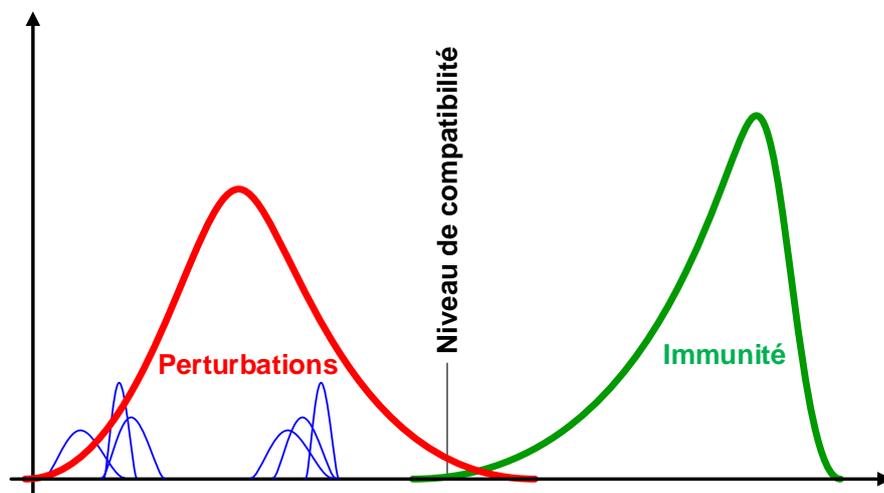


Règles techniques pour l'évaluation des répercussions sur le réseau D-A-CH-CZ (3^e édition)

Partie A: Bases



Le présent document a été élaboré sous la responsabilité du groupe de travail international EMC & Power Quality (D-A-CH-CZ).

Impressum et contact

Éditeur:

Österreichs E-Wirtschaft

Brahmsplatz 3

A-1040 Wien

akademie@oesterreichsenergie.at

AES – Association des entreprises électriques suisses

Hintere Bahnhofstrasse 10

CH-5000 Aarau

www.strom.ch

CSRES – Ceske sdruzeni regulovanych elektroenergetickych spolecnosti

Na hroude 19/2149

10000 Praha 10 – Strasnice

www.csres.cz

VDE FNN – Forum Network Technology/Network Operation in the VDE

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.

Bismarckstr. 33

10625 Berlin

Auteurs de la présente édition

Cette édition est le fruit de la collaboration entre des spécialistes de quatre pays: Allemagne, Autriche, Suisse et République Tchèque.

Ing. Patrick Bader	AES, Association des entreprises électriques suisses, Aarau
Dipl.-HTL-Ing. Manuel Dürr, BSc MA	Vorarlberger Energienetze GmbH, Bregenz
Ing. Manfred Fahrnberger	Netz Niederösterreich GmbH, Maria Enzersdorf
Dipl.-Ing. Thomas Gränicher	Arnold AG, Ostermündingen
Dipl.-Ing. Jaroslav Hanžlík †	EGC, České Budějovice
Dipl.-Ing. Tomáš Hanžlík	EGC, České Budějovice
Prof. Ing. Michael Höckel	Berner Fachhochschule, Bienne
Dipl.-Ing. Hansjörg Holenstein	AES, Association des entreprises électriques suisses, Aarau
Dipl.-Ing. Michael Mercker	Stromnetz Berlin GmbH, Berlin
Dr.-Ing. habil. Jan Meyer	Universität technique de Dresde
Prof. Dr.-Ing. Wilhelm Mombauer	Universität de Mannheim
Ing. Walter Niederhuemer †	Linz Strom Netz GmbH, Linz
Dipl.-Ing. Dieter Quadflieg	VDE FNN – Forum Network Technology/Network Operation in the VDE, Berlin
Dipl.-Ing. FH Karl Scheida, MSc	Oesterreichs Energie, Vienne
M.Sc. Lukas Schober	Vorarlberger Energienetze GmbH, Bregenz
Dipl.-Ing. Mark Schocke	Westnetz GmbH, Wesel
Dipl.-Ing. Bruno Völlmin	EKZ, Elektrizitätswerke des Kantons Zürich
Prof. Dr.-Ing. habil. Gert Winkler †	Universität technique de Dresde

Nous remercions également tout particulièrement les personnes qui ont contribué de façon décisive, grâce à leurs travaux dans le cadre des éditions précédentes, à élaborer ces Règles techniques.

Copyright:

© AES, OE, VDE FNN, CSRES

Ce document est protégé par le droit d'auteur. Toute modification de son contenu est interdite. Les auteurs déclinent toute responsabilité pour les erreurs éventuelles et se réservent le droit de modifier le document sans préavis à tout moment.

4.6.3	Sévérité du flicker	55
4.6.4	Précision des transducteurs existants	55
5.	Déséquilibres de tension	56
5.1	Généralités	56
5.2	Calcul	58
5.2.1	Appareil individuel entre phase et neutre	58
5.2.2	Appareil individuel entre deux phases sans raccordement au neutre	59
5.2.3	Appareil individuel entre deux phases avec raccordement au neutre	60
5.2.4	Installation avec plusieurs appareils individuels asymétriques	61
5.3	Conversion entre le point de raccordement et le point de couplage commun	62
5.4	Grandeurs d'évaluation	62
5.5	Mesures correctrices	63
5.6	Justification métrologique	63
6.	Harmoniques, interharmoniques et supra-harmoniques.....	65
6.1	Généralités	65
6.2	Impédance de réseau liée à la fréquence	66
6.2.1	Réseaux basse tension	67
6.2.2	Réseaux moyenne et haute tension	69
6.2.3	Possibilités de détermination	70
6.3	Méthode générale de détermination des valeurs limites d'émission.....	76
6.3.1	Harmoniques.....	76
6.3.2	Interharmoniques	77
6.3.3	Supra-harmoniques.....	78
6.4	Conversion entre le point de raccordement et le point de couplage commun	78
6.5	Grandeurs d'évaluation	79
6.6	Regroupement des appareils générateurs d'harmoniques.....	82
6.7	Mesures correctrices	82
6.7.1	Harmoniques et interharmoniques.....	82
6.7.2	Supra-harmoniques.....	84
6.8	Justification métrologique	84
7.	Entailles de commutation.....	86
7.1	Généralités	86
7.2	Calcul	88
7.3	Conversion pour le point de couplage commun	90
7.4	Grandeurs d'évaluation	91
7.5	Mesures correctrices	91
7.5.1	Mesures correctrices prises du côté réseau	91
7.5.2	Mesures correctrices prises du côté installation.....	91
7.6	Justification métrologique	92
8.	Tensions de signaux.....	93
8.1	Généralités	93
8.2	Télécommande centralisée à fréquence musicale	93
8.2.1	Mécanismes d'influence	93
8.2.2	Mesures correctrices	95
8.2.3	Justification métrologique	95
8.3	Systèmes PLC (Power Line Communication)	96

9. Courants continus.....	97
Liste des normes.....	99
Sources.....	101
Annexe A Nomogramme pour le calcul de la puissance de court-circuit.....	103
Annexe B Directives d'étude de projet concernant le dimensionnement de l'inductance de commutation.....	106

Préface

Avec l'intégration croissante de composants électroniques de puissance dans les appareils et les installations électriques et la généralisation des auxiliaires décentralisés et des charges flexibles, la question des répercussions sur le réseau d'alimentation et de leur évaluation devient peu à peu une préoccupation majeure. En 1976, l'union des entreprises électriques allemandes (VDEW) publie pour la première fois des principes fondamentaux pour l'évaluation des répercussions sur le réseau (*Grundsätze für die Beurteilung von Netzurückwirkungen*), imitée en 1980 par son homologue autrichienne (VEÖ), qui édite alors sa propre recommandation en la matière (*Empfehlung für die Beurteilung von Netzurückwirkungen*). En raison du progrès technique et des efforts de normalisation internationaux et européens, ces deux documents ont dû être révisés les années suivantes. L'adoption de la recommandation de la VEÖ par l'Association des entreprises électriques suisses (AES) date de 1995, celle des principes fondamentaux de la VDEW par la fédération tchèque des opérateurs d'énergie régulés (CSRES) de 1997.

Avec la participation de représentants des milieux universitaires et sur la base de la recommandation de la VEÖ et de l'AES, un groupe de travail D-A-CH-CZ regroupant les quatre associations faïtières publie, en 2004, la première édition des «Règles techniques pour l'évaluation des perturbations sur le réseau», en remplacement des précédents documents. Une deuxième édition remaniée des Règles techniques paraît en 2007. Sur recommandation des utilisateurs, le groupe de travail D-A-CH-CZ rédige et publie un document complémentaire relatif à l'évaluation des installations pour le raccordement aux réseaux haute tension (*Ergänzungsdokument zur Beurteilung von Anlagen für den Anschluss an Hochspannungsnetze*) en 2012.

Cette 3^e édition regroupe le document initial et le document complémentaire, tient compte de l'évolution technique du domaine. Elle a par ailleurs été adaptée aux normes révisées ou nouvellement publiées.

Durant la phase d'élaboration de la présente édition des Règles techniques, de multiples technologies, systèmes et stratégies ont été conçus afin d'optimiser l'utilisation des réseaux de distribution et d'appuyer leur évolution continue et leur pénétration du marché. Selon l'objectif d'utilisation ou d'optimisation, des influences positives sur la qualité de la tension peuvent être obtenues. En outre, la pression économique exercée sur les gestionnaires de réseaux de distribution conduira à augmenter la charge des réseaux. Les caractéristiques de la qualité de la tension seront donc désormais plus visibles. Les influences concrètes des différentes technologies sur le comportement des réseaux de distribution ne sont pas encore clairement identifiées. Les installations d'utilisateurs du réseau avec des équipements non linéaires (p. ex. onduleurs d'installations de production) ont une influence sur l'impédance de réseau liée à la fréquence et peuvent provoquer des résonances indésirables sur le réseau. Une régulation décentralisée dans le réseau de distribution, avec pour objectif le maintien de la tension au niveau local, peut par ailleurs influencer la stabilité dynamique du réseau. De même, en cas de mesures «en faveur du réseau» ou «axées sur les besoins du réseau», les principales questions concernant l'exploitation du réseau (p. ex. procédure en cas de défaillance des technologies) sont encore trop peu explorées.

Le groupe de travail estime qu'une prise en compte générale de ces aspects dans le cadre de la coordination est difficile. Les Règles techniques doivent donc être appliquées avec circonspection, notamment en présence d'une concentration particulièrement élevée d'installations dont la technologie et le mode de mise en œuvre ont une forte influence sur certains phénomènes.

Il est recommandé aux gestionnaires de réseau qui ont recours à des technologies répondant à l'appellation générale «smart grid» dans leurs réseaux de distribution de procéder à des analyses plus détaillées pour la coordination des raccordements au réseau. Une utilisation appropriée des outils de calcul modernes, en tenant compte des spécificités du réseau, peut permettre d'établir dans quelle mesure il est possible (répercussions positives) ou impératif (répercussions négatives) de s'écarter des recommandations formulées dans le présent document.

Dans cette édition, il est renoncé à la distinction entre installations de l'utilisateur et installations de production. Indépendamment du sens de la puissance active, seul le terme «installation de l'utilisateur du réseau» est ici employé. Ce changement d'approche fondamental vise aussi à tenir compte de l'utilisation à prévoir d'installations de stockage de l'énergie décentralisées.

Outre des améliorations d'ordre rédactionnel, le regroupement des deux documents actuellement en vigueur a nécessité un remaniement structurel. La présente édition comprend ainsi trois parties:

- La partie A, intitulée «Bases», comprend des informations générales (objectifs, spécifications, puissances de court-circuit et définitions), ainsi que des précisions nécessaires à leur compréhension. Cette partie vise à aider les acteurs intéressés à comprendre les spécifications relatives aux différents phénomènes. Les concepts techniques et méthodes mathématiques sont décrits de façon claire, afin de faciliter la détermination des différentes valeurs limites et indicatives correspondantes. Ce document est structuré par phénomènes dans l'ordre déjà retenu pour sa 2^e édition.
- La partie B, intitulée «Exigences et évaluation», comprend l'ensemble des formules et des tableaux de valeurs destinés à la mise en application des Règles techniques. Pour une meilleure lisibilité, cette partie est structurée en trois sections applicables indépendamment les unes des autres pour les niveaux BT, MT et HT.
- La partie C, intitulée «Exemples», regroupe les exemples de calcul, là encore présentés par phénomènes et niveaux de tension.

Le groupe de travail a publié des documents officiels supplémentaires contenant des explications complémentaires sur les méthodes utilisées et les hypothèses retenues pour déterminer les formules de calcul et les facteurs correspondants. Les gestionnaires de réseau bénéficient ainsi d'une plus grande flexibilité pour l'adaptation des méthodes de calcul à des conditions spécifiques.

Les normes transposées à l'identique dans les quatre pays sont indiquées avec un renvoi aux normes européennes (EN, HD) ou internationales (p. ex. CEI) correspondantes. Si tel n'est pas le cas, les normes comportent en plus, en début de leur appellation, l'expression suivante:

D: DIN, VDE
A: ÖVE/ÖNORM
CH: SN
CZ: CSN, PNE

Toutes les normes sont référencées dans la liste de normes disponible à la fin de ce document. Pour plus de lisibilité, les références des normes sont indiquées entre crochets.

Les associations signataires du document remercient leurs spécialistes qui, par leur engagement remarquable, ont contribué à l'élaboration de cet ouvrage transfrontalier.

Aarau, Berlin, Prague, Vienne, septembre 2021

Sigles et abréviations

CENELEC	Comité européen pour la standardisation électrotechnique
CEM	Compatibilité électromagnétique
EN	Norme européenne
EURELECTRIC	Union de l'industrie de l'électricité
HT	Haute tension
CEI	Commission Électrotechnique Internationale
IEV	Vocabulaire électronique international
BT	Basse tension
MT	Moyenne tension
PV	Photovoltaïque
FM	Fréquence musicale
TCC	Télécommande centralisée à fréquence musicale
UIE	International Union for Electroheat
UNIPED	Union internationale des producteurs et des fournisseurs d'énergie électrique

1. Définitions

Lorsque la définition fournie figure également dans le Vocabulaire électrotechnique international (IEV) [CEI 60050], le numéro de référence correspondant est indiqué entre parenthèses. Si aucune définition IEV n'est disponible, les normes CEI servent de référence ou des définitions propres sont utilisées.

Installation de l'utilisateur du réseau

Ensemble des installations servant à la production (p. ex. un générateur), à la fourniture ou au stockage d'énergie électrique et qui sont la propriété de l'utilisateur du réseau.

Le terme installations du client est également employé pour désigner l'installation de l'utilisateur du réseau.

Courant de l'installation I_A

Courant obtenu par l'intermédiaire de la puissance de raccordement S_A et la tension nominale U_n ou la tension d'alimentation convenue U_C de l'installation de l'utilisateur du réseau.

Courant de démarrage I_a (IEV 411-48-18)

Valeur efficace du courant absorbé par le moteur pendant la période de démarrage, de la vitesse nulle jusqu'à la vitesse en charge, lorsqu'il est alimenté sous tension et fréquence assignées.

Remarque:

Il s'agit du courant le plus important soutiré par le moteur et tous les dispositifs de démarrage éventuels au cours de la phase de démarrage sans tenir compte des phénomènes transitoires. Lors du démarrage de moteurs asynchrones sans artifice de démarrage, ce courant représente entre le triple et l'octuple du courant assigné du moteur. Le courant de démarrage est différent du courant initial de démarrage et ne constitue pas une notion normalisée; il est souvent interprété différemment.

Impédance de raccordement Z_A

Quotient de la tension nominale U_n ou de la tension d'alimentation convenue au carré par la puissance de raccordement de l'installation de l'utilisateur du réseau S_A .

Puissance de raccordement de l'installation de l'utilisateur du réseau S_A

Puissance apparente pour laquelle l'installation de l'utilisateur du réseau est dimensionnée.

Remarque:

La puissance de raccordement S_A correspond en général à la puissance souscrite, ou contractuelle, commandée par le bureau d'étude ou le constructeur de l'installation et définit en concertation avec le gestionnaire de réseau.

Coefficient de pondération k_N

Coefficient indiquant la contribution d'un niveau de tension au niveau de compatibilité pour une perturbation donnée.

Remarque:

Le coefficient de pondération k_N est lié à un lieu et un phénomène donnés.

Facteur de fourniture k_B

Rapport entre la puissance de raccordement totale maximale des installations de fourniture d'énergie et la puissance fictive du réseau S_N .

Valeur limite d'émission

Valeur définie d'une perturbation, qui sert de base pour la coordination de la CEM dans les réseaux électriques.

La coordination de la CEM a pour but d'assurer le respect du niveau de compatibilité lors de l'interaction de toutes les sources de perturbations dans un système donné.

À cet effet, le gestionnaire de réseau définit des valeurs limites d'émission, tant pour les différents niveaux du réseau que pour les installations des utilisateurs du réseau, en fonction de la structure du réseau et de la charge du système considéré. La définition de ces valeurs est basée sur les normes nationales et internationales en vigueur.

Facteur de production k_E

Rapport entre la puissance de raccordement totale maximale des installations de production d'énergie et la puissance fictive du réseau S_N .

Puissance fictive du réseau S_N

Somme des puissances assignées de tous les transformateurs qui injectent de l'énergie dans le réseau considéré en mode de fonctionnement normal à partir du niveau de tension primaire.

Flicker (IEV 161-08-13)

Impression subjective d'instabilité des sensations visuelles due à des stimuli lumineux, dont le flux lumineux ou la répartition spectrale fluctue dans le temps.

En d'autres termes: le flicker est une impression subjective des variations de flux lumineux.

Remarque:

Les fluctuations de tension, interharmoniques et sauts de phase provoquent des variations de flux lumineux des lampes, qui peuvent générer un phénomène appelé flicker, perceptible par l'œil. Au-delà d'un certain seuil, le flicker devient gênant. Cette gêne augmente rapidement avec l'amplitude de la fluctuation. Pour certains taux de répétition, des amplitudes même faibles peuvent s'avérer gênantes [EN 50160].

La grandeur mesurée pour le flicker est exprimée par la sévérité du flicker P_{st} .

Temps de persistance du flicker t_f

Valeur de dimension temporelle exprimant le temps de persistance du flicker d'une courbe de variation de tension [EN 61000-3-3].

Remarque:

Le temps de persistance du flicker exprime la perception physiologique puis sa disparition.

Sévérité du flicker

Intensité de l'effet flicker définie et évaluée par la méthode de mesure UIE-CEI [EN 61000-4-15] à l'aide des grandeurs suivantes:

- Sévérité de court terme P_{st} , mesurée durant un intervalle de dix minutes
- Sévérité de long terme Plt , calculée à partir d'une série de 12 valeurs de P_{st} durant un intervalle de temps de deux-heures

Angle de phase lié au flicker ϕ_f

Angle de phase déterminant pour le flicker dans l'état de charge considéré.

Remarque:

Au démarrage du moteur, il s'agit de l'angle de déphasage à l'amorçage; avec des machines à souder par résistance, il s'agit de l'angle de déphasage de la puissance de soudage maximale.

Taux total de distorsion harmonique THD

Rapport entre la valeur efficace de la somme des composantes harmoniques au-delà du rang 1 (U_v ou I_v), jusqu'à un rang donné, et valeur efficace de la première composante harmonique (U_1 ou I_1).

Le THD peut être indiqué tant pour la tension (THD_u) que pour le courant (THD_i):

Remarque:

La norme [EN 61000-2-2] considère les harmoniques du THD qu'au 50^e rang ($H=50$). D'autres normes (p. ex. [EN 50160]) considèrent les harmoniques qu'au 40^e rang. La contribution supplémentaire des harmoniques de rang 41 à 50 est faible, exception faite des phénomènes de résonance.

Dans la littérature anglaise, le taux d'harmoniques total est appelé THD (total harmonic distortion).

Dans la norme [EN 61000-2-2], le THD est désigné comme facteur total de distorsion.

Harmonique

Composante de fréquence qui est un multiple entier de la composante fondamentale.

Remarque:

La fréquence de base correspond à la fréquence du réseau.

L'harmonique de rang 1 est généralement considérée comme la composante fondamentale.

Impédance à la fréquence de télécommande Z_s

Impédance de l'ensemble de l'installation de l'utilisateur du réseau à la fréquence de télécommande f_s .

Facteur d'impédance ε

Rapport entre l'impédance de la fréquence de télécommande Z_s et l'impédance de raccordement Z_A pour l'ensemble de l'installation de l'utilisateur du réseau.

Facteur d'angle d'impédance k_{XR}

Facteur permettant de prendre en compte l'influence du rapport X/R entre l'impédance de court-circuit et la précision de l'extrapolation de l'impédance de réseau liée à la fréquence.

Entaille de commutation (IEV 161-08-12)

Variation de tension de brève durée par rapport à celle, momentanée, de la période de la tension alternative, qui peut apparaître sur le côté alternatif d'un redresseur par suite du processus de commutation.

La profondeur relative d'une entaille de commutation d_{Com} est définie comme l'écart le plus grand ΔU_{Com} entre la tension du réseau et la valeur instantanée de la fondamentale, rapporté à la valeur de crête \hat{U}_1 de la fondamentale.

Puissance de court-circuit S_k

Puissance de court-circuit triphasée mise à disposition par l'exploitant du réseau et déterminante pour l'évaluation des répercussions sur le réseau.

Pour son calcul, ce sont les états du réseau possibles en conditions normales d'exploitation et présentant la valeur la plus défavorable qui doivent être pris en considération.

Impédance de court-circuit du réseau au point de couplage commun Z_{kv}

Impédance à la fréquence du réseau en cas de court-circuit triphasé au point de couplage commun.

Remarque:

L'impédance de court-circuit Z_{kv} désigne l'impédance globale des éléments de réseau dans le circuit de dérivation hors charges raccordées. Elle sert de base pour l'évaluation des variations de tension, du flicker, du déséquilibre de tension, des harmoniques et des entailles de commutation des différentes installations des utilisateurs du réseau.

Variation de charge (variation de puissance apparente) ΔS_A

Variation de puissance apparente d'appareils et d'installations (variation de la puissance active et de la puissance réactive), déterminante pour l'évaluation des répercussions sur le réseau.

Rapport de puissances de court-circuit

Rapport entre la puissance de court-circuit S_k et la puissance de raccordement de l'installation de l'utilisateur du réseau S_A .

Niveau théorique

Niveau d'une perturbation donnée dans un réseau MT, HT ou THT, utilisé comme valeur de référence pour la définition des valeurs limites d'émission des installations des utilisateurs du réseau et qui, selon toute probabilité, ne sera pas dépassé par les niveaux actuels au niveau de réseau concerné.

Facteur de résonance k_v

Rapport entre l'impédance des harmoniques effective Z_v et l'impédance au point de réseau considéré Z_k calculée de façon approximative à partir de l'impédance de court-circuit (droite extrapolée).

Remarque:

Le facteur de résonance est différent du facteur de qualité g .

Tension au point de raccordement U_{AP}

Tension à utiliser pour le calcul des répercussions sur le réseau au point de raccordement.

Remarque:

Pour la tension U_{AP} , afin de simplifier les calculs effectués dans le cadre de l'étude des projets, la tension nominale U_n ou la tension d'alimentation convenue U_c du réseau abritant le point de raccordement AP est généralement utilisée.

Tension au point de couplage commun U_v

Tension à utiliser pour l'évaluation des répercussions sur le réseau au point de couplage commun V.

Remarque:

Pour la tension U_v , afin de simplifier les calculs effectués dans le cadre de l'étude des projets, la tension nominale U_n ou la tension d'alimentation convenue U_c du réseau abritant le point de couplage commun V est généralement utilisée.

Écart de tension relatif Δu

Variation de tension lente déterminée par l'écart d'une valeur moyenne de la tension d'alimentation sur une période de 10 minutes par rapport à la tension nominale U_n respectivement la tension d'alimentation convenue U_c [EN 50160].

Variation de tension ΔU (IEV 161-08-01)

Variation de la valeur efficace ou de la valeur de crête d'une tension entre deux niveaux consécutifs qui se maintiennent d'une façon assez stable pendant des durées déterminées mais non spécifiées.

Remarque:

Le choix d'utiliser la valeur efficace ou la valeur de crête dépend de l'application et doit être indiqué.

On distingue les variations de tension lentes des variations de tension rapides.

Variation de tension maximale ΔU_{\max}

Différence entre la plus grande et la plus faible valeur efficace de tension d'une courbe de variation de tension ou d'une fluctuation de tension [EN 61000-3-3].

Variation relative de tension lente d

Différence, par exemple, entre deux valeurs moyennes de la tension d'alimentation sur 10 minutes ou différence entre la tension d'alimentation avant et après une variation de charge, en référence à la tension d'alimentation avant la variation de charge.

L'augmentation ou la diminution de la valeur efficace de la tension est le plus souvent due à une variation de la charge globale dans un réseau de distribution ou une partie du réseau de distribution [EN 50160].

Variation relative de tension rapide d

Différence entre les valeurs efficaces de la tension d'alimentation de demi-périodes successives, en référence à la tension d'alimentation avant apparition de l'événement.

Courbe de variation de tension $\Delta U(t)$

Courbe temporelle de la valeur efficace de la tension, déterminée comme une suite de valeurs isolées portant sur des demi-périodes se succédant l'une à l'autre, mesurées entre les passages par zéro de la tension de la source, entre des intervalles durant lesquels la tension reste constante pour au moins 1 s [EN 61000-3-3].

Remarque:

Cette caractéristique étant seulement utilisée dans les évaluations effectuées sur la base de calculs, la tension en régime transitoire est supposée être constante dans les limites de la précision de mesure [EN 61000-3-3].

Dans cette définition, la tension d'alimentation sert de tension de source.

Qualité de la tension

Caractéristiques de la tension électrique à un point donné d'un réseau électrique, exprimées par un certain nombre de valeurs de référence techniques [EN 61000-4-30].

Remarque:

En anglais, on rencontre souvent le terme «power quality».

Fluctuation de tension

Suite de (courbes de) variations de tension ou variation périodique du profil de tension [EN 50160].

Remarque:

Le choix d'utiliser la valeur efficace ou la valeur de crête dépend de l'application et doit être indiqué (IEV 161-08-05).

Déséquilibre de tension (IEV 614-01-32)

Dans un réseau d'énergie multiphasé, état dans lequel les valeurs efficaces de la composante fondamentale de la tension entre les phases ou les différences d'angle de phase entre deux phases successives ne sont pas toutes égales.

Facteur de stockage k_s

Rapport entre la puissance de raccordement totale maximale des installations de stockage d'énergie et la puissance fictive du réseau S_N .

Supra-harmonique

Émission (haute fréquence) dans une plage de fréquences allant de 2 kHz à 150 kHz.

Taux de déséquilibre k

Taux de déséquilibre dans un réseau triphasé, exprimé par le rapport entre les valeurs efficaces des composantes inverse et directe de la fondamentale de la tension ou du courant.

Tension d'alimentation (tension d'exploitation) U

Valeur efficace de la tension à un instant t , mesurée sur un intervalle de temps donné.

Tension d'alimentation convenue U_c

Correspond généralement à la tension nominale U_n du réseau.

Lorsqu'une tension différente de la tension nominale du réseau est convenue entre le gestionnaire de réseau et l'utilisateur du réseau, celle-ci est alors appelée tension d'alimentation convenue U_c .

Remarque:

Dans les réseaux basse tension, la tension d'alimentation convenue U_c et la tension nominale U_n sont généralement identiques. Dans les réseaux moyenne tension, la valeur de la tension d'alimentation est déterminée par la tension d'alimentation convenue U_c .

Niveaux de compatibilité

Niveau de perturbation électromagnétique normalisé, qui sert de référence dans un environnement donné pour la coordination de la définition des valeurs limites d'émission et d'immunité.

Taux de répétition r de la charge ou de la variation de tension

La fréquence des variations de tension N pendant une période d'observation T en minutes, laquelle dure normalement 10 cycles de fonctionnement d'un équipement ou au moins 2 heures.

Remarque:

Les courbes de variations de tension en forme de rampe, avec un temps de montée ou de descente supérieur à 1 s, ne sont pas prises en compte lors de la détermination du taux de répétition.

Interharmonique

Composante de fréquence qui n'est pas un multiple entier de la composante fondamentale.

Remarque:

La fréquence de base correspond à la fréquence du réseau.

2. Introduction

2.1 Qualité de la tension

La qualité de la tension est notamment caractérisée par

- le niveau,
- l'angle de phase,
- la fréquence,
- la forme d'onde,
- la symétrie et
- la composante continue

de la tension d'alimentation dans les systèmes triphasés, exprimés par une série de grandeurs et de valeurs de référence. Les variations de ces caractéristiques ont des répercussions sur le réseau. Il peut en résulter des perturbations des équipements et installations électriques connectés au réseau.

