

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC
61505**

Première édition
First edition
1998-11

**Instrumentation des réacteurs nucléaires –
Réacteurs à eau bouillante (BWR) –
Surveillance de la stabilité**

**Nuclear reactor instrumentation –
Boiling water reactors (BWR) –
Stability monitoring**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 61505:1998

Numéros des publications

Depuis le 1er janvier 1997, les publications de la CEI sont numérotées à partir de 60 000.

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 60 000 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
61505

Première édition
First edition
1998-11

**Instrumentation des réacteurs nucléaires –
Réacteurs à eau bouillante (BWR) –
Surveillance de la stabilité**

**Nuclear reactor instrumentation –
Boiling water reactors (BWR) –
Stability monitoring**

© IEC 1998 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'éditeur.

No part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from the publisher.

International Electrotechnical Commission
Telefax: +41 22 919 0300

3, rue de Varembé Geneva, Switzerland
e-mail: inmail@iec.ch IEC web site <http://www.iec.ch>



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX
PRICE CODE

X

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

SOMMAIRE

	Pages
AVANT-PROPOS	6
INTRODUCTION	8
Articles	
1 Domaine d'application et objet.....	10
2 Références normatives.....	10
3 Termes et définitions.....	12
4 Abréviations	16
5 Principes physiques, mesures et analyses des instabilités.....	18
5.1 Principes physiques relatifs aux instabilités du coeur du BWR.....	18
5.2 Eventuelles conséquences des instabilités du coeur.....	20
5.3 Principes de mesure	22
5.4 Méthodes d'analyse	24
6 Prescriptions fonctionnelles.....	28
6.1 Surveillance en ligne	28
6.2 Surveillance en mode autonome.....	30
6.3 Interface homme/machine.....	30
6.4 Temps de réaction.....	30
6.5 Précision.....	30
6.6 Robustesse.....	30
7 Classification de sûreté.....	32
8 Prescriptions techniques	32
8.1 Système d'acquisition de données.....	32
8.2 Système de traitement de données et interface opérateur.....	32
8.3 Matériel (HW)	34
8.4 Logiciel (SW)	34
9 Vérification et validation	34
10 Essais et maintenance	34
11 Qualification et documentation.....	34

CONTENTS

	Page
FOREWORD	7
INTRODUCTION	9
Clause	
1 Scope and object	11
2 Normative references	11
3 Terms and definitions	13
4 Abbreviations	17
5 Physics, measurement and analyses of instabilities	19
5.1 Physics of BWR core instabilities	19
5.2 Possible consequences of core instabilities	21
5.3 Measuring principles	23
5.4 Analysis methods	25
6 Functional requirements	29
6.1 On-line monitoring	29
6.2 Off-line monitoring	31
6.3 Man-machine interface	31
6.4 Response time	31
6.5 Accuracy	31
6.6 Robustness	31
7 Safety classification	33
8 Technical requirements	33
8.1 Data acquisition system	33
8.2 Data processing and operator interface system	33
8.3 Hardware (HW)	35
8.4 Software (SW)	35
9 Verification and validation	35
10 Testing and maintenance	35
11 Qualification and documentation	35

Figures

1	Les quatre méthodes de recirculation du réfrigérant dans le coeur d'un BWR.....	36
2	Mécanismes de réaction neutronique,thermique et hydraulique	38
3	Mécanismes de réaction relatifs à l'instabilité de la réactivité neutronique et thermo-hydraulique couplée.....	40
4	Exemple de moniteur de stabilité du BWR	42

Annexes

A	Détection et suppression automatiques	44
B	Exemples d'oscillations de puissance du BWR	46
C	Exemples d'essais d'instabilité	50
D	Concept de la prévention contre les instabilités.....	62
E	Expérience de fonctionnement réalisée pour la surveillance de stabilité	68
F	Estimation de la fonction caractéristique du bruit neutronique	74
G	Estimation de la différence de phase	78
H	Bibliographie	80

Withdorm.com: Click to view the full PDF of IEC 61505:1998

Figures

1	The four methods of coolant recirculation through the core of a BWR	37
2	Neutronic and thermal-hydraulic feedback mechanisms	39
3	Feedback mechanisms for coupled neutronic-thermalhydraulic reactivity instability	41
4	Example of BWR stability monitor	43

Annexes

A	Automatic detection and suppression.....	45
B	Examples of BWR power oscillation occurrences.....	47
C	Examples of instability tests	51
D	Instability prevention concept	63
E	Operating experience with stability monitoring	69
F	Estimation of neutron noise characteristic function.....	75
G	Estimation of phase difference	79
H	Bibliography	81

Withdwn
IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 61505:1998

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

INSTRUMENTATION DES RÉACTEURS NUCLÉAIRES – RÉACTEURS À EAU BOUILLANTE (BWR) – SURVEILLANCE DE LA STABILITÉ

AVANT-PROPOS

- 1) La CEI (Commission Electrotechnique Internationale) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI, entre autres activités, publie des Normes internationales. Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEI, participent également aux travaux. La CEI collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les documents produits se présentent sous la forme de recommandations internationales. Ils sont publiés comme normes, rapports techniques ou guides et agréés comme tels par les Comités nationaux.
- 4) Dans le but d'encourager l'unification internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent à appliquer de façon transparente, dans toute la mesure possible, les Normes internationales de la CEI dans leurs normes nationales et régionales. Toute divergence entre la norme de la CEI et la norme nationale ou régionale correspondante doit être indiquée en termes clairs dans cette dernière.
- 5) La CEI n'a fixé aucune procédure concernant le marquage comme indication d'approbation et sa responsabilité n'est pas engagée quand un matériel est déclaré conforme à l'une de ses normes.
- 6) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Norme internationale peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale CEI 61505 a été établie par le sous-comité 45A: Instrumentation des réacteurs, du comité d'études 45 de la CEI: Instrumentation nucléaire.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
45A/336/FDIS	45A/344/RVD

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

Les annexes A, B, C, D, E, F, G et H sont données uniquement à titre d'information.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**NUCLEAR REACTOR INSTRUMENTATION –
BOILING WATER REACTORS (BWR) –
STABILITY MONITORING**

FOREWORD

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, the IEC publishes International Standards. Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. The IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested National Committees.
- 3) The documents produced have the form of recommendations for international use and are published in the form of standards, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
- 5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with one of its standards.
- 6) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this International Standard may be the subject of patent rights. The IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 61505 has been prepared by subcommittee 45A: Reactor instrumentation, of IEC technical committee 45: Nuclear instrumentation.

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

FDIS	Report on voting
45A/336/FDIS	45A/344/RVD

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

Annexes A, B, C, D, E, F, G and H are for information only.

INTRODUCTION

L'instabilité thermique et hydraulique est un phénomène connu dans les centrales thermiques classiques à vapeur. Des oscillations de flux eau-vapeur, au sein de centrales à vapeur, peuvent provoquer une surchauffe de canal locale. Ce phénomène et ses conséquences au niveau de la conception des centrales à vapeur sont largement documentés. Dans certaines conditions, les réacteurs à eau bouillante sont également sensibles à ce type d'instabilités thermiques et hydrauliques. La conception du système de recirculation du réacteur a des conséquences importantes sur la stabilité du système du réacteur. Quatre systèmes de recirculation différents sont utilisés dans les BWR actuels:

- a) Pompes internes (figure 1a)
- b) Pompes d'injection (figure 1b)
- c) Pompes externes (figure 1c)
- d) Recirculation naturelle (figure 1d)

La réaction neutronique engendrée par la perturbation thermique et hydraulique du canal de combustible local constitue un autre facteur critique pour la stabilité du BWR. Les deux mécanismes de réaction, thermo-hydraulique et neutronique, sont couplés dans le coeur du BWR et peuvent, dans certaines conditions, provoquer des oscillations au niveau du flux dans le coeur, ainsi qu'au niveau de la puissance thermique. De plus, des instabilités peuvent apparaître au niveau du réacteur, même si le mécanisme de réaction en lui-même n'est pas suffisant pour engendrer une instabilité. Les principes physiques relatifs à ce type d'instabilités du BWR sont exposés à l'article 5.

Afin d'identifier les oscillations de flux caractéristiques d'une instabilité thermique et hydraulique, il est possible d'utiliser un système de surveillance du flux de neutrons (signaux APRM et LPRM). Ce système génère un signal de sortie qui peut être utilisé pour des fonctions de suppression automatique. L'annexe A fournit une description succincte de la détection et de la suppression automatiques.

L'annexe B fournit un ensemble d'exemples d'incidents d'instabilité du BWR, survenus au cours des dernières années. Ces cas illustrent l'importance et la nécessité d'une norme concernant la surveillance de la stabilité du BWR.

On dispose actuellement d'une quantité importante d'informations relatives à la stabilité du BWR, dérivées de l'expérience de fonctionnement des BWR. Des essais spécifiques ont été réalisés selon des conditions contrôlées, dans de nombreuses centrales, afin de fournir des informations concernant la réaction individuelle des centrales durant une instabilité et la partie du domaine de fonctionnement la plus sensible aux oscillations pour les conditions de fonctionnement présentes au moment de l'essai. L'annexe C donne des exemples d'essais spécifiques.

L'annexe D décrit, sur un diagramme de puissance, un concept de prévention des instabilités utilisé au Japon et en Allemagne.

L'annexe E fournit un compte rendu des expériences de fonctionnement en matière de surveillance de la stabilité dans différents pays.

L'annexe F donne une estimation des fonctions caractéristiques du bruit neutronique, tandis que l'annexe G fournit une estimation de la différence de phase.

L'annexe H est une bibliographie.

INTRODUCTION

Thermal hydraulic instability is a known phenomenon in conventional steam generators. Two phase flow oscillations in steam generators can result in local channel overheating. This phenomenon and its impact on the design of steam generators is well documented. Under certain conditions boiling water reactors are also susceptible to such thermal hydraulic instabilities. The design of the reactor recirculation system has a large impact on the stability of the reactor system. Four different BWR recirculation systems are used in modern BWRs:

- a) Internal pumps (figure 1a)
- b) Jet pumps (figure 1b)
- c) External pumps (figure 1c)
- d) Natural recirculation (figure 1d)

Another critical factor in BWR stability is the neutronic feedback to the local fuel channel thermal-hydraulic perturbation. The two feedback mechanisms, thermal-hydraulic and neutronic, are coupled in a BWR core and can, under certain conditions, generate oscillations in both core flow and thermal power. In addition, reactor instabilities can occur even when neither feedback mechanism alone is sufficient to generate instability. The physics of such BWR-instabilities are explained with some detail in clause 5.

In order to identify flux oscillations characteristic of a thermal-hydraulic instability, a system that monitors neutron flux (APRM and LPRM signals) can be used. This system generates an output signal which can be used for automatic suppression functions. A short description of automatic detection and suppression is included in annex A.

A short account of examples of BWR instability incidents which have occurred during the last several years is given in annex B. These events illustrate the importance and the need for a standard on stability monitoring of BWR.

A significant amount of information is now available relative to BWR stability from experience at operating BWRs. Special tests have been performed at numerous plants under controlled conditions to provide information on individual plant response during an instability and the portion of the operating domain most susceptible to oscillations for the operating conditions present at the time of the test. Examples of such special tests are given in annex C.

An instability prevention concept is described by the power flow diagram given in annex D, which is used in Japan and Germany.

In annex E an account of operating experience with stability monitoring in different countries is given.

Annex F gives an estimation of neutron noise characteristic functions, while the estimation of phase difference is described in annex G.

Annex H is a bibliography.

INSTRUMENTATION DES RÉACTEURS NUCLÉAIRES – RÉACTEURS À EAU BOUILLANTE (BWR) – SURVEILLANCE DE LA STABILITÉ

1 Domaine d'application et objet

La présente Norme internationale s'applique aux réacteurs à eau bouillante (BWR) conçus de manière à garantir l'absence d'oscillations thermiques et hydrauliques, ou à permettre une détection et une suppression fiables et rapides. Le respect de ce critère peut être mis en évidence par:

- a) la prévention de l'apparition des oscillations de puissance;
- b) la détection et la suppression automatiques des oscillations de puissance.

La surveillance de l'état de stabilité du réacteur, qui constitue l'objet de la présente norme, peut assurer les points a) et b) en fournissant des informations sur les caractéristiques de stabilité de la centrale. La surveillance détecte l'approche et l'apparition d'oscillations.

La présente norme a pour but de

- décrire des paramètres de centrale appropriés à l'utilisation de la surveillance de la stabilité;
- définir des méthodes d'analyse permettant d'établir un rapport entre les informations variables en fonction du temps et les facteurs de qualité de stabilité du réacteur, tels que le taux de décroissance;
- fournir des indications techniques concernant les prescriptions fonctionnelles et de performance de la surveillance de stabilité.

Les éléments suivants ne sont pas couverts par la présente norme:

- a) instabilité du système de commande;
- b) recommandations relatives à l'application d'une solution particulière ou d'une combinaison de solutions;
- c) prescriptions concernant les méthodes analytiques associées à chaque méthode;
- d) prescriptions relatives aux actions manuelles de l'opérateur et aux actions automatiques nécessaires pour supprimer les oscillations de puissance ou réduire les taux de décroissance;
- e) influence générale de l'instabilité du réacteur sur le plan de la sûreté.

La présente norme ne traite pas des moniteurs de stabilité de type à prévision (par exemple, modèles dans le domaine fréquentiel pouvant être utilisés en ligne pour calculer le taux de décroissance dans les conditions actuelles du réacteur).

2 Références normatives

Les documents normatifs suivants contiennent des dispositions qui, par suite de la référence qui y est faite, constituent des dispositions valables pour la présente Norme internationale. Au moment de la publication, les éditions indiquées étaient en vigueur. Tout document normatif est sujet à révision et les parties prenantes aux accords fondés sur la présente Norme internationale sont invitées à rechercher la possibilité d'appliquer les éditions les plus récentes des documents normatifs indiqués ci-après. Les membres de la CEI et de l'ISO possèdent le registre des Normes internationales en vigueur.

CEI 60050(393):1996, *Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) – Chapitre 393: Instrumentation nucléaire: Phénomènes physiques et notions fondamentales*

NUCLEAR REACTOR INSTRUMENTATION – BOILING WATER REACTORS (BWR) – STABILITY MONITORING

1 Scope and object

This International Standard applies to boiling water reactors (BWR) designed to ensure that thermal-hydraulic oscillations are either not possible, or can be reliably and readily detected and suppressed. Compliance with the criteria can be demonstrated by:

- a) preventing power oscillations;
- b) detecting and automatically suppressing power oscillations.

Monitoring of the reactor stability state, which is the object of this standard, can support a) and b) by providing information on plant stability characteristics. Monitoring will detect the approach to, and occurrence of, oscillations.

The purpose of this standard is to

- describe appropriate plant parameters for use in stability monitoring;
- define analysis methods for relating time-varying plant information to reactor stability figures of merit, such as the decay ratio;
- provide technical guidelines regarding stability monitoring functional and performance requirements.

The following items are not covered by this standard:

- a) control system instability;
- b) recommendations for implementing a particular solution or a combination of solutions;
- c) requirements for analytical methods associated with each method;
- d) requirements for manual operator and automatic actions necessary to suppress power oscillations or reduce decay ratios;
- e) general safety significance of reactor instability.

This standard also does not cover predictor type stability monitors (e.g. frequency domain models which may be used on line to calculate decay ratio for current reactor conditions).

2 Normative references

The following normative documents contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this International Standard. At the time of publication, the editions indicated were valid. All normative documents are subject to revision, and parties to agreements based on this International Standard are encouraged to investigate the possibility of applying the most recent editions of the normative documents indicated below. Members of IEC and ISO maintain registers of currently valid International Standards.

IEC 60050(393):1996, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 393: Nuclear instrumentation: Physical phenomena and basic concepts*

CEI 60557:1982, *Terminologie CEI sur les réacteurs nucléaires*

CEI 60780:1998, *Centrales nucléaires – Equipements électriques de sûreté – Qualification*

CEI 60880:1986, *Logiciel pour les calculateurs utilisés dans les systèmes de sûreté des centrales nucléaires*

CEI 60964:1989, *Conception des salles de commande des centrales nucléaires de puissance*

CEI 60980:1989, *Pratiques recommandées pour la qualification sismique du matériel électrique du système de sûreté dans les centrales électronucléaires*

CEI 60987:1989, *Calculateurs programmés importants pour la sûreté des centrales nucléaires*

CEI 61000-4,— *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4: Techniques d'essai et de mesure*

CEI 61226:1993, *Centrales nucléaires – Systèmes d'instrumentation et de contrôle-commande importants pour la sûreté – Classification*

CEI 61343:1996, *Instrumentation des réacteurs nucléaires – Réacteurs à eau bouillante (BWR) – Mesures dans la cuve pour la surveillance adéquate du refroidissement du cœur*

AIEA Guide de Sûreté 50-SG-D8: 1984, *Systèmes d'instrumentation et de commande liés à la sûreté dans les centrales nucléaires*

3 Termes et définitions

Pour les besoins de la présente Norme internationale, les définitions suivantes s'appliquent. La source des termes définis ailleurs figure entre parenthèses.

3.1 alarmes

signaux donnés par des verrines ou d'autres systèmes d'affichage pour alerter l'opérateur de défauts et d'évolutions hors tolérance des centrales et des matériels dans les conditions de fonctionnement de la centrale, et qui requièrent une action de sa part [CEI 60964]

3.2 réacteur à eau bouillante (BWR)

système nucléaire de production de vapeur dans lequel la vapeur utilisée est produite dans l'enceinte du réacteur [CEI 61343]

3.3 réfrigérant

eau et/ou vapeur pour l'extraction de la chaleur du cœur [CEI 61343]

3.4 taux de décroissance

le taux de décroissance (DR) d'un système oscillant se définit comme le rapport entre deux valeurs maximales consécutives de réponse impulsionnelle du système et fournit des informations sur la stabilité du système. Une oscillation de taille décroissante possède un $DR < 1,0$, une oscillation croissante un $DR > 1,0$. Les taux de décroissance supérieurs à 1,0 sont souvent désignés comme des taux de croissance.

3.5 interface homme/machine

interface entre l'équipe de conduite d'une part, les systèmes d'instrumentation et de contrôle-commande et les calculateurs reliés à la centrale, d'autre part. Elle inclut les afficheurs, les commandes et l'interface «système support de l'opérateur». [CEI 60964]

IEC 60557:1982, *IEC terminology in the nuclear reactor field*

IEC 60780:1998, *Nuclear power plants – Electrical equipment of the safety system – Qualification*

IEC 60880:1986, *Software for computers in the safety systems of nuclear power stations*

IEC 60964:1989, *Design for control rooms of nuclear power plants*

IEC 60980:1989, *Recommended practices for seismic qualification of electrical equipment of the safety system for nuclear generating stations*

IEC 60987:1989, *Programmed digital computers important to safety for nuclear power stations*

IEC 61000-4,— *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4: Testing and measurement techniques*

IEC 61226:1993, *Nuclear power plants – Instrumentation and control systems important for safety – Classification*

IEC 61343:1996, *Nuclear reactor instrumentation – Boiling light water reactors (BWR) – Measurements in the reactor vessel for monitoring adequate cooling within the core*

IAEA Safety Guide 50-SG-D8:1984, *Safety-related instrumentation and control systems for nuclear power plants*

3 Terms and definitions

For the purposes of this International Standard, the following definitions are applicable. For terms defined elsewhere, the source is given in parentheses.

3.1

alarms

signals given by annunciators or other display systems to alert the operator to plant and equipment faults and out-of tolerance changes in plant conditions requiring action by the operator [IEC 60964]

3.2

boiling water reactor (BWR)

a nuclear steam supply system in which process steam is generated in the reactor vessel [IEC 61343]

3.3

coolant

water and/or steam for heat removal from the core [IEC 61343]

3.4

decay ratio

decay ratio (*DR*) of an oscillating system is defined as the ratio between two consecutive maximal of the system impulse response and gives information about the system stability. An oscillation which decreases in size has a *DR* <1,0, while a growing oscillation has a *DR* >1,0. Decay ratios greater than 1,0 are often referred to as growth rates.

3.5

man/machine interface

interface between operating staff and I&C systems and computer systems linked with plant. The interface includes displays, controls, and the Operator Support System Interface. [IEC 60964]

3.6

surveillance

moyens prévus pour indiquer en permanence l'état ou les conditions dans lesquelles se trouve un système, un sous-système, un équipement ou un ensemble [VEI 393-08-48]

3.7

oscillations de puissance

changements périodiques à variation temporelle au niveau de la puissance globale ou locale du coeur, suscités par la perturbation des paramètres d'état du coeur, pouvant être de nature aléatoire ou provoqués par des systèmes de commande oscillants. Les oscillations de puissance peuvent décroître dans le temps, maintenir un comportement d'oscillation limite stable, ou croître, en fonction de la stabilité du système du réacteur.

