} + (r_{wh})^2 \{(1-K)^2 + K^2\} \\ + 3 \cdot 10^{-2} (1-2K)^2 \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\}$$

*d.3 Compteurs triphasés*

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + (G_{wh})^2 + \lambda^2 (t-23)^2 + (r_{wh})^2 + 3 \cdot 10^{-2} (1-2K)^2 \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\}$$

Dans ces formules les termes avec  $r_w$  et  $r_{wh}$  peuvent être négligés.

*c.2 Single-phase watthour meters*

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + (c_{wh})^2 + (r_{wh})^2 + \lambda^2 (t-23)^2 \cdot \{(1-K)^2 + K^2\} \\ + 3 \cdot 10^{-2} (1-2K)^2 \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\} \cdot 10^{-2} \tan^2 \varphi$$

*c.3 Three-phase watthour meters*

$$V_p^2 = (G_i)^2 + (G_u)^2 + (c_{wh})^2 + (r_{wh})^2 + \lambda^2 (t-23)^2 \\ + 3 \cdot 10^{-2} (1-2K)^2 \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\}$$

Ignoring the calibration and reading inaccuracies of the wattmeters/watthour meters, the appropriate formulae for cases c.1, c.2 and c.3 can be simplified to:

— for wattmeters:

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + \lambda^2 (t-23)^2 \cdot \{(1-K)^2 + K^2\} \\ + 3 \cdot 10^{-2} (1-2K)^2 \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\}$$

— for single-phase watthour meters:

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + \{\lambda^2 (t-23)\}^2 \{(1-K)^2 + K^2\} \\ + 3 \cdot 10^{-2} (1-2K)^2 \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\}$$

— for three-phase watthour meters:

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + \lambda^2 (t-23)^2 + 3 \cdot 10^{-2} (1-2K)^2 \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\}$$

Case d:

*d.1 Single-phase wattmeters*

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + (1-K)^2 \left\{ (G_w)^2 \left( \frac{\alpha_E}{\alpha_1} \right)^2 + \lambda^2 (t-23)^2 \right\} + K^2 \left\{ (G_w)^2 \left( \frac{\alpha_E}{\alpha_2} \right)^2 \right. \\ \left. + \lambda^2 (t-23)^2 \right\} + \left( \frac{r_w}{\alpha_1} \cdot 100 \right)^2 (1-K)^2 + \left( \frac{r_w}{\alpha_2} \cdot 100 \right)^2 K^2 \\ + 3 \cdot 10^{-2} (1-2K)^2 \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\}$$

*d.2 Single-phase watthour meters*

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + \{(G_{wh})^2 + \lambda^2 (t-23)^2\} \cdot \{(1-K)^2 + K^2\} + (r_{wh})^2 \{(1-K)^2 + K^2\} \\ + 3 \cdot 10^{-2} (1-2K)^2 \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\}$$

*d.3 Three-phase watthour meters*

$$V_p^2 = G_i^2 + G_u^2 + (G_{wh})^2 + \lambda^2 (t-23)^2 + (r_{wh})^2 + 3 \cdot 10^{-2} (1-2K)^2 \{(D_{\phi i})^2 + (D_{\phi u})^2\}$$

In these formulae the terms with  $r_w$  and  $r_{wh}$  can be ignored.

LICENSED TO MECON Limited. - RANCHI/BANGALORE  
FOR INTERNAL USE AT THIS LOCATION ONLY, SUPPLIED BY BOOK SUPPLY BUREAU.

LICENSED TO MECON Limited. - RANCHI/BANGALORE  
FOR INTERNAL USE AT THIS LOCATION ONLY, SUPPLIED BY BOOK SUPPLY BUREAU.

---

**ICS 27.040**

---