Il convient de distinguer:

- les arrêts de fonctionnement;
- les dysfonctionnements;
- les dégâts directs ou indirects, y compris les dégâts secondaires éventuels.

Perturbations possibles (liste non exhaustive):

- variations du flux lumineux des éclairages;
- perturbation d'installations informatiques, de télécommunication et de télécommande, d'équipements de protection et de mesure ou d'appareils électroniques de divertissement;
- échauffement additionnel de moteurs, condensateurs, circuits-bouchons, bobines de réactance ou transformateurs, couples oscillatoires sur des machines;
- dysfonctionnements d'installations de télécommande centralisée et de systèmes de transmission d'informations via le réseau.

Ces perturbations dépendent

- de l'amplitude,
- de la fréquence et
- de la durée

des répercussions sur le réseau. Il convient également de prendre en compte leur répartition au niveau local, ainsi que le fait que ces effets peuvent coïncider dans le temps (facteurs de simultanéité).

Les Règles techniques contiennent les valeurs admissibles des indicateurs de qualité suivants au point de couplage commun, qui servent de base à l'évaluation de l'installation d'un utilisateur de réseau:

- variations de tension lentes et rapides;
- flicker;
- déséquilibres de tension;
- harmoniques;
- interharmoniques;
- supra-harmoniques (émission dans la plage de fréquences allant de 2 kHz à 150 kHz);
- entailles de commutation;
- tensions du signal.

Pour les composantes continues, des explications à caractère informatif sont fournies avec les valeurs limites recommandées au niveau international.

2.2 Compatibilité électromagnétique

Capacité d'un appareil ou d'une installation d'un utilisateur du réseau à fonctionner de manière satisfaisante dans son environnement électromagnétique, sans émettre de perturbations électromagnétiques inadmissibles pour les appareils ou installations des autres utilisateurs du réseau. Tout appareil électrique doit répondre à cette exigence. Le niveau de compatibilité défini par les normes applicables sert à garantir cette capacité. Il est défini pour les réseaux BT et MT, et la probabilité d'un dépassement de cette valeur par les niveaux de perturbation effectifs du réseau doit être faible.

L'imprécision de la notion de fonctionnement «satisfaisant» souligne la difficulté d'élaborer des dispositions adaptées, que ce soit au niveau légal, réglementaire ou normatif. De telles dispositions sont toutefois nécessaires pour pouvoir procéder à des évaluations et des mesures objectives dans le cadre des procédures de contrôle de la qualité des produits et services et de la fiabilité du produit (responsabilité).

Les présentes Règles techniques concernent la compatibilité électromagnétique dans le domaine des perturbations conduites.

2.3 Coordination de la compatibilité électromagnétique

Le niveau de compatibilité sert à coordonner l'immunité aux perturbations et les émissions perturbatrices, permettant ainsi de garantir la compatibilité électromagnétique. Cette coordination est axée sur des probabilités (Fig. 2-1). Les Règles techniques s'intéressent uniquement à la définition de valeurs limites d'émissions perturbatrices.

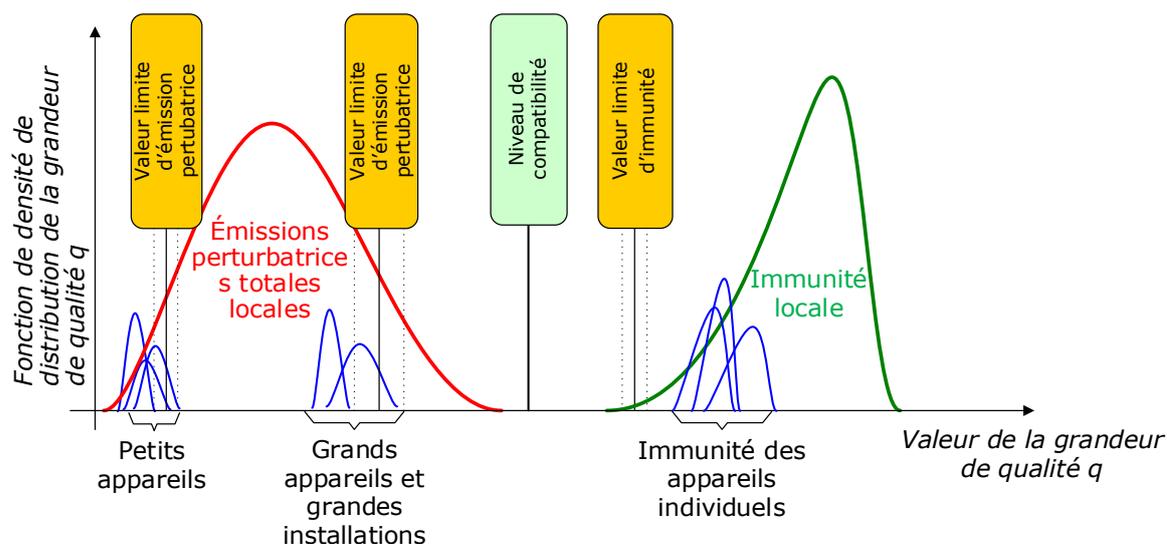


Fig. 2-1: Modèle de coordination de la CEM

La coordination de la CEM vise à allouer un taux de perturbations aux différentes installations des utilisateurs de réseau de manière à ce que l'effet cumulé ne dépasse pas, dans la mesure du possible, les niveaux de compatibilité définis.

Le niveau des émissions perturbatrices totales pris en compte correspond au niveau théorique du niveau de tension concerné. À noter que pour les réseaux BT, le niveau théorique correspond généralement au niveau de compatibilité. Le niveau de la contribution d'un niveau de tension aux émissions perturbatrices totales doit être coordonné avec les parts des autres niveaux de tension (Fig. 2-2). Ces contributions ne correspondent ni au niveau de compatibilité, ni aux niveaux théoriques et doivent être inférieures à ces valeurs.

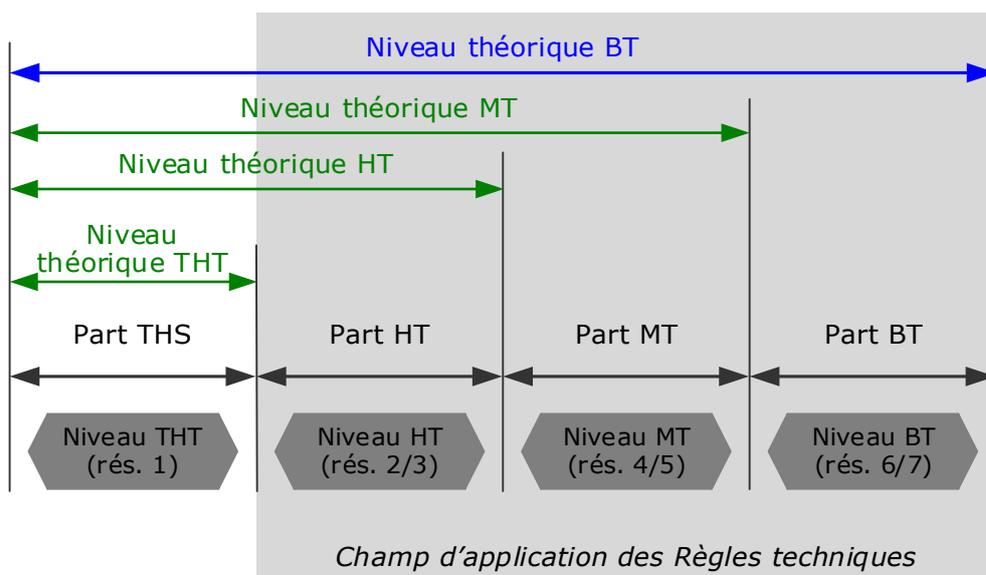


Fig. 2-2: Principe de la coordination des émissions perturbatrices totales entre les niveaux de réseau

Au sein d'un niveau de tension, la détermination des valeurs limites d'émission perturbatrices s'effectue pour les différentes installations de l'utilisateur du réseau sur la base de leur contribution

à ce niveau de tension. **Chacune des installations de l'utilisateur de réseau ne doit utiliser qu'une partie du niveau de compatibilité défini.**

Dans l'optique d'une répartition pertinente des responsabilités relatives à la garantie de la compatibilité électromagnétique, les actions suivantes peuvent être envisagées:

- actions planifiées et opérationnelles adaptées dans les réseaux en mettant en balance les exigences objectives de qualité et leur recevabilité économique;
- fixation adaptée des exigences relatives aux émissions perturbatrices des appareils et équipements électriques via des normes de CEM et respect de ces normes;
- prescriptions relatives à la mise en œuvre de mesures techniques visant à réduire les répercussions sur le réseau.

2.4 Champ d'application

De façon générale, les Règles techniques sont destinées à fixer des valeurs limites relatives aux grands appareils et installations d'utilisateurs du réseau d'une puissance de raccordement supérieure à 52 kVA, nécessitant une autorisation. Dans un réseau BT, cela correspond à un courant des appareils et des installations 75 A. Pour les équipements avec marquage CE, il est supposé que les normes de compatibilité électromagnétique (valeurs limites) imposées par la directive CEM sont respectées (Fig. 2-3). Par conséquent, il n'est pas prévu d'évaluer les appareils et les installations des utilisateurs du réseau de moins de 75 A suivant les Règles techniques. Une telle évaluation peut cependant être réclamée par le gestionnaire de réseau dans certaines conditions. Elle est notamment nécessaire en cas de cumul d'appareils similaires sur une installation d'un utilisateur du réseau ainsi que pour les appareils sans marquage CE.

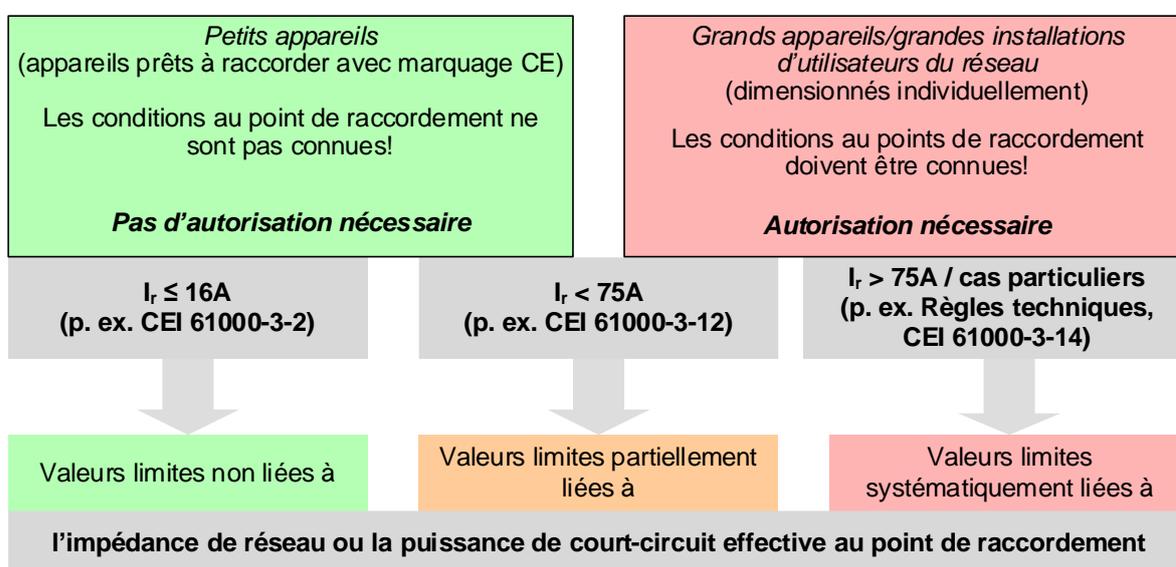


Fig. 2-3: Champ d'application des Règles techniques

Les Règles techniques s'appliquent au raccordement d'installations d'utilisateurs du réseau au réseau de distribution d'un gestionnaire de réseau en basse tension (BT), moyenne tension (MT) et haute tension de 110 kV (HT). Elles ne concernent pas les réseaux en îlots.

Les installations des utilisateurs du réseau peuvent être des installations de fourniture, de production et/ou de stockage. Elles sont traitées de façon égale suivant le principe de la non-discrimination et d'une application simple.

Dans certaines circonstances, les installations de production et de stockage peuvent avoir une influence différente de celle des consommateurs (p. ex. élévation de tension). Si des interactions physico-techniques impliquent le recours à une méthode spécifique pour la détermination d'un phénomène donné, cette information est précisée à l'emplacement correspondant.

2.5 Lieu du calcul et de l'évaluation

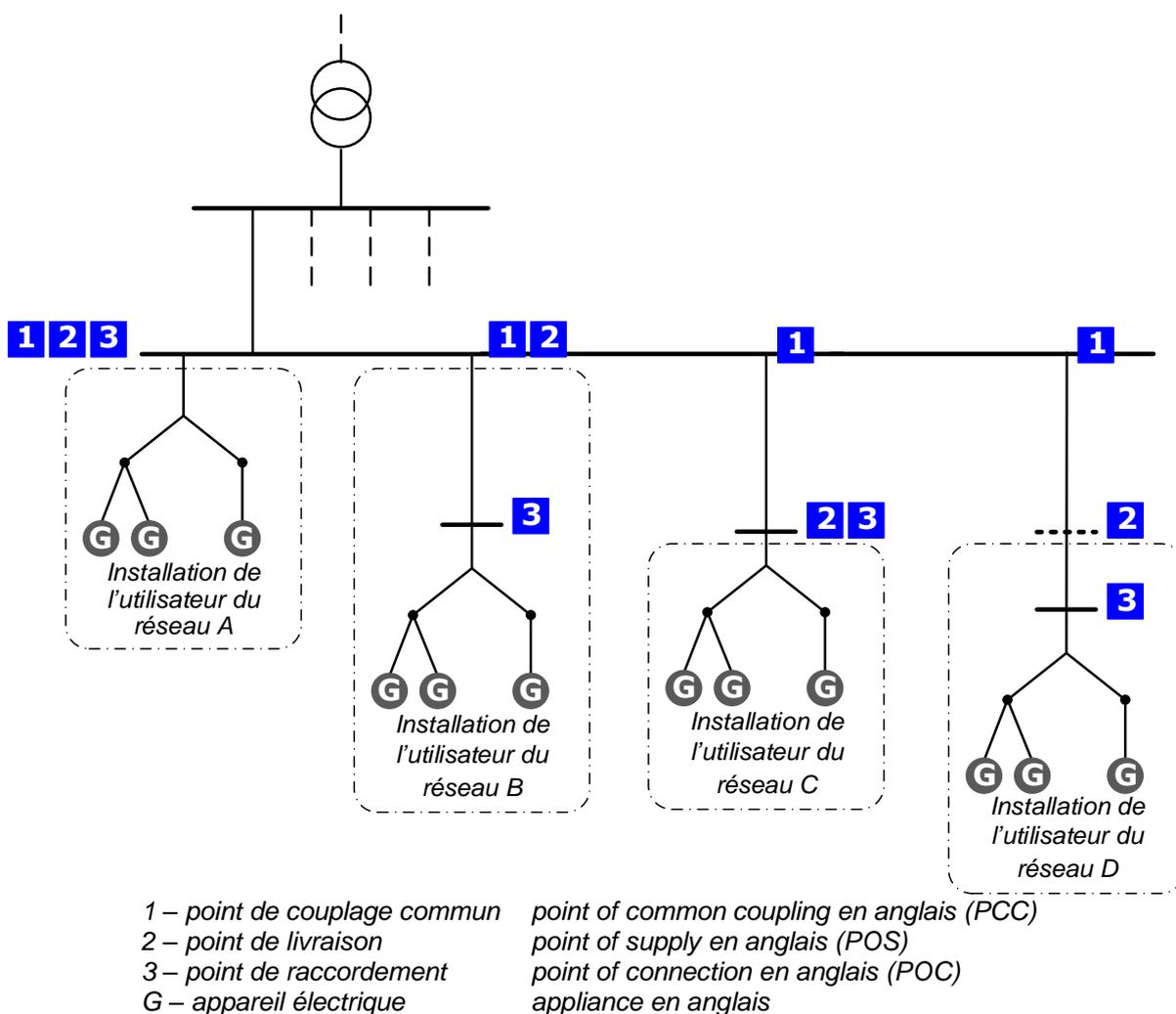
Il convient de distinguer le point de raccordement (POC), le point de couplage commun (PCC) et le point de livraison (POS) (Fig. 2-4). Il convient de noter que plusieurs normes et directives ajoutent aux points de référence cités d'autres lieux, tels que le point de raccordement des appareils, le point de comptage ou encore le point de détermination, qui jouent un rôle notamment à l'échelle d'une installation. Non pertinents pour les aspects traités dans le présent document, ils ne sont pas abordés ici.

Le point de raccordement est une référence à caractère technique. Il désigne un lieu du réseau d'alimentation auquel l'installation de l'utilisateur du réseau est raccordée.

Le point de couplage commun est lui aussi une référence à caractère technique. Il désigne le lieu du réseau du gestionnaire de réseau le plus proche «électriquement» de l'installation de l'utilisateur du réseau, auquel d'autres utilisateurs du réseau sont ou peuvent également être raccordés. Il est déterminé par le gestionnaire de réseau.

Le point de livraison est, quant à lui, une référence à caractère juridique. Il désigne le lieu fixé par contrat qui constitue le point de jonction de l'installation de l'utilisateur du réseau et de celle du gestionnaire de réseau.

Les valeurs limites d'émission sont calculées au point de raccordement. Les répercussions sur le réseau sont évaluées au point de couplage commun. La détermination de la qualité du produit «électricité» est effectuée au niveau du point de livraison.



Les lignes discontinues représentent les limites de propriétés.

Fig. 2-4: Configurations possibles des lieux

Conformément aux définitions fournies, pour le calcul et l'évaluation, nous nous intéresserons aux points de raccordement et de couplage commun. Déterminés par le gestionnaire de réseau, les points de couplage commun et de livraison peuvent être identiques.

Dans de nombreux cas, les points de raccordement et de couplage commun sont quasiment identiques (en termes de valeur et d'angle de la puissance de court-circuit). Si le point de raccordement n'est pas identique au point de couplage commun, des conversions sont nécessaires. Elles sont décrites au chapitre correspondant, le cas échéant.

2.6 Système de flèches (indicateurs de sens)

On distingue le système de flèches consommateur du système de flèches producteur. Les deux systèmes peuvent être appliqués tant aux consommateurs qu'aux producteurs.

Les Règles techniques utilisent le système de flèches consommateur le plus utilisé pour les calculs relatifs à un réseau. Les flèches de tension et de courant sur un élément du réseau pointent dans la même direction. On obtient les relations suivantes:

- La résistance ohmique absorbe de la puissance active positive.
- La résistance inductive absorbe de la puissance réactive inductive.
- La résistance capacitive délivre de la puissance réactive capacitive.

Dans le système de flèches consommateur, l'alternateur synchrone surexcité délivre de la puissance active et de la puissance réactive. La puissance active et la puissance réactive sont donc précédées d'un signe négatif.

L'angle φ (déphasage entre courant et tension) est obtenu en partant de l'indicateur de courant et en allant jusqu'à l'indicateur de tension dans le sens antihoraire (sens positif). Ces secteurs angulaires (quadrants) sont représentés par la Fig. 2-5.

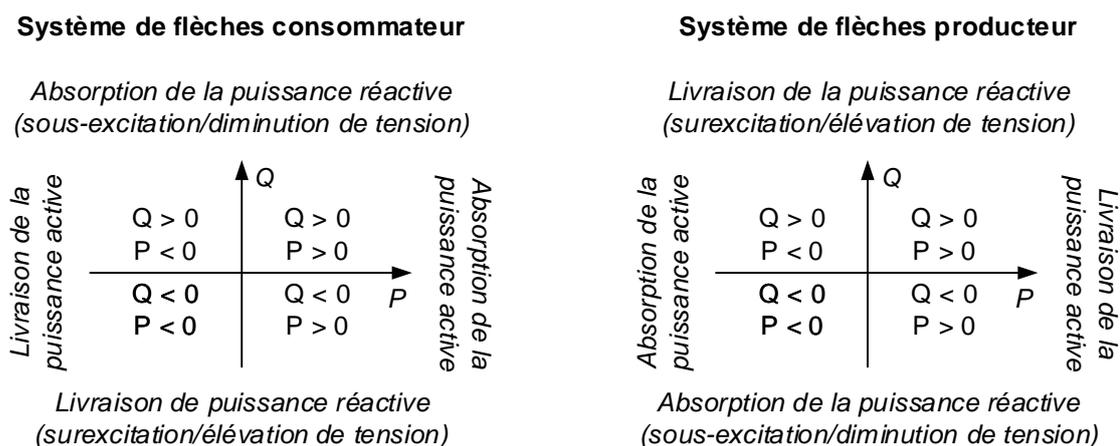


Fig. 2-5: Pré-signes de la puissance active et de la puissance réactive

2.7 Procédure d'évaluation

Le schéma d'évaluation représente un processus en deux étapes (Fig. 2-6).

L'étape 1 représente une évaluation simplifiée fondée sur un rapport de puissances. Si le résultat de l'évaluation menée à l'étape 1 indique que le raccordement est admissible, il est impératif de procéder à l'évaluation détaillée de l'étape 2, qui repose sur des données d'entrée différenciées de l'installation de l'utilisateur du réseau ainsi que sur le calcul des valeurs limites d'émission. Si la conclusion de l'évaluation de l'étape 2 est que le raccordement est possible sous certaines conditions uniquement, des mesures correctrices particulières doivent être prises.

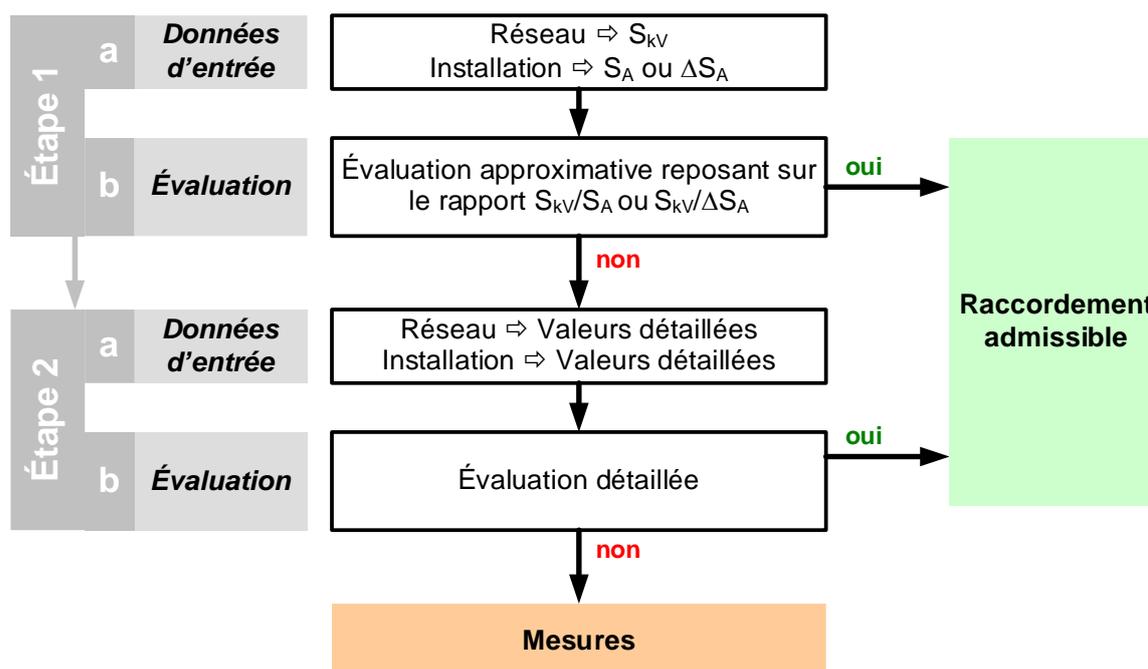


Fig. 2-6: Schéma d'évaluation

La méthode d'évaluation ne constitue qu'une aide permettant d'évaluer simplement la nécessité des mesures correctrices éventuelles. Étant donné que de nombreux détails pertinents pour les répercussions sur le réseau (émission d'harmoniques des différents appareils et installations des utilisateurs du réseau, interaction avec d'autres équipements et le réseau, comportements et temps d'exploitation...) ne sont souvent pas encore connus au stade de l'étude du projet, un calcul plus poussé ne permet généralement pas d'offrir de résultats plus fiables.

On ne peut donc pas attendre d'une méthode d'évaluation destinée à fournir des résultats concrets (qui ne soient pas inutilement prudents), que chaque installation d'un utilisateur du réseau considérée comme « autorisée » respecte effectivement les valeurs limites d'émission. Par conséquent, il est recommandé de toujours imposer des valeurs limites d'émission à l'utilisateur du réseau dans le cadre de l'autorisation de raccordement. Il n'est pas exclu que des mesures de réduction ultérieure des répercussions sur le réseau soient exigées dans certains cas par l'utilisateur du réseau, afin que les valeurs limites d'émission soient respectées.

Des situations particulières, telles des structures de charge et de réseau atypiques, le cumul d'appareils et d'installations similaires fonctionnant de manière synchrone, devraient faire l'objet d'un examen particulier.

Tout type de répercussion sur le réseau susceptible d'affecter une installation de l'utilisateur du réseau doit faire l'objet d'une évaluation individuelle. Pour les moteurs avec module électronique de puissance frontend, une évaluation séparée des variations de tension et du flicker ainsi que des harmoniques, interharmoniques et supra-harmoniques doit être effectuée.

2.8 Mesures correctrices

De façon générale, on distingue les mesures prises côté installations de celles prises côté réseau. Les mesures correctrices prises du côté de l'installation sont spécifiques à un phénomène donné et sont décrites dans le chapitre consacré à la répercussion concernée sur le réseau.

Les mesures prises du côté réseau ne sont généralement pas liées à un phénomène et concernent l'augmentation de la puissance de court-circuit au point de couplage commun. Les mesures suivantes peuvent notamment être prises:

- Diminution de l'impédance de ligne efficace entre la barre collectrice du transformateur et le point de couplage commun par le montage parallèle d'autres câbles ou la pose de câbles de section supérieure
- Utilisation d'un transformateur avec une puissance de court-circuit inférieure ou une puissance assignée supérieure (plus le point de couplage est loin de la barre collectrice du transformateur, moins la mesure est efficace)
- Déplacement du point de couplage commun vers la barre collectrice du transformateur
- Déplacement du point de couplage commun vers un niveau de tension supérieur

Pour les grandeurs de qualité relatives aux fréquences supérieures (p. ex. supra-harmoniques), les mesures indiquées prises du côté réseau auront probablement peu voire pratiquement aucun effet. Cela s'explique par le fait que dans cette plage de fréquences, l'impédance active est généralement dominée par les installations ou les appareils des utilisateurs du réseau adjacents.

Prenons une valeur limite d'émission définie sous forme de courant au stade de l'étude du projet pour une grandeur de qualité donnée (p. ex. déséquilibre). Si cette valeur est dépassée pendant l'exploitation de l'installation d'un utilisateur du réseau, avant de décider des mesures adaptées, il est conseillé de déterminer la contribution effective de ladite installation à la grandeur de qualité de la tension. Si la mise en œuvre de mesures correctrices est reportée sur la base de cette évaluation, un contrôle régulier de cette valeur de contribution est recommandé, car les caractéristiques du réseau et de l'installation de l'utilisateur du réseau peuvent évoluer avec le temps.

2.9 Mesure

Il est recommandé d'accompagner le raccordement de l'installation d'un utilisateur par des mesures, à effectuer en amont et en aval du point de raccordement. Tous les états possibles de l'installation en mode de fonctionnement normal doivent être pris en compte. En cas de dépassement des valeurs limites d'émission pendant le fonctionnement de l'installation, il est recommandé d'analyser l'impact spécifique sur la tension avant d'opter pour des mesures correctrices concrètes.

Pour les mesures destinées à contrôler le respect des valeurs limites d'émission prescrites, de façon générale, utiliser les procédés de mesure décrits par la norme [EN 61000-4-30], classe A. Si aucun procédé de mesure n'est défini, se reporter au chapitre correspondant de la partie A, qui indiquera également l'interprétation des valeurs mesurées.

Dans les réseaux BT, il s'agit d'évaluer les tensions phase-neutre. Dans les réseaux MT et HT, l'évaluation porte sur les tensions phase-phase, qui doivent être déduites des tensions phase-terre, le cas échéant.

2.10 Caractéristiques de résonance

Chaque réseau de distribution constitue un système apte à résonner. Le nombre, le type et l'emplacement des points de résonance dépendent de multiples facteurs et peuvent avoir une influence notable sur la distorsion dans le réseau de distribution. Les méthodes de détermination appropriées permettent de tenir compte des résonances. Elles impliquent toutefois une connaissance précise de l'impédance de réseau liée à la fréquence. Au cas où cette grandeur ne serait pas connue, les Règles techniques indiquent une méthode d'estimation approximative.