3.8

système de protection

système qui comprend tous les dispositifs électriques et mécaniques, ainsi que la circuiterie, depuis les capteurs jusqu'aux entrées des systèmes actionneurs de sûreté et des dispositifs auxiliaires du système de sûreté, intervenant dans la production des signaux associés à la fonction de protection [AIEA 50-SG-D8]

3.9

instabilité du réacteur

état dans lequel les oscillations de puissance croissent, atteignent le niveau d'oscillation limite ou présentent des amplitudes supérieures à l'amplitude de bruit neutronique inhérente

3.10

redondance

présence d'autres éléments ou systèmes (identiques ou différents) de sorte que l'un d'entre eux puisse remplir la fonction requise indépendamment de l'état de fonctionnement ou de la défaillance d'un autre [AIEA 50-SG-D8]

3.11

groupe redondant

groupe qui double la fonction essentielle d'autres groupes en assurant cette fonction indépendamment de l'état des autres groupes remplissant la même fonction [VEI 393-08-45]

3.12

temps de réaction

temps nécessaire pour qu'un composant atteigne un état de sortie spécifié à partir de l'instant où il reçoit un signal lui commandant d'adopter cet état de sortie [AIEA 50-SG-D8]

3.13

critère de défaillance unique

critère appliqué à un système tel que celui-ci soit capable de remplir sa propre tâche de sûreté lorsqu'il est soumis à une seule défaillance [VEI 393-08-29]

3.14

marge de stabilité

la marge de stabilité indique l'intervalle entre les conditions de fonctionnement du système et l'espace d'état dans lequel le système devient instable.

Il est possible d'utiliser différentes mesures pour exprimer la marge de stabilité, par exemple:

- taux de décroissance (rapport d'amplitude entre deux valeurs maximales et minimales successives du flux neutronique ou du flux de canal);
- l'amplitude de variation d'un paramètre du réacteur (puissance du coeur, débit du coeur ou sous-refroidissement à l'entrée du coeur) nécessaire pour atteindre un état d'instabilité, si toutes les autres conditions sont maintenues constantes.

3.6**monitoring**

means provided to indicate continuously the state or condition of a system, subsystem, equipment or assembly [IEV 393-08-48]

3.7**power oscillations**

periodic time varying changes in global or regional core power which are excited by disturbances to the core state parameters that can be random in nature or caused by oscillating control systems. The power oscillations can decay in time, maintain a stable limit cycle behaviour, or grow, depending on the stability of the reactor system.

3.8**protection system**

system which encompasses all those electrical and mechanical devices and circuitry, from sensors to the input terminals of the Safety Actuation Systems and the Safety System Support Features, involved in generating the signals associated with the Protective Tasks [IAEA 50-SG-D8]

3.9**reactor instability**

condition where power oscillations are either growing or have reached limit cycle oscillations or have amplitudes beyond inherent neutron noise amplitude

3.10**redundancy**

provision of alternative (identical or diverse) elements so that any one can perform the required function regardless of the state of operation or failure of any other [IAEA 50-SG-D8]

3.11**redundancy group**

group that duplicates the essential function of other groups to the extent that it can perform the required function independently of the state of the other groups of the same function [IEV 393-08-45]

3.12**response time**

amount of time required for a component to achieve a specified output state from the time that it receives a signal requiring it to assume that output state [IAEA 50-SG-D8]

3.13**single failure criterion**

criterion applied to a system such that it is capable of performing its safety task in the presence of any single failure [IEV 393-08-29]

3.14**stability margin**

the stability margin indicates the distance of the operating conditions of the system to the state space where the system becomes unstable.

Different measures may be used for expressing the stability margin, for example

- decay ratio (ratio of amplitude of two subsequent maxima or minima of neutron flux or channel flow);
- the amount of change in a reactor parameter (core power, core flow rate or core inlet subcooling) necessary to reach instability if all other boundary conditions are held constant.

3.15

cycles limites stables

un cycle limite stable est une oscillation du système présentant une fréquence constante et une amplitude constante, de façon que l'oscillation soit invariante dans le temps

3.16

eau sous-refroidie

eau à une température inférieure à la température de saturation pour la pression existante [CEI 61343]

3.17

vapeur surchauffée

vapeur à une température supérieure à la température de saturation pour la pression existante [CEI 61343]

4 Abréviations

APSD	Densité spectrale de puissance automatique
APRM	Moniteur de gamme de puissance moyenne
AR	Autorégression
ASF	Fonction automatique de sûreté
ATWS	Transitoire prévu sans arrêt d'urgence
CPR	Rapport de puissance critique
DR	Taux de décroissance
DROL	Limites de fonctionnement du rapport de décroissance
EMI	Perturbation électromagnétique
FFT	Transformation de Fourier rapide
HW	Matériel
LPRM	Moniteur de gamme de puissance locale
MCPR	Rapport de puissance minimale critique
M/M	Homme/machine
PC	Ordinateur personnel
PD	Différence de phase
RFI	Parasites à haute fréquence
RT	Temps réel
STPM	Moniteur de puissance thermique simulée
SLMCPR	Rapport de puissance critique minimale limite de sécurité
SW	Logiciel
WS	Poste de travail
VDU	Unité de visualisation

3.15**stable limit cycles**

a stable limit cycle is an oscillation of the system with a constant frequency and a constant amplitude, such that the oscillation is time invariant

3.16**sub-cooled water**

water at a temperature lower than the saturation temperature corresponding to the existing pressure [IEC 61343]

3.17**superheated steam**

steam at a temperature higher than the saturation temperature corresponding to the existing pressure [IEC 61343]

4 Abbreviations

APSD	Auto Power Spectral Density
APRM	Average Power Range Monitor
AR	Autoregression
ASF	Automatic Safety Function
ATWS	Anticipated Transient Without Scram
CPR	Critical Power Ratio
DR	Decay Ratio
DROL	Decay Ratio Operating Limit
EMI	Electromagnetic Interference
FFT	Fast Fourier Transform
HW	Hardware
LPRM	Local Power Range Monitor
MCPR	Minimum Critical Power Ratio
M/M	Man-Machine
PC	Personal Computer
PD	Phase Difference
RFI	Radio Frequency Interference
RT	Real Time
STPM	Simulated Thermal Power Monitor
SLMCPR	Safety Limit Minimum Critical Power Ratio
SW	Software
WS	Work Station
VDU	Visual Display Unit

5 Principes physiques, mesures et analyses des instabilités

5.1 Principes physiques relatifs aux instabilités du coeur du BWR

Dans le coeur d'un BWR, des oscillations périodiques au niveau du flux neutronique, du flux du coeur et une baisse de pression du coeur peuvent s'ajouter aux conditions d'état permanent. Dans des conditions normales de fonctionnement, ces oscillations décroissent rapidement. Lorsque l'état du coeur est instable, ces conditions d'oscillation divergent ou ne décroissent pas. Des oscillations de puissance peuvent être provoquées par le système de commande du réacteur (par exemple les circuits de régulation de pression du réacteur, de puissance du réacteur et du flux d'eau d'alimentation), ou par des interactions dynamiques entre les conditions thermo-hydrauliques et neutroniques du coeur.

5.1.1 Instabilité thermique et hydraulique

Le coeur du BWR comprend un grand nombre d'assemblages combustibles, présentant un comportement hydraulique indépendant, couplés au niveau de leur entrée et de leur sortie via la chambre d'expansion la plus haute et la plus basse. En raison des conditions limites de canal parallèle, l'interaction entre la baisse de pression monophasé et biphasé provoque des oscillations de débit et de vide.

Les perturbations de pression à l'entrée du coeur provoquent des perturbations de flux qui se propagent dans les canaux de combustible sous la forme d'ondes de densité de réfrigérant variant en fonction du temps. Ces ondes provoquent des divergences, localement, par rapport à la répartition des baisses de pression axiale en régime continu. Une baisse de pression locale au niveau d'un ensemble combustible dépend fortement du taux de vides. Etant donné que le vide du réfrigérant augmente de façon axiale lorsque l'élévation du coeur est supérieure, le taux de vides le plus élevé se situe à la sortie du canal.

L'effet des ondes de densité sur la répartition des baisses de pression du canal est donc effectivement retardé dans le temps (temps de balayage du vide) jusqu'à ce que la perturbation se manifeste à la sortie du canal. Lorsque le retard de baisse de pression du canal (retard de phase) est décalé de près de 180° par rapport aux variations de flux d'entrée de canal, l'ensemble combustible peut devenir thermiquement et hydrauliquement instable. Ainsi, la marge de stabilité thermique et hydraulique d'un canal de combustible dépend du retard de phase provoqué par le temps de balayage du vide et le gain dépend de la répartition des vides du canal. Ce mécanisme de rétroaction est illustré par le circuit à droite de la figure 2.

5.1.2 Instabilité neutronique et thermo-hydraulique couplée

Un degré de complexité supplémentaire s'ajoute, au niveau du phénomène de stabilité du BWR, du fait de la dépendance entre la puissance du réacteur et la densité du réfrigérant. La part de réactivité à partir des conditions de vide local est fonction de l'onde de densité à variation temporelle décrite en 5.1.1. La variation du vide local influence le flux neutronique local et se manifeste après un retard (constante de temps thermique du combustible) par des variations du facteur de sécurité au point chaud de la surface de gainage du combustible, puis finalement par un vide de réfrigérant local. Ce mécanisme peut également produire une réaction positive aux oscillations d'onde de densité. Le gain de réaction neutronique dépend également de la constante de temps thermique du combustible et du taux de vide.

Les deux mécanismes de réaction, thermo-hydraulique et neutronique, sont couplés dans le coeur d'un BWR et peuvent générer des oscillations au niveau du flux du coeur et de la puissance thermique. Ces oscillations peuvent influencer les marges des limites de sûreté thermique du combustible. De plus, des instabilités peuvent survenir au niveau du réacteur même si un mécanisme de réaction à lui seul n'est pas suffisant pour générer une instabilité du réacteur. Les mécanismes de réaction décrits ci-dessus sont illustrés à la figure 2.

5 Physics, measurement and analyses of instabilities

5.1 Physics of BWR core instabilities

In BWR cores, periodic oscillations in neutron flux, core flow, and core pressure drop can be superimposed on steady-state conditions. Under normal operation conditions these oscillations rapidly decay. When the core condition is unstable these oscillatory conditions either diverge or do not decay. Power oscillations may be caused by the reactor control system (e.g. the control loops for reactor pressure, reactor power and feedwater flow), or dynamic interactions between the thermal-hydraulic and neutronic core conditions.

5.1.1 Thermal-hydraulic instability

The BWR core consists of a large number of fuel assemblies, exhibiting radially independent hydraulic behaviour, that are coupled at their inlet and exit via the reactor upper and lower plenums. Because of the parallel channel boundary conditions, the interaction between single-phase and two phase pressure drop leads to flow rate and void oscillations.

Pressure perturbations at the core inlet cause flow disturbances that travel up the fuel channels as time-varying coolant density waves. These waves result in local deviations from the steady-state axial pressure drop distribution. The local pressure drop in a fuel assembly is highly dependent on void fraction. Since the coolant voiding increases axially with greater core elevation, the highest void fraction is found at the channel outlet.

The effect of density waves on channel pressure drop distribution is therefore effectively delayed in time – the void sweeping time – until the perturbation is felt at the channel exit. When the channel pressure drop time delay (phase lag) near 180° out of phase with the channel inlet flow variations, the fuel assembly can become thermal-hydraulically unstable. Thus, the thermal-hydraulic stability margin of a fuel channel is dependent on the phase lag caused by void sweeping time and the gain which is dependent on the channel void distribution. This feedback mechanism is illustrated in the right hand loop of figure 2.

5.1.2 Coupled neutronic-thermal-hydraulic instability

An additional complexity is introduced in the BWR stability phenomena because of the reactor power dependency on coolant density. Reactivity contribution from local void conditions responds to the time-varying density wave described in 5.1.1. The local void change affects local neutron flux, and is manifested after a time delay (fuel thermal time constant) as changes in fuel cladding surface heat flux and ultimately in local coolant voiding. This mechanism can also provide positive feedback to density wave oscillations. The neutronic feedback gain is also dependent on the fuel thermal time constant and on the local void fraction.

The two feedback mechanisms, thermal-hydraulic and neutronic, are coupled in a BWR core and can generate oscillations in both core flow and thermal power. These oscillations can affect margins to fuel thermal safety limits. In addition, reactor instabilities can occur even when neither feedback mechanism alone is sufficient to generate reactor instability. The feedback mechanisms described above are illustrated in figure 2.

L'instabilité du BWR peut apparaître sous deux formes:

1) Oscillation de puissance dans le coeur

Dans ce type d'instabilité, le flux local de tous les faisceaux de combustible à un niveau axial donné quelconque oscille en phase.

2) Oscillations locales ou déphasées

Dans ce mode, différentes régions radiales du coeur oscillent en déphasé. Selon le modèle d'oscillation le plus probable, le mode azimutal du premier ordre, deux régions symétriques du coeur oscillent en phase contraire. Ces oscillations semblent s'atténuer si l'on établit une moyenne des signaux du flux neutronique sur une large partie du coeur. Une oscillation locale peut également se produire quand l'axe de symétrie décrit une rotation azimutale (les deux zones du réacteur d'amplitude d'oscillation maximale passent d'un emplacement à un autre) à une fréquence inférieure à la fréquence d'oscillation; elle est identifiée comme le mode de précession de premier ordre. Une précession peut survenir lorsque les oscillations locales apparaissent, puis elle peut se stabiliser selon un axe fixe. Des modes d'oscillation locale ont été observés au niveau de réacteurs en fonctionnement.

Des modes d'ordre supérieur sont également possibles en théorie, mais il est peu probable qu'ils apparaissent en pratique du fait de l'importante différence de valeurs propres entre les modes fondamentaux et leurs modes d'oscillation. Ces modes incluent des oscillations présentant plusieurs lignes de symétrie, par exemple un quart d'oscillation du coeur dans lequel le flux neutronique dans un quadrant du coeur oscille de façon déphasée par rapport au flux neutronique dans les deux quadrants adjacents, mais en phase par rapport au flux neutronique du quadrant diagonal. Il n'est pas nécessaire de tenir compte de ces modes pour évaluer les marges de sécurité de stabilité.

La tendance à l'instabilité s'accroît lorsque le taux de vides augmente, du fait de:

- la réduction du flux du coeur;
- l'augmentation de la puissance;
- déplacement vers le bas du pic de flux axial;
- la diminution de la pression.

Elle dépend également des éléments suivants:

- conception des faisceaux de combustible (caractéristiques de baisse de pression – en particulier rapport entre baisse de pression monophasé et biphasé, diamètre de la barre de combustible, conductivité entre la pastille de combustible et la gaine, coefficient de vide de réactivité);
- mode de fonctionnement du coeur, en particulier profils de puissance axiale et radiale, sous-refroidissement d'entrée.

L'augmentation de l'amplitude d'oscillation produit des scénarios de limitation de cycles, caractérisés par la présence d'harmoniques plus élevées. Les harmoniques sont influencées par le comportement non-linéaire de la réaction neutronique.

5.2 Eventuelles conséquences des instabilités du coeur

Dans l'industrie, l'expérience réunie dans le domaine des instabilités de réacteur se limite à des cas où les oscillations de puissance dépassent légèrement l'amplitude approximative de la puissance nominale du coeur, et dans ces cas, aucun endommagement n'est apparu au niveau du combustible ou du coeur. Cependant, un fonctionnement à long terme en présence d'oscillations de cycle limite modérées, ou la production d'oscillations entraînant un état nettement en dessous du rapport de puissance critique minimale limite de sécurité (SLMCPR) au niveau du coeur, peut potentiellement occasionner des défaillances au niveau du combustible. Dans ce cas, le débit est très bas et la grande amplitude des oscillations de puissance peut provoquer un assèchement transitoire.

BWR instability can occur in two forms:

1) Core-wide power oscillation

In this type of instability the local flux of all fuel bundles at any given axial level oscillates in-phase.

2) Regional or out-of-phase oscillations

In this mode different radial regions of the core oscillate out of phase. In the most probable pattern of oscillation, the first order azimuthal mode, two symmetrical regions of the core oscillate in counterphase. These oscillations appear to attenuate if the neutron flux signals are averaged over a large portion of the core. Regional oscillation can also occur where the axis of symmetry rotates azimuthally (the two reactor regions of peak oscillation amplitude shift from one location to another) at a frequency lower than the oscillation frequency, and is known as the first order precessing mode. Precessing may occur as regional oscillations begin, then settle to a fixed axis. Regional oscillation modes have been observed in operating reactors.

Higher order modes are also theoretically possible, but not likely due to the large eigen-value separation between the fundamental modes and their modes of oscillation. These modes consist of oscillations with more than one line of symmetry, such as a quarter core oscillation where the neutron flux in one quadrant of the core oscillates out-of-phase with the neutron flux in the two adjacent quadrants but in phase with the neutron flux in the diagonal quadrant. These modes need not be considered in evaluating stability safety margins.

The tendency for instabilities increases with increasing void fraction which is caused by the

- decreasing core flow;
- increasing power;
- downwards shift of axial flux peak;
- decreasing pressure.

It is dependent likewise on the

- design of the fuel bundles (pressure drop characteristics – especially ratio of single-phase to two-phase pressure drop, fuel rod diameter and fuel pellet to clad conductivity, void reactivity coefficient);
- mode of core operation, especially axial and radial power profiles and inlet subcooling.

Increasing oscillation amplitude leads to limit cycle scenarios, which are characterised by the presence of higher harmonics. The harmonics are affected by the non-linear behaviour of the neutronic feedback.

5.2 Possible consequences of core instabilities

Industry experience with reactor instability is bounded by events with power oscillations that slightly exceed the approximate magnitude of the rated core power, and these events have not resulted in fuel or core damage. However, long-term operation with the presence of moderate limit cycle oscillations, or the generation of oscillations that cause a core state significantly below the Safety Limit Minimum Critical Power Ratio (SLMCPR) may have the potential for fuel failures. In this case the mass flow rate is very low and the high amplitude of power oscillation may cause transient dryout.

Selon certains scénarios et dans certains pays, les contre-mesures choisies pour atténuer les transitoires prévus sans arrêt d'urgence (ATWS) (dépressurisation et réduction du flux du coeur à de très faibles valeurs) peuvent engendrer des oscillations de puissance d'amplitude importante. Il faut estimer les avantages de la dépressurisation pour la sûreté par rapport au risque d'endommagement du combustible que présentent des oscillations de puissance de forte amplitude. D'importantes oscillations de puissance peuvent aggraver la surchauffe et la sévérité de l'endommagement de combustible associé à l'apparition d'un ATWS. Des indications de procédure d'urgence appropriées concernant l'insertion d'une réactivité négative précoce (par exemple, injection de bore) et des contrôles appropriés de niveau d'eau du réacteur ont été présentés afin d'atténuer les oscillations de puissance provoquées durant un ATWS.

5.3 Principes de mesure

Les oscillations de puissance engendrent des variations de valeurs du flux neutronique, facilement détectables au moyen d'instruments nucléaires à l'intérieur du coeur. En particulier, les moniteurs de gamme de puissance locale (LPRM), normalement constitués de multiples «chaînes» de quatre détecteurs, sont gradués dans la gamme de fonctionnement pour laquelle le réacteur est sensible à l'instabilité. L'ensemble des signaux de mesure du flux du coeur sont moins adaptés à la détection des instabilités du coeur. Dans certains réacteurs, le flux de réfrigérant, au niveau de faisceaux de combustible sélectionnés, peut être déterminé par une mesure Δp effectuée au niveau des orifices d'entrée de faisceau, permettant de détecter la présence d'instabilités. La densité locale du réfrigérant constitue un autre paramètre utilisable pour détecter la présence d'instabilités thermiques et hydrauliques.

Les instruments du LPRM fournissent une indication du flux neutronique dans la région du coeur à proximité du détecteur du LPRM (généralement une région du coeur à 16 faisceaux de combustible). Par conséquent, un signal LPRM simple ne peut pas indiquer si l'instabilité est une oscillation locale ou si elle s'étend à l'ensemble du coeur. Les signaux APRM comportent généralement une moyenne des signaux LPRM répartis dans le coeur. Par conséquent, pour une instabilité générale du coeur, le signal moyen du coeur (APRM) fournit une capacité de détection satisfaisante. Cependant, pour les instabilités locales, les signaux des LPRM tendent à s'annuler du fait du calcul de moyenne de l'APRM, et l'amplitude d'oscillation de l'APRM résultante est inférieure aux oscillations de flux locales de crête.

L'évaluation des signaux APRM et LPRM peut être utilisée pour effectuer une détection rapide et fiable des oscillations de puissance. La tendance temporelle de l'amplitude d'oscillation, dans un intervalle de fréquences donné, peut être déterminée comme une fonction caractéristique. La fonction mesurée pourrait être utilisée pour le contrôle (automatique) et la suppression des oscillations de puissance. Dans le cas d'oscillations amorties provoquées par des perturbations, par exemple au niveau du flux de réfrigérant, il n'est généralement pas nécessaire de prendre des mesures. La sensibilité de détection des oscillations est déterminée par l'amplitude du bruit neutronique (1 % maximum du flux neutronique stationnaire). A l'approche de l'instabilité du réacteur, la signature des caractéristiques du bruit neutronique au niveau des signaux des LPRM et APRM varie. C'est une conséquence de la réponse du coeur du réacteur de cohérence croissante face aux perturbations du flux neutronique, qui tend à provoquer un renforcement du bruit à des fréquences caractéristiques de l'instabilité thermique et hydraulique. Des modifications au niveau des caractéristiques du bruit neutronique peuvent être détectées grâce à des techniques d'analyse de signal, telles que l'autocorrélation, l'analyse de fréquence (densité spectrale de puissance), les méthodes de modélisation de paramètres (autorégression) et la contre-mesure (voir annexe E).

5.3.1 Mesure en ligne

Les signaux neutroniques, provenant d'un nombre de LPRM suffisant pour surveiller efficacement l'ensemble du coeur, doivent être mesurés simultanément. Il faut surveiller au moins un LPRM par quadrant de coeur. Il convient de mesurer le flux de réfrigérant du coeur et la puissance du réacteur (APRM) pour corréler la puissance du flux/l'état du flux et la surveillance de stabilité.

Under some scenarios and in some countries the counter measures selected for mitigating Anticipated Transients Without Scram (ATWS) events (depressurization and reduction of core flow to very low values) can lead to power oscillations of significant magnitude. The safety benefit of depressurization shall be balanced against the risk of fuel damage resulting from power oscillations of large magnitude. Large power oscillations may worsen the overheating and severity of fuel damage associated with an ATWS event. Appropriate emergency procedure guidelines for early negative reactivity insertion (i.e., boron injection) and appropriate reactor water level controls have been shown to mitigate the power oscillations generated during an ATWS event.

5.3 Measuring principles

Power oscillations result in varying neutron flux values which may be readily detected by incore nuclear instruments. Specifically, the incore Local Power Range Monitors (LPRM), normally consisting of multiple "strings" of four detectors, are on scale in the operating range in which the reactor is susceptible to reactor instability. Total core flow measurement signals normally are less suitable for detection of core instabilities. In some reactors, the coolant flow in selected fuel bundles can be determined by Dp-measurement at the bundle inlet orifices for use in detecting the presence of instabilities. Local coolant density is another parameter that could be used to detect the presence of thermal-hydraulic instabilities.

LPRM instruments provide neutron flux indication for the region of the core near the LPRM detector (typically a 16 fuel bundle core region). Therefore, a single-LPRM signal cannot indicate if the instability is a core-wide or regional oscillation. APRM signals generally consist of an average of LPRM signals which are distributed throughout the core. Therefore, for core-wide instability the core average (APRM) signal provides good detection capability. However, in regional instabilities the LPRM signals tend to cancel since averaged in the APRM, and the resulting APRM oscillation magnitude is lower than the peak local flux oscillations.

The evaluation of the APRM- and LPRM-signals can be used for fast and reliable detection of power oscillations. The time trend of the amplitude of the oscillation in a certain frequency interval can be determined as a characteristic function. The measured function could be used for the (automatic) control and suppression of power oscillations. In case of damped oscillation caused disturbances, e.g. in the coolant flow, no actions are generally needed. The sensitivity of the detection of oscillations is determined by the magnitude of the neutron noise (up to 1 % of the stationary neutron flux). When approaching reactor instability the signature of the neutron noise characteristics in the LPRM and APRM-signals changes. This is a result of the increasingly coherent reactor core response to neutron flux perturbations, which tend to cause reinforcement of noise at frequencies characteristic of thermal-hydraulic instability. Changes in neutron noise characteristics may be detected by signal analyses techniques, such as auto-correlation, frequency analysis (power spectral density), parameter modelling methods (auto regression) and counter measurement (see annex E).

5.3.1 On-line measurement

Neutron signals from a sufficient number of LPRMs to effectively monitor the entire core shall be measured simultaneously. A minimum of one LPRM per core quadrant shall be monitored. Core coolant flow and the reactor power (APRM) should be measured to correlate the reactor power/flow condition to the stability monitoring.

Il n'est pas nécessaire de surveiller tous les signaux LPRM mais il est recommandé de surveiller les signaux LPRM provenant de la partie inférieure du coeur, car ils fournissent les informations les plus utiles sur le comportement d'instabilité. Afin d'établir une corrélation des différences de phases radiales pour la surveillance des oscillations locales, il convient d'utiliser des LPRM de même niveau axial.

Il est recommandé d'utiliser des détecteurs supplémentaires afin d'améliorer la fiabilité et la sensibilité. En général, on surveille huit à neuf signaux LPRM. Le choix optimal des LPRM intègre les régions de puissance maximale.

5.3.2 Mesures en mode autonome

Les mesures en mode autonome sont adaptées à la confirmation d'analyse, à la collecte de données, à l'étude d'un problème, à la planification d'une manoeuvre du réacteur et à la gestion du coeur. De cette manière, il est possible d'analyser un très grand nombre de signaux de processus et de traiter une grande quantité d'informations en mode autonome.

5.4 Méthodes d'analyse

5.4.1 Paramètres de stabilité caractéristiques d'un système de réacteur

En raison des propriétés oscillatoires du système de rétroaction du BWR, il est intéressant d'évaluer les paramètres caractéristiques suivants d'un système de réacteur, dans le cadre de la surveillance de la stabilité du système.

5.4.1.1 Taux de décroissance du système

Les caractéristiques oscillatoires des systèmes de rétroaction apparaissent dans le cas de pôles de systèmes complexes instables. Le concept de paramètre d'amortissement ou de taux de décroissance apparaît lors de l'évaluation de la propriété oscillatoire du système. Le taux de décroissance du système oscillant est lié à la fonction de réponse impulsionnelle du système. Le comportement du système est caractérisé par les pôles les moins stables de la fonction de transfert du système.

Pour les systèmes oscillants, le taux de décroissance apparaît comme un paramètre important pour la surveillance de la stabilité du système. Du fait des différentes procédures de calcul, cinq valeurs différentes sont définies pour le taux de décroissance:

- taux de décroissance asymptotique de la fonction de réponse impulsionnelle;
- taux de décroissance asymptotique de l'adaptation automatique de densité spectrale de puissance;
- taux de décroissance apparent de la fonction de réponse impulsionnelle;
- taux de décroissance apparent de la fonction d'autocorrélation;
- taux de décroissance simulé du modèle de comptage de confirmation de succès.

Pour des systèmes complexes comportant seulement un couple de pôles conjugués complexes, la réponse impulsionnelle du système prend la forme suivante:

$$h(t) = \exp(\lambda t) \cos(\omega_a t) \quad (1)$$

où

- λ représente la partie réelle et présente une valeur négative pour des systèmes stables;
- ω_a représente la partie imaginaire des pôles complexes du système.

It is not necessary to monitor all LPRM signals but LPRM signals from the lower part of the core should be monitored, because they provide the best information about instability behaviour. To correlate radial phase differences to monitor regional oscillations, LPRMs from the same axial level should be used.

Use of additional detectors is recommended to improve the reliability and sensitivity. Typically eight or nine LPRM signals are monitored. The optimum choice of LPRMs accounts for the regions of highest power.

5.3.2 Off-line measurements

Off-line measurements are appropriate for analysis confirmation, data gathering and problem investigation, planning reactor manoeuvre and core management. In this way a very large number of process signals may be analysed and large amounts of information processed off-line.

5.4 Analysis methods

5.4.1 Characteristic reactor system stability parameters

Due to oscillatory properties of the BWR feedback system it will be of interest to evaluate the following characteristic reactor system parameters for the monitoring of the system stability.

5.4.1.1 System decay ratio

Oscillatory characteristics of feedback systems occur in case of unstable complex system poles. When evaluating the oscillatory property of the system, the concept of the damping parameter or decay ratio arises. The oscillatory system decay ratio is related to the impulse response function of the system. The system behaviour is characterised by the least stable poles of the system transfer function.

For oscillatory systems the decay ratio appears to be an important parameter for the system stability monitoring. Due to different calculation procedures there are five different defined values of the decay ratio:

- a) asymptotic decay ratio of the impulse response function;
- b) asymptotic decay ratio of auto power spectral density fitting;
- c) apparent decay ratio of the impulse response function;
- d) apparent decay ratio of the autocorrelation function;
- e) simulated decay ratio of the success confirmation count model.

For complex systems with only a pair of complex conjugate poles the system impulse response has the following form:

$$h(t) = \exp(\lambda t) \cos(\varpi_a t) \quad (1)$$

where

- λ is the real part and has a negative value for stable systems;
- ϖ_a is the imaginary part of the complex poles of the system.

Le taux de décroissance est défini comme le rapport entre la seconde et la première valeur maximale de la fonction de réponse impulsionnelle. Ce rapport est constant pour deux valeurs maximales consécutives quelconques dans le cas de systèmes de deuxième ordre et il est représenté par:

$$DR = \exp(2\pi\lambda/\omega_a) \quad (2)$$

Pour les systèmes d'ordre supérieur, la réponse impulsionnelle est déterminée par les contributions de tous les pôles du système et pas seulement par un couple de pôles complexes. Dans ce cas, la valeur du taux de décroissance n'est plus constante et présente des fluctuations. Mais la série de ces valeurs de taux de décroissance est convergente par rapport à la valeur du taux de décroissance des systèmes de deuxième ordre comportant un couple de pôle conjugués complexes, les plus proches de l'instabilité. La valeur limite décrite, relative au paramètre de rapport de décroissance, est appelée rapport de décroissance asymptotique. Comparé à cette valeur limite, le rapport entre les deux premières valeurs maximales consécutives de la réponse impulsionnelle est appelé taux de décroissance apparent. Le taux de décroissance asymptotique est déterminé par le couple de pôles le moins stable dans le système d'origine. Sauf spécification contraire, le taux de décroissance est le taux de décroissance asymptotique défini.

Pour les systèmes oscillants, il est également possible de déterminer un taux de décroissance entre la fonction d'autocorrélation sous forme analogique et la fonction de réponse impulsionnelle. Dans le cas de systèmes stables, les valeurs des taux de décroissance asymptotiques au niveau de la fonction de corrélation et au niveau de la réponse impulsionnelle sont égales. Le taux de décroissance apparent de la fonction d'autocorrélation ne représente pas un paramètre caractéristique en comparaison du paramètre asymptotique dans le cadre de l'évaluation de stabilité du système.

5.4.1.2 Différence de phase

Durant un scénario d'instabilité en déphasé, différentes zones radiales du coeur présentant un flux neutronique oscillent selon une fréquence de résonance du coeur mais avec un retard de phase égal ou proche de 180°.

Les LPRM sur la ligne de symétrie, et particulièrement les APRM utilisant des LPRM répartis symétriquement, présentent une réponse faible au paramètre de système DR .

5.4.1.3 Taux de décroissance simulé

La nature de la réponse impulsionnelle du système du réacteur peut être caractérisée par le nombre de confirmations de périodes d'oscillation de puissance successives. Le nombre de confirmations de périodes successives peut être lié à l'état de stabilité du système du réacteur en étudiant la relation avec les variations de taux de décroissance et la cohérence du coeur. La relation qui en résulte produit un paramètre appelé taux de décroissance simulé, lié à la stabilité du système du réacteur.

5.4.2 Procédures d'estimation des fonctions caractéristiques du bruit neutronique

Il est possible de mettre en évidence, par une évaluation de la fonction de transfert de puissance de réactivité, que la stabilité neutronique-cinétique d'un réacteur est liée au bruit de réactivité, influencé par le comportement thermique et hydraulique du système nucléaire.

The decay ratio is defined as the ratio between the second and first maxima of the impulse response function. This ratio is constant for any two consecutive maxima in case of systems of second order and is represented by:

$$DR = \exp(2\pi\lambda/\omega_a) \quad (2)$$

For higher order systems the impulse response is determined by the contributions from all the system poles and not only by a pair of complex poles. In this case the value of the decay ratio is no longer constant and shows fluctuations. But the series of these values of the decay ratio is convergent to the value of the decay ratio for second order systems with one pair of complex conjugate poles that are the nearest to the instability. The described limit value of the decay ratio parameter is called the asymptotic decay ratio. In comparison to this limit value, the ratio between the first two consecutive maxima of the impulse response is called the apparent decay ratio. The asymptotic decay ratio is determined by the least stable pair of poles in the original system. If not otherwise stated the decay ratio is the defined asymptotic decay ratio.

For oscillatory systems it is also possible to determine a decay ratio of the autocorrelation function in analogous form to the impulse response function. In case of stable systems both the values of the asymptotic decay ratios in the correlation function and in the impulse response are equal. The apparent decay ratio of the autocorrelation function does not represent a characteristic parameter in comparison to the asymptotic parameter for the valuation of the system stability.

5.4.1.2 Phase difference

During out-of-phase instability scenario different radial areas of the core exhibit neutron flux oscillate with a frequency of core resonance but with phase lag of or close to 180°.

LPRMs on the line of symmetry and especially APRMs using symmetrically distributed LPRMs will show poor response to the system parameter DR .

5.4.1.3 Simulated decay ratio

The nature of the impulse response of the reactor system can be characterised by the number of successive power oscillation period confirmations. The number of successive period confirmations can be related to the reactor system stability state by considering the relationship to changes in decay rate and core coherence. The resulting relationship yields a parameter called simulated decay ratio that is related to reactor system stability.

5.4.2 Procedures for estimation of neutron noise characteristic functions

It can be shown by evaluation of the reactivity-power transfer function that the neutron-kinetic stability of a reactor is connected to the reactivity noise influenced by the thermal hydraulic behaviour of the nuclear system.

Les procédures suivantes peuvent être appliquées à l'analyse des signaux de bruit neutronique:

a) *Procédures dans le domaine temporel*

- 1) Calcul de la fonction d'autocorrélation [5]*.
- 2) Calcul de la fonction de réponse impulsionnelle au moyen de méthodes paramétriques telles que la modélisation autorégressive [4], [14].
- 3) Application de l'algorithme du taux de décroissance simulé [6].
- 4) Méthode d'analyse basée sur la période (sur les comptages de confirmation; fournit une indication rapide de l'instabilité d'un réacteur, mais pas une mesure précise du degré d'instabilité) [15].
- 5) Evaluation de la différence de phase.

b) *Procédures dans le domaine fréquentiel*

- 1) Adaptation de la densité spectrale de puissance automatique par un polynôme de deuxième ordre.
- 2) Modélisation de la fonction de transfert de puissance de réactivité avec une adaptation d'ordre supérieur par la méthode des plus petits carrés [5].
- 3) Calcul de la moyenne quadratique sur un intervalle de fréquence déterminé.
- 4) Surveillance des divergences de l'APSD pour les signaux APRM et LPRM mesurés.

L'annexe F fournit un complément d'information concernant l'estimation des méthodes d'analyse dans le domaine temporel et fréquentiel.

5.4.3 Système d'analyse de détection de stabilité

Un système de détection de stabilité a pour principal objectif de fournir les moyens de détecter et mesurer le degré de stabilité d'un système de réacteur. Une estimation de la différence de phase est fournie dans l'annexe G.

6 Prescriptions fonctionnelles

Le présent article fournit une description des prescriptions fonctionnelles et de performances des systèmes de surveillance de stabilité et de détection. Ces moniteurs et systèmes doivent être efficaces dans les conditions applicables, y compris, le cas échéant, en présence de transitoires liés à la stabilité.

Il convient de signaler aux opérateurs que lorsque des limites de zone de stabilité sont présentées comme des limites analytiques, des incertitudes de mesure, au niveau de l'instabilité du réacteur, peuvent apparaître, en particulier pour de faibles niveaux de puissance, lorsque le système indique d'autres valeurs. Pour cette raison, il convient de fixer des limites de fonctionnement tenant compte de ces incertitudes.

6.1 Surveillance en ligne

La fonction en ligne d'un moniteur de stabilité ou d'un système de détection nécessite une acquisition de données, un traitement et une présentation de résultat en temps réel. Les moniteurs en ligne doivent faire parvenir leurs résultats jusqu'à la salle de commande sous un format permettant une interprétation non ambiguë des données. Les données fournies doivent permettre la détection de tous les modes appropriés d'instabilité thermique et hydraulique.

* Les chiffres entre crochets renvoient à la bibliographie donnée dans l'annexe H.

The following procedures to analyse neutron noise signals are available:

a) *Procedures in time domain*

- 1) Calculation of the autocorrelation function [5]*.
- 2) Calculation of the impulse response function by means of parametric methods such as autoregressive modelling [4], [14].
- 3) Application of the simulated decay ratio algorithm [6].
- 4) Period based analysis method (based on confirmation counts; provides rapid indication of a reactor instability, but not a detailed measure of degree of instability) [15].
- 5) Phase difference evaluation.

b) *Procedures in frequency domain*

- 1) Fitting of the normalised auto-power spectral density by a polynomial of second order.
- 2) Modelling of the reactivity-power transfer function by least squares fit of higher order [5].
- 3) Calculation of the root mean square about a determined frequency interval.
- 4) Monitoring of APSD deviations for measured APRM and LPRM signals.

More information on estimation of analysis methods in time and frequency domain is given in annex F.

5.4.3 Stability detection analysis system

The primary purpose of a stability detection system is to provide means of detecting and measuring the degree of reactor system stability. As estimation of phase difference is described in annex G.

6 Functional requirements

In this clause function and performance requirements of stability monitor and detection systems are described. Such monitors and systems shall be effective under applicable conditions, including, where appropriate, stability related transients.

Operators should be made aware that when stability region boundaries are presented as analytical limits, measurement uncertainties, particularly at low power levels, may result in reactor instability when the system indicates otherwise. For this reason, operating limits which explicitly account for uncertainties should be defined.

6.1 On-line monitoring

The on-line function of a stability monitor or detection system requires real-time data acquisition, processing, and presentation of output. On-line monitors shall provide their output information to the control room in a format that permits unambiguous interpretation of the data. Data provided shall support detection of all relevant modes of thermal-hydraulic instability.

* Figures in square brackets refer to the bibliography given in annex H.

6.2 Surveillance en mode autonome

Les données fournies par la surveillance en mode autonome doivent être conformes aux résultats correspondants, issus de l'évaluation en ligne. Les fonctions de stockage et d'extraction, telles que le repassage de données et/ou de résultats permettent de comparer les évaluations issues de divers scénarios. Ce type de procédure aide à comprendre l'évolution des instabilités. Des fonctions analytiques supplémentaires permettant l'évaluation de données stockées peuvent être utilisées pour augmenter l'utilité de la surveillance en mode autonome.

6.3 Interface homme/machine

Il est recommandé d'apporter à l'opérateur une quantité d'informations suffisante pour lui permettre d'identifier des conditions d'instabilité et pour permettre d'entreprendre des actions compensatoires avant l'initialisation des fonctions de suppression automatique ou avant le dépassement des limites de sûreté. Les affichages et/ou alarmes destinés à l'opérateur de la salle de commande doivent être conçus conformément aux prescriptions correspondantes décrites dans la CEI 60964, lorsque leur utilisation est considérée comme liée à la sûreté.

Il est recommandé d'évaluer la quantité d'informations associée aux points de réglage des alarmes opérateur de manière à minimiser la part d'information inutile tout en s'assurant que la présentation permet une réaction optimale de l'opérateur en fonction de la conception envisagée pour le système. Pour les systèmes de surveillance de stabilité perfectionnés fournissant des informations explicites sur le taux de décroissance, il convient d'envisager l'utilisation de terminaux à écran de visualisation.

La détermination des taux de décroissance du cœur par les moniteurs de stabilité permet d'aider à l'analyse de la physique du réacteur, et peut être utilisée pour valider la zone d'exclusion, le cas échéant.

6.4 Temps de réaction

Il convient que les programmes de surveillance intègrent un temps de réaction suffisamment court pour permettre à l'opérateur de réagir lorsqu'un écart est mesuré par rapport à la stabilité. Le temps de réaction doit être lié au phénomène, au taux de croissance et à la limite de sûreté. Concernant la divergence de stabilité provoquée par différents scénarios, il convient que le temps de réaction soit inférieur pour les taux de décroissance supérieurs.

Il convient de considérer le produit de la valeur du taux de décroissance estimée et du temps de réaction au regard des prescriptions de la spécification fonctionnelle pour le système de surveillance de la stabilité.

6.5 Précision

Les moniteurs de stabilité calculant des taux de décroissance explicites doivent présenter une précision démontrée inférieure à 10 % ou fournir une sortie conservative pour un intervalle de taux de décroissance élevé (c'est-à-dire supérieur à $DR = 0,8$). Il est possible d'accepter une imprécision plus grande pour des zones DR inférieures, ce qui n'est toutefois pas souhaitable. La précision de sortie intègre à la fois l'incertitude du signal d'entrée et l'incertitude de l'algorithme DR .

6.6 Robustesse

Il est recommandé que les moniteurs de stabilité suivent la dynamique du processus sans perte exagérée de fidélité. Ce point est particulièrement important durant les transitoires liés à la stabilité. Il est recommandé que les paramètres de sortie à présenter ne montrent pas de saturation dans les conditions de fonctionnement de centrale anticipées.

6.2 Off-line monitoring

Resulting data from off-line monitoring shall conform to the corresponding results from on-line evaluation. Storage and retrieval functions like playback of data and/or results enables comparison of evaluations from various scenarios. Such a procedure assists understanding of the evolution of instabilities. Additional analytical functions to evaluate stored data may be used to increase the usefulness of off-line monitoring.

6.3 Man-machine interface

Sufficient information should be provided to the operator to identify unstable conditions and to allow compensatory actions to be taken before automatic suppression functions are initiated or before safety limits are violated. Displays and/or alarms intended for the control room operator shall be designed according to the relevant requirements described in IEC 60964, when their use is considered safety-related.