2.11 Normes de référence

Les méthodes de détermination et les valeurs limites indiquées dans les Règles techniques reposent sur les principes d'une coordination de la compatibilité électromagnétique axée sur les probabilités, décrite dans la série de normes CEI 61000 et se rapportant au point de couplage commun. Les niveaux de compatibilité relatifs aux réseaux de distribution BT et MT sont fixés par les normes [EN 61000-2-2] et [EN 61000-2-12]. Les niveaux théoriques des harmoniques, du flicker et du déséquilibre de tension sont spécifiés dans les rapports techniques [CEI 61000-3-6], [CEI 61000-3-7] et [CEI 61000-3-13]. Les valeurs limites d'émission concernant les harmoniques et les variations de tension/flickers d'appareils individuels avec un courant assigné allant jusqu'à 16 A ou compris dans la plage allant de 16 A à 75 A sont spécifiées par les normes [EN 61000-3-2], [EN 61000-3-3], [EN 61000-3-11] et [EN 61000-3-12]. Les méthodes de mesure reproductibles sont fixées par les normes [EN 61000-4-30], [EN 61000-4-7] et [EN 61000-4-15].

D'autres méthodes d'évaluation des installations des utilisateurs du réseau sont décrites dans les rapports techniques (cf. Tab. 2-1). Ces documents ne sont pas contraignants. Il existe donc une série de règlements et de directives nationales, applicables notamment à l'évaluation des installations d'utilisateurs du réseau présentant une puissance de raccordement élevée.

Tab. 2-1: Vue d'ensemble des documents CEI relatifs à l'évaluation des installations des utilisateurs du réseau

	Basse tension	Moyenne tension	Haute tension
Fluctuations de tension et flicker	CEI 61000-3-14 CEI 61000-3-15	CEI 61000-3-7	
Déséquilibre		CEI 61000-3-13	
Harmoniques		CEI 61000-3-6	

Les niveaux de compatibilité pour la plage de fréquence allant de 2 kHz à 150 kHz sont spécifiés par la norme [EN 61000-2-2]. Les valeurs limites d'émission étaient encore en cours de détermination au moment de la publication des présentes Règles techniques.

La norme [EN 50160] décrit la qualité du produit «électricité» au point de livraison. Elle ne sert donc pas de référence pour les considérations relatives à la compatibilité électromagnétique. Une application cohérente des normes et règles applicables en matière de compatibilité électromagnétique permettra cependant, selon toute probabilité, de respecter les valeurs marginales de la norme [EN 50160].

3. Puissance de court-circuit

3.1 Généralités

La puissance de court-circuit reflète l'impédance du réseau au point du réseau considéré (impédance de court-circuit). Elle constitue la base de calcul du point de raccordement AP et la base de l'évaluation du point de couplage commun V. Par conséquent, il est renoncé à indiquer l'emplacement concret dans les formules de calcul générales qui suivent.

La méthode simplifiée décrite dans cette section concerne des réseaux à structure radiale avec alimentation unilatérale. Cette configuration est en effet courante dans les réseaux BT et MT. Cette méthode ne concerne pas les réseaux maillés. Pour les structures de réseau complexes, les puissances de court-circuit doivent être déterminées à l'aide de programmes de calcul spécifiques.

La puissance de court-circuit doit être déterminée à partir des conditions normales d'exploitation offrant la puissance de court-circuit minimale. Il faut veiller à sélectionner l'état d'enclenchement le plus défavorable dans les conditions normales de fonctionnement; qui conduit à la puissance de court-circuit la plus faible. Les états d'enclenchement particuliers dus à l'exploitation ne sont pas pris en compte.

L'influence des appareils et installations raccordés des utilisateurs du réseau ainsi que les résistances de fuite et capacités de câbles peuvent être négligées dans le cadre de la méthode simplifiée.

Au sein d'une installation de l'utilisateur du réseau, des impédances supplémentaires (p. ex. transformateurs, lignes) peuvent entraîner des répercussions accrues sur le réseau.

La puissance de court-circuit dans des réseaux triphasés à un point donné du réseau s'exprime par la relation suivante:

$$S_k = \frac{U^2}{Z_k} \quad (3-1)$$

S_k	<i>Puissance de court-circuit</i>
U	<i>Tension composée</i>
Z_k	<i>Impédance de court-circuit du réseau</i>

L'impédance de court-circuit se compose essentiellement des impédances de lignes et du transformateur. Elle est également influencée par les impédances des éléments du réseau amont.

3.2 Détermination des impédances

3.2.1 Impédance du réseau amont

L'impédance du réseau amont $Z_{\dot{U}N}$ est calculée à partir de la puissance de court-circuit $S_{k\dot{U}N}$ connue:

$$Z_{\dot{U}N} = \frac{U_{\dot{U}N}^2}{S_{k\dot{U}N}} \quad (3-2)$$

$Z_{\dot{U}N}$	<i>Impédance du réseau amont</i>
$U_{\dot{U}N}$	<i>Tension composée à laquelle le réseau amont est exploité</i>
$S_{k\dot{U}N}$	<i>Puissance de court-circuit du réseau amont¹</i>

La composante ohmique de l'impédance du réseau amont peut être négligée, car l'angle d'impédance est de l'ordre de 75° à 85° dans les réseaux à haute et très haute tension.

$$\begin{aligned} R_{\dot{U}N} &\approx 0 \\ X_{\dot{U}N} &\approx Z_{\dot{U}N} \end{aligned}$$

Autrement, il est possible de déterminer les composantes d'impédance à partir de l'angle d'impédance du réseau.

$$R_{\dot{U}N} = Z_{\dot{U}N} \cdot \cos(\psi_{\dot{U}N}) \quad (3-3)$$

$$X_{\dot{U}N} = Z_{\dot{U}N} \cdot \sin(\psi_{\dot{U}N}) \quad (3-4)$$

Avec un rapport X/R donné, l'angle d'impédance du réseau se calcule avec la formule suivante:

$$\psi_{\dot{U}N} = \arctan\left(\frac{X_{\dot{U}N}}{R_{\dot{U}N}}\right) \quad (3-5)$$

$R_{\dot{U}N}$	<i>Résistance du réseau amont (résistance active)</i>
$X_{\dot{U}N}$	<i>Réactance du réseau amont (résistance réactive)</i>
$\psi_{\dot{U}N}$	<i>Angle d'impédance du réseau amont</i>

Remarque:

L'angle d'impédance du réseau est également appelé angle d'impédance de court-circuit.

¹ La puissance de court-circuit peut être demandée au gestionnaire de réseau.

3.2.2 Impédance du transformateur

Les composantes R_T et X_T peuvent être déterminées à partir des données connues du transformateur:

$$R_T = u_r \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \quad (3-6)$$

$$X_T = u_x \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \quad (3-7)$$

R_T	Résistance du transformateur, référencée au côté de la tension avale
X_T	Réactance du transformateur, référencée au côté de la tension avale
U_{rT}	Tension assignée du transformateur côté tension avale du transformateur
S_{rT}	Puissance apparente assignée du transformateur
u_r	Composante active de la tension de court-circuit relative u_k
u_x	Composante réactive de la tension de court-circuit relative u_k

Pour u_r et u_x , on peut écrire:

$$u_r = \frac{P_k}{S_{rT}} \quad (3-8)$$

$$u_x = \sqrt{u_k^2 - u_r^2} \quad (3-9)$$

P_k	Pertes en court-circuit du transformateur
u_k	Tension de court-circuit relative

3.2.3 Impédance de ligne

Lorsque les valeurs de la résistance et de la réactance linéiques sont indiquées par le constructeur, les valeurs R_L et X_L sont déterminées ainsi:

$$R_L = R'_L \cdot \ell \quad (3-10)$$

$$X_L = X'_L \cdot \ell \quad (3-11)$$

R_L	Résistance de la ligne (résistance active)
R'_L	Résistance linéique de la ligne
X_L	Réactance de la ligne (résistance réactive)
X'_L	Réactance linéique de la ligne
ℓ	Longueur simple effective de la ligne

La résistance linéique se calcule à partir des données géométriques:

$$R'_L = \frac{\rho}{A} \quad (3-12)$$

R'_L	Résistance linéique de la ligne
ρ	Résistivité de ligne spécifique référencée à 20°C
	$\rho = 19 \Omega\text{mm}^2/\text{km}$ pour le cuivre
	$\rho = 29 \Omega\text{mm}^2/\text{km}$ pour l'aluminium
A	Section efficace de la ligne

Toutes les valeurs de résistance indiquées s'entendent pour une température de 20 °C. La résistance électrique du matériau constitutif de la ligne augmente avec la température. Cette corrélation peut être prise en compte dans les calculs effectués pour les lignes en cuivre et en aluminium en appliquant un facteur de correction de température de 4% pour 10 K. Les impédances de ligne sont calculées pour 70 °C.

3.3 Impédance de court-circuit au point du réseau considéré

Pour le calcul de l'impédance de court-circuit résultante Z_k au point du réseau considéré, toutes les composantes d'impédance partielles déterminées auparavant doivent être transformées pour la tension audit point du réseau.

La transformation s'effectue par division des composantes d'impédance partielles par le carré du rapport de transformation de tous les transformateurs qui sont installés entre l'impédance partielle et le point du réseau considérés.

Les composantes d'impédance transformées d'un élément de réseau m sont calculées ainsi:

$$R_{mtr} = R_m \cdot \frac{1}{\ddot{u}_{T1}^2} \cdot \frac{1}{\ddot{u}_{T2}^2} \cdot \dots \cdot \frac{1}{\ddot{u}_{Tn}^2} \quad (3-13)$$

$$X_{mtr} = X_m \cdot \frac{1}{\ddot{u}_{T1}^2} \cdot \frac{1}{\ddot{u}_{T2}^2} \cdot \dots \cdot \frac{1}{\ddot{u}_{Tn}^2} \quad (3-14)$$

$$\ddot{u}_{Ti} = \frac{U_{rTiOS}}{U_{rTiUS}} \quad (3-15)$$

R_{mtr}	Résistance transformée de l'élément de réseau m
R_m	Résistance de l'élément de réseau m
X_{mtr}	Réactance transformée de l'élément de réseau m
X_m	Réactance de l'élément de réseau m
\ddot{u}_{Ti}	Rapport de transformation du transformateur i ($i = 1 \div n$)
U_{rTiOS}	Tension assignée côté de tension amont (OS) du transformateur i
U_{rTiUS}	Tension assignée côté tension avale (US) du transformateur i
m	Élément de réseau:
	\ddot{U}_N Réseau amont
	T Transformateur
	L Ligne

Remarque:

L'impédance du transformateur alimentant le réseau local considéré doit être calculée directement à partir de sa valeur u_k côté tension avale.

Pour un calcul approximatif ou dans le cas de faibles écarts entre les rapports de transformation de tension des transformateurs par rapport aux niveaux de réseau, la transformation peut s'effectuer en divisant les composantes d'impédance partielles de l'élément de réseau m par le carré du rapport de transformation de son niveau de réseau U_m par rapport à la tension U du point de réseau considéré. On obtient ainsi les composantes d'impédance transformées d'un élément de réseau m simplifiées:

$$R_{m\ tr} = R_m \left(\frac{U}{U_m} \right)^2 \quad (3-16)$$

$$X_{m\ tr} = X_m \left(\frac{U}{U_m} \right)^2 \quad (3-17)$$

$R_{m\ tr}$	Résistance transformée de l'élément de réseau m
R_m	Résistance de l'élément de réseau m
$X_{m\ tr}$	Réactance transformée de l'élément de réseau m
X_m	Réactance de l'élément de réseau m
U_m	Tension d'alimentation composée convenue de l'élément de réseau m
U	Tension composée convenue ou tension réseau nominale au point du réseau considéré
m	Élément de réseau:
	$\ddot{U}N$ Réseau amont
	T Transformateur
	L Ligne

L'impédance de court-circuit résultante Z_k , est la somme des impédances partielles transformées $m = 1 \dots M$.

$$Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2} \quad (3-18)$$

$$\psi_k = \arctan \frac{X_k}{R_k} \quad (3-19)$$

$$\begin{aligned} Z_k &= R_k + jX_k \\ &= Z_k \cdot e^{j\psi_k} \\ &= Z_k \cdot \cos \psi_k + jZ_k \cdot \sin \psi_k \end{aligned} \quad (3-20)$$

R_k	Résistance résultante du réseau
X_k	Réactance résultante du réseau
Z_k	Impédance résultante du réseau
ψ_k	Angle d'impédance résultant du réseau

Si le point du réseau considéré se trouve dans un réseau BT, dans la pratique, il suffit généralement de recueillir les impédances de tous les éléments du réseau situés en amont du transformateur MT/BT et de procéder à un calcul approximatif fondé sur le rapport de transformation des niveaux de tension suivant (3-16) ou (3-17) et une température du conducteur de 70 °C.

Dans les réseaux basse tension, la puissance de court-circuit peut être déterminée plus simplement, à l'aide de la puissance assignée et de la tension de court-circuit du transformateur MT/BT, ainsi que de l'impédance de ligne jusqu'au point du réseau considéré (cf. nomogramme de l'Annexe A).

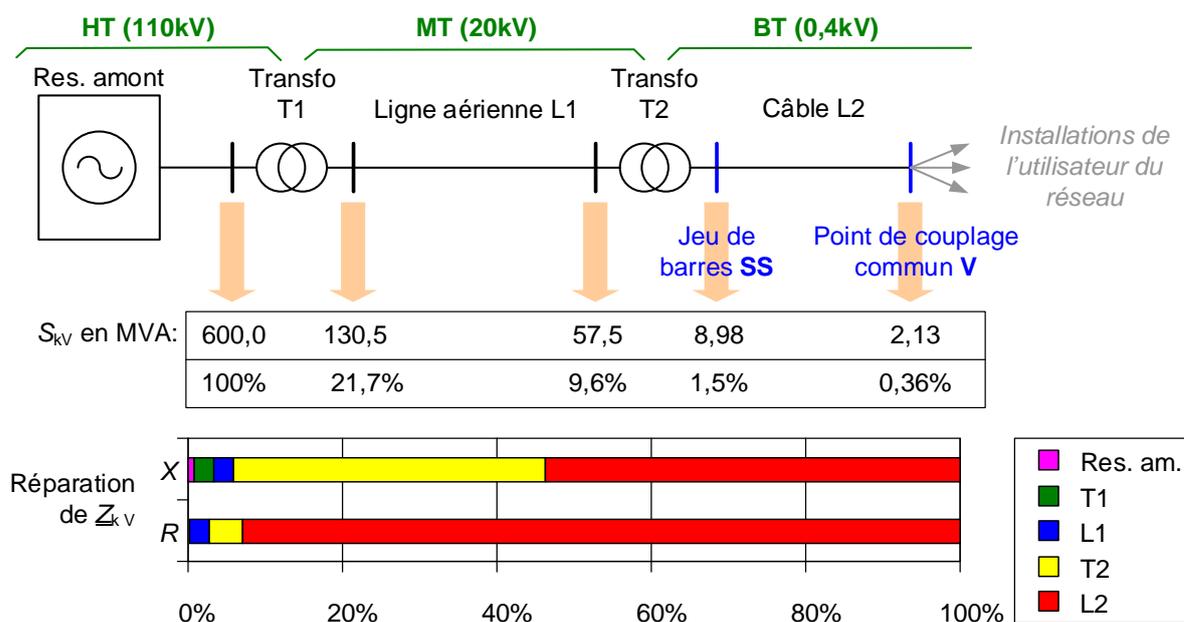


Fig. 3-1: Ordre de grandeur des puissances de court-circuit et des contributions des différents éléments du réseau (parts)

La Fig. 3-1 représente les valeurs d'impédance des éléments de réseau à partir d'un point du réseau basse tension (point de raccordement de l'installation de l'utilisateur du réseau). Il apparaît que l'impédance de court-circuit côté tension avale du transformateur MT/BT est principalement déterminée par la tension de court-circuit u_k du transformateur. La part de l'impédance du transformateur dans l'impédance de court-circuit totale peut atteindre 95%. Cette impédance est inductive. Si le point considéré du réseau est à 200 m ou plus du poste de transformation, l'impédance de court-circuit sera essentiellement déterminée par l'impédance de la ligne basse tension. La part de l'impédance de ligne dans l'impédance de court-circuit totale peut dépasser 80% avec ces longueurs ligne. Compte tenu de la part de résistance élevée, l'angle de l'impédance de court-circuit est relativement faible.

Dans plusieurs pays européens, l'impédance de court-circuit au point de couplage commun est déterminée par voie statistique et de mesures. Une impédance de référence a été dégagée à partir des quantiles de 90% des résultats des mesures effectuées dans les différents pays, puis définie par la norme CEI 60725:

$$R_A = 0,24 \, \Omega \quad X_A = 0,15 \, \Omega \quad (\text{phase})$$

$$R_N = 0,16 \, \Omega \quad X_N = 0,10 \, \Omega \quad (\text{neutre})$$

La puissance de court-circuit dans les conditions de référence est de 565 kVA; l'angle de l'impédance de court-circuit/du réseau est 32° . Dans les réseaux publics basse tension, la puissance de court-circuit au point de couplage commun est généralement supérieure à 565 kVA.

4. Variations de tension et flicker

Dans ce chapitre, les installations de fourniture, de production et de stockage sont désignées par le terme «charge». Une variation de tension peut se traduire par une élévation ou une baisse de la tension.

4.1 Variations de tension

Toute variation dans le réseau (variation de charge, enclenchement) entraîne une compensation. Elle se traduit par une variation de courant et de tension. Selon le type et la durée de la courbe, on distingue les variations de tension lentes, rapides et oscillatoires (haute fréquence). L'oscillation de compensation généralement source de surtensions n'est pas prise en compte dans la détermination et l'évaluation.

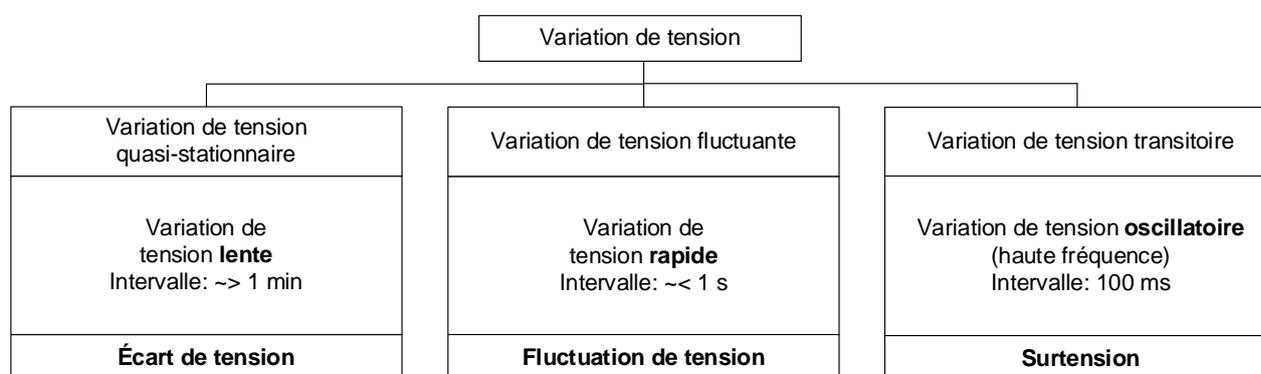


Fig. 4-1: Classification des variations de tension

Chaque variation de charge entraîne une variation de courant dans l'alimentation du réseau et, par conséquent, une variation de tension ΔU .

Les variations de tension peuvent être occasionnées par:

- l'enclenchement de charges importantes (p. ex. moteurs, transformateurs, condensateurs);
- des moteurs qui fonctionnent en régime irrégulier;
- des charges commandées (trains d'alternances, commandes thermostatiques, etc.);
- des machines à souder;
- des générateurs variables (éoliennes, p. ex.);
- des fours électriques;
- des transformateurs réglables;

Les variations de tension doivent être limitées pour éviter les anomalies de fonctionnement des appareils ou un flicker gênant.

Les **variations lentes de tension** sont occasionnées par le courant de service d'une installation. L'ensemble des variations de tension d'un réseau constitue un profil de tension. Il convient d'utiliser des valeurs efficaces de tension moyennes par périodes de 10 minutes [EN 61000-4-30].

La variation de tension par rapport à la tension nominale U_n , la tension d'alimentation convenue U_c , la tension au point de couplage commun U_V ou la tension au point de raccordement U_{AP} est désignée par «variation relative de tension». La variation relative de tension lente entre deux valeurs moyennes sur 10 minutes est calculée à l'aide des formules (4-1) à (4-16) ainsi que (4-17) pour un réseau BT. En cas de charge correspondant à la puissance assignée ou de raccordement

de l'installation de l'utilisateur du réseau, afin de prendre en compte la variation relative de tension lente occasionnée par celle-ci, le paramètre ΔS_A doit être remplacé par S_A dans les formules (4-1) à (4-16) ainsi que dans la formule (4-17) pour les réseaux BT. L'angle φ de la variation de charge (variation de puissance apparente) correspond à l'angle de phase φ_n dans les conditions nominales de fonctionnement.

Dans la pratique, le calcul s'effectue aussi à l'aide de l'écart relatif par rapport à une tension fixe (p. ex. tension nominale) Δu (écart de tension).

La **variation de tension rapide** ΔU à mesurer s'entend comme la différence entre les valeurs efficaces sur des demi-périodes successives. La variation relative de tension d se rapporte à la tension d'alimentation U avant apparition de l'événement. La courbe de variation de tension correspond à la succession des valeurs efficaces de tension d'alimentation sur des demi-périodes.

L'intervalle entre la fin d'une courbe de variation de tension et le début de la courbe suivante, durant lequel la tension d'alimentation est constante compte tenu d'un champ de tolérance, doit être d'au moins 1 seconde. Pour la définition du champ de tolérance, cf. [EN 61000-4-15, EN 61000-4-30].

La plus grande variation de tension ΔU_{\max} est déterminée à partir de la fluctuation de tension, qui s'entend comme une succession de variations de tension/courbes de variation de tension ou une variation périodique de l'enveloppante de la courbe de tension. Elle est déterminée à partir de la différence entre la plus grande et la plus faible valeur efficace de tension d'une courbe de variation de tension.

La variation relative de tension rapide d est calculée pour les variations de tension symétrique et asymétrique (variation de la puissance apparente) à l'aide des formules (4-1) à (4-16) ainsi que (4-17) pour un réseau BT. L'angle φ de la variation de charge (variation de la puissance apparente) correspond à l'angle de phase lié au flicker φ_f .

La variation relative de tension peut être déterminée à l'aide d'un calcul complexe. Les équations sont simples quand seule la chute de tension longitudinale est prise en compte. Les erreurs qui en résultent sont globalement négligeables pour le calcul des variations de tension. Seules des «formules d'approximation» sont fournies dans ce qui suit. Elles sont valables pour les variations de tension lentes et rapides.

Dans le cadre de cette directive, les variations de tension sources qui entraînent une réduction de la tension sont précédées d'un signe positif.

Les formules suivantes sont utilisées pour déterminer les variations de tension au point de raccordement AP. Dans la mesure où le point de couplage commun V est différent du point de raccordement, conformément au chapitre 4.3, les variations de tension doivent être converties pour le point de couplage commun (transfert vers l'amont).

4.1.1 Variation de charge symétrique

En cas de variation de charge symétrique, toutes les tensions du système triphasé subissent la même variation de tension relative.

Valeur de la variation de tension:

$$\begin{aligned}\Delta U_{AP} &\approx \Delta U_{\text{Längs AP}} \\ &= \Delta I (R_{kAP} \cdot \cos \varphi \mp X_{kAP} \cdot \sin \varphi) \\ &= \frac{\Delta P_A}{U_{AP}} \cdot R_{kAP} \mp \frac{\Delta Q_A}{U_{AP}} \cdot X_{kAP}\end{aligned}\quad (4-1)$$

Variation relative de tension:

$$d_{AP} = \frac{\Delta U_{AP}}{U_{AP}} \approx \frac{\Delta P_A}{U_{AP}^2} \cdot R_{kAP} \mp \frac{\Delta Q_A}{U_{AP}^2} \cdot X_{kAP}\quad (4-2)$$

pré-signe négatif: fonctionnement en sous-excitation, charge ohmique capacitive

pré-signe positif: fonctionnement en surexcitation, charge ohmique inductive

On peut écrire aussi:

$$d_{AP} = \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cdot \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi)\quad (4-3)$$

$$\psi_{kAP} = \arctan\left(\frac{X_{kAP}}{R_{kAP}}\right)\quad (4-4)$$

pré-signe positif: fonctionnement en sous-excitation, charge ohmique capacitive

pré-signe négatif: fonctionnement en surexcitation, charge ohmique inductive

φ	Angle de la variation de charge
d_{AP}	Variation relative de tension
ΔU_{AP}	Variation de tension
U_{AP}	Tension composée
ΔS_A	Variation de charge (variation de la puissance apparente)
S_{kAP}	Puissance de court-circuit
ψ_{kAP}	Angle d'impédance du réseau
ΔP_A	Variation de la puissance active
ΔQ_A	Variation de la puissance réactive
X_{kAP}	Réactance du réseau
R_{kAP}	Résistance du réseau

Remarque:

Le terme « $\cos(\psi_{kAP} \pm \varphi)$ » est raccourci en «terme cos» pour la suite. Lorsque l'angle de la variation de charge n'est pas connu ou si l'angle de charge n'est pas défini, le «terme cos» prend la valeur 1.

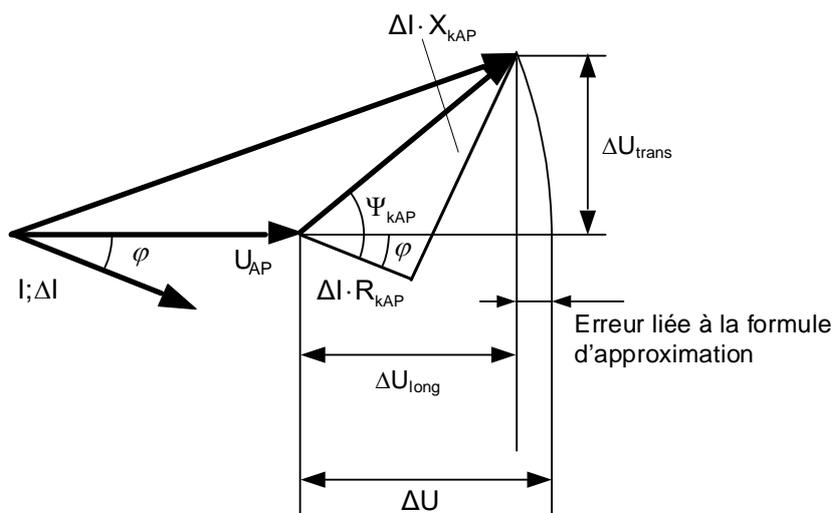


Fig. 4-2: Diagramme vectoriel de la variation de tension longitudinale et transversale suite à une variation de charge symétrique

4.1.2 Variation de charge asymétrique

Il convient de faire la distinction entre le raccordement entre deux phases et le raccordement entre la phase et le neutre dans le réseau basse tension. Les équations suivantes sont valables également pour un fonctionnement à charges triphasées partielles. La variation relative maximale de tension d_{\max} dépend du type de couplage de la charge (triphase symétrique, biphasé ou monophasé).

4.1.2.1 Charge entre phase et phase

Les équations suivantes s'appliquent à une charge raccordée entre L1 et L2. Lorsque la charge est raccordée entre deux autres phases différentes, il faut échanger les indices de manière cyclique.

Variations relatives de tension entre phase et phase:

$$d_{L1-L2 AP} = 2 \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi) \quad (4-5)$$

$$d_{L2-L3 AP} = \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi - 60^\circ) \quad (4-6)$$

$$d_{L3-L1 AP} = \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi + 60^\circ) \quad (4-7)$$

Variations relatives de tension entre phase et neutre:

$$d_{L1-N AP} = \sqrt{3} \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi + 30^\circ) \quad (4-8)$$

$$d_{L2-N AP} = \sqrt{3} \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi - 30^\circ) \quad (4-9)$$

$$d_{L3-N AP} = 0 \quad (4-10)$$

pré-signé positif: mode générateur en sous-excitation, charge ohmique capacitive

pré-signé négatif: fonctionnement en surexcitation, charge ohmique inductive

φ Angle de la variation de charge

d_{AP} Variation relative de tension

ΔS_A Variation de charge (variation de la puissance apparente)

S_{kAP} Puissance de court-circuit

ψ_{kAP} Angle d'impédance du réseau

En cas d'utilisation de transformateurs triphasés, les formules (4-8) à (4-10) s'entendent pour le calcul de la variation de tension côté tension aval ou secondaire, et les formules (4-11) à (4-16) pour le calcul de la variation de tension côté tension amont ou primaire (couplage côté tension avale).