The amount of information associated with operator alarm setpoints should be evaluated to minimise unnecessary information while assuring that the presentation permits optimal operator response with respect to the design intent of the system. For sophisticated stability monitoring systems that provide explicit decay ratio information, use of colour VDUs should be considered.

The determination of core decay ratios by stability monitors is inherently an aid to reactor physics analysis, and may be used to validate the exclusion region when applicable.

6.4 Response time

The monitoring routines should imply a response time short enough to allow the operator to react on a measured deviation from stability. The response time shall be tied to the phenomena, the growth rate and the safety limit. With respect to the stability deviation caused by different scenarios the response time should be smaller for higher decay ratios.

The product of the estimated decay ratio value and the response time should be taken into consideration with regard to the requirements in the functional specification for the stability monitoring system.

6.5 Accuracy

Stability monitors which calculate explicit decay ratios shall either have a demonstrated accuracy typically less than 10 % or provide conservative output at high decay ratio range (i.e. above $DR = 0,8$). Larger inaccuracy at lower DR -regions may be accommodated, but is not desirable. The output accuracy includes both the input signal uncertainty and the uncertainty of the DR algorithm.

6.6 Robustness

Stability monitors should follow the dynamics of the process without unacceptable loss of fidelity. This is especially important during stability related transients. The output parameters to be presented should not saturate during any anticipated plant operating conditions.

7 Classification de sûreté

Aucune classification de sûreté générique n'est définie pour les systèmes de surveillance. Il convient de classer les systèmes de surveillance en fonction des prescriptions de sûreté associées à l'application du système de surveillance dans la centrale. Pour les moniteurs de stabilité en ligne et les systèmes de détection, le système de surveillance doit réaliser de façon fiable sa fonction prévue, car les actions correctives sont initialisées manuellement. Si ce système est conçu pour servir d'interface avec le système de protection du réacteur, il doit être conforme aux normes requises, concernant la bande de séparation, l'isolation du signal, les critères de défaillance unique, etc.

Les prescriptions données dans la CEI 61226 doivent être remplies.

8 Prescriptions techniques

Afin de remplir les prescriptions fonctionnelles définies et présentées à l'article 6, les prescriptions techniques du système d'acquisition de données et du système de traitement de données doivent être définies. La fonction du système d'acquisition de données consiste à collecter les données prescrites fournies par le capteur et à transmettre ces informations aux systèmes de traitement de données et d'interface opérateur. Etant donné que la plupart des données du capteur résident dans le système de protection du réacteur, les systèmes d'acquisition de données doivent fournir une isolation du système de protection du réacteur contre les défaillances des systèmes de traitement de données et d'interface opérateur. De même, du fait des voies redondantes du système de protection du réacteur, des systèmes d'acquisition de données multiples peuvent être nécessaires. Il convient que le degré de redondance du système de surveillance de la stabilité ou du système de détection soit cohérent avec sa classification de sûreté et avec les critères de conception.

Le système de traitement de données et d'interface opérateur doit réaliser les algorithmes d'analyse de signaux, doit prévenir l'opérateur quand les limites prédéfinies sont atteintes et doit présenter les informations nécessaires à l'opérateur sous un format utilisable. La production de données historiques pour l'analyse en autonome est un élément souhaitable, mais non obligatoire du système de traitement de données.

8.1 Système d'acquisition de données

Il est recommandé que le système d'acquisition de données respecte les normes CEI applicables au niveau des éléments suivants:

- signaux requis (par exemple, LPRM, APRM et flux du coeur, etc.);
- taux d'échantillonnage de signaux, limites d'asymétrie, filtrage d'entrée pour le bruit et anticrénelage;
- impédance du signal d'entrée (avec ou sans alimentation), protection contre les pointes de tension et les défaillances;
- liaison de données (électrique par rapport à la transmission par fibre optique, taux de transmission, normes, protocoles, etc.).

8.2 Système de traitement de données et interface opérateur

Il convient que le système de traitement de données et d'interface opérateur respecte les prescriptions suivantes:

- prescriptions de temps de réaction identifiées conformément à 7.4;
- capacité à recevoir l'algorithme d'analyse de signal (par exemple, opérations mathématiques, filtrage logiciel, traitement de signal);
- conformité du support d'interface opérateur avec ses prescriptions de conception (par exemple, graphique couleur, écran tactile, alarmes, tendances, affichages, stockage et rappel de données);
- sorties pour annonceurs;
- capacité à mettre en réseau les informations pour utilisation à distance (facultatif).

7 Safety classification

No generic safety classification is defined for monitoring systems. Rather, monitoring systems should be classified according to the safety requirements associated with plant application of the monitoring system. For on-line stability monitors and detection systems, the monitoring system shall reliably perform its intended function, because corrective actions are initiated manually. If this system is designed to interface with the reactor protection system, then it shall conform to the required standards for channel separation, signal isolation, single failure criteria, etc.

The requirements given in the IEC 61226, shall be fulfilled.

8 Technical requirements

In order to fulfil the functional requirements defined and presented in clause 6, the technical requirements of the data acquisition system and the data processing system shall be delineated. The function of the data acquisition system is to collect the required sensor data and transmit this information to the data processing and operator interface systems. Since most of the sensor data resides in the reactor protection system, the data acquisition systems shall provide isolation of the reactor protection system from faults in the data processing and operator interface systems. Also, because of the redundant reactor protection system channels, multiple data acquisition systems may be needed. The degree of redundancy of the stability monitoring or detection system should be consistent with its safety classification and the design criteria.

The data processing and operator interface system shall perform the signal analysis algorithms, shall notify the operator when predefined limits are reached, and shall present the necessary operator information in a usable format. The availability of historical data for off-line analysis is a desirable but not required feature of the data processing system.

8.1 Data acquisition system

The data acquisition system should meet the applicable IEC standards in the following areas:

- required signals (e.g. LPRM, APRM, and core flow, etc.);
- signal sampling rates, skew limitations, input filtering for noise and anti-aliasing;
- input signal impedance (powered and unpowered), surge and fault protection;
- data link (electrical versus fibre optic, transmission rates, standards, protocols, etc.).

8.2 Data processing and operator interface system

The data processing and operator interface system should meet the following requirements:

- the response time requirements identified in accordance with 7.4;
- capability to support the signal analysis algorithm (e.g. mathematical operations, software filtering, signal processing);
- operator interface support consistent with its design requirements (e.g. colour graphics, touch screen, alarms, trends, displays, data storage and recall);
- outputs for annunciator;
- capability to network the information for remote use (optional).

Pour les moniteurs de stabilité, il convient de choisir, comme paramètre d'évaluation, le taux de décroissance (*DR*), et pour la détection des instabilités globales, locales et régionales, le paramètre de différence de phase (*PD*).

Il convient que le moniteur de stabilité et le système de détection aient la capacité de faire la distinction entre des taux de décroissance faibles et une défaillance réelle de capteur, afin d'éviter toute alarme intempestive et toute action inutile de l'opérateur.

8.3 Matériel (HW)

Il convient d'isoler les signaux du point de mesure au moyen d'un dispositif d'isolation nucléaire. Les fréquences applicables aux instabilités du BWR sont inférieures à 1 Hz, avant de prescrire la numérisation de filtres anticrénelage avec des fréquences à coupure nette. Il est recommandé que la fréquence d'échantillonnage soit trois fois supérieure à la fréquence de coupure du filtre anticrénelage. Il convient que les signaux mesurés simultanément correspondent à la précision requise.

La qualification du HW en fonction de prescriptions de sûreté, incluant les effets sismiques, les effets de l'augmentation des perturbations électromagnétiques, de la propagation des défaillances et de l'environnement, doit être adaptée à l'application du moniteur de stabilité. L'introduction de défaillances en mode commun, susceptibles d'affecter le système de protection du réacteur existant, doit être envisagée.

Si le système de surveillance de la stabilité ou de détection est placé à l'extérieur de la salle de commande, des connexions doivent être établies pour le transfert de signaux vers la salle de commande.

8.4 Logiciel (SW)

Pour les moniteurs de stabilité, il convient que la méthode d'évaluation de *DR* ou des différences de phase soit solide et ne présente aucune défaillance en présence de conditions transitoires.

Généralement, le logiciel utilisé doit satisfaire aux prescriptions correspondantes décrites dans la CEI 60880 si les fonctions sont classées dans la catégorie A.

9 Vérification et validation

La vérification et la validation doivent s'appliquer à la fois au matériel et au logiciel. Concernant le logiciel, on peut utiliser un générateur gradué en fonction du *DR* pour l'étalonnage du taux de décroissance. Il convient d'effectuer la vérification et la validation conformément aux critères internationaux, comme indiqué dans la CEI 60880, la CEI 60987 et dans les suppléments en préparation.

10 Essais et maintenance

Le matériel doit être soumis aux essais dans des conditions équivalentes aux conditions réelles, CEM comprise, conformément à la CEI 61000-4, et d'autres conditions environnementales. Les prescriptions relatives à la maintenance, aux essais périodiques et à l'étalonnage doivent envisager la possibilité d'essais automatiques et d'une détection automatique des défaillances.

11 Qualification et documentation

La qualification s'applique à l'ensemble du système de surveillance; il convient de l'effectuer conformément à la CEI 60780 et à la CEI 60880 pour le logiciel utilisé. Si applicable, il est recommandé de réaliser la partie appliquée de la qualification sismique conformément à la CEI 60980.

For stability monitors, the parameters to be evaluated should be decay ratio (*DR*), while phase difference (*PD*) for global, local and regional instability, detection is desirable.

The stability monitor or detection system should have the ability to discriminate between low decay ratios and actual sensor failure, in order to avoid spurious alarms and unnecessary operator actions.

8.3 Hardware (HW)

The signals should be isolated from the measurement-point by nuclear grade isolation device. The applicable frequencies for BWR instabilities are below 1 Hz, before digitising anti-aliasing filters with sharp cut-off frequencies are required. The sampling frequency should be three times higher than the anti-aliasing filter cut-off frequency. The signals measured simultaneously should be consistent with the required accuracy.

Qualification of the HW to safety grade requirements including seismic, EMI surge, fault propagation, and environmental effects shall be consistent with the stability monitor application. The introduction of common mode faults that could affect the existing reactor protection system shall be considered.

If the stability monitor or detection system is placed outside the control room, then connections for signal transfer to the control room shall be provided.

8.4 Software (SW)

For stability monitors, the method for the evaluation of *DR* or phase differences should be robust, and not fail under transient conditions.

Generally the software used shall satisfy relevant requirements described in IEC 60880 if the functions are classified as category A.

9 Verification and validation

Verification and validation shall comprise both HW and SW. For the SW, a *DR*-graded generator may be used for calibration of the decay ratio. Verification and validation should be performed in accordance with international criteria as stated in IEC 60880, IEC 60987 and the supplements in preparation.

10 Testing and maintenance

The HW shall be tested under conditions equivalent to the actual one, including EMC, in accordance with IEC 61000-4 and other environmental conditions. Requirements for maintenance, periodic testing and calibration shall consider the possibilities for self-testing and automatic failure detection.

11 Qualification and documentation

Qualification applies to the complete monitoring system and should be done in accordance with IEC 60780 and IEC 60880 for the software used. The applied portion of seismic qualification should, if applicable, be in accordance with IEC 60980.

La conception de l'instrumentation doit être documentée. Il convient d'intégrer dans la documentation des calculs, rapports, dessins, documents de qualification, fiches d'étalonnage, rapports de défaillance, etc. Il convient de mettre à jour la documentation afin de tenir compte des modifications apportées au matériel.

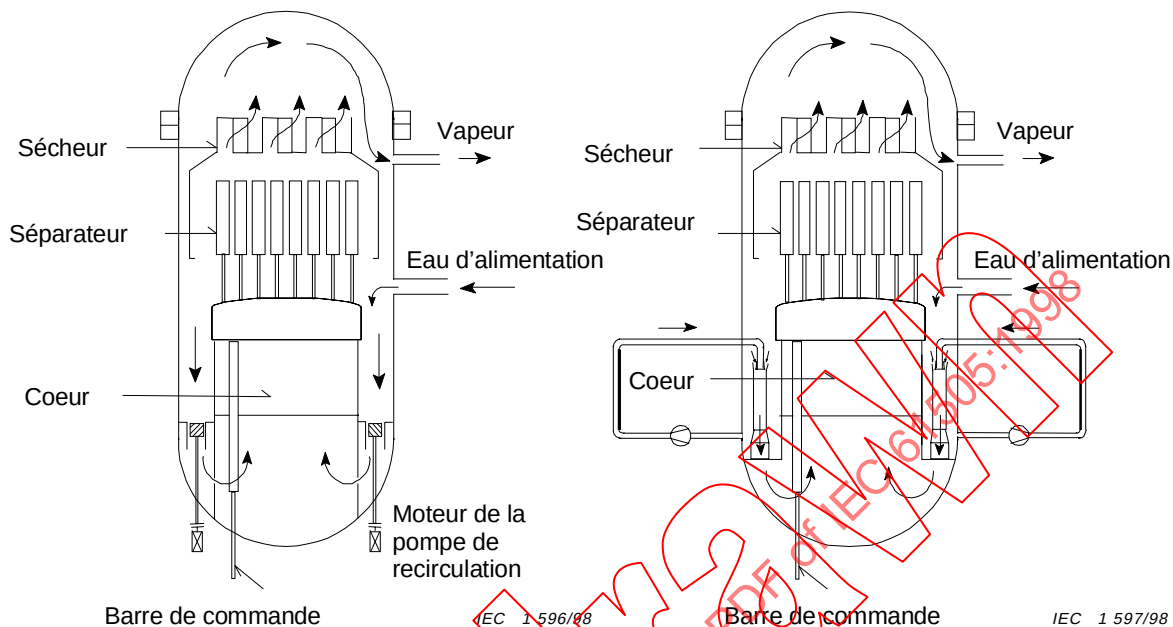


Figure 1a – Pompes internes

Figure 1b – Pompes d'injection

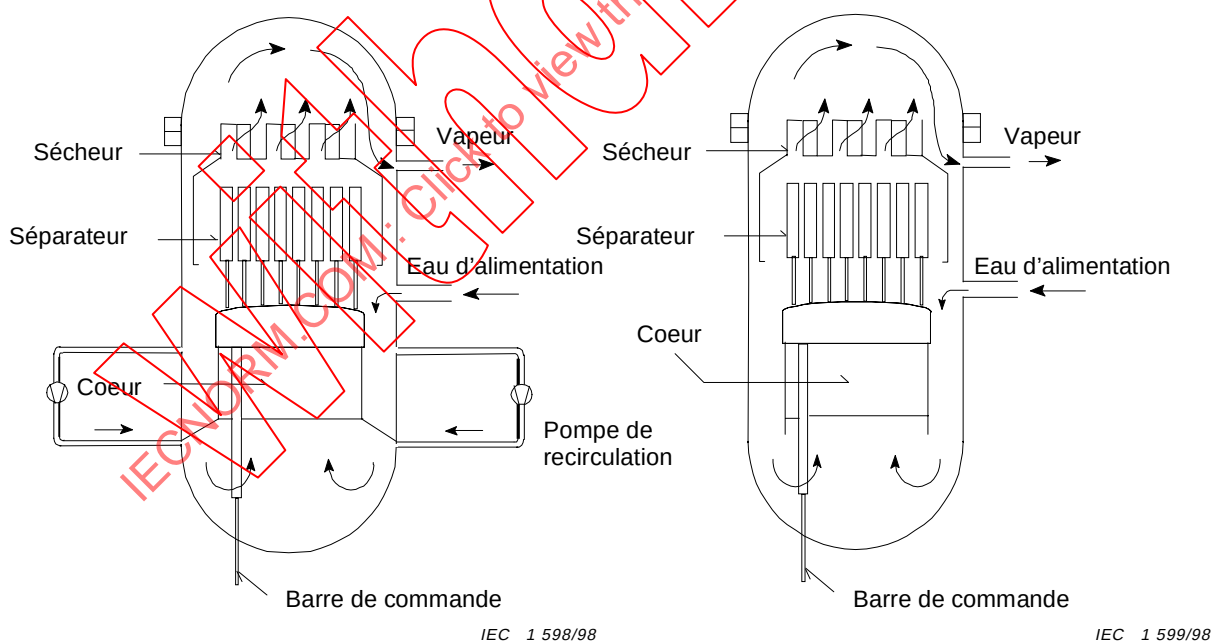


Figure 1c – Pompes externes

Figure 1d – Circulation naturelle

Figure 1 – Les quatre méthodes de recirculation du réfrigérant dans le coeur d'un BWR

The design of the instrumentation shall be documented. The documentation should contain calculations, reports, drawings, qualification documents, calibration sheets, fault reports, etc. The documentation should be updated to reflect any modification of the equipment.

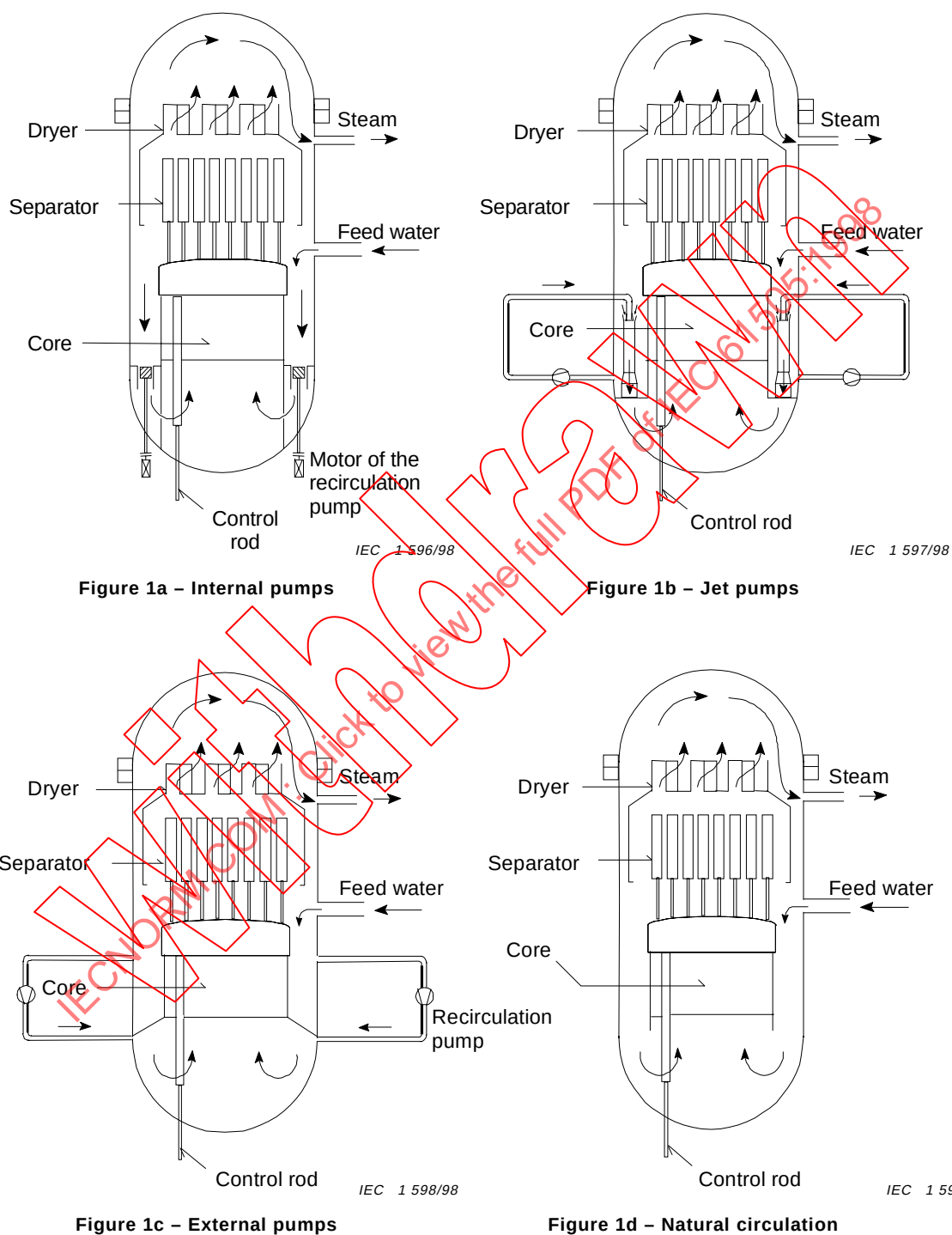


Figure 1 – The four methods of coolant recirculation through the core of a BWR

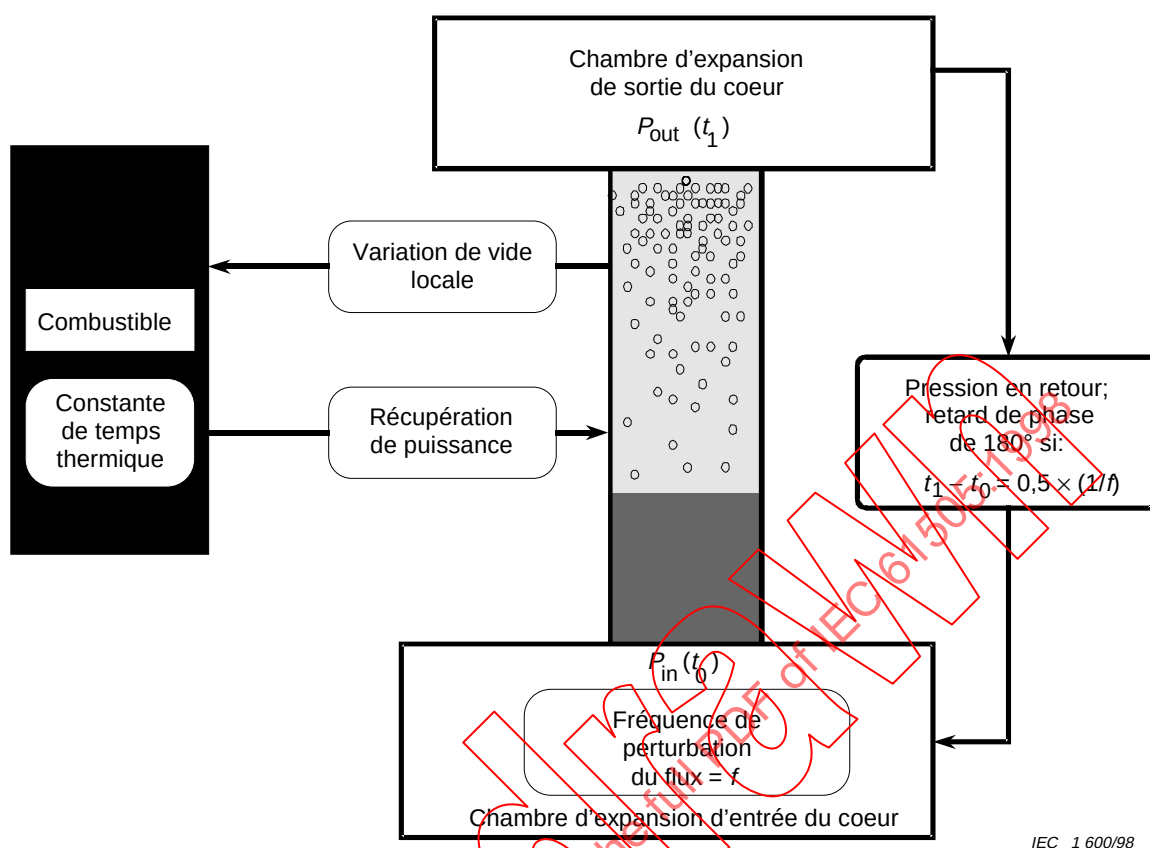


Figure 2 – Mécanismes de réaction neutronique, thermique et hydraulique

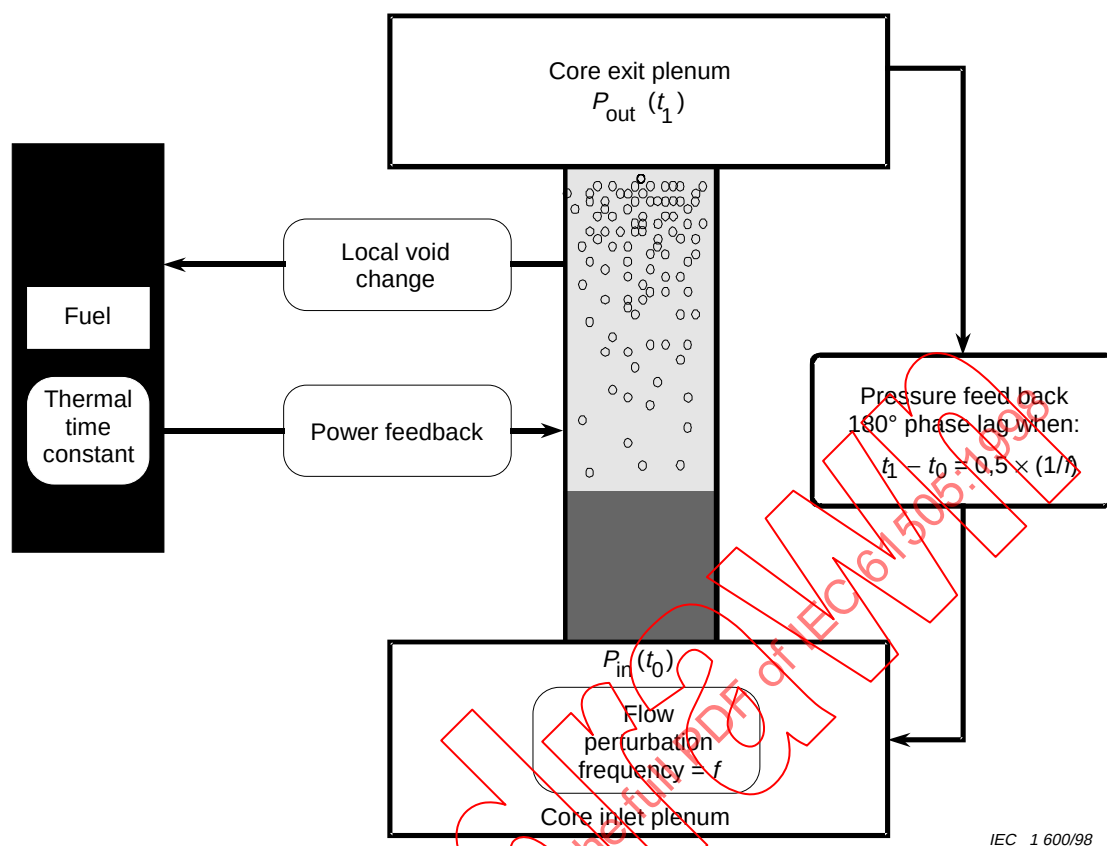
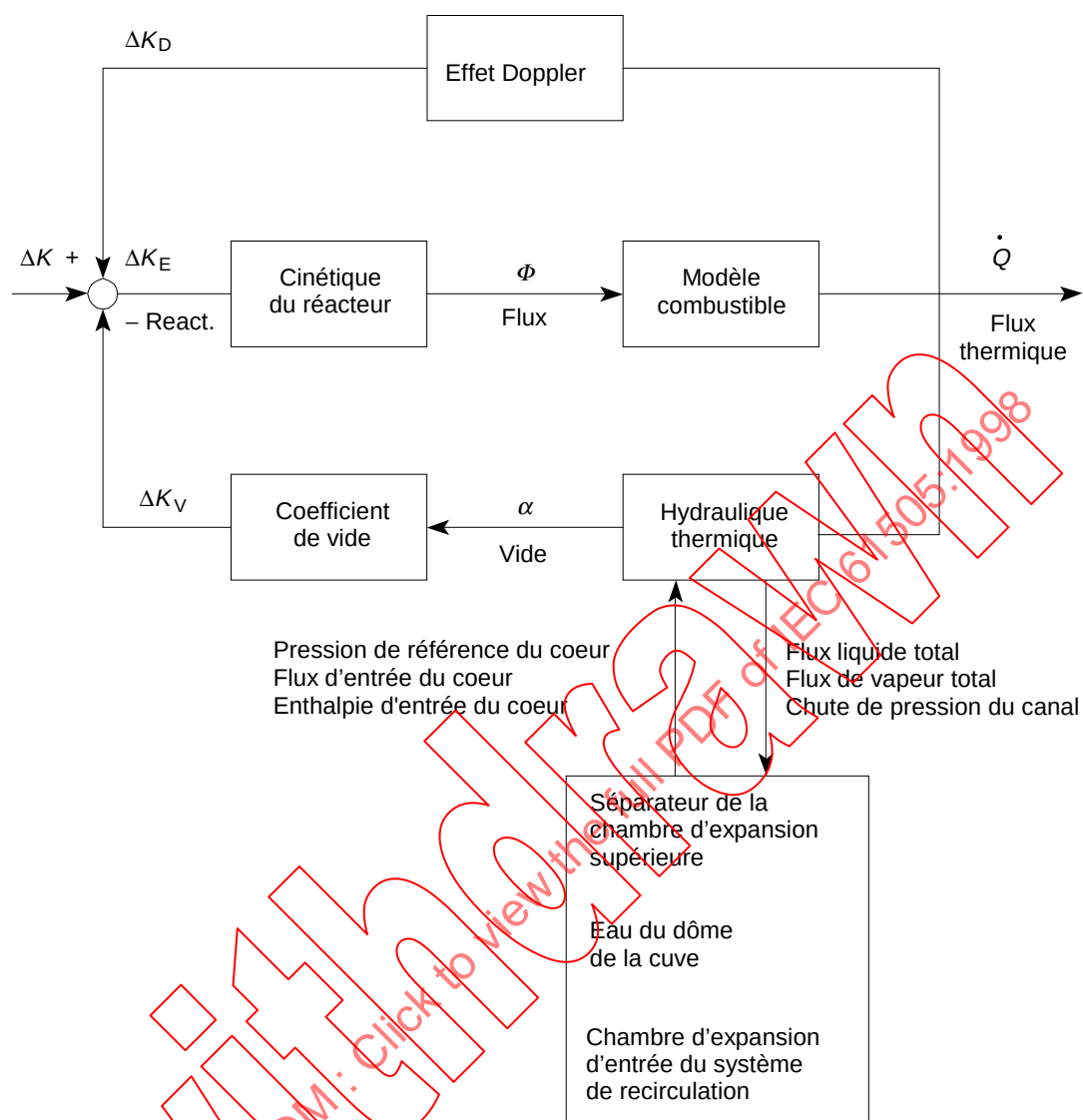
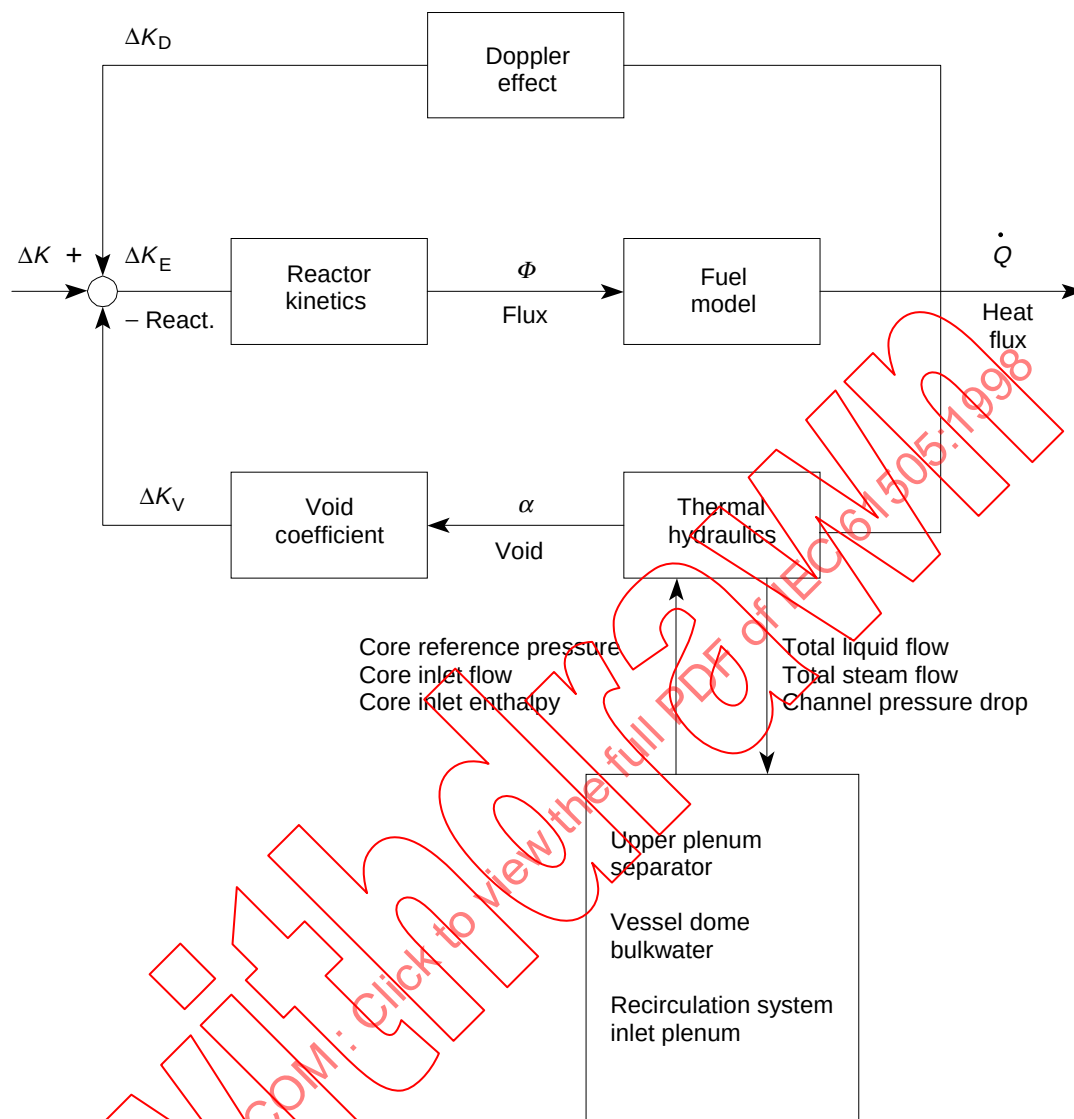


Figure 2 – Neutronic and thermal-hydraulic feedback mechanisms



IEC 1 601/98

Figure 3 – Mécanismes de réaction relatifs à l'instabilité de la réactivité neutronique et thermo-hydraulique couplée



IEC 1 601/98

Figure 3 – Feedback mechanisms for coupled neutronic-thermalhydraulic reactivity instability

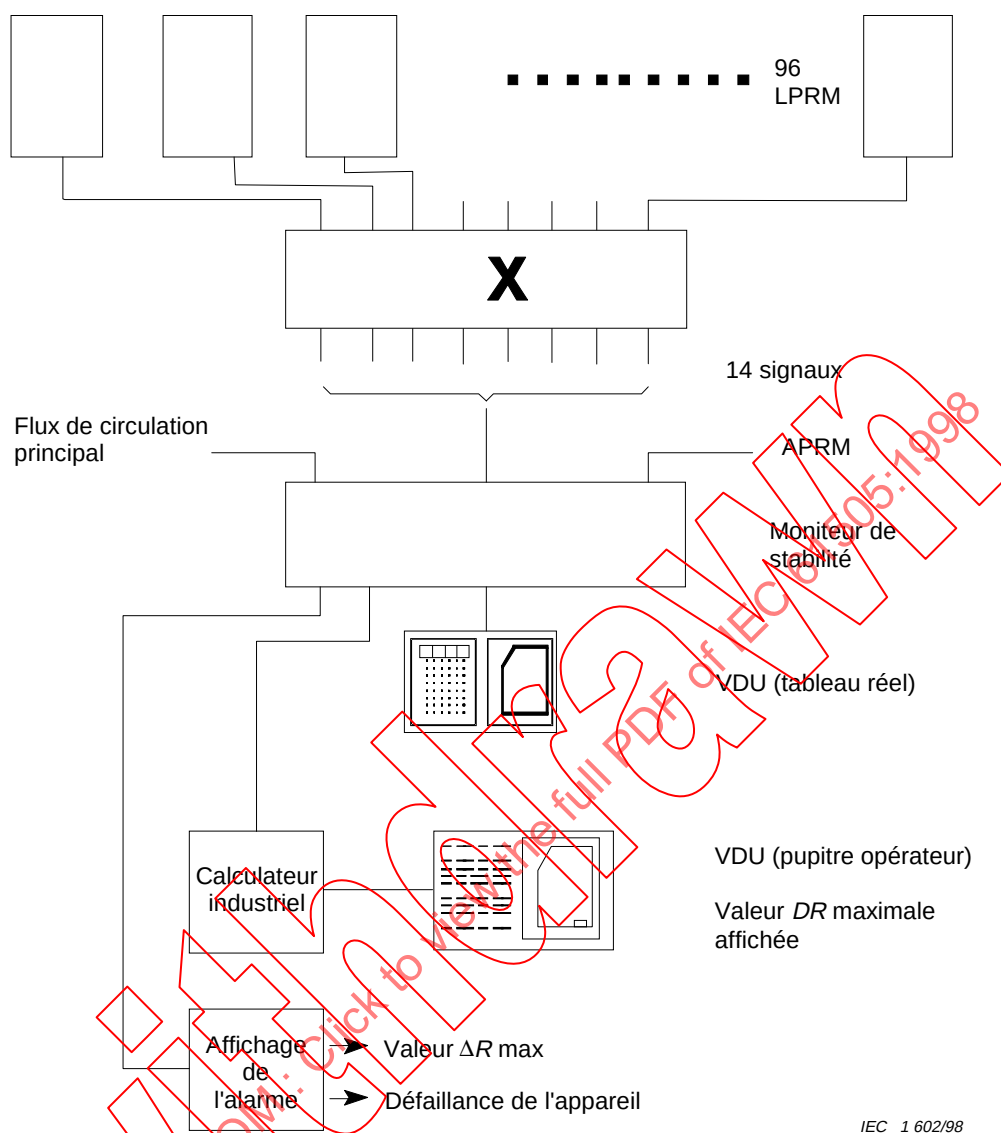


Figure 4 – Exemple de moniteur de stabilité du BWR

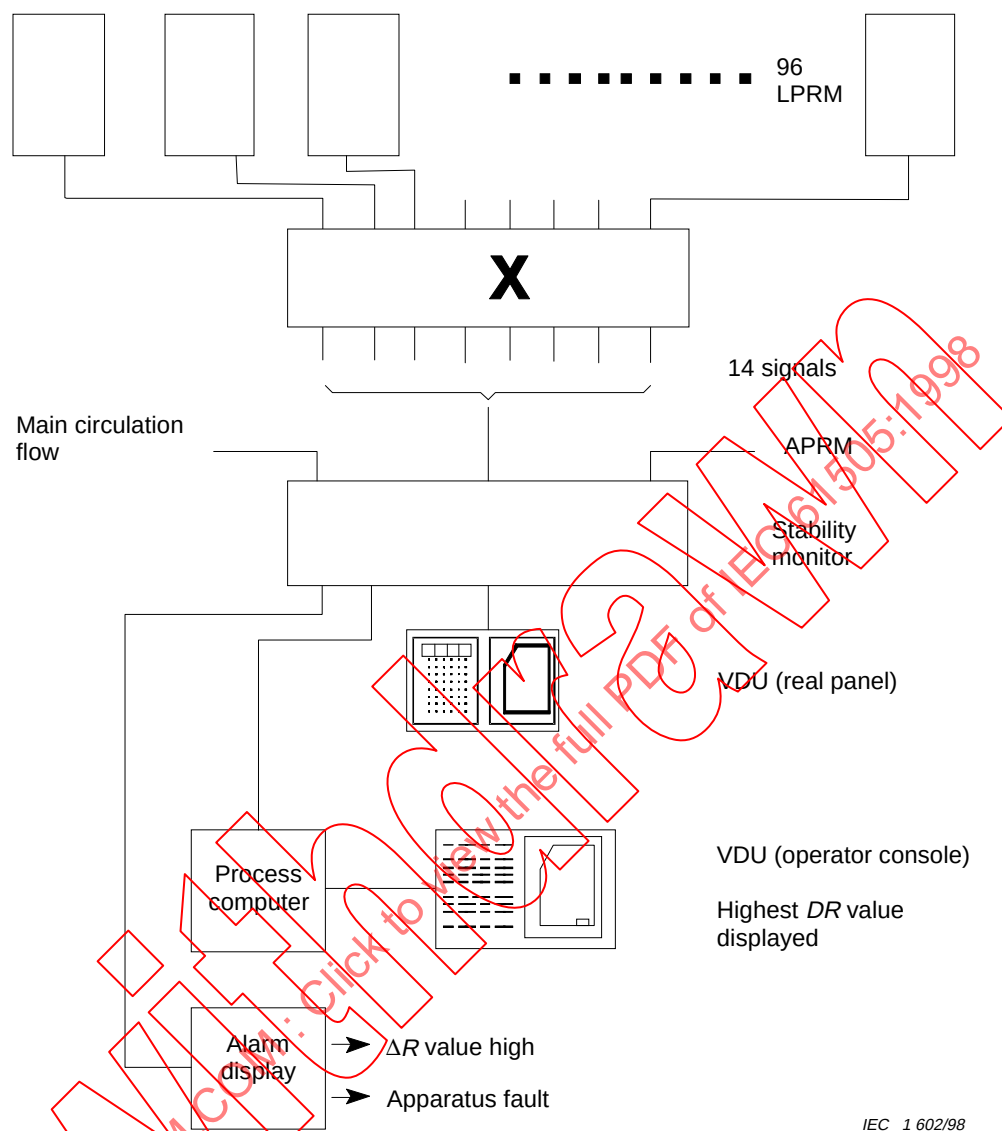


Figure 4 – Example of BWR stability monitor

Annexe A (informative)

Détection et suppression automatiques

Les APRM de conception classique permettent la détection et, par l'intermédiaire du système d'arrêt d'urgence du réacteur, la suppression des instabilités dans le coeur. Tous les APRM subissent un arrêt d'urgence lorsque l'amplitude de crête atteint le point de réglage de l'arrêt d'urgence au niveau de puissance fixé. Les centrales ne possédant pas de STPM subissent un arrêt d'urgence lorsque le niveau de puissance dépasse le point de distorsion pour des flux de faible vitesse. Dans les centrales possédant le STPM, les oscillations du flux neutronique sont supprimées du signal par filtration, empêchant ainsi l'arrêt d'urgence par distorsion du flux. Le point de réglage fixé met fin à l'événement.