Couplage étoile-étoile d'indice 0 (Yy0):

$$d_{L1-L2 AP} = 2 \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi) \quad (4-11)$$

$$d_{L2-L3 AP} = \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi - 60^\circ) \quad (4-12)$$

$$d_{L3-L1 AP} = \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi + 60^\circ) \quad (4-13)$$

Couplage triangle-étoile ou étoile-zigzag d'indice 5 ou 11 (p. ex. Dy5 ou Yz5):

$$d_{L1-L2 AP} = \sqrt{3} \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi + 30^\circ) \quad (4-14)$$

$$d_{L2-L3 AP} = \sqrt{3} \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi - 30^\circ) \quad (4-15)$$

$$d_{L3-L1 AP} = 0 \quad (4-16)$$

pré-signé positif: mode générateur en sous-excitation, charge ohmique capacitive

pré-signé négatif: fonctionnement en surexcitation, charge ohmique inductive

φ Angle de la variation de charge

d_{AP} Variation relative de tension

ΔS_A Variation de charge (variation de la puissance apparente)

S_{kAP} Puissance de court-circuit

ψ_{kAP} Angle d'impédance du réseau

Les variations de tension calculées à l'aide des formules ci-dessus doivent être converties pour le point de couplage commun à l'aide de l'équation (4-38) le cas échéant.

4.1.2.2 Charge entre phase et neutre (BT)

$$d_{AP} = 3(1 + \alpha) \frac{\Delta S_A}{S_{kAP}} \cos(\psi_{kAP} \pm \varphi) \quad (4-17)$$

pré-signe positif: mode générateur en sous-excitation, charge ohmique capacitive

pré-signe négatif: fonctionnement en surexcitation, charge ohmique inductive

φ Angle de la variation de charge

d_{AP} Variation relative de tension

ΔS_A Variation de charge (variation de la puissance apparente)

S_{kAP} Puissance de court-circuit

ψ_{kAP} Angle d'impédance du réseau

α Rapport Z_{neutre} / Z_{phase}

Remarque:

L'hypothèse ($Z_{phase} = Z_{neutre}$) s'applique lorsque les sections des phases et du neutre sont de même dimension et la mise à la terre du neutre a une faible influence sur son impédance.

Pour l'impédance de référence selon la norme CEI 60725, on peut écrire $\alpha = 0,6$.

Lorsque l'angle de charge est inconnu, le terme cosinus prend la valeur 1.

L'injection de puissance active et/ou réactive génère également une variation de tension sur le réseau.

Certains systèmes d'entraînement (comme par exemple les ascenseurs et téléphériques, les machines-outils à commande numérique, les grues) alimentent également le réseau à rebours, en mode de freinage et doivent donc également être pris en compte pour l'étude de l'augmentation de la tension dans le réseau. Il est recommandé de réclamer une déclaration correspondante à l'utilisateur du réseau.

4.1.3 Détermination de la variation de charge dans des cas particuliers

4.1.3.1 Machines asynchrones

Pour les machines asynchrones, la variation relative de tension est calculée à l'aide de la formule (4-18). Il convient d'utiliser les grandeurs adaptées pour l'état de charge considéré. Pour le processus de démarrage, il s'agit de la puissance apparente d'amorçage et de l'angle de phase au démarrage; pour les variations de charge, il convient d'utiliser la variation de charge liée à l'exploitation et l'angle de phase au point nominal. Les données nécessaires peuvent être obtenues auprès du fabricant.

$$\Delta S_A = \sqrt{3} \cdot I_a \cdot U_r = \sqrt{3} \cdot k_i \cdot I_r \cdot U_r \quad (4-18)$$

$\cos\varphi_a = 0,2$ à $0,6$ ou $\varphi_a = 50^\circ$ à 80°

I_a Courant de crête de démarrage

I_r Courant assigné du moteur

U_r Tension assignée du moteur

ΔS_A Variation de tension génératrice de flicker (variation de la puissance apparente)

φ_a Angle de phase lié au flicker au démarrage

k_i Facteur de courant d'enclenchement

Tab. 4-1: Facteur de courant d'enclenchement

	$k_i = I_a / I_r$
Démarrage direct du moteur	5 ... 9
Couplage étoile-triangle du moteur	~ 3
Démarrage étoile-triangle renforcé du moteur (couplage de grue)	~ 4
Démarrage progressif du moteur	3,5 ... 4,5
Convertisseur de fréquence du moteur	1,2 ... 1,5
Enclenchement du générateur à 95% – 105% de la vitesse nominale	3 ... 5

Avec un démarrage en étoile-triangle, il convient de tenir compte également de la variation de charge ΔS_A lors de la commutation sur triangle. Pour le démarrage avec des artifices de démarrage, introduire le courant de démarrage réel réduit dans la formule.

En branchant une machine asynchrone sans artifice de démarrage et rotor arrêté, le courant de démarrage correspond au courant initial de démarrage. Des artifices de démarrage en relation avec la puissance de la machine sont à prévoir, au moins dans les cas critiques, pour réduire la variation de puissance apparente ΔS_A .

L'angle de phase lié au flicker au démarrage peut être calculé à partir du schéma équivalent du moteur ou obtenu auprès du fabricant.

4.1.3.2 Machines à souder

Déterminantes pour l'évaluation du flicker de machines à souder par résistance (soudage par points, par bossages, bord à bord et continu--) sont les variations de puissance apparente ΔS_A durant la puissance maximale de soudage et le taux de répétition r (fréquence des impulsions de soudage par minute) ainsi que le modèle d'impulsions de courant de soudage. La puissance de soudage maximale et le facteur de déphasage correspondant peuvent être obtenus auprès du fabricant; procéder aux vérifications qui s'imposent le cas échéant. La puissance assignée est souvent largement inférieure à la puissance de soudage maximale.

Le courant de soudage de postes à souder à arc présente la plupart du temps des impulsions rectangulaires et dépend du processus de soudage et des caractéristiques des électrodes. La variation maximale de la puissance apparente $\Delta S_{A_{max}}$ peut être constatée par un procédé de vérification.

4.2 Flicker

Le flicker est une Impression subjective d'instabilité des sensations visuelles due à un stimulus lumineux, dont le flux lumineux ou la répartition spectrale fluctue dans le temps.

Les variations de flux lumineux des lampes sont provoquées par des:

- fluctuations de tension;
- interharmoniques;
- sauts de phase

Les tentatives fondamentales d'élaboration d'une méthode d'évaluation ont été réalisées avec des fluctuations de tension périodiques de lampes à incandescence 220 V/60 W. L'application d'une fonction temporelle modulée en amplitude dans la plage de fréquences génère des

interharmoniques. Les composantes interharmoniques de la tension dans la plage de fréquence allant jusqu'à 100 Hz entraînent des variations de flux lumineux, autrement dit un flicker. Les lampes modernes (lampes à LED, lampes à économie d'énergie, tubes fluorescents, lampes à incandescence avec variation...) présentent une courbe caractéristique U-I non linéaire. En raison de la courbe caractéristique U-I, des fréquences de bandes latérales critiques pour le flicker s'ajoutent aux interharmoniques et aux harmoniques. Les types de lampes modernes sont donc également sensibles aux interharmoniques au-dessus de 100 Hz.

4.2.1 Détermination de la sévérité du flicker

La sévérité du flicker est la grandeur de mesure définie pour quantifier le flicker. Déterminant l'effet de flicker, elle est mesurée à l'aide d'un flickermètre [EN 61000-4-15].

On distingue la sévérité de court terme P_{st} , mesurée sur une période de 10 minutes, et la sévérité de long terme P_{lt} , mesurée sur une période de 2 heures. Avec une sévérité du flicker $P_{st} \geq 1$, les variations de flux lumineux provoquées par les fluctuations de tension sont considérées comme gênantes par 50% des personnes interrogées qui y sont soumises.

Le flickermètre se fonde sur une simulation de la caractéristique d'une ampoule normalisée de 60 W, de la sensibilité de l'œil et de la réaction du cerveau. La méthode de détermination des perturbations liées au flicker reste inchangée pour ce qui est du type et de l'utilisation de systèmes d'éclairage. L'objectif de «limitation des variations de flux lumineux» (objectif de protection) qui font suite à différentes perturbations (fluctuations de tension, interharmoniques, sauts de phase) aux niveaux générés dans une lampe à incandescence 230 V/60 W est atteint lorsque les installations d'éclairage ne génèrent pas de variations de flux lumineux supérieures à celle de la lampe de référence et ce, quelles que soient les grandeurs de perturbations.

Afin de permettre une coordination efficace des émissions perturbatrices, les gestionnaires de réseau définissent des niveaux théoriques pour les différents niveaux de réseau. Ces niveaux théoriques sont liés à la structure du réseau et aux types de charges présentes dans celui-ci.

La sévérité du flicker (valeurs de 99%) à l'échelle du réseau ne doit pas dépasser le niveau théorique. Les valeurs limites d'émission sont déterminées sur la base du niveau théorique en tenant compte des coefficients de transfert courants.

Il existe différentes méthodes de mesure de la sévérité du flicker:

- mesure à l'aide d'un flickermètre;
- détermination à l'aide de la courbe de référence;
- procédé de simulation;
- procédé analytique;
- déplacement virtuel du point de raccordement d'une installation de référence

4.2.1.1 Détermination de la sévérité du flicker de fluctuations de tension

La sévérité du flicker est déterminé d'après les méthodes décrites dans la section 4.2.1. Au stade de l'étude du projet, seules des méthodes mathématiques peuvent être utilisées. Ces méthodes de calcul sont présentées dans ce chapitre. Les formules indiquées concernent un point du réseau donné. Pour l'évaluation du raccordement de l'installation d'un utilisateur du réseau, il faut distinguer le point de raccordement AP et le point de couplage commun V.

Détermination à l'aide de la courbe de référence

Avec des variations de tension rectangulaires se répétant régulièrement, la sévérité de flicker d'un appareil individuel de l'utilisateur du réseau peut être déterminée à l'aide de la courbe limite de flicker $P_{st\ ref} = 1$ suivant la Fig. 4-3 et la Fig. 4-4 (courbe de référence)[2]:

Sévérité du flicker de court terme pour un taux de répétition donné r :

$$P_{st\ i} = \frac{d_i}{d_{ref}} P_{st\ ref} \quad (4-19)$$

Sévérité du flicker de long terme:

$$P_{lt\ i} = \sqrt[3]{\sum_{n=1}^{12} \frac{P_{st\ i\ n}^3}{12}} \quad (4-20)$$

- d_i Variation relative de tension
- d_{ref} Variation relative de tension suivant courbe de flicker ($P_{st\ ref} = 1$)
- $P_{st\ i}$ Sévérité de court terme du flicker
- $P_{st\ ref}$ Valeur limite de sévérité du flicker
- $P_{lt\ i}$ Sévérité de long terme du flicker ($P_{lt\ ref} = 0,65$)
- i Indice chronologique pour les installations et appareils individuels de l'utilisateur du réseau
- n Indice chronologique des valeurs 10 minutes comprises dans l'intervalle de 2 heures

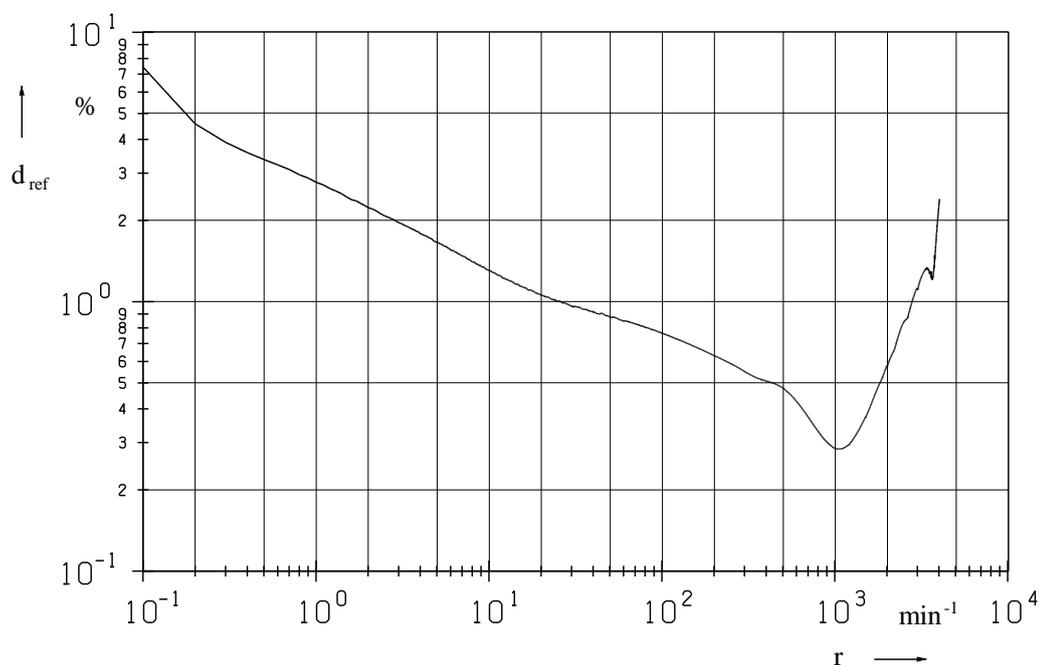


Fig. 4-3: Courbe de référence pour $P_{st} = 1$ dans une plage allant jusqu'à $f_F = 33$ Hz ($r = 4000$ min⁻¹) pour des fluctuations de tension rectangulaires [2]

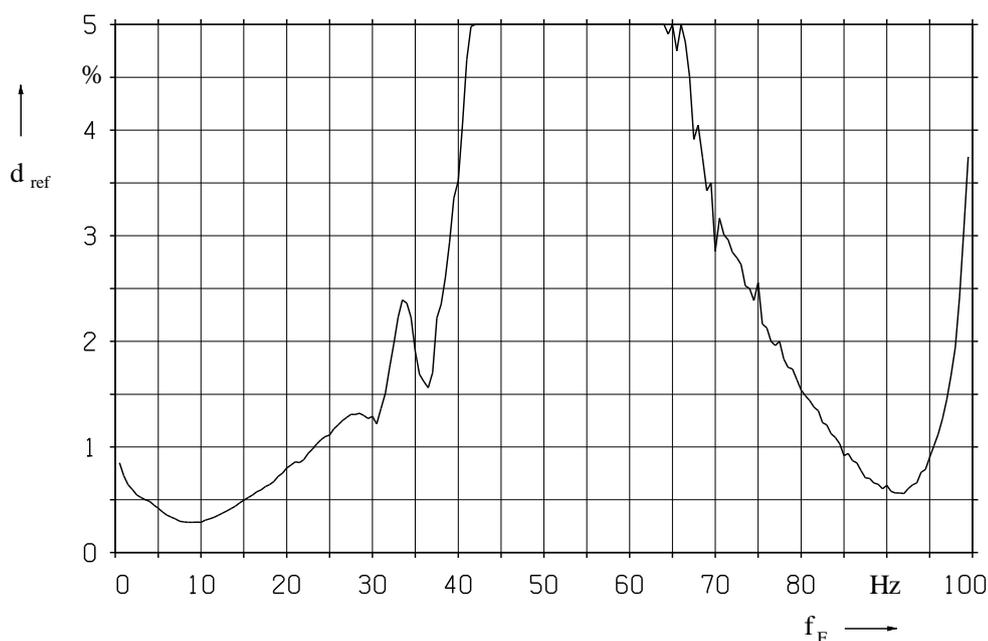


Fig. 4-4: Courbe de référence pour $P_{st} = 1$ dans une plage allant jusqu'à $f_F = 100$ Hz ($r = 12000 \text{ min}^{-1}$) pour des fluctuations de tension rectangulaires [2]

Le taux de répétition r/min^{-1} est converti en fréquence de flicker f_F/Hz comme suit:

$$f_F/\text{Hz} = \frac{r/\text{min}^{-1}}{120} \quad (4-21)$$

Procédé analytique

Pour certaines formes de la courbe de variation de tension, la sévérité du flicker peut être calculée par approximation grâce au procédé analytique. L'équation permettant de calculer la sévérité du flicker est la suivante:

$$P_{st} = 0,365 \cdot F \cdot R \cdot |d/\%| \cdot \sqrt[3,2]{r/\text{min}^{-1}} \quad (4-22)$$

d	Variation relative de tension en %
F	Facteur de forme (Fig. 4-6)
R	Facteur de correction, facteur de fréquence (Fig. 4-5)
r	Taux de répétition en min^{-1}
P_{st}	Sévérité du flicker

À titre d'alternative, la sévérité du flicker peut être déterminée à l'aide du temps de persistance du flicker suivant l'équation suivante [2].

$$t_f/s = 2,4 \cdot |R \cdot F \cdot d/\%|^{3,2} \quad (4-23)$$

t_f	Temps de persistance du flicker en s
d	Variation relative de tension en %
F	Facteur de forme (Fig. 4-6)
R	Facteur de correction, facteur de fréquence (Fig. 4-5)

Remarque:

Contrairement à d'autres normes et règlements, on utilise ici le préfacteur 2,4. On obtient ainsi un résultat plus précis.

La sévérité du flicker résultante, rapportée à la durée d'observation déterminante T_p , est calculée à partir du temps de persistance du flicker t_f .

$$P_{st} = \left(\frac{t_f}{T_p} \right)^{1/3,2} = \left(\frac{t_f}{T_p} \right)^{0,31} \quad (4-24)$$

t_f Temps de persistance du flicker en s
 T_p Durée d'observation en s
 P_{st} Sévérité du flicker

Remarque:

Le temps de persistance du flicker (également appelé délai de temporisation dans d'anciennes normes) exprime la perception physiologique et sa disparition.

Sévérité du flicker résultante de plusieurs courbes de variation de tension indépendantes les unes des autres:

$$P_{st\ g} = \left(\sum_i P_{st\ i}^\alpha \right)^{1/\alpha} = \left(\sum_i \left(\frac{t_{f\ i}}{T_p} \right)^{\alpha/3,2} \right)^{1/\alpha} \quad (4-25)$$

$P_{st\ g}$ Sévérité résultante du flicker
 $P_{st\ i}$ Sévérité du flicker de la courbe de variation de tension i
 $t_{f\ i}$ Temps de persistance du flicker de la courbe de variation de tension i
 T_p Durée d'observation
 α Facteur d'addition
 i Indice chronologique des courbes des variation de tension

À l'aide du facteur de forme F (cf. Fig. 4-6), des formes spéciales de courbes de variation de tension (variations de tension à doubles sauts, en forme de rampes, rectangulaires ou encore triangulaires, ainsi que la signature de démarrages de moteurs) sont converties par calculs en sauts de tension présentant un flicker équivalent [1].

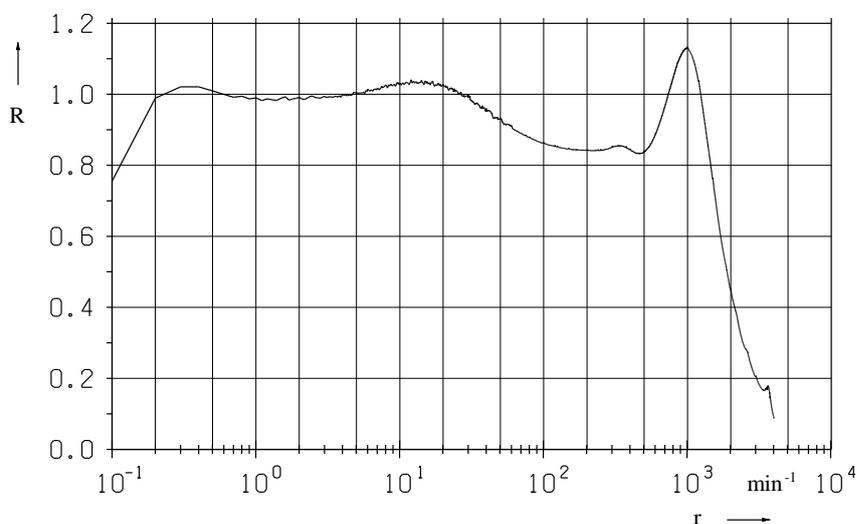


Fig. 4-5: Facteur de correction, facteur de fréquence dans la plage allant jusqu'à $f_F = 33$ Hz ($r = 4000 \text{ min}^{-1}$) [1]

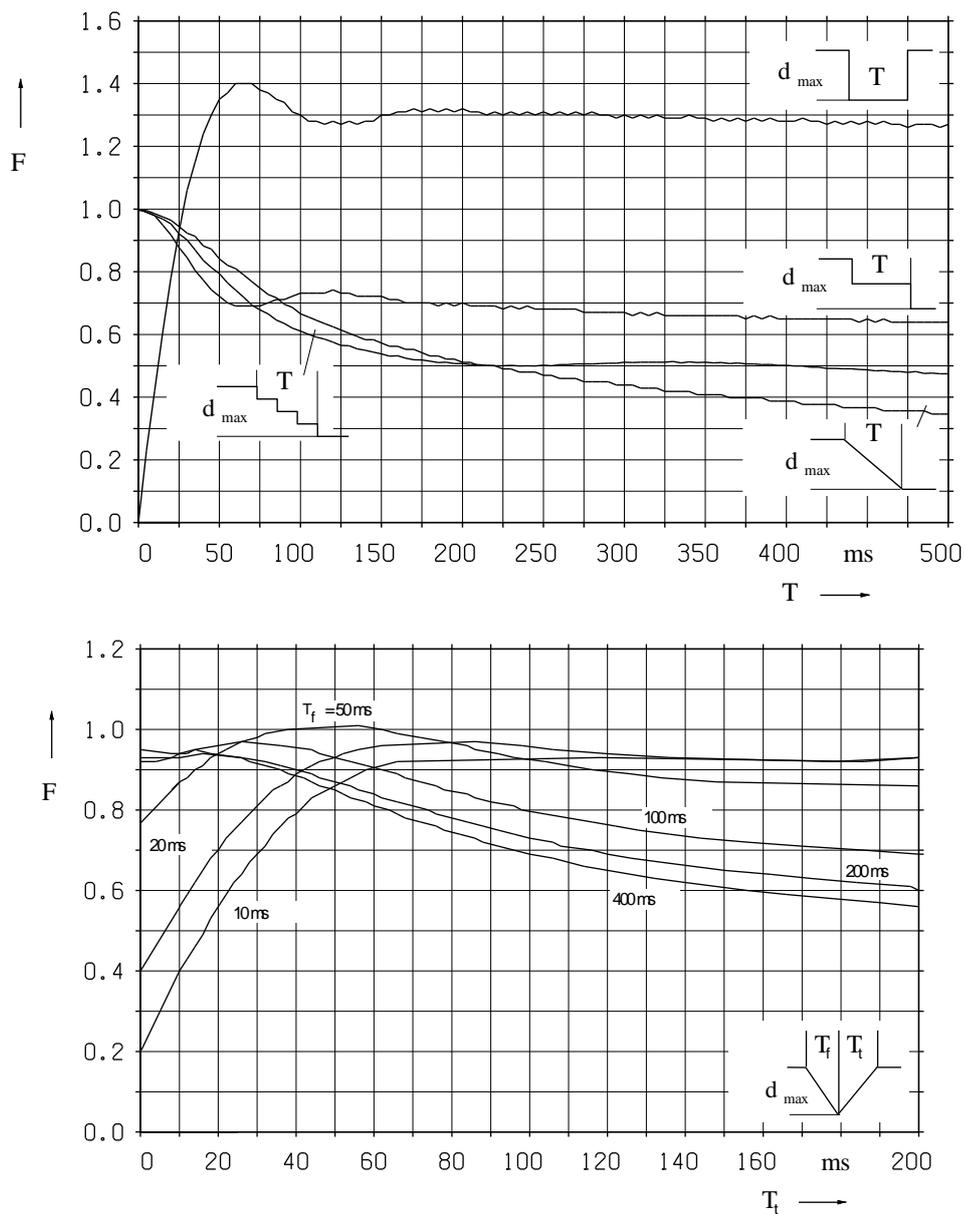


Fig. 4-6: Facteurs de forme pour variations de tension en escalier, sous forme de rampe et de saut [1]

Remarque:

Les facteurs de forme du flicker peuvent être déterminés par des mesures pour les courbes de variation de tension complexes (cf. facteur k_f indiqué dans le rapport d'essai pour les installations éoliennes).

4.2.1.2 Détermination de la sévérité du flicker d'interharmoniques

Pour une fonction temporelle de forme sinusoïdale modulée

$$u(t) = \hat{u} \cdot \sin(\omega_N t) \left(1 + \frac{d}{2} \sin(\omega_F t) \right) \quad (4-26)$$

on obtient après multiplication avec

$$\sin(\omega_N t) \cdot \sin(\omega_F t) = \frac{1}{2} [\cos(\omega_N t - \omega_F t) - \cos(\omega_N t + \omega_F t)] \quad (4-27)$$

d	Variation relative de tension
ω_N	Fréquence angulaire du réseau
ω_F	Fréquence angulaire du flicker

la représentation spectrale d'une fonction temporelle modulée en amplitude, les bandes latérales présentant un écart ω_F par rapport à la fondamentale ω_N . La variation relative de tension désigne la marge de fluctuation relative d'une fonction temporelle de forme sinusoïdale modulée en amplitude.

Remarque:

À titre d'exemple, une fonction temporelle de forme sinusoïdale modulée en amplitude génère une fréquence de flicker $f_F = 10$ Hz pour un spectre de fréquence présentant des bandes latérales à 10 Hz de la fréquence du réseau. Inversement, une composante interharmonique de fréquence f_Z en amont de la tension du réseau (fréquence f_N) génère une fréquence de flicker $f_F = |f_N - f_Z|$. Les considérations de fréquence et de durée sont donc équivalentes. Avec une fréquence du réseau de 50 Hz, une composante interharmonique de 60 Hz entraîne ainsi une modulation avec fréquence de flicker de 10 Hz.

Il existe différentes méthodes de mesure de la sévérité du flicker:

- Mesure à l'aide d'un flickermètre;
- Détermination à l'aide de la courbe de référence;
- Procédé de simulation.

La sévérité du flicker est déterminé d'après la Fig. 4-7.

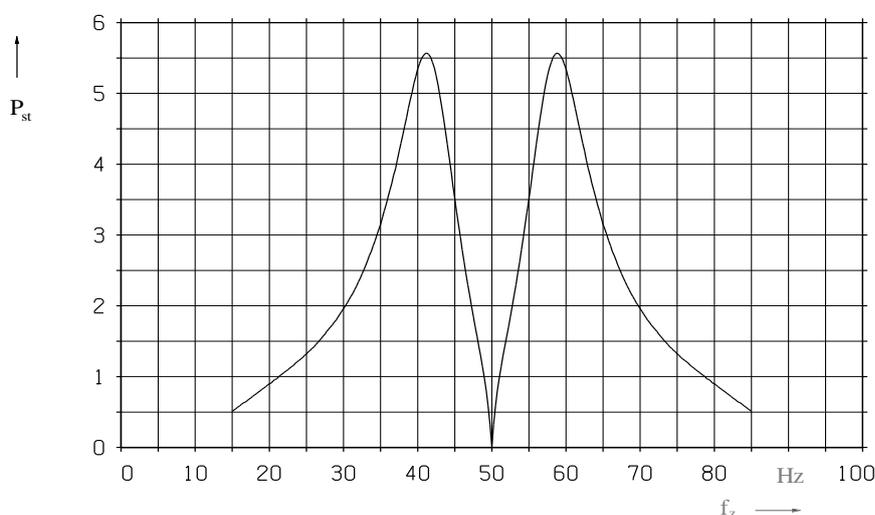


Fig. 4-7: Sévérité du flicker P_{st} liée à l'amplitude de la tension interharmonique relative à la fréquence des interharmoniques f_z : $u_z = 1\%$ [3]

Pour l'addition des sévérités de flicker d'interharmoniques, il convient de distinguer deux cas de figure [3]:

- Interharmoniques de fréquences différentes indépendantes les unes des autres.

$$P_{st}^{\alpha} = \sum_{i=1}^N P_{st\ i}^{\alpha} \quad \text{avec} \quad \alpha = 1,6..1,8 \quad (4-28)$$

P_{st}	Sévérité du flicker
$P_{st\ i}$	Sévérité du flicker d'une composante interharmonique unique i
α	Facteur d'addition
N	Nombre d'interharmoniques

- Interharmoniques de fréquence identique avec différentes caractéristiques d'amplitude et diverses relations de phase, ou interharmoniques générées par paires sous forme de bandes latérales de la fondamentale à la fréquence du réseau avec différentes caractéristiques d'amplitude et relations de phase. Calcul de la valeur P_{st} résultante pour deux interharmoniques:

$$P_{st\ rés} = k_{red} (P_{st\ 1} + P_{st\ 2}) \quad (4-29)$$

$P_{st\ rés}$	Sévérité résultante du flicker
$P_{st\ 1,2}$	Sévérité du flicker des interharmoniques 1 et 2
k_{red}	Facteur de réduction

Le facteur de réduction de deux interharmoniques lié à leur déphasage relatif, l'une par rapport à l'autre, est représenté à la Fig. 4-8 pour différents rapports u_{z2}/u_{z1} . Le paramètre est le plus petit des rapports u_{z2}/u_{z1} et u_{z1}/u_{z2} .

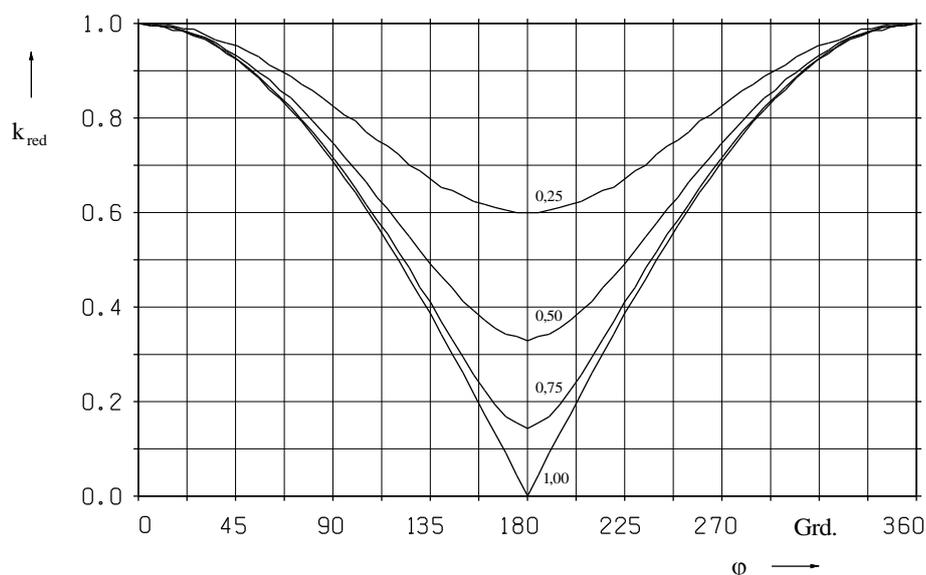


Fig. 4-8: Facteur de réduction k_{red} lié au déphasage rel. des interharmoniques φ les uns par rapport aux autres

4.2.1.3 Détermination de la sévérité du flicker des sauts de phase

Les sauts de phase peuvent être provoqués par

- de brusques variations de charge (p. ex. au moment de l'enclenchement de condensateurs);
- des états de fonctionnement changeants

(p. ex. mise en fusion dans les fours à arc). Ils entraînent une modification de la phase de la tension alternative sinusoïdale, qui génère des flickers [4]. Les sauts de phase sont également liés à des variations de tension.

Au temps $t = t_1$, l'angle de phase «saute» la tension d'alimentation

$$u(t) = \sqrt{2} U \sin(2f_N \pi t + \beta_0^*) \quad (4-30)$$

de $\Delta\beta^*$ à

$$u(t) = \sqrt{2} U \sin(2f_N \pi t + \beta_0^* + \Delta\beta^*) \quad (4-31)$$

$u(t)$	Valeur instantanée de la tension d'alimentation
U	Valeur efficace de la tension d'alimentation
f_N	Fréquence du réseau
t_1	Moment du saut de phase
β_0^*	Angle de phase au moment du saut de phase en radians
$\Delta\beta^*$	Amplitude du saut de phase en radians

Remarque:

Pour la conversion des radians en degrés, la formule $\beta = (180/\pi) \cdot \beta^*$ s'applique.

La valeur $\beta_0 = 0^0$ indique que le saut de phase a lieu au passage par zéro de la tension de la tension.

La sévérité du flicker

- dépend de la valeur de la tension d'alimentation
- est une fonction avec les paramètres β_0 et $\Delta\beta$, exprimée en termes mathématiques

$$P_{st} \{ \Phi(\beta_0, \Delta\beta) \}$$

Pour les sauts de phase négatifs $\Delta\beta^-$ et les sauts de phase positifs $\Delta\beta^+$ dans la plage de $-180^\circ \leq \Delta\beta \leq 180^\circ$, les formules suivantes s'appliquent [4]:

$$P_{st} \{ \Phi(\beta_0, \Delta\beta^+) \} = P_{st} \{ \Phi(\beta_0, 180^\circ - |\Delta\beta^-|) \}$$

$$\text{z.B. } P_{st} \{ \Phi(15^\circ, 100^\circ) \} = P_{st} \{ \Phi(15^\circ, -80^\circ) \} \quad (4-32)$$

et

$$P_{st} \{ \Phi(\beta_0, \Delta\beta^-) \} = P_{st} \{ \Phi(\beta_0, \Delta\beta^+ - 180^\circ) \}$$

$$\text{z.B. } P_{st} \{ \Phi(30^\circ, -120^\circ) \} = P_{st} \{ \Phi(30^\circ, 60^\circ) \} \quad (4-33)$$

Pour calculer la sévérité du flicker des sauts de phase, se reporter aux courbes de référence $\Phi(\beta_0, \Delta\beta)$ de la Fig. 4-9.

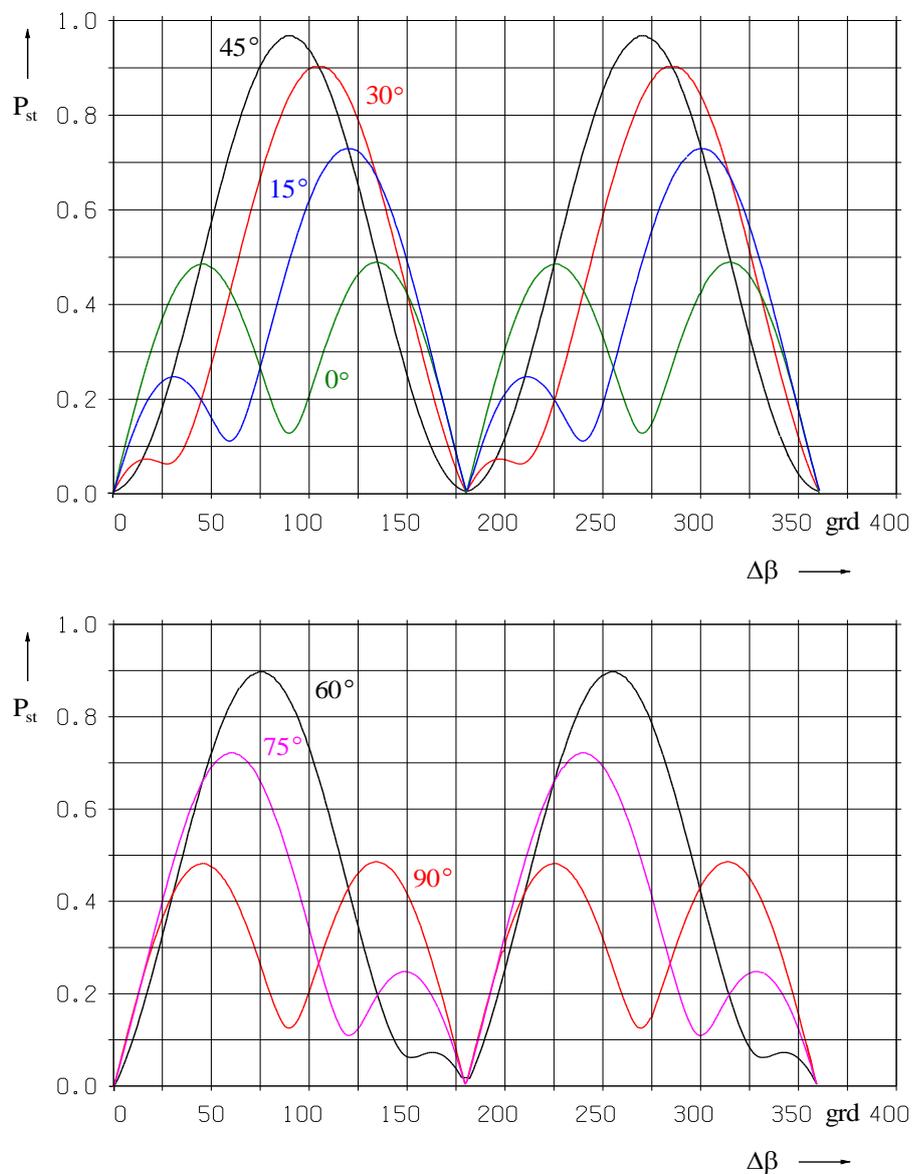


Fig. 4-9: Sévérité du flicker en fonction de $\Delta\beta$ avec le paramètre β_0 [4]

4.2.2 Déplacement virtuel du point de raccordement d'une installation de référence

Si la sévérité du flicker P_{st1} d'une installation de référence au point de raccordement (1), avec S_{A1} , et φ_{A1} , et les données du réseau au point de raccordement (1), avec S_{k1} et ψ_{k1} , sont connues, la sévérité du flicker susceptible d'être générée par une installation avec des caractéristiques de charge identiques, S_{A2} et φ_{A2} au point de raccordement (2) et les données du réseau S_{k2} et ψ_{k2} au point de raccordement (2), peut être calculée comme suit (charge équilibrée) [6]:

$$P_{st2} = P_{st1} \frac{S_{k1}}{S_{A1}} \cdot \frac{1}{\cos(\psi_{k1} - \varphi_{A1})} \cdot \frac{S_{A2}}{S_{k2}} \cdot \cos(\psi_{k2} - \varphi_{A2}) \quad (4-34)$$

P_{st1}	Sévérité du flicker de l'installation de référence au point de raccordement (1)
P_{st2}	Sévérité du flicker au point de raccordement (2)
S_{A1}	Puissance génératrice de flicker de l'installation de référence au point de raccordement (1)
S_{A2}	Puissance génératrice de flicker au point de raccordement (2)
φ_{A1}	Angle de variation de charge de l'installation de référence au point de raccordement (1)
φ_{A2}	Angle de variation de charge au point de raccordement (2)
S_{k1}	Puissance de court-circuit au point de raccordement (1) de l'installation de référence
S_{k2}	Puissance de court-circuit au point de raccordement (2)
ψ_{k1}	Angle d'impédance du réseau au point de raccordement (1) de l'installation de référence
ψ_{k2}	Angle d'impédance du réseau au point de raccordement (2)

4.2.3 Coefficient de flicker pour installations de production

Pour les installations de production, le coefficient de flicker c est déterminé en fonction de l'angle d'impédance du réseau (et de la force du vent moyenne annuelle pour les installations éoliennes), puis indiqué dans le rapport d'essai sous forme de tableau. Il permet de déterminer la sévérité du flicker de long terme au point de raccordement [6]:

$$P_{lt} = c(\psi_{kAP}, V_a) \frac{S_{rE}}{S_{kAP}} \quad (4-35)$$

S_{rE}	Puissance assignée de l'unité de production
S_{kAP}	Puissance de court-circuit
$c(\psi_{kAP}, V_a)$	Coefficient de flicker
ψ_{kAP}	Angle d'impédance du réseau
V_a	Force du vent en moyenne annuelle

4.2.4 Superposition de sources perturbatrices de flicker

L'émission perturbatrice d'un appareil individuel ou d'une installation d'un utilisateur du réseau est la sévérité du flicker de court terme P_{sti} , provoquée uniquement par le fonctionnement de cet appareil (soit par sa variation de charge) au point de couplage commun.

Pour additionner les valeurs de flicker des installations de plusieurs utilisateurs du réseau ou appareils individuels, il convient d'utiliser la loi de superposition.

$$P_{st} = \sqrt[\alpha]{\sum_{i=1}^M P_{st\ i}^\alpha} \quad (4-36)$$

P_{st}	Sévérité du flicker
$P_{st\ i}$	Sévérité du flicker d'une installation individuelle i
α	Facteur d'addition
M	Nombre d'installations

Le facteur α dépend de plusieurs paramètres. Il convient de distinguer deux cas de figure: flicker provoqué par des fluctuations de tension continues ou par des variations de charge discrètes (commutations).

Dans le cas de fluctuations de tension continues, les facteurs suivants sont recommandés:

- pour l'addition $\alpha = 2,0$
- pour la soustraction $\alpha = 3,0$ (p. ex. pour l'élimination d'un niveau de fond)

Remarque:

Seules des mesures du flicker effectuées au point de raccordement permettent de déterminer les émissions perturbatrices d'une installation de client individuelle de puissance élevée. Pour cela, plusieurs étapes sont nécessaires:

1. *Mesure du niveau de fond $P_{st\ Bg}$*
2. *Mesure du niveau de flicker total $P_{st\ tot}$ (niveau de fond $P_{st\ Bg}$ et émission de l'installation de client $P_{st\ A}$)*
3. *Détermination de l'émission de l'installation de clients $P_{st\ A}$ à partir de $P_{st\ tot}$ à l'aide de la soustraction cubique de $P_{st\ Bg}$*

Pour la sévérité de flicker de long terme, un facteur d'addition $\alpha_{120} = 2,0$ est recommandé pour une base de 120 min.

Pour les flickers discrets non liés (espacés de > 1 s), le facteur α ne dépend que du nombre N_{10} de sauts de tension présentant un flicker équivalent en $T_p = 10$ min [5]. La sévérité du flicker de différents événements de flicker discrets peut être déterminée par des mesures ou à l'aide du procédé analytique.

Globalement, le facteur d'addition peut être déterminé à l'aide de la formule suivante [5]:

$$\alpha = \frac{\ln(N_{10})}{0,31 \cdot \ln(N_{10}) + 0,281} \quad (4-37)$$

α	Facteur d'addition
N_{10}	Nombre d'événements de flicker au cours de la période d'observation $T_p = 10$ min

Le Tab. 4-2 indique le facteur d'addition α pour un nombre différent d'événements de flicker.

Tab. 4-2: Facteur d'addition

N_{10}	α
2	1,4
3	1,8
4	1,9
5	2,0

Pour les événements de flicker non indépendants les uns des autres, α dépend également

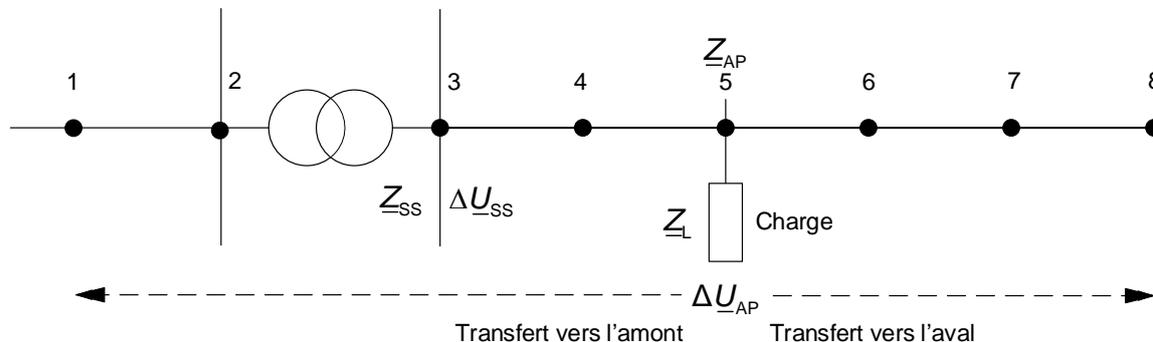
- de l'intervalle entre les variations de tension;
- de la polarité des variations de tension (continue ou alternative).

Un programme de simulation doit être utilisé pour le calcul de la sévérité de flicker résultante.

4.3 Conversion entre le point de raccordement et le point de couplage commun

4.3.1 Variations de tension

Les variations de tension générées par l'installation d'un utilisateur du réseau se propagent à l'ensemble du réseau.



$$\Delta U_{V1} < \Delta U_{V2} < \Delta U_{V3} < \Delta U_{V4} < \Delta U_{AP} = \Delta U_{V6} = \Delta U_{V7} = \Delta U_{V8}$$

Fig. 4-10: Propagation des variations de tension dans un réseau radial

Dans les réseaux radiaux, la variation de tension diminue à partir de l'installation qui l'occasionne (point de raccordement) en direction du réseau amont, selon le rapport entre la puissance de court-circuit S_{kAP} au point de raccordement et la puissance de court-circuit S_{kVi} au point de couplage commun V_i considéré (transfert vers l'amont).

$$d_{Vi} = \frac{S_{kAP}}{S_{kVi}} d_{AP} \quad (4-38)$$

- d_{AP} Variation relative de tension au point de raccordement AP
 d_{Vi} Variation relative de tension au point de couplage commun V_i considéré
 S_{kAP} Puissance de court-circuit au point de raccordement AP
 S_{kVi} Puissance de court-circuit au point de point de couplage commun V_i considéré

Dans les réseaux radiaux, la variation de tension est transférée de l'emplacement de l'installation qui l'occasionne vers des points en aval, sans réduction (transfert en aval).

4.3.2 Flicker

Le flicker généré par l'installation d'un utilisateur du réseau se propage à l'ensemble du réseau.

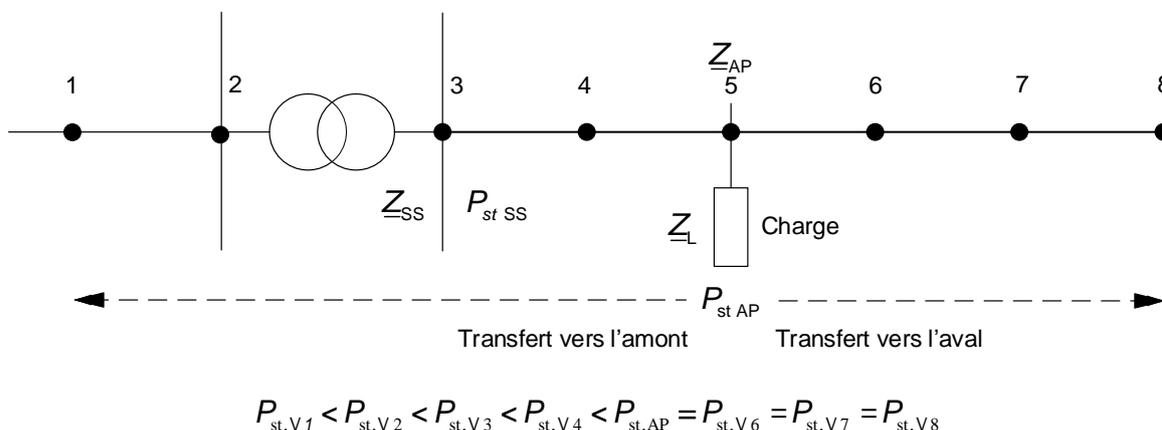


Fig. 4-11: Propagation du flicker dans un réseau radial

Dans les réseaux radiaux, la sévérité du flicker diminue à partir de l'installation qui l'occasionne (point de raccordement) en direction du réseau amont, selon le rapport entre la puissance de court-circuit $S_{k,AP}$ au point de raccordement et la puissance de court-circuit S_{k,V_i} au point de couplage commun V_i considéré (transfert vers l'amont). Dans les réseaux radiaux, la sévérité du flicker est transférée de l'emplacement de l'installation qui l'occasionne vers des points en aval, sans réduction (transfert en aval).

$$P_{st,V_i} = \frac{S_{k,AP}}{S_{k,V_i}} P_{st,AP} \quad (4-39)$$

$P_{st,AP}$	Sévérité du flicker au point de raccordement AP
P_{st,V_i}	Sévérité du flicker au point de point de couplage commun V_i considéré
$S_{k,AP}$	Puissance de court-circuit au point de raccordement AP
S_{k,V_i}	Puissance de court-circuit au point de point de couplage commun V_i considéré

4.4 Grandeurs d'évaluation

4.4.1 Variation de tension lente

Pour la détermination de la variation relative de tension lente, on utilise la différence, par exemple, entre deux valeurs moyennes de la tension d'alimentation sur 10 minutes ou la différence entre la tension d'alimentation avant et après une variation de charge, en référence à la tension d'alimentation avant la variation de charge.

4.4.2 Variation de tension rapide

La variation de tension rapide ΔU à déterminer s'entend comme la différence entre les valeurs efficaces sur des demi-périodes successives. La variation de tension rapide est exprimée en termes absolus ou relatifs. La variation relative de tension d se rapporte à la tension

d'alimentation U avant apparition de l'événement. La courbe de variation de tension correspond à la succession des valeurs efficaces de tension d'alimentation sur des demi-périodes.

4.4.3 Flicker

On distingue ici deux grandeurs d'évaluation, à savoir la sévérité du flicker de long terme P_{lt} et la sévérité du flicker de court terme P_{st} . Les valeurs limites indiquées dans les présentes Règles techniques reposent sur les méthodes de mesure et de détermination du flicker (également appelé papillotement) définies par la norme [EN 61000-4-15]. En cas de modification du procédé de mesure du flicker, ces valeurs limites doivent être adaptées, le cas échéant, pour assurer les objectifs de protection.

4.5 Mesures correctrices

Informations détaillées: [6].

Les mesures correctrices prises du côté réseau pour augmenter la puissance de court-circuit sont décrites au chapitre 2.8.

Les mesures correctrices prises du côté de l'installation pour réduire la sévérité du flicker se déduisent de la formule de calcul de P_{st} et de la connaissance des facteurs de forme. Quelques mesures efficaces:

- Limitation de l'amplitude de la variation maximale de tension
(p. ex. répartition d'une charge en charge de base et charge variable)
- Ralentissement du temps de montée visant à éviter les variations rapides de tension
- Répartition de certains sauts de tension en sauts partiels
(p. ex. couplage de résistances de chauffage par paliers)
- Masses d'inertie pour équilibrer les saccades de charge, accouplements non rigides
- Montage d'une self longitudinale
- Montage en parallèle de charges réactives commandées
- Verrouillages pour éviter les effets de superposition
(p. ex. mise en circuit échelonnée de moteurs)
- Modification du taux de répétition
(Il convient néanmoins de souligner que, sachant que $P \sim \sqrt[3]{r}$, l'utilité de cette mesure est moindre par rapport à la modification de $\Delta U/U$).
- Pas de courbes de variation de tension en forme d'impulsion d'une durée d'impulsion $T = 64 \text{ ms}$
(exemple: pour la soudure par résistance, éviter les trames de courant de trois périodes entières).
- Équilibrage: Une charge triphasée équilibrée produit moins de variations de tension qu'une charge biphasée de la même puissance. Pour équilibrer une charge biphasée ohmique, on utilise le montage de Steinmetz. Pour ce faire, il faut d'abord compenser les charges biphasées non ohmiques. La deuxième étape consiste à équilibrer la charge ohmique. Suite à la compensation et à l'équilibrage, la charge se comportera comme charge triphasée ohmique équilibrée. Cela permet de réduire également le taux de déséquilibre (voir section 5 Déséquilibre).

- Compensation dynamique: Outre l'action sur la forme de la variation de tension (facteur de forme) et l'équilibrage de la charge, les éléments de compensation dynamiques du flicker jouent également un rôle important.

Dans certains cas, seule une combinaison de plusieurs de ces mesures permet d'obtenir le résultat escompté.

4.6 Justification métrologique

4.6.1 Variations de tension lentes

Il convient d'utiliser des valeurs efficaces moyennes de la tension d'alimentation sur des périodes de 10 minutes [EN 61000-4-30]. Les tensions concernées doivent être comprises dans un champ de tolérance défini. La mesure de variations de tension lentes s'effectue à l'aide d'un appareil de mesure de la qualité de tension (power quality) suivant la norme [EN 61000-4-30].

Les spécifications complémentaires figurent dans le chapitre correspondant de la partie B (Exigences).

4.6.2 Variations de tension rapides

Les variations de tension rapides sont mesurées en laboratoire à l'aide d'un flickermètre de classe F2 ou au sein du réseau à l'aide d'un flickermètre de classe F1 avec option d-mètre [EN 61000-4-15] ou un appareil de mesure de la qualité de tension (power quality) suivant la norme [EN 61000-4-30].

4.6.3 Sévérité du flicker

La sévérité du flicker est mesurée à l'aide d'un flickermètre [EN 61000-4-15]. Pour les mesures effectuées sur le réseau, il convient d'utiliser le flickermètre de classe F1. Le flickermètre ou l'appareil de mesure de la qualité de tension (power quality) selon la norme [EN 61000-4-30] évalue les fluctuations de tension et les phénomènes de flicker générés par les interharmoniques et les sauts de phase.

Pour contrôler les émissions admissibles de l'installation individuelle d'un utilisateur du réseau ou le niveau total des émissions perturbatrices toutes installations des utilisateurs du réseau confondues, il convient d'évaluer les quantiles de 95% sur un cycle de mesure d'une semaine.

4.6.4 Précision des transducteurs existants

Des transducteurs sont utilisés dans les réseaux moyenne et haute tension. La fiabilité de reproduction des transducteurs existants est généralement suffisante.

5. Déséquilibres de tension

5.1 Généralités

Les déséquilibres sont produits par une charge non uniforme (valeur et phase) sur les trois phases du système triphasé. Des charges monophasées ou biphasées, avec raccordement de charges entre phase et neutre ou entre deux phases, en constituent des exemples types:

- Installations de chauffage inductives et capacitatives
- Différents types de fours
- Machines à souder par résistance
- Redresseurs de charge de véhicules électriques raccordés en monophasé
- Installations photovoltaïques monophasées (installations PV)
- Dispositifs de stockage monophasés
- Exploitation ferroviaire avec fréquence du réseau
- Appareils triphasés à charge intermittente (p. ex. chauffe-eau rapide à la demande)

Un grand nombre d'appareils monophasés de faible puissance avec des durées d'utilisation plus courtes et des simultanités inférieures se traduit généralement par une contribution au déséquilibre typiquement comprise entre 0,3% et 1% dans les réseaux BT. Des appareils plus puissants avec des durées d'utilisation plus longues et des simultanités supérieures peuvent entraîner une augmentation supplémentaire du déséquilibre de la tension. La Fig. 5-1 montre un exemple de courbe journalière du taux de déséquilibre de la tension (déséquilibre du système inverse de la fondamentale) k_{U2} suivant la formule (5-1) pour un réseau BT urbain avec/sans véhicules électriques en charge monophasée.

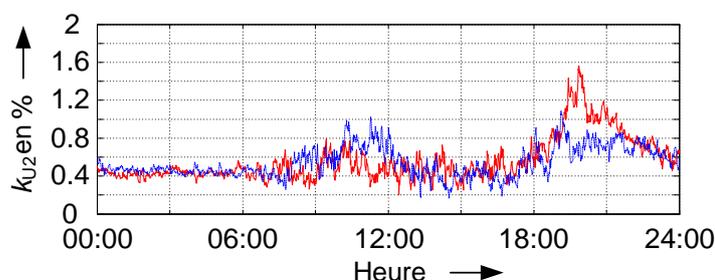


Fig. 5-1: Exemple de courbe journalière du taux de déséquilibre de la tension dans un réseau avec (rouge)/sans (bleu) véhicules électriques en charge monophasée [7]

Les déséquilibres ne sont pas exclusivement occasionnés par des installations de l'utilisateur du réseau, mais peuvent aussi être produits par des éléments du réseau (p. ex. torsion insuffisante). Dans ce cas, les systèmes équilibrés ne sont plus entièrement découplés.

Effets possibles des déséquilibres:

- Augmentation de la charge en intensité et des pertes dans les lignes et les transformateurs: À puissance égale, les courants de ligne peuvent atteindre des valeurs doubles à triples, les pertes dans les lignes d'alimentation, des valeurs doubles à sextuples. Les lignes et transformateurs ne peuvent par conséquent être sollicités qu'à la moitié ou au tiers de leur puissance assignée.

- Pertes dans les machines électriques:
Dans les machines électriques, les déséquilibres de tension créent des déséquilibres de courant et entraînent une sollicitation thermique accrue qui peut réduire la durée de vie des équipements.
- Couples vibratoires dans les machines électriques:
Le champ créé par le système inverse des courants asymétriques se dirige dans le sens contraire à la rotation du rotor, entraînant des contraintes mécaniques accrues.
- Courants harmoniques non caractéristiques avec redresseurs-convertisseurs pilotés par le réseau:
Avec des redresseurs-convertisseurs pilotés par le réseau, les déséquilibres de tension conduisent à un soutirage de courant déséquilibré qui, à son tour, génère des courants harmoniques non caractéristiques.

Les appareils triphasés peuvent également générer des déséquilibres de courant en cas de fonctionnement déséquilibré. Pour ce type d'appareils, un courant maximal doit être défini pour un fonctionnement monophasé ou biphasé.