La surveillance d'une région plus restreinte du coeur peut permettre la détection d'instabilités locales en éliminant les images symétriques des LPRM ainsi que les détecteurs à réactivité moindre à l'écart des régions d'amplitude d'oscillation maximale.

Il est possible d'effectuer une surveillance au niveau des LPRM simples ou de petits groupes de LPRM dans le coeur afin de mettre en évidence un comportement instable. Le choix du nombre et de la configuration des LPRM dépend de la sensibilité requise vis-à-vis de la condition d'instabilité, du temps de réaction requis pour le système de détection et de suppression, et de la protection souhaitée contre les arrêts intempestifs pouvant survenir du fait d'un simple dysfonctionnement du LPRM.

L'algorithme de détection et de suppression doit également intégrer la sensibilité et la réactivité requises pour le système. L'algorithme doit détecter de façon fiable la condition d'instabilité à partir de la variable étudiée, initialiser la fonction d'arrêt du réacteur et assurer une atténuation suffisante (c'est-à-dire par insertion de barres de commande) afin que l'oscillation, croissant selon le taux de croissance de base nominal ne dépasse pas la limite de sécurité applicable.

Les LPRM ont présenté des oscillations caractéristiques, non associées à l'instabilité hydraulique et thermique, pour des niveaux de flux du coeur ou de puissance élevés. Tout système de détection et de suppression, reposant sur la dérivation d'une mesure d'oscillation normalisée crête-minimum, doit être contourné pour un flux élevé et une puissance faible du coeur. Pour des niveaux de puissance faibles, le bruit normal est fortement amplifié car il est normalisé selon une lecture très réduite du LPRM.

Annex A (informative)

Automatic detection and suppression

Conventional APRM designs are capable of detecting and, through the reactor trip system, suppressing core-wide instabilities. All APRMs will trip as the peak magnitude reaches the fixed power level trip setpoint. Plants without the STPM would trip as the power level exceeds the flow biased trip setpoint at low drive flows. Plants with the STPM will have the neutron flux oscillations filtered out of the signal, preventing the flow biased trip. The fixed setpoint would terminate the event.

Monitoring a more restricted core region can provide the ability to detect regional instabilities by eliminating cancellation from the mirror image LPRMs as well as the lesser responding detectors further away from the regions of peak oscillation magnitude.

Single LPRMs to small arrays of LPRMs may be monitored throughout the core for evidence of unstable behaviour. Selection of the number and configuration of the LPRMs will depend on the required sensitivity to the unstable condition, the required time response of the detection and suppression system, and the desired protection from spurious trips that might result from a single LPRM malfunction.

The detect and suppress trip algorithm shall also support the required sensitivity and system responsiveness. The algorithm shall reliably detect the unstable condition from the monitored variable, initiate the reactor trip function and assure sufficient mitigation (i.e., control rod insertion) that the oscillation, growing at its design basis growth rate, does not exceed the applicable safety limit.

LPRMs have shown characteristic oscillations, not associated with thermal hydraulic instability, at high core flow / high power levels. Any detect and suppress system that relies on the derivation of a normalised peak-to-minimum oscillation measurement shall be bypassed at high core flow and at low core power. At low power levels, normal noise becomes greatly magnified as it is normalised to a very low LPRM reading.

Annexe B (informative)

Exemples d'oscillations de puissance du BWR

- CAORSO en Italie, où deux arrêts d'urgence se sont produits du fait d'une oscillation du flux neutronique en milieu de cycle et en fin de cycle, en 1982 [1].
- TVO-1 en Finlande. Une oscillation de puissance est survenue au cours du démarrage après une courte période d'arrêt le 22 février 1987 [2].
- FORSMARK I en Suède. Une oscillation de puissance est survenue durant la phase de montée en puissance après la fermeture annuelle le 20 août 1987 [13], [14].
- RINGHALS I en Suède. Une oscillation de puissance est survenue durant la mise en route du réacteur le 26 octobre 1989 [2].
- LASALLE-2 aux Etats-Unis. Une oscillation de puissance est survenue en mars 1988 et a été soumise à des analyses poussées au cours des dernières années. Les premiers résultats de l'analyse ont été publiés et ont fait l'objet de discussions dans le cadre d'un atelier international de l'OCDE/AEN sur la stabilité des réacteurs à eau bouillante qui s'est tenu à Brookhaven/New York en 1990 [1]. Après un arrêt d'urgence de la pompe de recirculation double, on a observé les oscillations au niveau de la puissance du cœur. Les oscillations ont débuté lorsque la centrale a atteint des conditions de circulation naturelle de 45 % de puissance et 28 % de flux. Les oscillations se sont accentuées pendant 2 min environ jusqu'à ce que l'arrêt d'urgence d'un moniteur de gamme de puissance moyenne élevée survienne à une puissance de 118 %. Une analyse poussée de l'incident, à l'aide de TRAC G [8] (la version électrique générale du code TRAC-BWR thermique et hydraulique) a aidé à comprendre l'interaction entre les neutroniques et thermo-hydrauliques durant ces incidents d'instabilité.
- COFRENTES en Espagne. Un incident d'oscillation est survenu alors que la centrale NPP recouvrait la pleine puissance le 29 janvier 1991. Des oscillations sont apparues après la suppression des barres de commande par l'opérateur ainsi que la réduction du flux du cœur afin de faire passer les pompes de circulation d'une vitesse faible à une vitesse élevée. La puissance du réacteur était à 41 % et le flux de recirculation à 38 % environ. L'opérateur a amorti les oscillations en insérant des barres de commande dans le cœur [16].
- KKI-1 en Allemagne. Du fait de l'arrêt de la pompe de recirculation en juillet 1991, la réduction de puissance par insertion de barres de commande a été trop lente. Le réacteur est entré dans la zone d'instabilité du diagramme de flux de puissance. Au niveau d'une puissance thermique d'environ 50 % et d'un flux du cœur de 30 %, des oscillations du flux neutronique sont apparues. Lorsque les oscillations de puissance ont dépassé la puissance autorisée en fonction du débit du flux, un arrêt d'urgence automatique du réacteur a été déclenché. Des mesures ont été mises en oeuvre pour empêcher l'apparition de ce type d'oscillations [17].
- WNP-2 aux Etats-Unis. WNP-2 est un GE BWR-5, centrale à vanne de régulation de flux de recirculation. Des oscillations ont été observées en août 1992 à une puissance de 36,5 %, et un flux de 30,3 % durant la fermeture d'une vanne de régulation de flux en vue d'une augmentation de vitesse de la pompe. Le flux était passé à 26,7 % avant l'arrêt d'urgence. L'instabilité a été attribuée principalement à une forme de puissance radiale et axiale extrêmement inclinée.
- KKW en Allemagne. Un arrêt automatique de turbine (TUSA) a été déclenché par un événement extérieur. Environ 5 min plus tard, on a constaté une accentuation des oscillations du flux neutronique, puis il a été décidé de stopper les deux pompes de recirculation l'une après l'autre. Environ 30 s après l'arrêt de la première pompe, un arrêt automatique du réacteur, pour un flux neutronique supérieur à 120 %, s'est produit [18].

Annex B

(informative)

Examples of BWR power oscillation occurrences

- CAORSO in Italy, where two scrams occurred due to neutron flux oscillation at middle-of-cycle and at end-of-cycle in 1982 [1].
- TVO-1 in Finland. Power oscillation occurred during starting up after a short shut-down period on February 22, 1987 [2].
- FORSMARK I in Sweden. Power oscillation occurred during power ascension phase after the annual shut-down on August 20, 1987 [13], [14].
- RINGHALS I in Sweden. Power oscillation occurred during reactor start-up on October 26, 1989 [2].
- LASALLE-2 in the United States. Power oscillation occurred in March 1988, and was intensively analysed during the past few years. First results of the analysis were published and discussed in an OECD/NEA International Workshop on Boiling Water Reactor Stability in Brookhaven/New York 1990 [1]. After a dual recirculation pump trip, oscillations in core power were observed. The oscillations started as the plant reached natural circulation conditions of 45 % power and 28 % flow. Oscillations increased for approximately 2 min until a high average power range monitor (APRM) scram occurred at 118 % power. Intensive analysis of the incident using TRAC G [8] (the general electric version of the thermal hydraulic TRAC-BWR code) helped to understand the interaction between neutronics and thermal hydraulics during such instability incidents.
- COFRENTES in Spain. An oscillation incident occurred as the NPP was brought back to full power on January 29, 1991. Oscillations appeared after the operator had withdrawn control rods and reduced core flow in order to transfer the circulation pumps from low to high speed. Reactor power was 41 % and recirculation flow about 38 %. The operator damped the oscillations by inserting some control rods into the core [16].
- KKI-1 in Germany. Due to recirculation pump trip in July 1991 the power reduction by control rod insertion was too slow. The reactor entered the instable area of the power flow-diagram. At approximately 50 % thermal power and 30 % core flow, neutron flux oscillations occurred. When the power oscillations exceeded the allowed power to flow ratio, an automatic reactor scram was initiated. Measures had been implemented to prevent such oscillations [17].
- WNP-2 in the United States. WNP-2 is a GE BWR-5, recirculation flow control valve plant. Oscillations were observed in August 1992 at 36,5 % power, 30,3 % flow during flow control valve closure in preparation for pump speed upshift. Flow had decreased to 26,7 % prior to scram. The instability event mainly attributed to an extremely skewed radial and axial power shape.
- KKW in Germany. Through an external event an automatic turbine trip (TUSA) was initiated. About 5 min later it was recognized that neutron flux oscillations were increasing. It was then decided to shut-down both recirculation pumps one after the other. About 30 s after the first pump trip, automatic reactor scram at neutron flux higher than 120 % occurred [18].

- Mühleberg en Suisse. Durant un essai de stabilité réalisé le 25 février 1994, partant d'un niveau d'une puissance de 62 % et d'un flux de 45 %, l'une des deux pompes de recirculation s'est arrêtée. La seconde pompe de recirculation s'est arrêtée 15 min plus tard pour une puissance de 50 % et un flux de 37 %. Des oscillations de puissance de flux ont été observées, ainsi qu'une augmentation des amplitudes de signaux APRM et LPRM. Conformément aux procédures d'exploitation de la centrale, les opérateurs ont lancé une SRI (sélection de l'insertion de barre) environ 40 s après l'arrêt de la pompe. A la suite de la SRI, les oscillations ont cessé à une puissance de 39 % et un flux de 36 % [19].
- Laguna-Verde-I au Mexique. Plusieurs oscillations de puissance d'amplitude croissante ont été observées durant la mise en route du réacteur GE 652 MW(e) en janvier 1995. Durant l'oscillation, plusieurs LPRM ont déclenché une alarme de niveau élevé, indiquant que la puissance locale au niveau de ces points avait dépassé 118 %. Le cœur s'est stabilisé environ 30 s après un arrêt partiel [16].

Withdrawing
IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 61505:1998

- Mühleberg in Switzerland. During a stability test on February 25, 1994 starting at 62 % power and 45 % flow, one of the two running recirculation pumps was tripped. The second recirculation pump was tripped after 15 min at 50 % power and 37 % flow power oscillations with an increase of the APRM and LPRM signal amplitudes were observed. In accordance with the plant operation procedures the operators initiated SRI (Select Rod Insertion) about 40 s after the pump trip. Subsequent to the SRI the oscillations ceased at 39 % power and 36 % flow [19].
- Laguna-Verde-I in Mexico. Several power oscillations with increasing amplitude were observed during the startup of the 652 MW(e) GE-reactor in January 1995. During the oscillation several LPRMs gave a high level alarm indicating that the local power in those positions had exceeded 118 %. The core was stabilized about 30 s after a partial scram [16].

Withdrawing
IECNORM.COM: Click to view the full PDF of IEC 61505:1998

Annexe C (informative)

Exemples d'essais d'instabilité

Dans les centrales allemandes, un certain nombre de mesures de stabilité ont été réalisées. Comme l'indique le tableau C.1, des essais, ayant conduit à des cycles limites, ont été menés avec succès dans toutes les centrales BWR allemandes avant 1989. Le taux de décroissance maximal mentionné dans le tableau C.1 correspond au taux de décroissance asymptotique. Des informations concernant ces premiers essais sont rassemblées en [10]. Depuis lors, un grand nombre d'essais complémentaires ont été réalisés (voir [11], [12]).

Certaines observations figurent ci-après, concernant le comportement particulier de cycles limites déphasés pendant une recirculation naturelle dans les centrales KRB B/C, lors des essais de mise en service. Elles sont sous forme abrégée, et des détails supplémentaires sont fournis en [10].

Observations des cycles limites

Les cycles limites observés dans un flux neutronique, légèrement au-dessus du seuil de stabilité, se sont caractérisés par des oscillations en mode régional, dans lesquelles une moitié du coeur est apparue déphasée par rapport à l'autre moitié. L'amplitude des signaux APRM, représentant un signal totalisateur pondéré de plusieurs LPRM, constituait seulement une fraction de l'amplitude observée dans les LPRM. Les figures C.1 et C.2 présentent les diagrammes vectoriels obtenus en adaptant directement une fonction sinusoïdale à croissance exponentielle aux signaux (LPRM) du flux neutronique pendant une période immédiatement consécutive au passage du seuil de stabilité dans les unités B et C¹⁾. Les éléments insérés dans ces figures montrent que l'amplitude du signal LPRM décroît dans le sens axial orienté vers le haut en raison de la répartition de puissance, qui atteint son maximum dans la moitié inférieure du coeur. Un retard de phase d'environ 90° entre le LPRM de niveau D inférieur et le LPRM de niveau A supérieur peut être observé dans cette figure. Les figures C.3 et C.4 présentent des tracés vectoriels successifs obtenus durant la période de passage du seuil de stabilité dans le KRB-C. Les instants correspondants sont indiqués à la figure C.5, où apparaît le début de l'instabilité. La série temporelle montre que le mode d'oscillation régional s'est développé à partir d'une situation aléatoire à l'origine, ayant évolué vers une situation bien définie, selon un axe approximativement «nord-sud» (phase neutre). Les amplitudes crête à crête relatives (par rapport à la puissance moyenne locale) sont pratiquement constantes.

¹⁾ La longueur de chaque flèche correspond à l'amplitude (A) et à l'angle de différence de phase ($\varnothing-\varnothing_R$) entre chaque signal LPRM et un LPRM de référence arbitrairement choisi (désigné par R) (voir figure C.5). Le point d'origine des flèches correspond aux positions respectives des détecteurs dans le coeur. L'instantané montre ainsi la situation au premier instant de la période choisie pour l'analyse.

Annex C (informative)

Examples of instability tests

In German plants, a large number of stability measurements have been performed. As indicated by table C.1, tests which led to limit cycles were successfully performed in all German BWRs before 1989. The maximum decay ratio mentioned in table C.1 corresponds to the asymptotic decay ratio. Details of these early tests were reported in [10]. Since then a large number of additional tests have been performed (see [11], [12]).

The following are some observations on the special behaviour of out-of-phase limit cycles during natural recirculation in the KRB B/C plants during commissioning tests. They are an excerpt from [10] where more details are given.

Limit cycle observations

The limit cycles observed in neutron flux slightly above the stability-threshold were characterised by regional-mode oscillations, in which one half of the core appeared to be out of phase with the other half. The amplitude of the APRM signals, being a weighted summation signal of several LPRMs, was only a fraction of the amplitude observed in LPRMs. Figures C.1 and C.2 show the vector diagrams obtained by directly fitting an exponentially increasing sine-function on the neutron flux (LPRM) signals for a period just after the threshold of stability was reached in the units B and C¹⁾. The insets in the figures show that the LPRM signal amplitude decreases in the axially upwards direction due to power distribution peaking in the lower half of the core. A phase lag of approximately 90° between the lowermost D-level LPRM and the uppermost A-level LPRM can be seen in this figure. Figures C.3 and C.4 show successive vector plots obtained during the period in which the stability threshold was crossed in KRB-C. The corresponding instants are marked on figure C.5, which shows the onset of instability. The time series shows that the regional oscillation mode developed from an initially random situation and later became well defined, with a nearly "north-south"-axis (neutral phase). The relative peak-to-peak amplitudes (relative to the local average power) are nearly constant.

¹⁾ The length of each arrow corresponds to amplitude (A) and the angle to the phase difference ($\varnothing - \varnothing_R$) between each LPRM-signal and an arbitrarily chosen (see figure C.5) reference LPRM (designated R). The arrow origins are the respective core positions of the detectors. The snap-shot, thus, shows the situation at the first instant of the period selected for analysis.

Tableau C.1 – Résumé des essais de stabilité réalisés par KWU au sein de la centrale

Date	Centrale	Puissance nominale MW	Nombre de canaux	Nombre de points d'essai	Taux de décroissance maximal	Type de cycle limite	
						En phase	En déphasé
21.09.83	KKI-1	907	8	6	0,9	–	–
14.04. au 15.05.84	KRB-B	1300	128	18	1,0	oui	oui
23.11.84	KRB-C	1308	240	12	1,0	–	oui
3.12.85	KKB	806	16	18	1,0	oui	oui
12.04.86	KKI-1	907	16	22	1,0	oui	–
02.07.86	KKK	1316	16	24	1,0	oui	oui
28.01.87	KKK	1316	8	11	1,0	oui	–
27.05.87	KKI-1	907	8	14	1,0	oui	–
16.10.88	KWW	670	8	10	1,0	oui	–
02.01.89	KKP-1	900	8	18	1,0	oui	oui

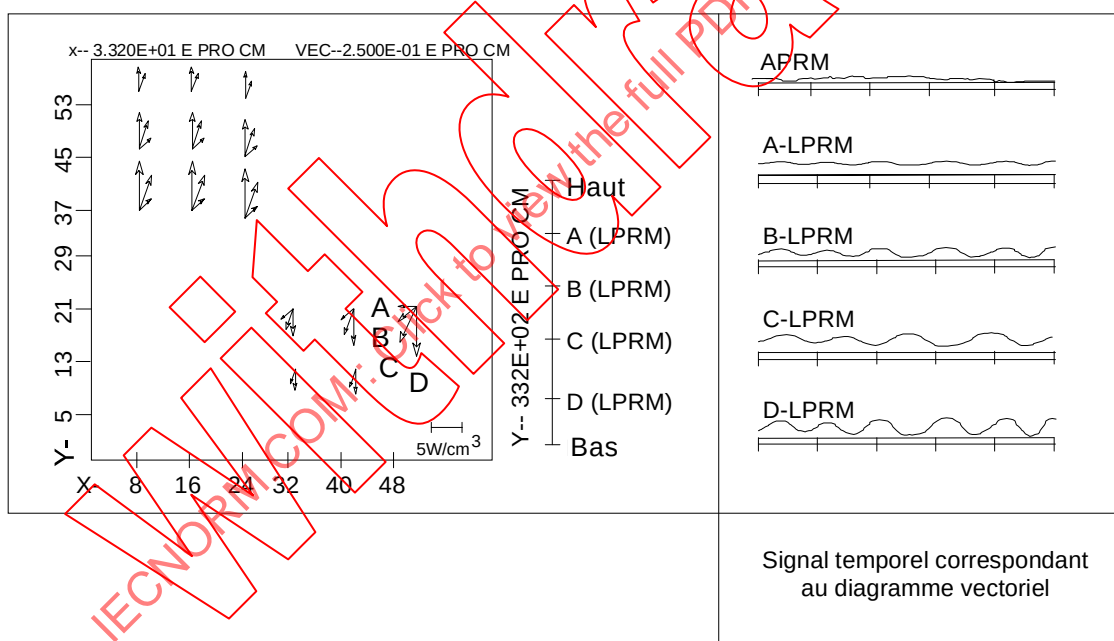
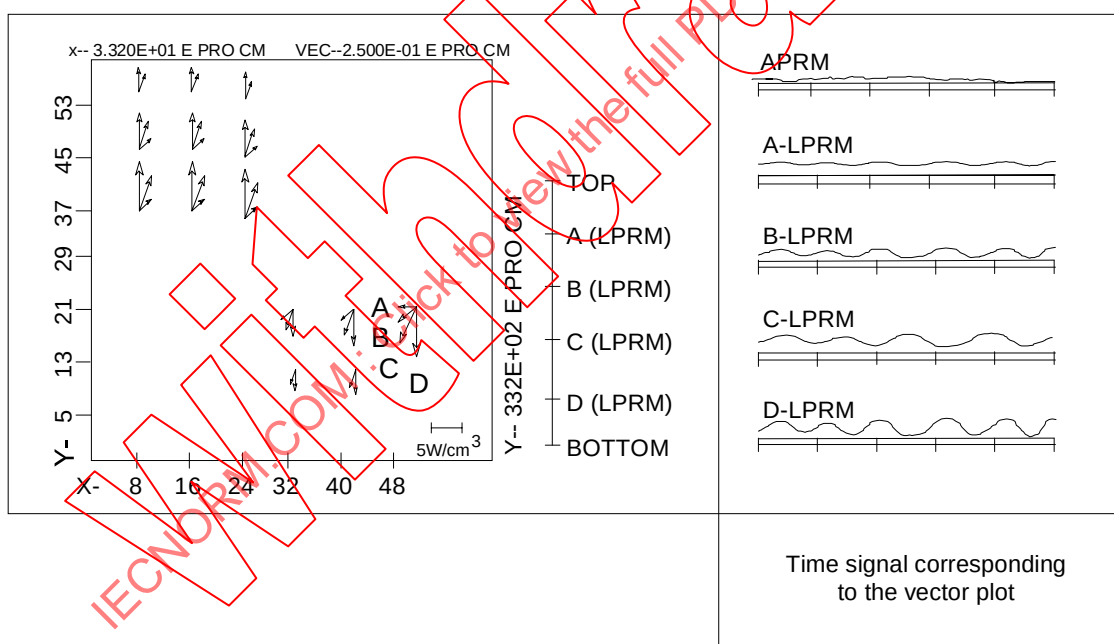