Le déséquilibre des indicateurs d'un système triphasé est décrit par la méthode des composantes symétriques, à l'aide de la valeur et de l'angle des composantes du système direct, du système inverse et du système homopolaire. Il est provoqué par les différences entre les valeurs des trois phases et/ou de l'angle entre des phases situées à proximité de tensions ou de courants du système naturel. La composante homopolaire permet de mesurer le décalage du système de phaseurs par rapport au potentiel de terre. La composante du système inverse exprime la différence d'amplitude des tensions de phase et l'écart par rapport à l'angle de déphasage idéal de 120°. Toutes les normes et les directives prennent en compte uniquement le déséquilibre du système inverse de la fondamentale. Le déséquilibre du système homopolaire éventuellement présent, qui peut refléter la charge du conducteur neutre, n'est pas pris en compte. Par conséquent, les présentes Règles techniques tiennent compte uniquement du déséquilibre du système inverse de la fondamentale, désigné de façon simplifiée comme le taux de déséquilibre du courant ou de la tension et auquel les formules de calcul suivantes s'appliquent:

$$k_{U2} = \frac{U_2}{U_1} \quad (5-1)$$

k_{U2}	Taux de déséquilibre de la tension
U_2	Composante du système inverse de la tension (fondamentale)
U_1	Composante du système direct de la tension (fondamentale)

$$k_{I2} = \frac{I_2}{I_1} \quad (5-2)$$

k_{I2}	Taux de déséquilibre du courant
I_2	Composante du système inverse du courant (fondamentale)
I_1	Composante du système direct du courant (fondamentale)

5.2 Calcul

5.2.1 Appareil individuel entre phase et neutre

En partant de l'hypothèse d'un appareil raccordé avec une impédance Z_A constante et d'une tension de source symétrique, la contribution au taux de déséquilibre de la tension au point de raccordement AP est obtenue comme suit:

$$k_{U2AP} = \frac{|Z_{k2AP}|}{|Z_{k0AP} + Z_{k2AP} + 3 \cdot Z_G|} \quad (5-3)$$

k_{U2AP}	Taux de déséquilibre de la tension de l'appareil individuel
Z_{k2AP}	Composante du système inverse de l'impédance de court-circuit
Z_{k0AP}	Composante du système homopolaire de l'impédance de court-circuit
Z_G	Impédance de l'appareil individuel

Compte tenu de $|Z_{k0AP}| \ll |Z_G|$, $|Z_{k2AP}| \ll |Z_G|$ et $|Z_{k2AP}| \approx |Z_{kAP}|$ on peut écrire:

$$k_{U2AP} = \frac{Z_{kAP}}{3 \cdot Z_G} \quad (5-4)$$

k_{U2AP}	Taux de déséquilibre de la tension de l'appareil individuel
Z_{kAP}	Impédance de court-circuit
Z_G	Impédance de l'appareil individuel

La relation suivante

$$Z_{kAP} = \frac{U_{AP}^2}{S_{kAP}} \quad \text{et} \quad Z_G = \frac{U_{AP}^2}{3 \cdot S_{Gr}} \quad (5-5); (5-6)$$

Z_{kAP}	Impédance de court-circuit
U_{AP}	Tension composée
S_{kAP}	Puissance de court-circuit
Z_G	Impédance de l'appareil individuel
S_{Gr}	Puissance apparente assignée de l'appareil individuel

permet d'obtenir la contribution au taux de déséquilibre de la tension au point de raccordement AP

$$k_{U2AP} = \frac{S_{Gr}}{S_{kAP}} \quad (5-7)$$

k_{U2AP}	Taux de déséquilibre de la tension de l'appareil individuel
S_{Gr}	Puissance apparente assignée de l'appareil individuel
S_{kAP}	Puissance de court-circuit

5.2.2 Appareil individuel entre deux phases sans raccordement au neutre

En partant de l'hypothèse d'une charge avec une impédance Z_A constante entre deux phases et d'une tension de source symétrique, la contribution au taux de déséquilibre de la tension au point de raccordement AP est obtenue comme suit:

$$k_{U_{2AP}} = \frac{|Z_{k2AP}|}{|Z_{k2AP} + Z_G|} \quad (5-8)$$

$k_{U_{2AP}}$ Taux de déséquilibre de la tension de l'appareil individuel
 Z_{k2AP} Composante du système inverse de l'impédance de court-circuit
 Z_G Impédance de l'appareil individuel

Compte tenu de $|Z_{k2AP}| \ll |Z_G|$ et $|Z_{k2AP}| \approx |Z_{kAP}|$, on peut écrire

$$k_{U_{2AP}} = \frac{Z_{kAP}}{Z_G} \quad (5-9)$$

$k_{U_{2AP}}$ Taux de déséquilibre de la tension de l'appareil individuel
 Z_{kAP} Impédance de court-circuit
 Z_G Impédance de l'appareil individuel

La relation suivante

$$Z_{kAP} = \frac{U_{AP}^2}{S_{kAP}} \quad \text{et} \quad Z_G = \frac{U_{AP}^2}{S_{Gr}} \quad (5-10); (5-11)$$

Z_{kAP} Impédance de court-circuit
 U_{AP} Tension composée
 S_{kAP} Puissance de court-circuit
 Z_G Impédance de l'appareil individuel
 S_{Gr} Puissance apparente assignée de l'appareil individuel

permet d'obtenir la contribution au taux de déséquilibre de la tension au point de raccordement

$$k_{U_{2AP}} = \frac{S_{Gr}}{S_{kAP}} \quad (5-12)$$

$k_{U_{2AP}}$ Taux de déséquilibre de la tension de l'appareil individuel
 S_{Gr} Puissance apparente assignée de l'appareil individuel
 S_{kAP} Puissance de court-circuit

La formule correspond à celle utilisée pour le calcul du taux de déséquilibre de la tension de l'appareil individuel entre phase et neutre, conformément au chapitre 5.2.1.

5.2.3 Appareil individuel entre deux phases avec raccordement au neutre

En cas de raccordement d'un appareil individuel comprenant deux charges identiques avec une impédance Z_A constante dans deux conducteurs séparés reliés au neutre et une tension de source symétrique, la contribution au taux de déséquilibre de la tension au point de raccordement AP est obtenue comme suit:

$$k_{U2AP} = \frac{|Z_{k2AP} \cdot Z_{k0AP} + Z_{k2AP} \cdot Z_G|}{|Z_{k2AP} \cdot Z_{k0AP} + 2 \cdot Z_{k2AP} \cdot Z_G + 2 \cdot Z_{k0AP} \cdot Z_G + 3 \cdot Z_G^2|} \quad (5-13)$$

k_{U2AP}	Taux de déséquilibre de la tension de l'appareil individuel
Z_{k2AP}	Composante du système inverse de l'impédance de court-circuit
Z_{k0AP}	Composante du système homopolaire de l'impédance de court-circuit
Z_G	Impédance de l'appareil individuel

Compte tenu de $|Z_{k0AP}| \ll |Z_G|$, $|Z_{k2AP}| \ll |Z_G|$ et $|Z_{k2AP}| \approx |Z_{kAP}|$ on peut écrire:

$$k_{U2AP} = \frac{Z_{kAP}}{3 \cdot Z_G} \quad (5-14)$$

k_{U2AP}	Taux de déséquilibre de la tension de l'appareil individuel
Z_{kAP}	Impédance de court-circuit
Z_G	Impédance de l'appareil individuel

La relation suivante

$$Z_{kAP} = \frac{U_{AP}^2}{S_{kAP}} \quad \text{et} \quad Z_G = \frac{2}{3} \cdot \frac{U_{AP}^2}{S_{Gr}} \quad (5-15); (5-16)$$

Z_{kAP}	Impédance de court-circuit
U_{AP}	Tension composée
S_{kAP}	Puissance de court-circuit
Z_G	Impédance de l'appareil individuel
S_{Gr}	Puissance apparente assignée de l'appareil individuel

permet d'obtenir la contribution au taux de déséquilibre de la tension au point de raccordement

$$k_{U2AP} = \frac{S_{Gr}}{S_{kAP}} \quad (5-17)$$

k_{U2AP}	Taux de déséquilibre de la tension de l'appareil individuel
S_{Gr}	Puissance apparente assignée de l'appareil individuel
S_{kAP}	Puissance de court-circuit

La formule correspond à celle utilisée pour le calcul du taux de déséquilibre de la tension de l'appareil individuel entre phase et neutre, conformément au chapitre 5.2.1.

5.2.4 Installation avec plusieurs appareils individuels asymétriques

Si une installation de l'utilisateur du réseau combine plusieurs appareils individuels raccordés de façon asymétrique, la prise en compte des puissances individuelles ne suffit pas. Pour la détermination générale, la puissance asymétrique $S_{A\ as}$ est intégrée dans la formule [8]. Elle correspond à la part de la puissance apparente d'une installation de l'utilisateur du réseau qui contribue à générer la composante du système inverse de la tension. La relation approximative suivante s'applique:

$$S_{A\ un} \approx 3 \cdot U_{LN\ AP} \cdot I_{2\ AP} = \sqrt{3} \cdot U_{AP} \cdot I_{2\ AP} \quad (5-18)$$

$S_{A\ un}$	Puissance asymétrique
$U_{LN\ AP}$	Tension phase-neutre
$I_{2\ AP}$	Composante du système inverse du courant
U_{AP}	Tension composée

En partant de l'hypothèse de tensions phase-neutre symétriques (même valeur et angle de déphasage de 120° entre deux phases), la puissance asymétrique $S_{A\ as}$ est calculée comme suit:

$$S_{A\ un} = \left| \underline{S}_{A\ L1} + \underline{a}^2 \cdot \underline{S}_{A\ L2} + \underline{a} \cdot \underline{S}_{A\ L3} \right| \quad (5-19)$$

avec

$$\underline{a} = e^{j \frac{2}{3} \pi} \quad (5-20)$$

$S_{A\ un}$	Puissance asymétrique de l'installation de l'utilisateur du réseau
$S_{A\ L1}$	Puissance complexe de l'installation de l'utilisateur du réseau entre phase 1 et neutre
$S_{A\ L2}$	Puissance complexe de l'installation de l'utilisateur du réseau entre phase 2 et neutre
$S_{A\ L3}$	Puissance complexe de l'installation de l'utilisateur du réseau entre phase 3 et neutre

Remarque:

La puissance asymétrique $S_{A\ as}$ correspond à la puissance calculée dans un système de composantes symétriques à partir du courant et de la tension du système inverse.

Si la puissance apparente assignée et le facteur de déphasage des appareils individuels ainsi que la répartition des phases correspondantes sont connus, ces valeurs peuvent être déterminées par une addition complexe par phases séparées. Si le facteur de déphasage d'un appareil au moins n'est pas connu, seules les puissances apparentes assignées sont utilisées, en tenant compte toutefois du sens du flux de puissance.

En présence d'appareils biphasés, les puissances composées complexes doivent d'abord être converties en puissances complexes équivalentes du tronçon. Les formules de calcul à utiliser figurent dans le Tab. 5-1.

Tab. 5-1: Formules de conversion des puissances composées en puissances de tronçon

Raccordement entre L1 et L2	Raccordement entre L2 et L3	Raccordement entre L1 et L3
$\underline{S}_{L1} = \frac{1}{3} \cdot (1 - \underline{a}) \cdot \underline{S}_{L1L2}$	$\underline{S}_{L1} = 0$	$\underline{S}_{L1} = \frac{1}{3} \cdot (1 - \underline{a}^2) \cdot \underline{S}_{L1L3}$
$\underline{S}_{L2} = \frac{1}{3} \cdot (1 - \underline{a}^2) \cdot \underline{S}_{L1L2}$	$\underline{S}_{L2} = \frac{1}{3} \cdot (1 - \underline{a}) \cdot \underline{S}_{L2L3}$	$\underline{S}_{L2} = 0$
$\underline{S}_{L2} = 0$	$\underline{S}_{L3} = \frac{1}{3} \cdot (1 - \underline{a}^2) \cdot \underline{S}_{L2L3}$	$\underline{S}_{L3} = \frac{1}{3} \cdot (1 - \underline{a}) \cdot \underline{S}_{L1L3}$

Toutes les puissances complexes doivent être précédées d'un signe suivant le système de flèches consommateur. Les unités de production doivent être précédées d'un signe négatif. Pour les appareils avec un flux de puissance bidirectionnel (p. ex. accumulateurs à batterie ou véhicules électriques avec possibilité de refoulement de l'énergie), le mode de fonctionnement à prendre en compte pour le calcul est celui qui conduit à la puissance asymétrique la plus élevée. Dans le cas de deux véhicules électriques à refoulement de l'énergie raccordés en monophasé à deux phases, il convient de prendre en compte le mode «charge» pour le premier et le mode «décharge» pour le second (ou inversement).

La contribution au taux de déséquilibre de la tension au point de raccordement AP est obtenue comme suit:

$$k_{U2AP} = \frac{S_{Aun}}{S_{kAP}} \quad (5-21)$$

k_{U2AP}	Taux de déséquilibre de la tension de l'installation de l'utilisateur du réseau
S_{Aun}	Puissance asymétrique
S_{kAP}	Puissance de court-circuit

5.3 Conversion entre le point de raccordement et le point de couplage commun

La conversion entre le point de raccordement et le point de couplage commun s'effectue à l'aide du rapport entre les puissances de court-circuit correspondantes.

$$k_{U2V} = \frac{S_{kAP}}{S_{kV}} \cdot k_{U2AP} \quad (5-22)$$

k_{U2V}	Taux de déséquilibre de la tension de l'installation de l'utilisateur du réseau au point de couplage commun
k_{U2AP}	Taux de déséquilibre de la tension de l'installation de l'utilisateur du réseau au point de raccordement
S_{kAP}	Puissance de court-circuit au point de raccordement
S_{kV}	puissance de court-circuit au point de couplage commun

Pour les courants absolus du système inverse, on peut retenir l'hypothèse approximative suivante:

$$I_{2V} \approx I_{2AP} \quad (5-23)$$

I_{2V}	Courant inverse de l'installation de l'utilisateur du réseau au point de couplage commun
I_{2AP}	Courant inverse de l'installation de l'utilisateur du réseau au point de raccordement

5.4 Grandeurs d'évaluation

Les grandeurs d'évaluation utilisées sont la valeur absolue du courant du système inverse d'une installation de l'utilisateur du réseau I_2 et la puissance asymétrique S_{Aas} . Les valeurs limites d'émission sont exprimées par la valeur absolue du courant du système inverse de l'installation de l'utilisateur du réseau au point de couplage commun I_{2V} .

Pour déterminer le taux de déséquilibre de la tension de l'installation d'un utilisateur du réseau au point de couplage commun dans le cadre de la justification métrologique, le calcul est effectué à l'aide de la valeur limite d'émission relative au courant du système inverse:

$$k_{U2V} = \sqrt{3} \cdot \frac{I_{2V}}{S_{kV}} \cdot U_V \quad (5-24)$$

k_{U2V}	<i>Contribution de l'installation de l'utilisateur du réseau au taux de déséquilibre de la tension</i>
I_{2V}	<i>Courant inverse admissible de l'installation de l'utilisateur du réseau</i>
S_{kV}	<i>Puissance de court-circuit</i>
U_V	<i>Tension composée</i>

Si la tension composée au point de couplage commun n'est pas connue, il est possible d'utiliser la tension nominale du réseau ou la tension d'alimentation convenue.

5.5 Mesures correctrices

Les mesures correctrices prises du côté réseau pour augmenter la puissance de court-circuit sont décrites au chapitre 2.8. Des régulateurs longitudinaux peuvent en outre être utilisés pour réduire le déséquilibre.

Mesures correctrices prises côté installation pour réduire la contribution d'une installation de l'utilisateur du réseau au taux de déséquilibre de la tension k_{U2} (liste non exhaustive):

- Répartition régulière des charges monophasées sur les phases
- Montage de dispositifs de compensation en vue d'un équilibrage à l'aide de condensateurs et de selfs (couplage Steinmetz, réglable pour des charges variables), notamment avec des installations de puissance élevée (lire aussi chapitre 4, Variations de tension et flicker)
- Installation de filtres actifs à fonction d'équilibrage (lire aussi le chapitre 2, Variations de tension et flicker)
- Raccordement triphasé via redresseur
- Raccordement monophasé d'installations photovoltaïques à la phase avec la plus faible tension
- Utilisation d'un sélecteur automatique de phase pour mise en circuit de redresseurs de charge monophasés de véhicules électriques

Des informations complémentaires sur la mise en œuvre de mesures correctrices sont fournies au chapitre 2.8.

Remarque:

Selon le taux de déséquilibre préexistant de la tension et les relations de phase correspondantes, les mesures qui reposent exclusivement sur la mesure des tensions dans les différentes phases peuvent entraîner une augmentation du taux de déséquilibre.

5.6 Justification métrologique

Le quantile de 95% des valeurs moyennes de la composante du système inverse de la fondamentale I_2 , établies pour des intervalles de 10 minutes sur une semaine ou un cycle d'exploitation de l'installation, doit être inférieur à la valeur limite d'émission calculée. En outre, le quantile de 99% des valeurs moyennes journalières sur 3 secondes ne doit pas dépasser 1,25 ... 2

fois la valeur limite d'émission (cf. [CEI 61000-3-14] ou [CEI 61000-3-13]). En l'absence de données plus précises, un facteur de 1,25 est recommandé.

Si l'appareil mesure uniquement le taux de déséquilibre du courant I_2/I_1 , avant l'évaluation, les valeurs absolues de I_2 doivent être établies en multipliant chaque valeur mesurée par le courant du système inverse correspondant I_1 .

La puissance asymétrique d'une installation de l'utilisateur du réseau n'est pas déterminée par les appareils de mesure courants pour l'instant. Elle peut cependant être évaluée à l'aide de la valeur absolue du courant du système inverse I_2 :

$$S_{Aun} \approx \sqrt{3} \cdot U_{AP} \cdot I_2 \quad (5-25)$$

S_{Aun}	<i>Puissance asymétrique</i>
U_{AP}	<i>Tension composée au point de raccordement</i>
I_2	<i>Composante du système inverse du courant (fondamentale)</i>

Si la tension composée au point de raccordement n'est pas connue, il est possible d'utiliser la tension nominale du réseau ou la tension d'alimentation convenue.

Les transformateurs de courant et/ou de tension utilisés peuvent avoir une influence sur les résultats de la mesure du taux de déséquilibre du fait de diverses erreurs de mesure au sein d'une classe de précision.

6. Harmoniques, interharmoniques et supra-harmoniques

6.1 Généralités

Un écart de la tension du réseau par rapport à la courbe sinusoïdale est appelé distorsion. Cela signifie que des composantes d'une fréquence différente de celle du réseau se superposent à la tension du réseau. On distingue les types de distorsion suivants:

- Harmoniques jusqu'au rang 40
- Interharmoniques jusqu'au rang 40
- Émission haute fréquence dans la plage de 2 kHz à 150 kHz (appelée supra-harmoniques dans le présent document)

Pour les interharmoniques et les supra-harmoniques, il convient par ailleurs de distinguer les émissions volontaires (p. ex. télécommande centralisée ou automate PLC à bande étroite) des émissions involontaires. Ce chapitre traite des émissions involontaires. Les émissions volontaires sont abordées au chapitre 8.

Remarque:

Les présentes Règles techniques traitent des valeurs limites d'émission des supra-harmoniques relatives aux émissions involontaires dans la plage de fréquences allant de 2 kHz à 9 kHz uniquement. Les émissions volontaires de supra-harmoniques dans la plage de fréquences allant de 2 kHz à 150 kHz sont abordées au chapitre 8.

Générateurs majeurs d'harmoniques:

- appareils et installations électroniques de puissance, p. ex. entraînements à convertisseur, redresseurs, variateurs de lumière
- produits à grande diffusion alimentés en courant continu tels que téléviseurs, tubes fluorescents avec self électronique intégrée, équipements informatiques
- moyens d'exploitation à courbe caractéristique de courant-tension non linéaire, tels que les fours à induction et à arc, les lampes à décharge, les moteurs, les transformateurs et selfs à noyau de fer

Générateurs majeurs d'interharmoniques:

- machines asynchrones
- entraînements en cascade sous-synchrones
- entraînements par convertisseur de fréquences
- équipements à régulation par trains d'alternances
- machines à souder par résistance
- fours à arc

Générateurs majeurs de supra-harmoniques:

- équipements électroniques de puissance avec correction active du facteur de puissance, tels que stations de charge de véhicules électriques ou blocs d'alimentation d'ordinateurs
- appareils auto-commutés tels que les onduleurs ou les redresseurs-convertisseurs d'applications de stockage

Les distorsions de tension peuvent entraîner des perturbations du fonctionnement du réseau et des moyens d'exploitation (appareils et installations) des utilisateurs du réseau. Conséquences possibles des tensions harmoniques:

- diminution de la longévité des condensateurs et des moteurs suite à une charge thermique supplémentaire
- perturbations acoustiques dans les moyens d'exploitation à circuits électromagnétiques (selfs, transformateurs, moteurs)
- injection d'harmoniques dans les équipements de communication et de télématique
- perturbations du fonctionnement d'appareils électroniques
- dysfonctionnement de récepteurs de télécommandes centralisées et d'installations de protection
- compensation plus difficile du courant de défaut à terre dans les réseaux avec mise à la terre en étoile

Conséquences possibles des tensions interharmoniques:

- diminution de la longévité des condensateurs et des moteurs suite à une charge thermique supplémentaire
- perturbations acoustiques dans les moyens d'exploitation à circuits électromagnétiques (selfs, transformateurs, moteurs)
- dysfonctionnement d'installations de télécommande centralisée
- flicker (cf. chapitre 4)
- dysfonctionnement de systèmes de régulation tels que les onduleurs de systèmes photovoltaïques

Conséquences possibles des tensions supra-harmoniques:

- dysfonctionnement d'appareils, notamment avec éléments de commande tactiles capacitifs
- charge thermique accrue des condensateurs (p. ex. dans les lampes à LED)
- erreurs d'affichage sur les horloges qui dérivent leur cadence des passages par zéro de la tension du réseau (p. ex. certains radioréveils)
- niveau sonore perturbateur lié aux résonances mécaniques

6.2 Impédance de réseau liée à la fréquence

L'impédance de court-circuit au point du réseau considéré Z_k , utilisée comme base de calcul de la puissance de court-circuit S_k , s'entend uniquement pour la fréquence du réseau (cf. chapitre 3). Avec des fréquences autres que celle du réseau, les valeurs d'impédance sont différentes. Il faut disposer d'informations complémentaires ou formuler des hypothèses sur l'impédance de réseau liée à la fréquence pour pouvoir calculer les valeurs limites d'émission correspondantes à partir des valeurs limites d'émission de tension affectées.

L'impédance de réseau liée à la fréquence présente presque toujours plusieurs points de résonance. La fréquence de résonance et le facteur de qualité des points de résonance dépendent en grande partie de la structure du réseau, de l'état d'enclenchement du réseau ainsi que du type et du point de fonctionnement des installations de l'utilisateur du réseau raccordées, voire de l'état d'enclenchement du réseau amont et de la charge du réseau. Les impédances série des éléments de réseau augmentent à peu près de façon linéaire, en raison de l'influence directe de la fréquence sur la réactance. L'angle d'impédance augmente lui aussi. Le lien entre la fréquence et les résistances des éléments de réseau (effet de peau ou de proximité) ainsi qu'entre la fréquence et

les inductances, joue également un rôle. Il n'est pas pris en compte dans le présent ouvrage pour le calcul des valeurs limites d'émission.

6.2.1 Réseaux basse tension

Selon la topologie du réseau, les filtres utilisés côté entrée et les circuits de commande et de régulation internes, l'influence des appareils raccordés au réseau sur l'impédance de réseau liée à la fréquence est très variable. Les capacités côté entrée des appareils électriques ainsi que les systèmes de compensation non amortis des installations des utilisateurs du réseau peuvent avoir une influence telle sur l'impédance de réseau liée à la fréquence que l'angle de phase correspondant peut diminuer à des fréquences plus élevées et la valeur d'impédance résultante peut devenir capacitive. Plus la fréquence augmente, plus l'impédance de réseau liée à la fréquence est influencée par les appareils raccordés des installations des utilisateurs du réseau et moins elle est déterminée par les éléments de réseau proprement dits. À titre d'exemple, la Fig. 6-1 montre les courbes de la valeur et de l'angle de phase de l'impédance d'entrée liée à la fréquence d'un véhicule électrique muni d'un redresseur de charge intégré au comportement essentiellement capacitif dans la plage de fréquences considérée, allant jusqu'à 2,5 kHz.

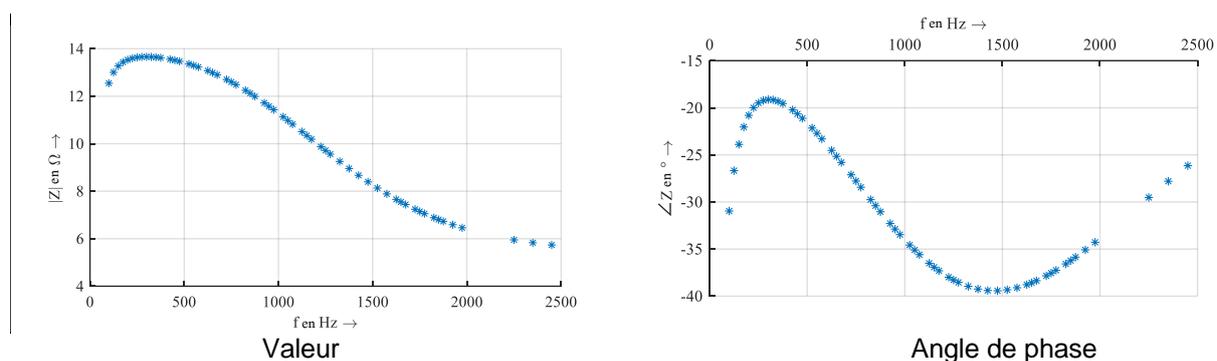


Fig. 6-1: Exemple: valeur et angle de phase de l'impédance d'entrée liée à la fréquence d'un véhicule électrique muni d'un redresseur de charge intégré type

La Fig. 6-2 illustre de façon schématique la diversité des effets potentiels des appareils (Z_A) sur l'impédance de réseau liée à la fréquence. La création d'un ou de plusieurs points de résonance peut avoir une influence notable sur l'impédance de réseau liée à la fréquence Z_M au point M. L'évolution de l'impédance de réseau liée à la fréquence (valeur et relation de phase) dépend donc largement du lieu et de l'heure.

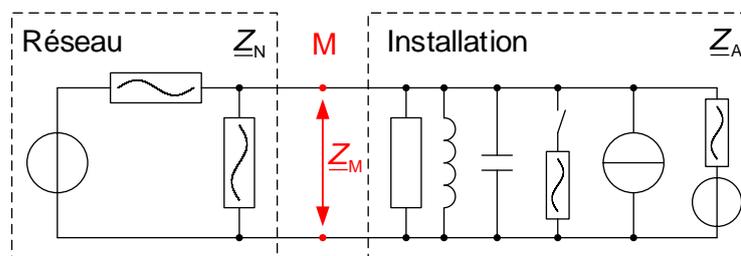


Fig. 6-2: Schéma équivalent monophasé pour détermination de l'impédance de réseau liée à la fréquence au point M (montage parallèle de l'impédance côté réseau et de l'impédance côté installation)
(Z_M : impédance de réseau liée à la fréquence; Z_N : impédance côté réseau;
 Z_A : impédance de l'installation de l'utilisateur du réseau)

Pour les réseaux BT, la norme [EN 61000-4-7] décrit une courbe d'impédance de réseau liée à la fréquence sous forme d'impédance de boucle (LN) jusqu'à 9 kHz. Cette impédance tient compte de l'influence croissante des appareils raccordés. Elle est comparable à l'impédance de référence définie par la norme [CEI 60725] (donc conservatrice). Par conséquent, l'impédance de réseau liée à la fréquence effective est inférieure au niveau de la majorité des points de raccordement. La Fig. 6-3 montre les mesures de l'impédance de réseau liée à la fréquence (mesurée entre phase et neutre) pour une sélection de points représentatifs des réseaux publics BT en Allemagne, en Autriche, en Suisse et en République Tchèque [9], qui présentent pour la plupart au moins un point de résonance majeur.

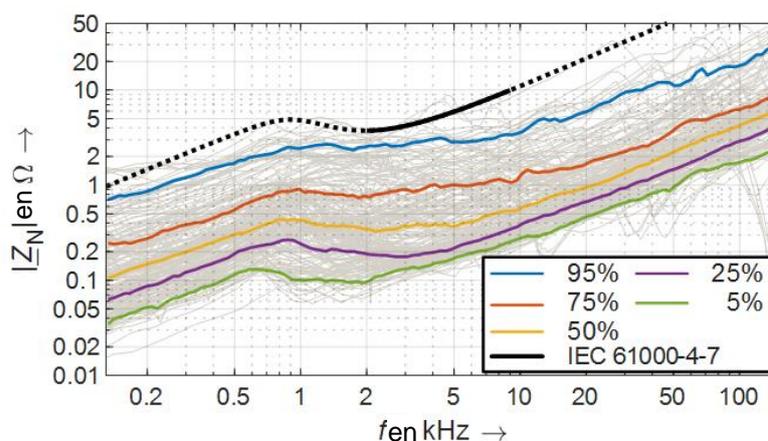


Fig. 6-3: Courbes types d'impédance de réseau liée à la fréquence (entre phase et neutre), mesurée dans des réseaux publics basse tension en Allemagne, en Autriche, en Suisse et en République Tchèque [9]

Dans les réseaux BT, on observe de plus en plus des résonances marquées à basses fréquences, de l'ordre de quelques centaines de hertz, qui résultent principalement du nombre accru de capacités filtrantes côté réseau intégrées dans les appareils électroniques modernes. Cela explique en partie que le calcul des valeurs limites d'émission pour les réseaux BT tient compte d'un facteur de résonance.

Les mesures effectuées in situ à divers points de raccordement de réseaux BT, comprenant des redresseurs-convertisseurs puissants ou moins puissants mais plus nombreux, montrent clairement que l'évolution de l'impédance de réseau liée à la fréquence peut être largement influencée par la puissance assignée et le modèle de redresseur-convertisseur utilisé (Fig. 6-4). Cela s'explique par les différences en termes de topologie de circuit et de dimensionnement des circuits de filtrage. Lorsque les appareils présentent des courants harmoniques élevés au niveau des points de résonance de l'impédance du réseau, on observe des distorsions de tension accrues, qui peuvent à leur tour influencer le comportement des appareils d'autres utilisateurs du réseau. Lorsque des systèmes oscillants sont excités au niveau du point de résonance, si l'atténuation est faible, cela peut se traduire par une instabilité des appareils raccordés, ce qui provoque normalement une séparation du réseau. Sont particulièrement fragilisés les redresseurs-convertisseurs dont le système de régulation de puissance ou de courant est étroitement corrélé au point de résonance.

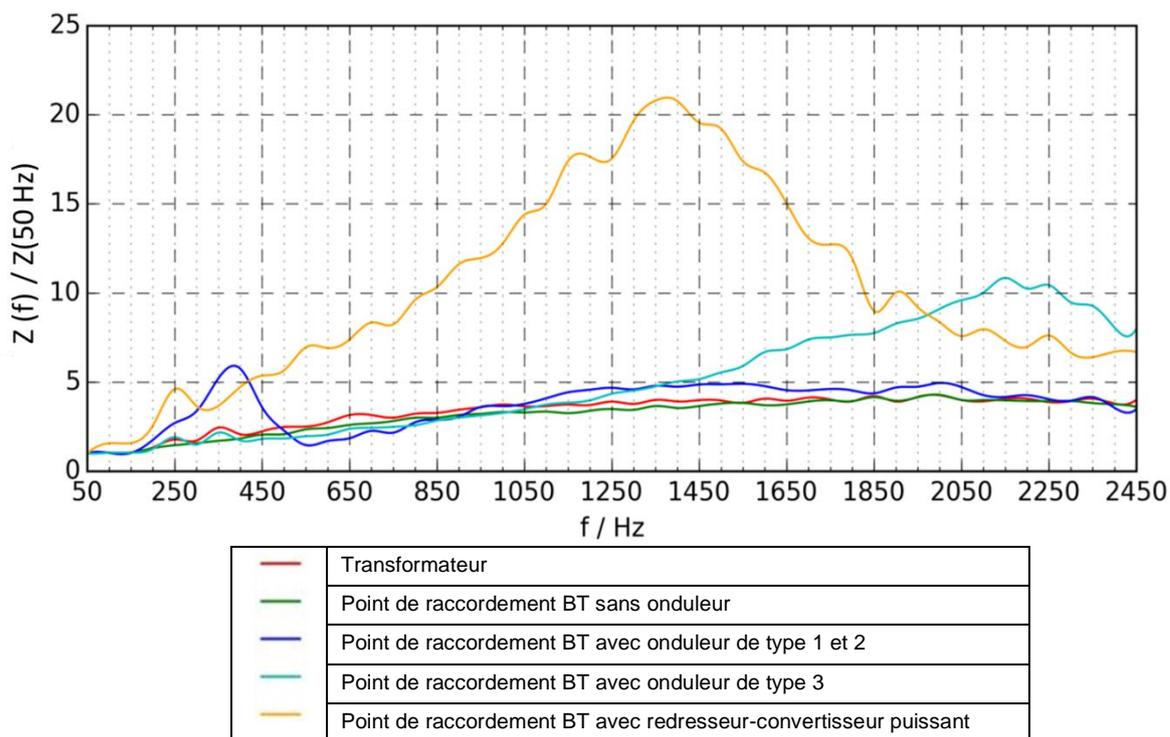


Fig. 6-4: Influence du redresseur-convertisseur sur la courbe d'impédance de réseau liée à la fréquence [10] (Types correspondant à divers fabricants.)

Sur la base des études réalisées dans les réseaux de distribution reliés à des installations décentralisées avec onduleurs [10], il est recommandé de procéder à des mesures de contrôle ultérieures des courants et des tensions harmoniques dans les cas suivants:

- Rapport entre la puissance de court-circuit et la puissance totale installée inférieur à 50
- Rapport entre la puissance de court-circuit et la puissance assignée d'un redresseur-convertisseur unique inférieur à 300

Pour les installations photovoltaïques, il est avantageux d'utiliser un petit nombre d'onduleurs puissants plutôt qu'un grand nombre d'onduleurs moins puissants.

6.2.2 Réseaux moyenne et haute tension

Contrairement aux réseaux BT, aux niveaux MT et HT, la structure du réseau a une influence significative sur l'impédance de réseau liée à la fréquence. Dans les réseaux de câbles étendus notamment, le point de résonance peut apparaître dès les basses fréquences, ce qui peut provoquer des résonances des régulateurs dans les installations de production. Les inductances des transformateurs au point de raccordement du niveau de tension aval peuvent, en interaction avec les capacités dudit niveau de tension (p. ex. installations de compensation non amorties), générer des résonances série notables.

La Fig. 6-5 montre un exemple de mesure de l'impédance de réseau liée à la fréquence dans un réseau MT à différents états d'enclenchement d'un parc éolien. Le premier point de résonance parallèle se situe au niveau des harmoniques de rang 5, le second à environ 4 kHz. La Fig. 6-6 illustre la mesure de l'impédance de réseau liée à la fréquence à différentes heures de la journée au point de raccordement envisagé d'un convertisseur ferroviaire à un réseau HT. La courbe

comprend également plusieurs points de résonance. L'emplacement du second point de résonance varie considérablement selon l'heure de la journée.

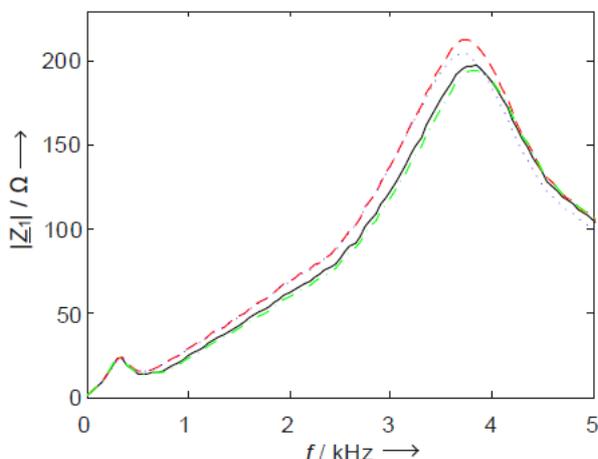


Fig. 6-5: Mesure de l'impédance de réseau liée à la fréquence dans un réseau public MT avec parc de centrales éoliennes [11]

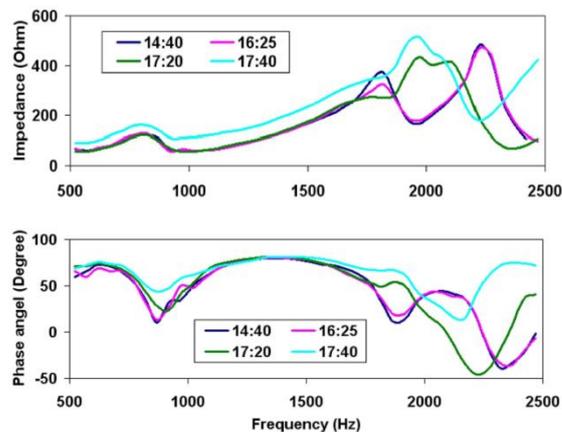


Fig. 6-6: Mesure de l'impédance de réseau liée à la fréquence dans un réseau public HT [12]

De façon générale, les relations qualitatives suivantes sont valables dans les réseaux MT et HT:

- À taille de réseau comparable, la fréquence de résonance du premier point de résonance parallèle de réseaux à lignes aériennes est supérieure à celle de réseaux câblés.
- À structure de réseau comparable, la fréquence de résonance du premier point de résonance parallèle diminue avec l'augmentation de la taille de réseau.
- Une charge élevée du réseau a pour effet d'atténuer l'augmentation des résonances.
- Les heures creuses sont généralement les plus défavorables en termes d'apparition de phénomènes de résonance.

6.2.3 Possibilités de détermination

Une détermination fiable des points de résonance est complexe et pratiquement possible uniquement en étudiant le réseau de façon détaillée et en procédant à de nombreuses simulations. Les résultats dépendent toutefois en grande partie de la disponibilité et de la qualité des intrants ainsi que des modèles utilisés pour les éléments de réseau et les installations de l'utilisateur du réseau.

Pour cette raison, dans un souci de simplification, l'impédance de réseau liée à la fréquence est souvent extrapolée sous la forme d'une droite en tenant compte de l'impédance de court-circuit (droite d'impédance). Pour pouvoir prendre en compte les résonances également lors du calcul des valeurs limites d'émission, on ajoute un facteur de résonance k représentant l'écart entre la courbe réelle de l'impédance de réseau liée à la fréquence et la droite d'impédance. Pour les harmoniques et les interharmoniques de réseaux BT, MT et HT, l'impédance de réseau liée à la fréquence est déterminée selon les formules suivantes:

Harmoniques:

$$Z_v = k_v \cdot v \cdot Z_k \quad (6-1)$$

Interharmonique:

$$Z_\mu = k_\mu \cdot (\mu + 0,5) \cdot Z_k \quad (6-2)$$

v	Numéro de rang des sous-groupes d'harmoniques (voir remarque)
μ	Numéro de rang des sous-groupes d'interharmoniques (voir remarque)
k_v	Facteur de résonance pour harmoniques de rang v
k_μ	Facteur de résonance pour interharmoniques de rang μ
Z_v	Impédance approximative pour harmoniques de rang v
Z_μ	Impédance approximative pour interharmoniques de rang μ
Z_k	Impédance de court-circuit

Remarque:

Les valeurs limites d'émission concernant les harmoniques et les interharmoniques s'entendent pour les sous-groupes correspondants selon la norme [EN 61000-4-7]. Dans les Règles techniques, par souci de simplification, seule l'impédance du réseau à la fréquence centrale du sous-groupe d'harmoniques ou d'interharmoniques est prise en considération.

La définition physique exacte d'une composante interharmonique, telle que reprise par plusieurs normes (notamment [EN 61000-2-2]), repose sur les numéros de rang fractionnaires m :

$$Z_m = m \cdot Z_k \quad (6-3)$$

m	Numéro de rang (rang interharmonique)
Z_m	Impédance approximative pour interharmoniques de rang m
Z_k	Impédance de court-circuit

Pour les supra-harmoniques de réseaux MT et HT, par analogie avec les harmoniques et les interharmoniques, on peut écrire:

$$Z_b = k_b \cdot \frac{f_b}{f_n} \cdot Z_k \quad (6-4)$$

f_b	Fréquence centrale de la bande supra-harmonique b
f_n	Fréquence nominale du réseau
k_b	Facteur de résonance pour supra-harmoniques de fréquence centrale f_b
Z_b	Impédance approximative pour supra-harmoniques de fréquence centrale f_b
Z_k	Impédance de court-circuit pour la fréquence du réseau

Concernant les supra-harmoniques dans les réseaux BT, grâce à une série de mesures complètes (cf. [9] ou chapitre 0), on dispose d'ores et déjà d'informations précises sur les courbes d'impédance de réseau liée à la fréquence. Par conséquent, pour la plage de 2 kHz à 9 kHz (plage de fréquences considérée pour les valeurs limites d'émission), on utilise une droite d'approximation fondée sur l'impédance de référence $Z_{\text{ref } b}$ proposée à l'Annexe B de la norme [EN 61000-4-7] à caractère informatif:

$$Z_b = k_b \cdot Z_{\text{ref } b} \cdot \left(r + (1-r) \cdot \frac{S_{k\text{ref}}}{S_k} \right) \quad (6-5)$$

avec

$$Z_{\text{réf } b} = 10,25 \Omega - \frac{(9 \text{ kHz} - f_b)}{\text{kHz}} \cdot \Omega \quad (6-6)$$

k_b	Facteur de résonance pour supra-harmoniques de fréquence centrale f_b
k_b	Impédance approximative pour supra-harmoniques de fréquence centrale f_b
k_b	Impédance de référence pour supra-harmoniques de fréquence centrale f_b
r	Facteur permettant de prendre en compte l'influence de la puissance de court-circuit
$S_{k \text{ réf}}$	Puissance de court-circuit de référence (correspond à 570 kVA)
S_k	Puissance de court-circuit au lieu considéré

Remarque:

Les valeurs limites d'émission concernant les supra-harmoniques s'entendent pour une bande de fréquence de 200 Hz conformément à la norme [EN 61000-4-7] (voir aussi Définitions au chapitre 1). Par souci de simplification, seule l'impédance du réseau à la fréquence centrale de la bande 200 Hz est prise en compte.

Le facteur r tient compte du fait qu'au-delà de 2 kHz, l'impédance de réseau liée à la fréquence est davantage influencée par les appareils raccordés, mais moins par la puissance de court-circuit ou l'impédance de court-circuit (cf. 0). Il se situe dans la plage $r = 0 \dots 1$. Un facteur $r = 1$ signifie que la puissance de court-circuit n'a plus aucune incidence sur l'impédance de réseau liée à la fréquence. Les mesures effectuées permettent de constater que le facteur r a tendance à diminuer quand la puissance de court-circuit augmente. Informations complémentaires: [9].

Trois méthodes sont envisageables pour la détermination du facteur de résonance $k_{v/\mu/b}$ et de l'impédance de réseau liée à la fréquence $Z_{v/\mu/b}$ en vue de la définition des valeurs limites d'émission. Les trois variantes tiennent compte exclusivement des résonances à un point donné. Si d'autres points du réseau doivent être examinés en vue de détecter d'éventuelles résonance, une étude détaillée du réseau est impérative.

Remarque:

Le facteur de résonance $k_{v/\mu/b}$ est différent du facteur de qualité g .

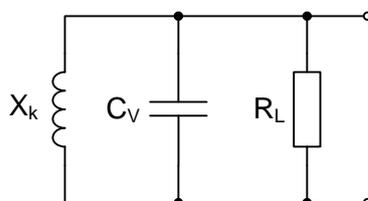
6.2.3.1 Variante 1: Prise en compte individuelle de l'ensemble des points de résonance

À condition de disposer de tous les intrants et de modèles de qualité appropriée, une simulation détaillée du réseau permet d'obtenir des informations fiables sur l'impédance de réseau liée à la fréquence. Une telle simulation est notamment conseillée pour les configurations de réseau pour lesquelles des points de résonance sont à prévoir avec des fréquences caractéristiques significatives (p. ex. harmoniques de rang 5 ou 7). En tenant compte de divers paramètres (p. ex. forte charge/faible charge, divers états d'enclenchement), il convient d'utiliser les valeurs les plus défavorables pour l'impédance $Z_{v/\mu/b}$. Pour les fréquences situées au-dessus du premier point de résonance parallèle, les résultats de la simulation du réseau perdent progressivement de leur fiabilité.

L'impédance en amont du premier point de résonance parallèle est souvent inférieure à la droite d'impédance correspondante. Pour autant, compte tenu du risque de renforcement des résonances aux autres points du réseau, il convient d'utiliser une valeur $k_{v/\mu} \neq 0,8 \dots 1$ pour le calcul. Le rapport technique [CEI 61000-3-6] recommande $k_{v/\mu/b} = 1$.

6.2.3.2 Variante 2: Prise en compte approximative du premier point de résonance parallèle

L'impédance de réseau liée à la fréquence atteint sa valeur maximale au premier point de résonance parallèle, qui se situe généralement dans la plage de fréquences inférieure à 2 kHz. Le premier point de résonance parallèle du réseau avec la fréquence de résonance $f_{\text{rés}}$ peut être déterminé sur la base d'un circuit équivalent simplifié (cf. Fig. 6-7).



X_k	Réactance de l'impédance de court-circuit au point considéré
C_V	Capacité résultante rapportée au point considéré (notamment capacité des câbles, des installations de compensation sans self...)
R_L	Résistance résultante de la charge rapportée au point considéré (charge du réseau)

Fig. 6-7: Schéma équivalent simplifié de modélisation du premier point de résonance parallèle

On peut écrire (équation approximative):

$$f_{\text{rés}} \approx f_N \sqrt{\frac{S_{k \text{ akt}}}{Q_V}} \quad (6-7)$$

f_N	Fréquence du réseau
$S_{k \text{ akt}}$	Puissance de court-circuit effective au point considéré pour la fréquence du réseau
Q_V	Puissance réactive (capacitive) pour la fréquence du réseau d'après $Q_V = 2\pi \cdot f_N \cdot C_V \cdot U_N^2$

En admettant que les composantes actives de la capacité totale C_V sont directement raccordées au point considéré ou à proximité, dans la plupart des cas, ce modèle permet d'obtenir des résultats relativement précis. Des écarts peuvent être observés lorsque la capacité totale C_V est répartie sur le réseau et n'est pas directement raccordée au point considéré (p. ex. raccordement via une ligne intermédiaire). Si l'hypothèse d'un raccordement direct est valable pour la plupart des réseaux BT et MT, pour la grande majorité des réseaux HT, il convient de miser sur une répartition non négligeable de la capacité sur le réseau (capacités de ligne). Dans ce cas, la fréquence de résonance effective peut être supérieure à la fréquence de résonance théorique estimée à l'aide de la formule (6-7).

La charge du réseau a une influence notable sur l'atténuation, donc sur l'augmentation de l'impédance au premier point de résonance parallèle par rapport à la droite d'impédance. En l'absence d'une estimation précise, les valeurs indicatives du Tab. 6-1 (BT) et Tab. 6-2 (MT, HT) peuvent être utilisées. Les facteurs de résonances se rapportent aux fréquences centrales des sous-groupes d'harmoniques et d'interharmoniques (cf. remarque sur la formule (6-2)).

L'impédance en amont du premier point de résonance parallèle est souvent inférieure à la droite d'impédance correspondante. Pour autant, compte tenu du renforcement potentiel des résonances aux autres points du réseau, il convient d'utiliser une valeur $k_{v/\mu} = 0,8 \dots 1$ pour le calcul. Le rapport technique [CEI 61000-3-6] recommande $k_{v/\mu} = 1$.

Tab. 6-1: Valeurs indicatives pour le facteur de résonance $k_{v/\mu}$ dans des réseaux BT (plage de fréquences $f \leq 2$ kHz)

$f/f_N < (f_{rés}/f_N - 2,5)$	$(f_{rés}/f_N - 2,5) \leq f/f_N \leq (f_{rés}/f_N + 2,5)$	$f/f_N > (f_{rés}/f_N + 2,5)$
$k_{v/\mu} = 1$	$k_{v/\mu} = 1,1 \dots 1,4$	$k_{v/\mu} = 0,8 \dots 1$

Tab. 6-2: Valeurs indicatives pour le facteur de résonance $k_{v/\mu/b}$ dans des réseaux MT et HT (plage de fréquences $f \leq 2$ kHz)

	$f/f_N < (f_{rés}/f_N - 2,5)$	$(f_{rés}/f_N - 2,5) \leq f/f_N \leq (f_{rés}/f_N + 2,5)$	$f/f_N > (f_{rés}/f_N + 2,5)$
Réseau avec un grand nombre de câbles	$k_{v/\mu} = 1$	$k_{v/\mu} = 1,5 \dots 2,5$	$k_{v/\mu/b} = 0,8 \dots 1$
Réseau avec un grand nombre de lignes aériennes		$k_{v/\mu} = 2 \dots 3$	

Remarque:

Les facteurs de résonance peuvent être variables. Si une très faible proportion de charges ohmiques est attendue durant les heures creuses, il convient de sélectionner un facteur de résonance élevé.

6.2.3.3 Variante 3: Extrapolation du premier point de résonance parallèle

Pour les évaluations relatives à un réseau HT, en principe, une prise en compte spécifique du premier point de résonance parallèle est conseillée pour le calcul des valeurs limites d'émission.

Pour les réseaux BT et MT, une détermination approximative du premier point de résonance parallèle est possible si celui-ci n'est pas connu avec précision. Pour cela, selon le niveau de tension, il s'agit de définir la plage de fréquences dans laquelle une augmentation du premier point de résonance parallèle est à prévoir et un facteur de résonance correspondant (Tab. 6-3). Le premier point de résonance parallèle se situe généralement dans la plage de fréquences inférieure à 2 kHz. Seuls les facteurs de résonance concernant les harmoniques et les interharmoniques sont donc indiqués. Par ailleurs, pour les réseaux BT, il convient de tenir compte de la valeur du facteur d'angle d'impédance k_{XR} (cf. chapitre 0) utilisée pour le calcul des valeurs limites d'émission.

Tab. 6-3: Valeurs indicatives pour les plages de fréquence et le facteur de résonance $k_{v/\mu}$ dans des réseaux BT et MT

Niveau de tension	Plage de fréquences	Facteur de résonance au sein de la plage de fréquences
BT	$7 \leq f/f_N \leq 25$	$k_{v/\mu} = 1,15$ ($k_{XR} > 0,95$) $k_{v/\mu} = 1,3$ ($k_{XR} \leq 0,95$)
MT	$2 \leq f/f_N \leq 19$	$k_{v/\mu} = 1,5$

En dehors de la plage de fréquence indiquée dans le Tab. 6-3, il convient d'utiliser la valeur $k_{v/\mu/b} = 1$. Cette détermination approximative permet généralement d'obtenir des valeurs limites fiables mais peut déboucher sur des niveaux élevés non admissibles dans certains cas. Des mesures complémentaires sont donc recommandées.

Prise en compte de l'angle d'impédance au point considéré

L'extrapolation simplifiée de l'impédance de réseau liée à la fréquence suivant les formules (6-1), (6-3) et (6-4) s'appuie sur l'hypothèse d'une part réactive de l'impédance dominante, car la formule d'approximation

$$v \cdot Z_k = v \cdot \sqrt{R_k^2 + X_k^2} \approx \sqrt{R_k^2 + v^2 \cdot X_k^2} \quad (6-8)$$

ne donne un résultat d'une précision appropriée que si $X_k/R_k > 2,5$. Si cette condition est remplie aux points considérés dans les réseaux HT et MT ainsi qu'à proximité du transformateur dans les réseaux BT, dans les réseaux de câbles BT, le rapport X_k/R_k peut être sensiblement inférieur, notamment aux extrémités des branches du réseau. Dans ce cas, l'extrapolation suivant les formules (6-1) et (6-3) pour les fréquences situées au-dessus des points de résonance conduit à des hypothèses conservatrices sur l'impédance de réseau liée à la fréquence.

Pour le calcul des valeurs limites d'émission relatives aux harmoniques et aux interharmoniques de réseaux BT, on introduit donc un facteur d'angle d'impédance k_{XR} . Les valeurs de ce dernier sont indiquées dans le Tab. 6-4 en fonction du rapport X/R au point considéré.

Tab. 6-4: Valeurs de référence pour le facteur d'angle d'impédance k_{XR} dans des réseaux BT

X/R	k_{XR}		X/R	k_{XR}
< 0,2	0,4		0,9 ... 1,09	0,8
0,2 ... 0,29	0,5		1,1 ... 1,39	0,85
0,3 ... 0,39	0,6		1,4 ... 1,79	0,9
0,4 ... 0,59	0,65		1,8 ... 2,5	0,95
0,6 ... 0,69	0,7		> 2,5	1
0,7 ... 0,89	0,75			

Si le rapport X/R au point considéré n'est pas connu ou s'il n'est pas utile de prendre en compte l'angle d'impédance pour le calcul des valeurs limites d'émission, $k_{XR} = 1$.

Remarque:

Pour les supra-harmoniques de réseaux BT, il n'est pas prévu d'utiliser le facteur d'angle d'impédance, en raison de la méthode d'extrapolation de la droite d'impédance pour les harmoniques et les interharmoniques.

6.3 Méthode générale de détermination des valeurs limites d'émission

6.3.1 Harmoniques

Sur la base du niveau de compatibilité défini par la norme [EN 61000-2-2] pour les réseaux BT et du principe de sa répartition sur les différents niveaux de tension (cf. chapitre 2.3), on obtient la contribution aux harmoniques comme suit pour un réseau BT, MT ou HT:

$$u_{v \text{ adm } xS} = u_{v \text{ VP BT}} \cdot k_{vN xS} \quad (6-9)$$

$u_{v \text{ VP BT}}$	Niveau de compatibilité dans un réseau BT pour les harmoniques de rang v
$u_{v \text{ adm } xS}$	Contribution du niveau de tension BT, MT, HT (part) aux harmoniques de rang v
$k_{vN xS}$	Coefficient de pondération du niveau de tension BT, MT, HT pour les harmoniques de rang v

Les principes suivants ont été pris en compte pour la détermination des coefficients de pondération:

- Avec des numéros de rang croissants et des rangs non caractéristiques, la similitude entre les relations de phase présentées par les courants harmoniques de différentes installations d'utilisateurs du réseau diminue.
- Avec des numéros de rang croissants et des rangs non caractéristiques, la probabilité d'une apparition simultanée d'harmoniques de rang identique dans différentes installations d'utilisateurs du réseau diminue.
- Avec des numéros de rang croissants, l'atténuation augmente et le niveau de propagation dans le réseau diminue.
- En présence d'harmoniques de rang formant principalement un système homopolaire, le montage de transformateurs usuels entre les niveaux MT et BT permet généralement d'éviter un transfert notable vers le réseau amont.
- Une part appropriée du niveau de compatibilité est réservée au niveau THT.
- La répartition entre les niveaux de tension est largement déterminée par l'impédance de court-circuit des transformateurs montés entre les niveaux de réseau.

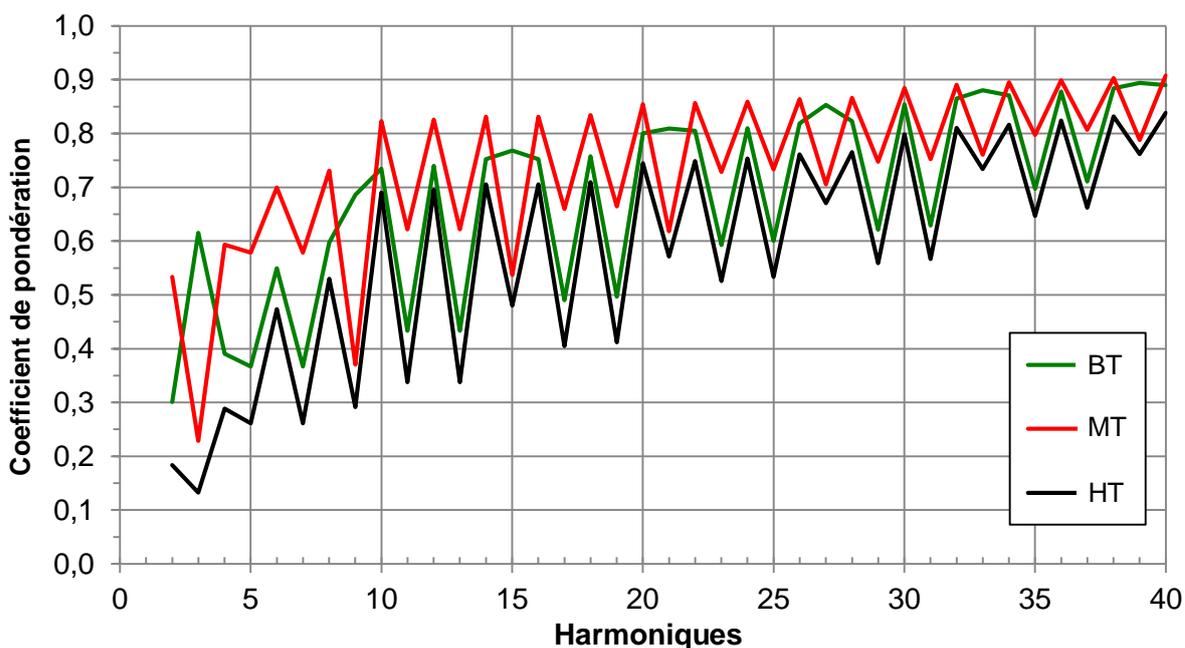


Fig. 6-8: Aperçu des coefficients de pondération permettant de répartir le niveau de compatibilité sur les différents niveaux de tension

La part de chaque niveau de tension est répartie proportionnellement à la puissance entre les différentes installations des utilisateurs du réseau (au sein d'un niveau de tension).