Figure C.1 – Diagramme vectoriel montrant la variation du signal LPRM dans un KRB-B

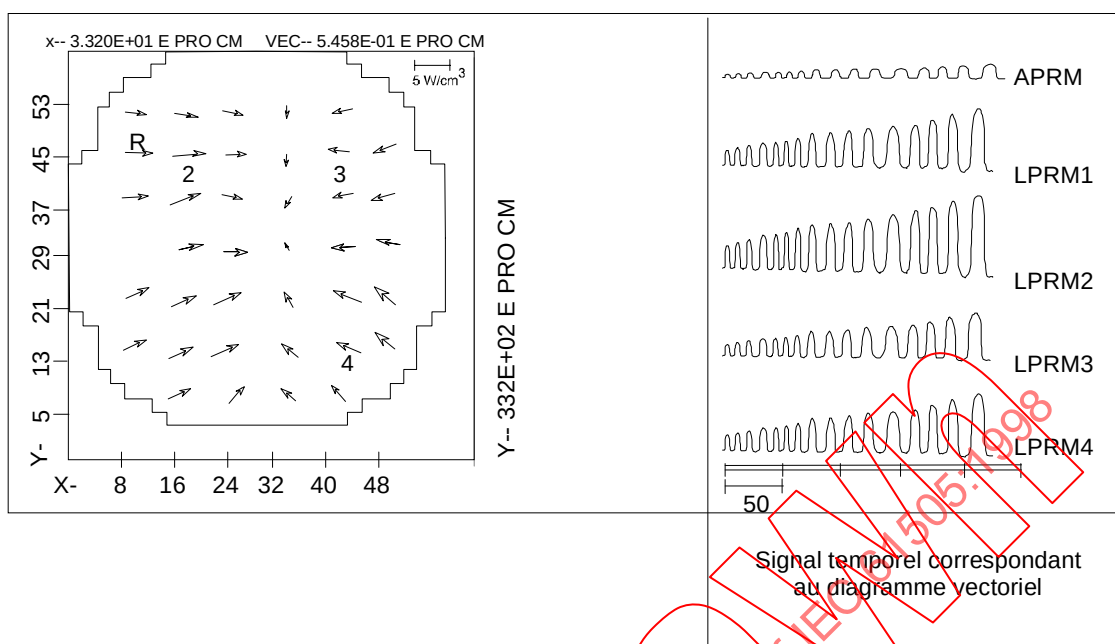
Table C.1 – Summary of stability tests performed by KWU in its plants

Date	Plant	Rated power MW	No. of channels	No. of test points	Maximum decay ratio	Type of limit cycle	
						In-phase	Out of phase
21.09.83	KKI-1	907	8	6	0,9	–	–
14.04. to 15.05.84	KRB-B	1300	128	18	1,0	yes	yes
23.11.84	KRB-C	1308	240	12	1,0	–	yes
3.12.85	KKB	806	16	18	1,0	yes	yes
12.04.86	KKI-1	907	16	22	1,0	yes	–
02.07.86	KKK	1316	16	24	1,0	yes	yes
28.01.87	KKK	1316	8	11	1,0	yes	–
27.05.87	KKI-1	907	8	14	1,0	yes	–
16.10.88	KWW	670	8	10	1,0	yes	–
02.01.89	KKP-1	900	8	18	1,0	yes	yes



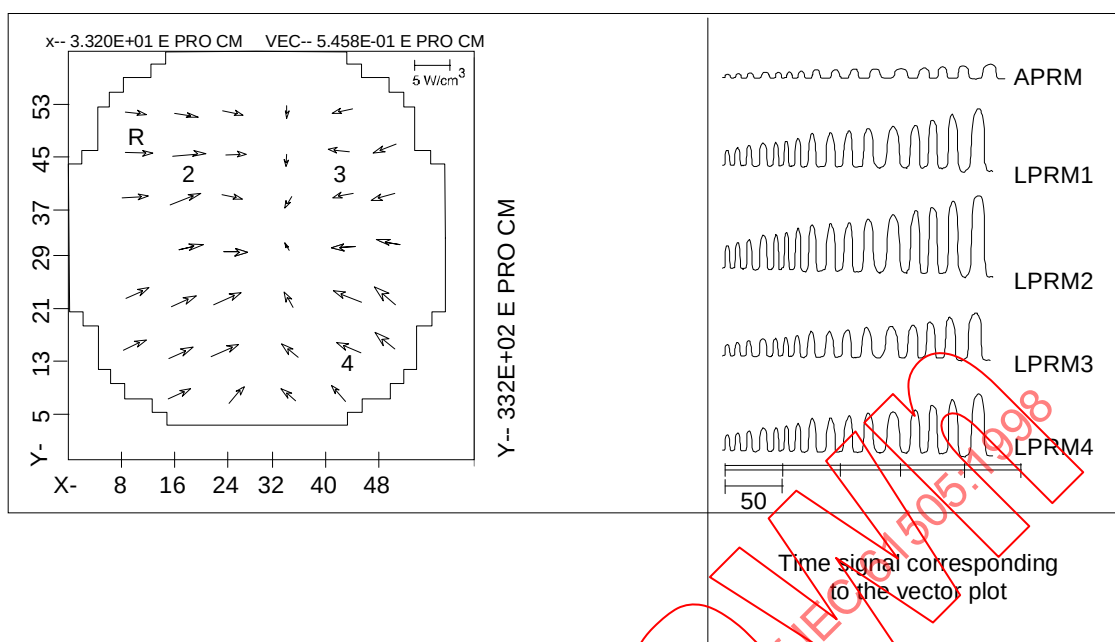
IEC 1 603/98

Figure C.1 – Vector plot showing LPRM signal variation in KRB-B



IEC 1 604/98

Figure C.2 – Diagramme vectoriel montrant la variation du signal LPRM dans un KRB-C



IEC 1 604/98

Figure C.2 – Vector plot showing LPRM signal variation in KRB-C

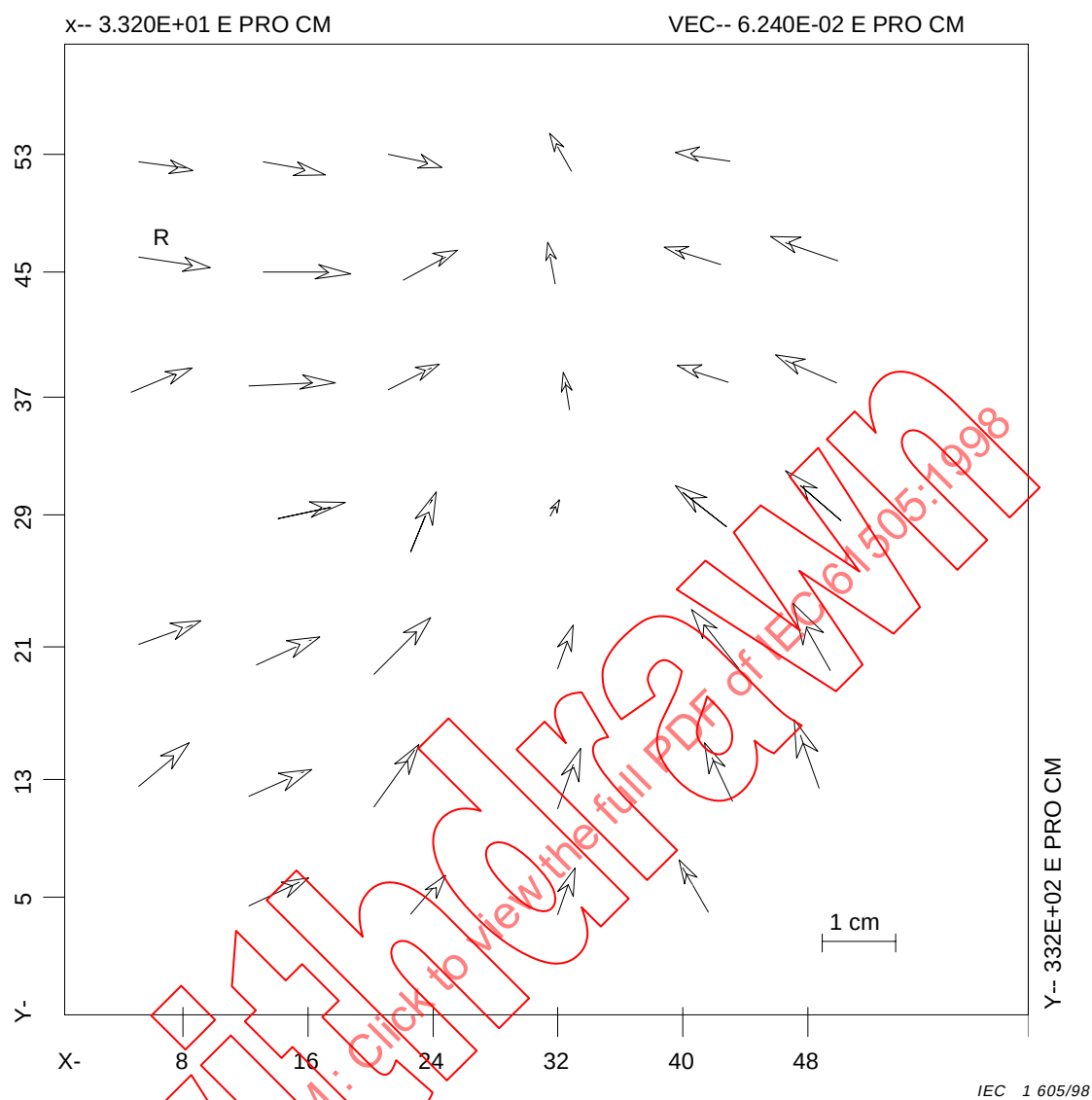


Figure C.3 – Diagramme vectoriel (référence à l'instant A de la figure C.5)

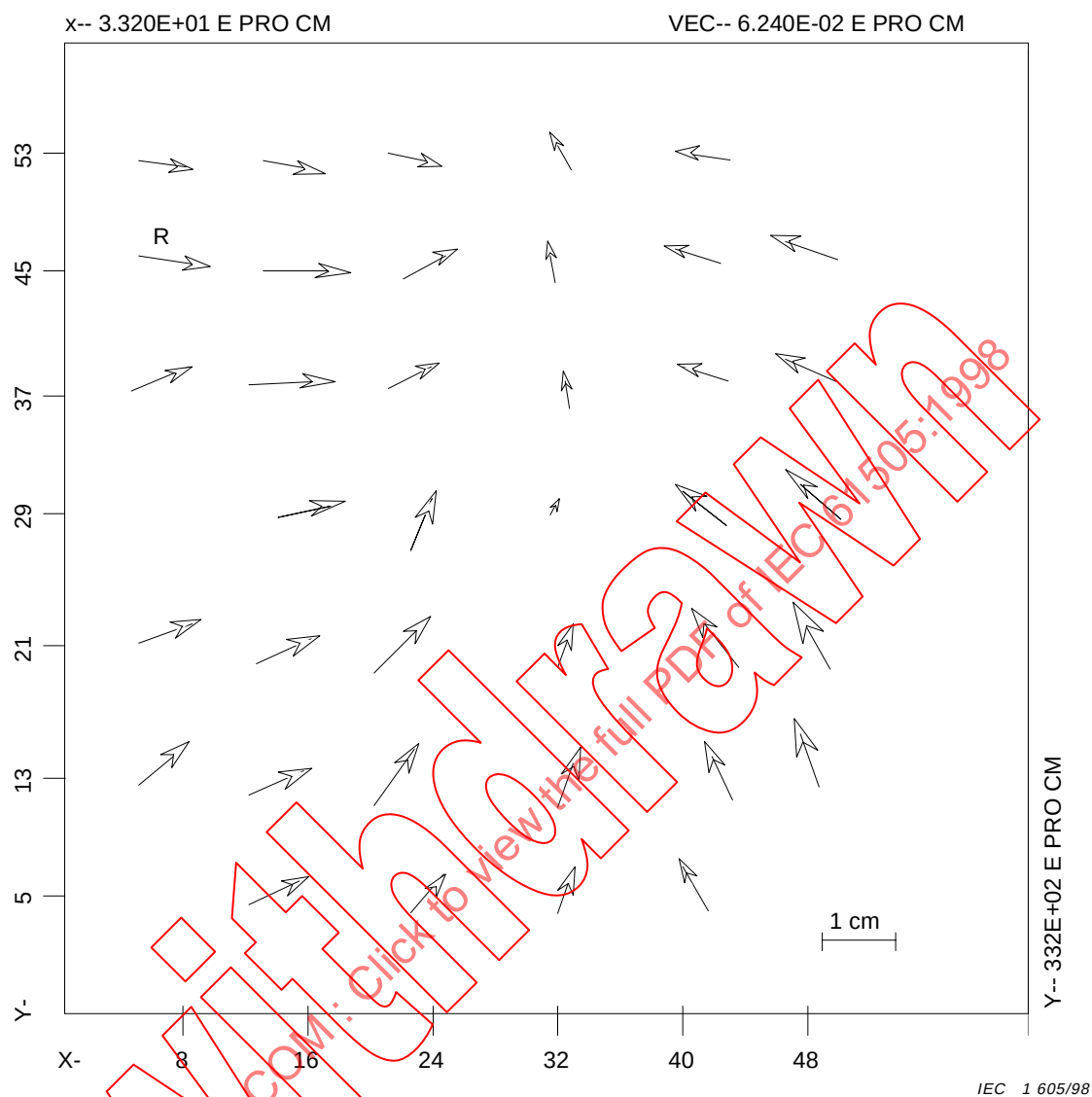


Figure C.3 – Vector plot (refer to instant A in figure C.5)

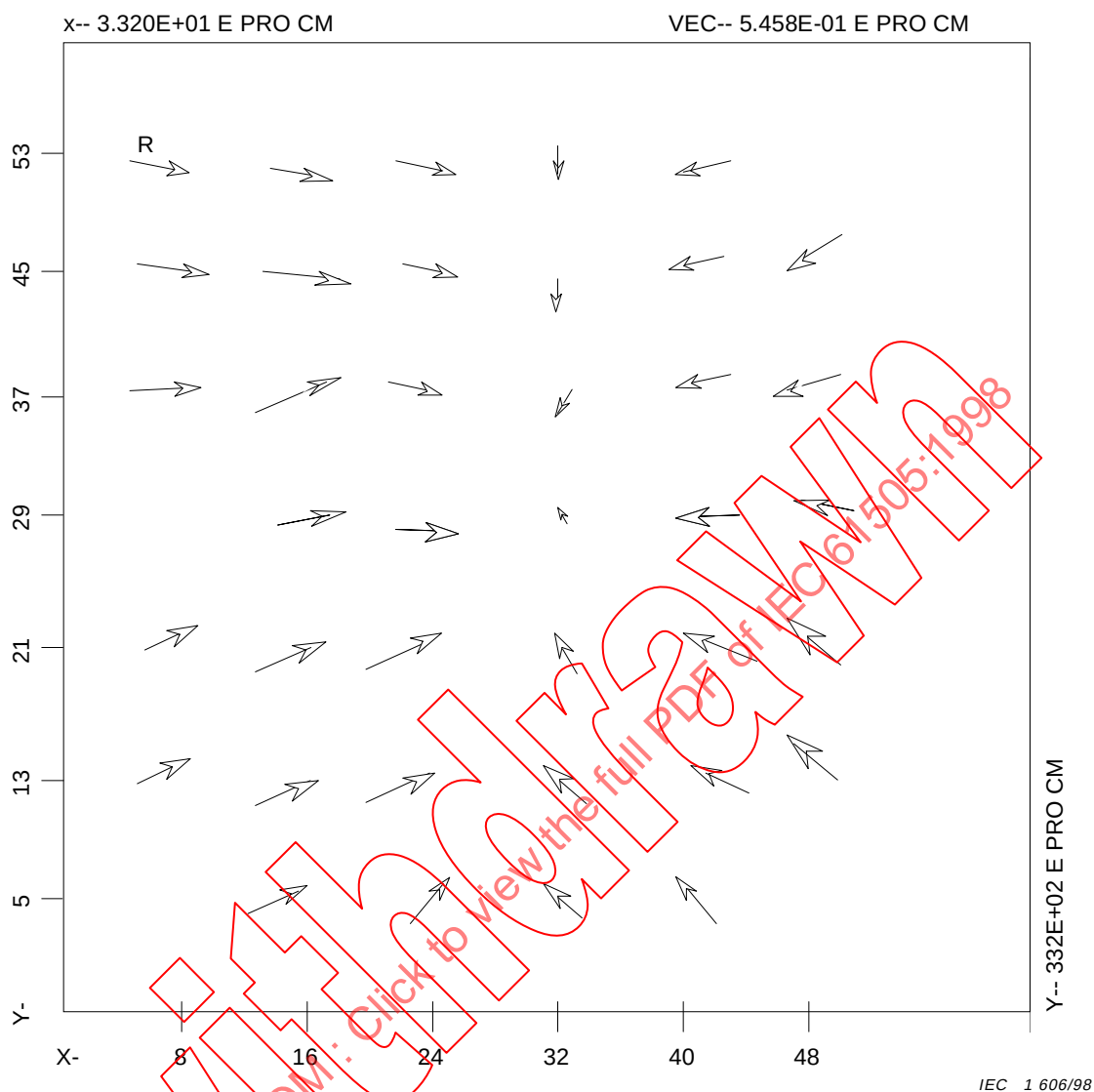


Figure C.4 – Diagramme vectoriel (référence à l'instant B de la figure C.5)

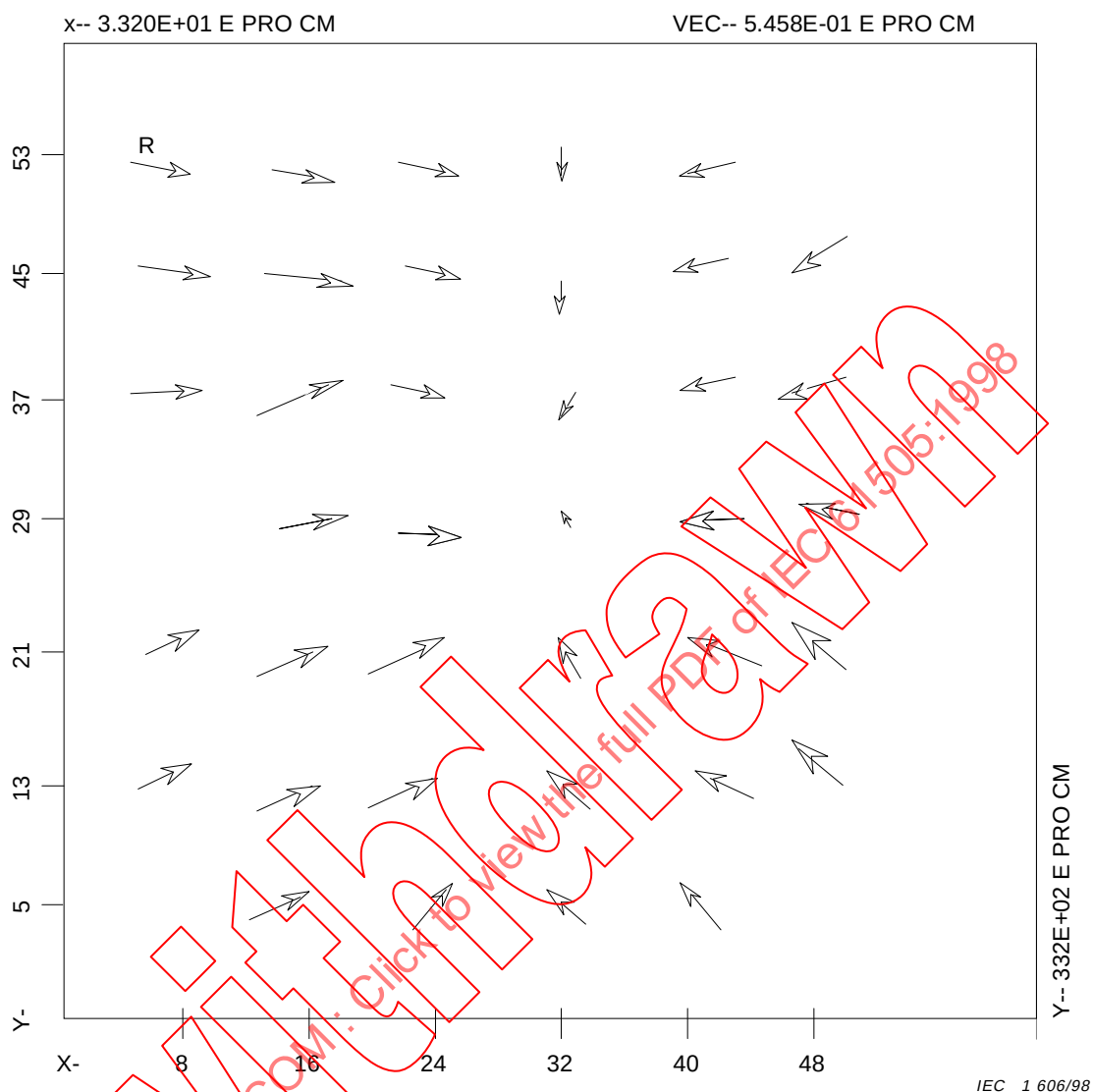
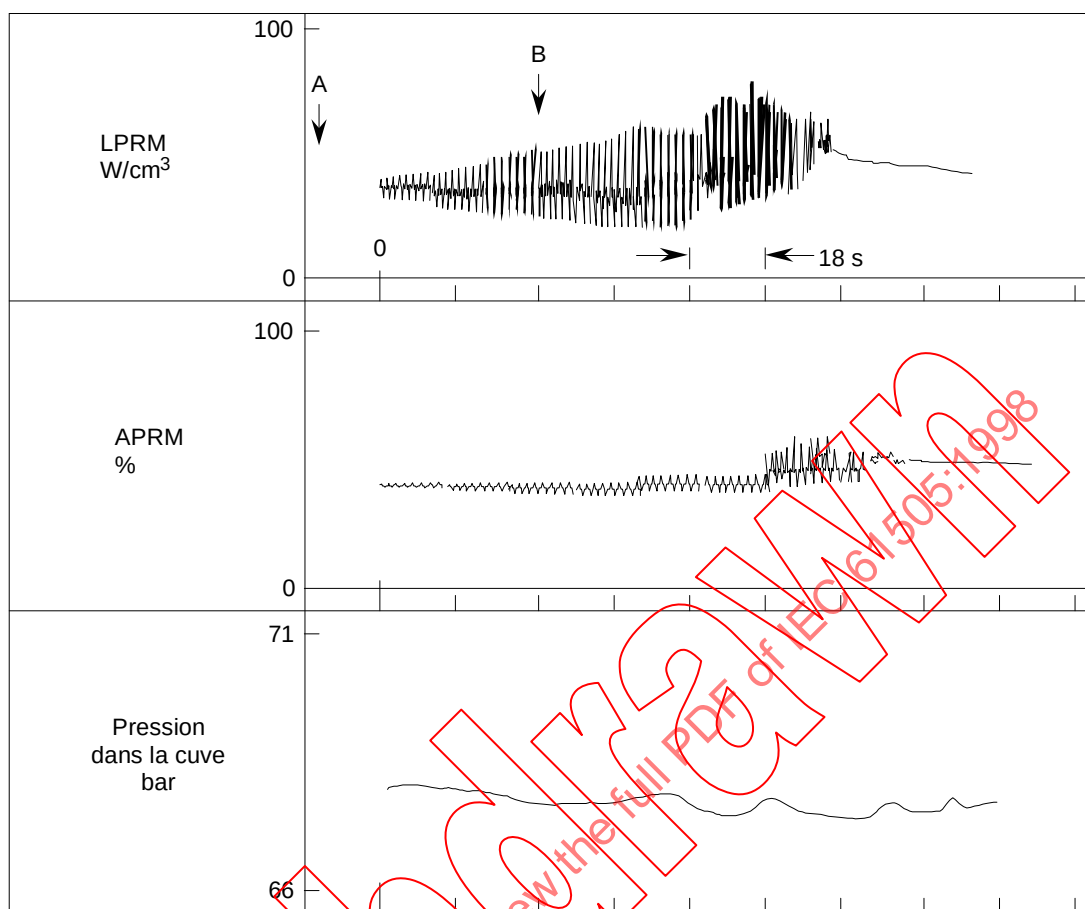
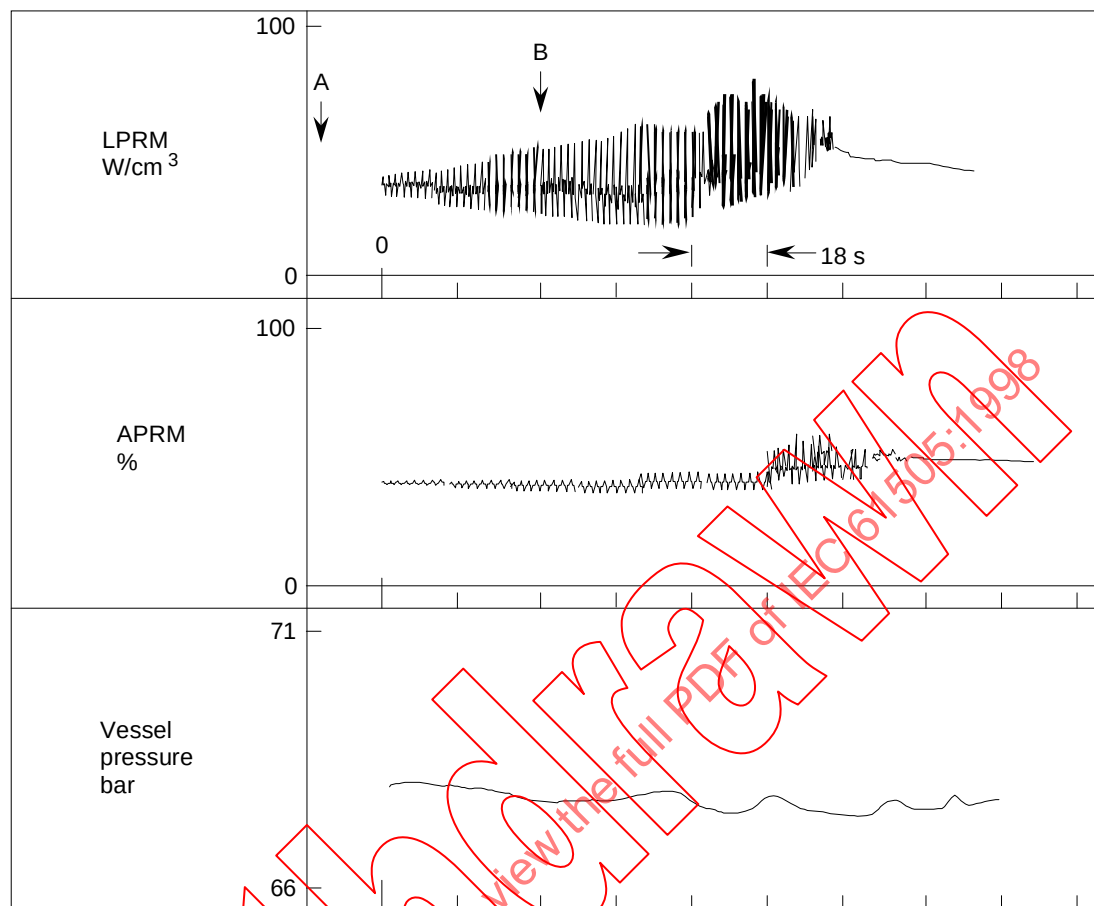


Figure C.4 – Vector plot (refer to instant B in figure C.5)



IEC 1 607/98

Figure C.5 – Evolution de l'instabilité dans un KWU-PL72 BWR



IEC 1 607/98

Figure C.5 – Advent of instability in a KWU-PL72 BWR

Annexe D (informative)

Concept de la prévention contre les instabilités

Dans les centrales nucléaires allemandes, trois points de réglage sont définis pour les arrêts d'urgence par déviation du flux:

FNSM = Point de réglage fixe de l'arrêt d'urgence

GNSM = Point de réglage programmé de l'arrêt d'urgence selon le rapport flux neutronique/flux du coeur

EFA = Point de réglage pour la réduction et la commande de vitesse de la pompe

Le comportement de ces points de réglage vis-à-vis du diagramme de flux de puissance est illustré par la figure D.1. Le comportement réel de chaque centrale BWR est déterminé grâce à des mesures de stabilité décrites dans l'annexe C. Généralement, les mesures de stabilité au niveau du seuil de stabilité sont réalisées une fois pour chaque cycle. Toute variation du comportement de la centrale peut être facilement détectée grâce à ces mesures. Afin d'obtenir une meilleure protection contre l'apparition d'une oscillation d'instabilité, il est possible de modifier les points de réglage EFA et GNSM de la figure D.1, comme indiqué sur la figure D.2 (KKI-1).

Annex D (informative)

Instability prevention concept

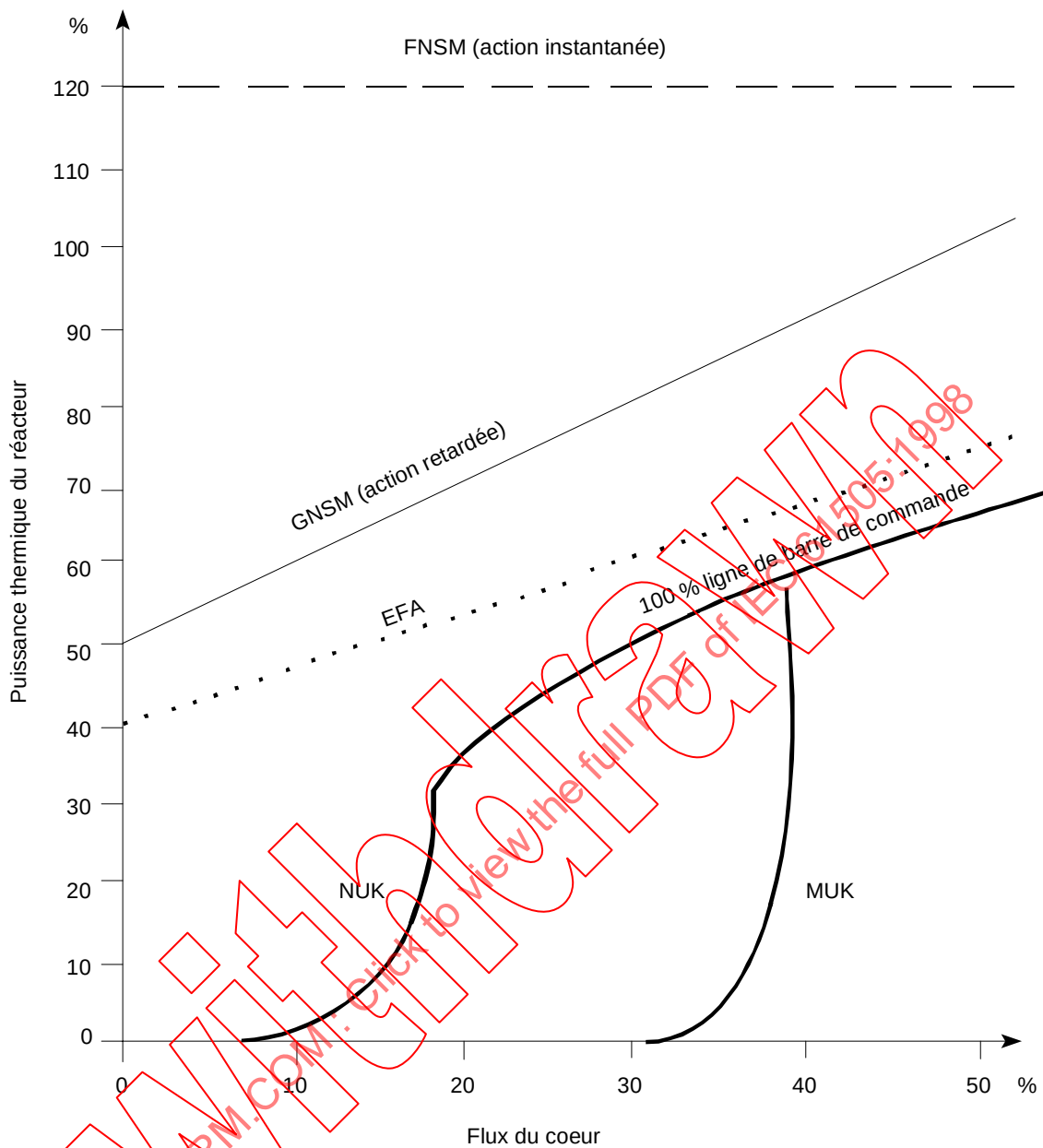
In German nuclear power plants three setpoints for flux based neutron are defined:

FNSM = Fixed scram setpoint

GNSM = Programmed neutron flux to core flow scram setpoint

EFA = Setpoint for pump speed reduction and control

The behaviour of these setpoints with respect to the power-flow diagram is given in figure D.1. The actual behaviour of each BWR-plant is determined through stability measurements as described in annex C. Usually stability measurements at the stability threshold are done once in a cycle. Any changes in the behaviour of the plant can easily be detected through such measurements. To achieve higher protection against the beginning of instability oscillation the setpoints EFA and GNSM of figure D.1 can be modified as shown in figure D.2 (KKI-1).



Légende

- FNSM Point de réglage d'arrêt d'urgence fixe
- GNSM Point de réglage programmé de l'arrêt d'urgence selon le rapport flux neutronique/flux du coeur
- EFA Point de réglage pour la réduction de vitesse de la pompe et l'insertion d'une barre de commande
- NUK Caractéristique de circulation naturelle
- MUK Caractéristique de vitesse minimale de la pompe

IEC 1 608/98

Figure D.1 – Forme générale du diagramme de flux de puissance

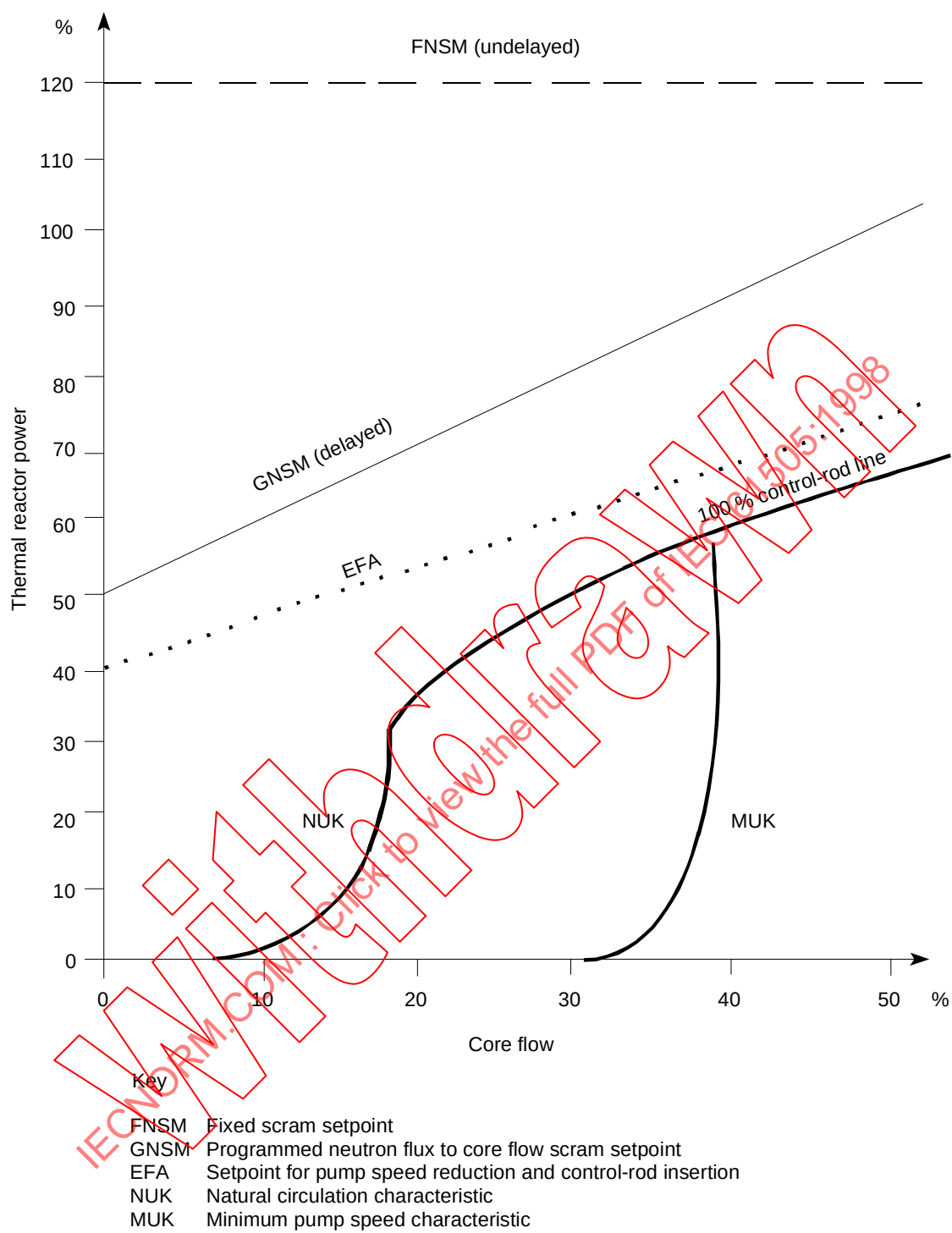
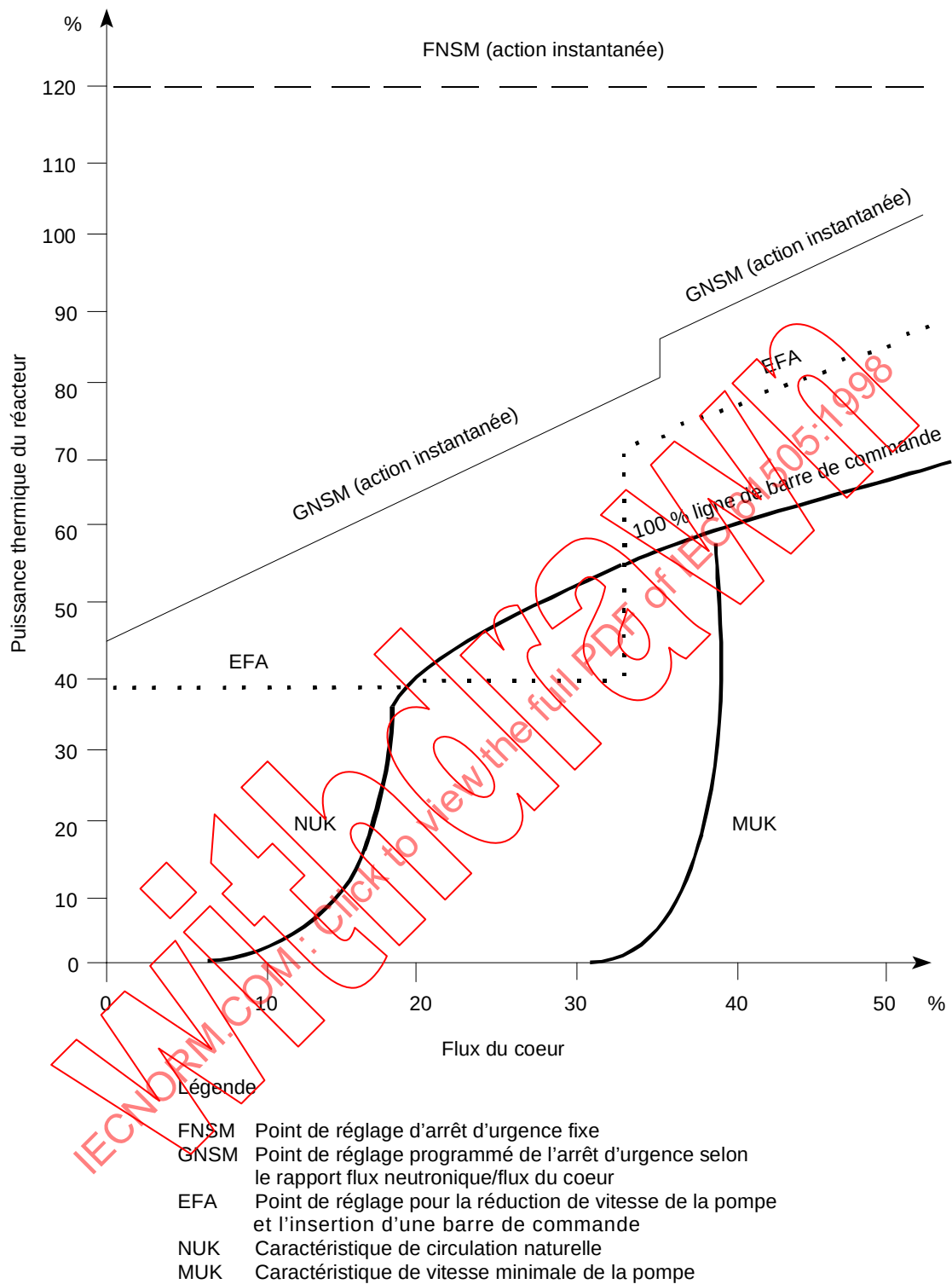


Figure D.1 – General form of the power-flow diagram



IEC 1 609/98

Figure D.2 – Diagramme de flux de puissance après modification des points de réglage