6.3.2 Interharmoniques

Il est communément admis que la probabilité d'une émission simultanée d'interharmoniques d'un même sous-groupe par plusieurs installations d'utilisateurs d'un même réseau est faible. Si le cas se présente, il est par ailleurs fort probable que chaque émission soit indépendante des autres. Le niveau de compatibilité ou le niveau théorique réduit du facteur $\sqrt{2}$ sert ainsi de base pour le calcul des valeurs limites d'émission d'une installation de l'utilisateur du réseau.

Remarque:

Lorsque les installations de plusieurs utilisateurs du réseau présentent des caractéristiques d'émission d'interharmoniques similaires ou lorsque plusieurs installations d'utilisateurs du réseau aux caractéristiques d'émission d'interharmoniques similaires sont raccordées au niveau de réseau amont, des niveaux élevés non admissibles peuvent en résulter dans le réseau considéré. Dans le second cas, des résonances série peuvent entraîner une amplification non admissible des tensions interharmoniques dans le niveau de réseau aval. Dans ces situations, le gestionnaire de réseau peut être amené à fixer des valeurs limites d'émission inférieures spécifiques.

6.3.3 Supra-harmoniques

Les valeurs limites spécifiées pour les supra-harmoniques concernant uniquement la plage de fréquences comprise entre 2 et 9 kHz. Pour la plage de fréquences de 9 kHz à 150 kHz, elles sont encore à l'étude au niveau international. Si le niveau d'émission d'une installation de l'utilisateur du réseau est significatif dans la plage de fréquences de 9 kHz à 150 kHz, les niveaux de compatibilité relatifs aux réseaux publics basse tension définis par la norme [EN 61000-2-2] peuvent servir de référence.

Il est communément admis que la probabilité d'une émission simultanée de supra-harmoniques d'une même bande de fréquence par plusieurs installations d'utilisateurs d'un même réseau est faible. Si le cas se présente, il est par ailleurs fort probable que chaque émission soit indépendante des autres. En outre, au-delà de 2 kHz, l'expérience montre que le niveau de propagation au sein du réseau est faible dans le sens amont. Le niveau de compatibilité ou le niveau théorique réduit du facteur $\sqrt{2}$ sert ainsi de base pour le calcul des valeurs limites d'émission d'une installation de l'utilisateur du réseau.

Remarque:

Lorsque les installations de plusieurs utilisateurs du réseau présentent des caractéristiques d'émission de supra-harmoniques similaires ou lorsqu'une ou que plusieurs installations d'utilisateurs du réseau aux caractéristiques d'émission de supra-harmoniques similaires sont raccordées au niveau de réseau amont, des niveaux élevés non admissibles peuvent en résulter dans le réseau considéré. Par ailleurs, des résonances série peuvent entraîner une amplification non admissible des tensions supra-harmoniques dans le sens aval [13]. Dans ces situations, le gestionnaire de réseau peut être amené à fixer des valeurs limites d'émission inférieures spécifiques.

6.4 Conversion entre le point de raccordement et le point de couplage commun

Pour les valeurs absolues des courants harmoniques, interharmoniques et supra-harmoniques, on peut retenir l'hypothèse approximative suivante:

$$I_{v/\mu/b \text{ VP}} \approx I_{v/\mu/b \text{ AP}} \quad (6-10)$$

$I_{v/\mu/b \text{ VP}}$ courant harmonique/interharmonique/supra-harmonique de l'installation de l'utilisateur du réseau au point de couplage commun

$I_{v/\mu/b \text{ AP}}$ courant harmonique/interharmonique/supra-harmonique de l'installation de l'utilisateur du réseau au point de raccordement

Remarque:

Dans la plage de fréquences supérieure à 2 kHz notamment, le niveau de propagation dans le réseau dépend fortement des autres appareils raccordés. La formule (6-10) s'appuie sur l'hypothèse que le point de raccordement et le point de couplage commun sont reliés par une seule ligne à laquelle aucun appareil n'est raccordé.

Partant de la formule (6-10), la conversion approximative de la valeur limite d'émission d'une installation de l'utilisateur du réseau exprimée sous forme de tension harmonique, du point de raccordement au point de couplage commun, s'effectue selon la formule suivante pour les harmoniques, les interharmoniques et les supra-harmoniques:

(6-11)

$$u_{v/\mu/b V} = \frac{k_{v/\mu/b V}}{k_{v/\mu/b AP}} \cdot \frac{k_{XR V}}{k_{XR AP}} \cdot \frac{S_{k AP}}{S_{k V}} \cdot u_{v/\mu/b AP} \quad (6-12)$$

$u_{v/\mu/b V}$	Valeur limite d'émission de l'installation de l'utilisateur du réseau sous forme de tension harmonique/interharmonique/supra-harmonique au point de couplage commun
$u_{v/\mu/b AP}$	Valeur limite d'émission de l'installation de l'utilisateur du réseau sous forme de tension harmonique/interharmonique/supra-harmonique au point de raccordement
$k_{v/\mu/b AP}$	Facteur de résonance pour harmoniques de rang v /interharmoniques de rang μ /supra-harmoniques de la bande b au point de raccordement
$k_{v/\mu/b V}$	Facteur de résonance pour harmoniques de rang v /interharmoniques de rang μ /supra-harmonique de la bande b au point de couplage commun
$k_{XR AP}$	Facteur d'angle d'impédance pour harmoniques de rang v /interharmoniques de rang μ au point de raccordement
$k_{XR V}$	Facteur d'angle d'impédance pour harmoniques de rang v /interharmoniques de rang μ au point de couplage commun
$S_{k AP}$	Puissance de court-circuit au point de raccordement
$S_{k V}$	puissance de court-circuit au point de couplage commun

Le facteur d'angle d'impédance $k_{XR x}$ est utilisé uniquement pour les harmoniques et les interharmoniques de réseaux BT. Dans tous les autres cas, le facteur d'angle d'impédance $k_{XR x} = 1$ doit être utilisé (cf. chapitre 0). Si le facteur d'angle d'impédance à intégrer dans la formule (6-12) pour les harmoniques et les interharmoniques de réseaux BT n'est pas connu, la simplification suivante est possible: $k_{XR x} = 1$. Elle conduit généralement à une estimation conservatrice de la valeur limite d'émission au point de couplage commun.

Si les facteurs de résonance $k_{v/\mu/b x}$ de la formule (6-12) ne sont pas connus, la simplification suivante est possible: $k_{v/\mu/b x} = 1$. Elle peut conduire à une estimation conservatrice de la valeur limite d'émission au point de couplage commun.

6.5 Grandeurs d'évaluation

Les grandeurs d'évaluation utilisées sont les valeurs des courants harmoniques individuels I_v jusqu'au rang 40, les valeurs des courants interharmoniques individuels I_μ jusqu'au rang 40 ainsi que valeurs des courants supra-harmoniques I_b générés dans le plage de fréquence de 2 à 9 kHz.

Dans le cadre de la justification métrologique de l'émission d'une installation d'un utilisateur du réseau, il peut être utile de déterminer les tensions émises en plus des courants émis.

Pour les harmoniques, le calcul est le suivant:

$$u_{\nu \text{ adm AP}} = \frac{\nu \cdot k_{\text{corr } \nu} \cdot p_{\nu}}{1000} \cdot \frac{1}{\sqrt{k_E + k_B + k_S}} \cdot \sqrt{\frac{S_A}{S_{k \text{ AP}}}} \quad (6-13)$$

$u_{\nu \text{ adm AP}}$	Valeur limite d'émission de l'installation de l'utilisateur du réseau en tant que tension harmonique au point de raccordement
ν	Numéro de rang (rang harmonique)
S_A	Puissance de raccordement de l'installation de l'utilisateur du réseau
$S_{k \text{ AP}}$	Puissance de court-circuit au point de raccordement
p_{ν}	Facteur de proportionnalité pour harmoniques de rang ν
$k_{\text{corr } \nu}$	Facteur de correction de l'harmonique de rang ν
k_B	Facteur de fourniture
k_E	Facteur de production
k_S	Facteur de stockage

Le facteur de correction $k_{\text{corr } \nu}$ (Tab. 6-5) est destiné uniquement aux réseaux basse tension. Il tient compte de la réduction supplémentaire des facteurs de proportionnalité p_{ν} relatifs aux harmoniques multiples de trois pour les réseaux à quatre conducteurs. Dans tous les autres cas, $k_{\text{corr } \nu} = 1$.

Tab. 6-5: Facteur de correction $k_{\text{corr } \nu}$ de facteurs de proportionnalité pour réseaux BT

ν	$k_{\text{corr } \nu}$						
3	4,0	15	3,0	27	3,0	39	2,0
6	1,3	18	1,5	30	1,5		
9	3,0	21	3,0	33	2,0		
12	1,5	24	1,5	36	1,5		

Pour les tensions interharmoniques, les valeurs limites d'émission figurent dans le Tab. 6-6.

Tab. 6-6: Valeur limite d'émission $u_{\mu \text{ adm } \nu}$ de la tension interharmonique de rang μ

μ	$u_{\mu \text{ adm AP}}$
1, 2	0,07%
3 ... 30	0,14%
31 ... 39	0,21%

Pour les tensions supra-harmoniques dans la plage de fréquences de 2 à 9 kHz:

$$\text{BT:} \quad u_{b \text{ adm AP}} = 1,435\% \cdot \left(\frac{b}{\text{kHz}}\right)^{-0,52} \quad (6-14)$$

$$\text{MT, HT:} \quad u_{b \text{ adm AP}} = 1,015\% \cdot \left(\frac{b}{\text{kHz}}\right)^{-0,52} \quad (6-15)$$

$u_{b \text{ adm AP}}$	Valeur limite d'émission de l'installation de l'utilisateur du réseau en tant que tension supra-harmonique au point de raccordement
b	bande supra-harmonique de fréquence centrale f_b

Remarque:

Les valeurs limites concernant la tension supra-harmonique admissible reposent sur les niveaux de compatibilité fixés par la norme [CEI 61000-2-2]. La norme [CEI 61000-2-2] indique deux plages: 2...3 kHz avec une valeur constante, 3...9 kHz avec une fonction linéaire en échelle logarithmique double. Dans une optique de simplification, dans les présentes Règles techniques, une fonction linéaire en échelle logarithmique double est appliquée sur l'ensemble de la plage, à savoir de 2 à 9 kHz. Au point de référence de 3 kHz, on obtient ainsi un écart maximal de -18%.

Remarque:

La valeur limite d'émission n'est pas identique à la différence de valeur entre les distorsions de la tension sans et avec l'installation raccordée de l'utilisateur du réseau (mesure de type avant-après), hormis pour les harmoniques de rang inférieur à 5.

Compte tenu de la diversité admise parmi les émissions des installations individuelles de chaque utilisateur du réseau, la différence de valeur admissible est inférieure à la valeur limite d'émission. Elle dépend du nombre, de la taille et de la répartition des installations dans le réseau considéré. Dans certains cas, elle ne représente que 20% de la valeur limite d'émission correspondante.

Pour une justification métrologique au point de couplage commun, cf. formule de conversion du chapitre 6.4.

Une très faible impédance des harmoniques, interharmoniques ou supra-harmoniques (p. ex. faisant suite à une résonance série), peut entraîner des distorsions de courant élevées même si les valeurs de contribution à la distorsion de tension sont respectées. Ces distorsions de courant peuvent provoquer des distorsions de tension non admissibles à d'autres points du réseau. Dans ce cas, il est conseillé de réduire la contribution à la distorsion de la tension via la formule suivante:

$$u_{v/\mu/b \text{ réd AP}} = k_{v/\mu/b \text{ AP}} \cdot u_{v/\mu/b \text{ adm AP}} \quad (6-16)$$

$u_{v/\mu/b \text{ réd AP}}$	Valeur limite d'émission réduite de l'installation de l'utilisateur du réseau en tant que tension harmonique/interharmonique/supra-harmonique au point de raccordement
$u_{v/\mu/b \text{ adm AP}}$	Valeur limite d'émission admissible de l'installation de l'utilisateur du réseau en tant que tension harmonique/interharmonique/supra-harmonique au point de raccordement
$k_{v/\mu/b \text{ AP}}$	Facteur de résonance pour harmoniques de rang v /interharmoniques de rang μ /supra-harmoniques de la bande b au point de raccordement

Si le facteur de résonance $k_{v/\mu/b \text{ AP}}$ n'est pas connu, il est conseillé que les courants harmoniques, interharmoniques ou supra-harmoniques ne dépassent pas un multiple donné (entre 1,5 ... 2,0) de la valeur limite d'émission dans ce type de situation.

6.6 Regroupement des appareils générateurs d'harmoniques

Pour évaluer la contribution du raccordement d'une installation de l'utilisateur du réseau à la charge harmonique, il peut être nécessaire de déterminer la part non linéaire (génératrice d'harmoniques) de la puissance de raccordement de cette installation.

Pour cela, il faut déterminer la somme des puissances assignées des appareils générateurs d'harmoniques de l'installation de l'utilisateur du réseau. Selon le taux d'harmoniques que contient le courant à la puissance assignée, les appareils sont subdivisés en trois groupes:

- Groupe 1:
Appartiennent à ce groupe les moyens d'exploitation à faible émission d'harmoniques ($THDi \leq 25\%$), comme par exemple les redresseurs avec un nombre de crêtes $p \geq 12$, les tubes fluorescents et autres lampes à décharge à ballast inductif, les redresseurs pulsés (p. ex. onduleurs pour applications photovoltaïques ou redresseurs-convertisseurs de systèmes de stockage) ou encore appareils avec correction active du facteur de puissance (p. ex. stations de charge de véhicules électriques, systèmes d'éclairage à LED).
- Groupe 2:
Appartiennent à ce groupe les moyens d'exploitation à moyenne émission d'harmoniques ($25\% < THDi \leq 50\%$), tels que les redresseurs à 6 crêtes avec circuit intermédiaire de courant ou de tension et lissage inductif.
- Groupe 3:
Appartiennent à ce groupe les moyens d'exploitation à haute émission d'harmoniques ($THDi > 50\%$), tels que les redresseurs à 6 crêtes avec circuit intermédiaire de tension sans lissage inductif, les ordinateurs et leurs périphériques, les tubes fluorescents compacts à ballast électronique intégré, les systèmes d'éclairage à LED sans correction active du facteur de puissance et appareils électroniques grand public.

Pour la détermination de la part génératrice d'harmoniques de la puissance de raccordement d'un utilisateur du réseau, il est également possible de tenir compte de la future extension du réseau (autres appareils générateurs d'harmoniques).

6.7 Mesures correctrices

Des mesures correctrices peuvent s'imposer à la fois au niveau de l'installation d'un utilisateur du réseau (réduction des distorsions de courant injectées dans le réseau) et du réseau de distribution (réduction des effets des distorsions de courant). L'ampleur de ces mesures dépend du budget disponible et des conditions techniques locales. De plus, des effets de compensations peuvent être générés par les installations d'autres utilisateurs du réseau à proximité du point de raccordement d'un utilisateur du réseau. Le cas échéant, ces effets doivent également être pris en compte pour le choix des mesures appropriées au niveau local.

6.7.1 Harmoniques et interharmoniques

Les mesures correctrices prises du côté réseau pour augmenter la puissance de court-circuit sont décrites au chapitre 2.8. Une répartition ciblée de l'installation à raccorder et de celles des autres utilisateurs du réseau sur diverses barres collectrices est par ailleurs envisageable.

Mesures correctrices prises du côté installation:

- Utilisation d'appareils présentant un faible taux total de distorsion harmonique THDi
- Amélioration du lissage dans le circuit intermédiaire des redresseurs-convertisseurs
- Utilisation de filtres passifs (circuits d'absorption)
- Utilisation de filtres actifs

Les mesures correctrices prises du côté installation sont décrites plus en détail dans les paragraphes suivants.

Remarque:

Afin d'éviter la formation de résonances indésirables, il convient d'équiper les installations de selfs d'amortissement destinées à compenser la puissance réactive. Un taux d'amortissement de 14% doit être sélectionné pour des tensions harmoniques potentielles de rang 3.

6.7.1.1 Circuits d'absorption

Les circuits d'absorption sont destinés à diminuer la distorsion de la tension du réseau provoquée par l'installation d'un utilisateur du réseau. On entend par circuit d'absorption (ou filtre passif) un circuit résonant série d'une fréquence de résonance proche de ou égale à l'émission d'harmoniques, d'interharmoniques ou de supra-harmoniques à filtrer. Les installations à circuit d'absorption sont habituellement constituées de plusieurs de ces circuits, accordés sur différentes fréquences.

Pour le dimensionnement de circuits d'absorption, il convient de prendre en compte notamment les aspects suivants:

- Les installations à circuits d'absorption peuvent exercer une influence inadmissible sur la télécommande centralisée. Par conséquent, elles doivent présenter une impédance minimale à la fréquence de télécommande, qui peut être obtenue auprès de l'exploitant réseau (cf. chapitre 8).
- En principe, une surcompensation durable (par rapport à la fondamentale) doit être évitée. Si elle est néanmoins envisagée, elle doit être approuvée par le gestionnaire de réseau.
- Les circuits d'absorption agissent non seulement sur les perturbations générées dans l'installation de l'utilisateur du réseau, mais absorbent aussi des courants perturbateurs du réseau, qui résultent de la distorsion de la tension d'alimentation. Cela doit être pris en compte pour le dimensionnement de circuits d'absorption.

6.7.1.2 Filtres actifs

Les filtres actifs sont destinés à réduire les distorsions dans la plage de fréquences inférieure à 2 kHz (harmoniques, interharmoniques). Contrairement aux installations à circuits d'absorption constitués d'éléments passifs (inductances, condensateurs), les filtres actifs analysent en permanence le courant à filtrer de l'installation de l'utilisateur du réseau (filtres actifs pilotés par le courant) et injectent un courant correcteur adapté. Les différents composants harmoniques et éventuellement interharmoniques du courant correcteur sont injectés par le filtre actif en opposition de phase par rapport à ceux du courant de l'installation. L'utilisation d'un filtre actif peut permettre d'obtenir un courant de forme quasi sinusoïdale pour l'installation de l'utilisateur du réseau.

Les filtres actifs peuvent affecter les caractéristiques locales de l'impédance de réseau liée à la fréquence par leurs capacités côté entrée et leurs circuits de régulation internes. Des points de

résonance supplémentaires peuvent modifier les répercussions sur la tension du réseau, notamment via des perturbations supra-harmoniques.

6.7.2 Supra-harmoniques

Mesures correctrices prises du côté réseau:

À partir de 2 kHz, l'impédance de réseau liée à la fréquence est déterminée essentiellement par les appareils raccordés, d'où une efficacité limitée des mesures correctrices prises du côté réseau pour augmenter la puissance de court-circuit.

Mesures correctrices prises du côté installation:

Il est important de veiller à une conception rigoureuse des installations au regard des couplages capacitifs et du système de mise à la terre. Ces mesures comprennent notamment:

- Pas de couplages capacitifs (pas de pose parallèle de câbles sujets à perturbations et de lignes, câbles réseau ou câbles de commande)
- Utilisation de câbles moteur blindés pour systèmes d'entraînement avec redresseur
- Renvoi direct des courants de fuite supra-harmoniques vers le redresseur-convertisseur
- Connexion à la terre de basse impédance dans la plage de fréquences d'émission de supra-harmoniques. Il convient notamment de tenir compte du fait qu'une augmentation de fréquence de l'ordre de quelques kHz à quelques centaines de kHz entraîne une nette augmentation de l'impédance des lignes par rapport à la fréquence du réseau.
- Potentiel de référence uniforme
- Pas de boucles de terre

L'utilisation de filtres réseau appropriés (filtres CEM) ou de filtres de sortie dans les convertisseurs permet par ailleurs de réduire efficacement les émissions supra-harmoniques. En revanche, les filtres actifs ne sont pas adaptés.

6.8 Justification métrologique

La justification métrologique peut être effectuée en différents points (cf. Chapitre 2.5). Le quantile de 95% des valeurs moyennes des courants harmoniques, interharmoniques ou supra-harmoniques, établies pour des intervalles de 10 minutes sur une semaine ou un cycle d'exploitation de l'installation, doit être inférieur à la valeur limite d'émission calculée. En outre, le quantile de 99% des valeurs moyennes journalières sur 3 secondes ne doit pas dépasser 1,25 ... 2 fois la valeur limite d'émission (cf. [CEI 61000-3-14] ou [CEI 61000-3-6]). En l'absence de données plus précises, un facteur de 1,25 est recommandé.

Les exigences relatives aux émissions de tension sont les mêmes que pour les émissions de courant (cf. chapitre 6.5).

L'évaluation des harmoniques et des interharmoniques s'effectue suivant les sous-groupes définis par la norme [EN 61000-4-7] (cf. Fig. 6-9).

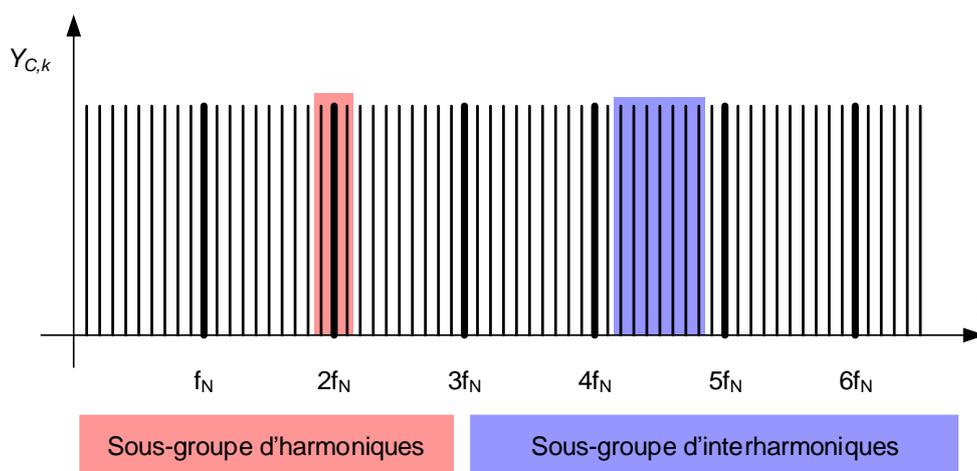


Fig. 6-9: Composantes spectrales de la transformation de Fourier suivant la norme [EN 61000-4-7] avec exemple de marquage du sous-groupe d'harmoniques $\nu = 2$ et du sous-groupe d'interharmoniques $\mu = 4$

La valeur efficace d'un sous-groupe d'harmoniques correspond à la racine carrée de la somme des valeurs efficaces des composantes spectrales des harmoniques au carré et des deux composantes spectrales directement contiguës.

La valeur efficace d'un sous-groupe d'interharmoniques correspond à la racine carrée de la somme des valeurs efficaces de toutes les composantes spectrales comprises dans l'intervalle entre deux composantes spectrales d'harmoniques successives, hors composantes spectrales contiguës aux composantes spectrales d'harmoniques. Le rang d'un sous-groupe d'interharmoniques correspond au rang des harmoniques contiguës inférieures. Exemple: l'interharmonique (d'un sous-groupe) située entre les harmoniques $\nu = 5$ et $\nu = 6$ est désigné par $\mu = 5$.

Dans la plage de fréquences de 2 à 9 kHz considérée, les supra-harmoniques sont à évaluer en tant que bandes de 200 Hz, conformément à la norme [EN 61000-4-7]. La valeur efficace de la bande de 200 Hz correspond à la racine carrée de la somme des valeurs efficaces de toutes les composantes spectrales comprises dans la plage $b - 95 \text{ Hz} \dots b + 100 \text{ Hz}$, b désignant la fréquence centrale de la bande de 200 Hz. À titre d'exemple, la bande de 200 Hz de fréquence centrale 2,1 kHz englobe ainsi toutes les composantes spectrales de 2,005 kHz à 2,2 kHz.

Dans les réseaux BT, la comparaison des niveaux de perturbations sur le réseau avec les niveaux de compatibilité dans la plage de 9 kHz à 150 kHz est également effectuée à l'aide d'une méthode basée sur des bandes de fréquence de 200 Hz. Remarque: la norme [EN 61000-4-30] ne définit pas encore de méthode de mesure pour la plage de fréquences de 2 kHz à 150 kHz. Elle est toutefois à l'étude.

La mesure des tensions à des fréquences différentes de celle du réseau peut être considérablement faussée, en particulier à des fréquences élevées, en raison des caractéristiques de transmission des convertisseurs de tension utilisés. Ces caractéristiques sont en effet liées à la fréquence. De plus, ces convertisseurs n'ont pas été étalonnés avec le système de mesure [14]. La mesure des distorsions de courant donne généralement des résultats plus fiables, avec des erreurs mineures.

7. Entailles de commutation

7.1 Généralités

Dans le domaine des techniques énergétiques, les redresseurs sont mis en œuvre pour un large éventail d'applications, avec des puissances pouvant atteindre plusieurs centaines de mégawatts:

- installations d'excitations statiques pour générateurs et moteurs synchrones;
- redresseurs-convertisseurs de démarrage;
- redresseurs pour installations de pompage-turbinage;
- alimentation en électricité de systèmes à électrolyse et de fours à arc;
- systèmes d'entraînement de laminoirs;
- convertisseurs directs (connexions réseau de lignes à courant continu haute tension ou applications ferroviaires).

L'apparition périodique de creux de courte durée dans la courbe de tension d'alimentation du réseau est caractéristique du fonctionnement de redresseurs pilotés par le réseau. Elles sont la conséquence de deux variations de tension rapides brusques, avec un présigne négatif et un présigne positif, dans un intervalle donné d'une période de tension d'alimentation. Cela est dû au fait qu'à chaque commutation, il se produit un court-circuit entre deux phases jusqu'au transfert complet du courant à la valve suivante. La profondeur de ces entailles de commutation dépend, entre autres, aussi de l'angle d'allumage α et atteint son maximum à $\alpha = 90^\circ$.

Une évaluation du raccordement au regard des entailles de commutation n'est nécessaire que pour les redresseurs asservis, pilotés par le réseau.

La Fig. 7-1 montre l'exemple d'une courbe de tension théorique entre une phase et un conducteur neutre au point de raccordement d'un redresseur à 6 crêtes avec un angle d'allumage de $\alpha = 45^\circ$. Les variations de tension sont souvent liées aux oscillations de compensation provoquées par un processus de commutation. Également appelées oscillations de commutation, elles dépendent de l'étendue du réseau et des relations entre R, L et C et se situent généralement dans la plage des hautes fréquences (Fig. 7-1 b). Elles revêtent un fort potentiel de nuisance dans les réseaux.

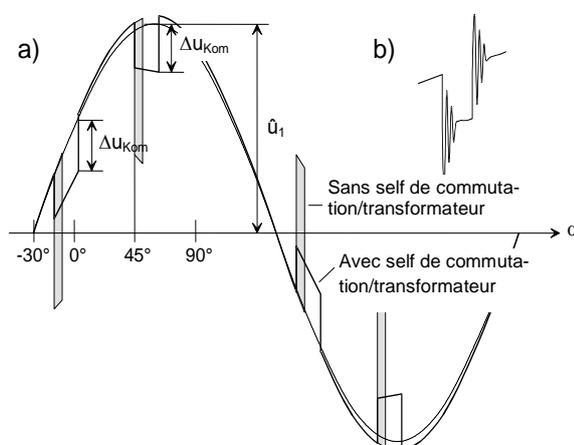


Fig. 7-1: Entailles de commutation dans la tension de phase contre du neutre
 a) courbe de tension théorique pour un redresseur à 6 crêtes
 b) creux avec oscillations de commutation (détail de a)

Les creux représentés en gris sur la Fig. 7-1 a) se produiraient si le module redresseur de puissance était connecté directement au point de raccordement. Le montage en amont d'une self de commutation et/ou d'un transformateur permet de réduire la profondeur des entailles, alors que leur durée augmente.

Les entailles de commutation occupent une large bande de fréquences qui s'étend jusqu'à quelques dizaines de Kilohertz. Les entailles de commutation ne sont donc prises en compte que pour une faible part dans les niveaux de compatibilité concernant les tensions harmoniques, interharmoniques et supra-harmoniques (voir chapitre 6). Pour l'évaluation des entailles de commutation, un examen dans un intervalle temporel donné est donc nécessaire.

La profondeur relative d'une entaille de commutation d_{Com} est définie comme l'écart le plus grand Δu entre la tension du réseau et la valeur instantanée de la fondamentale, rapporté à la valeur crête \hat{u}_1 , de la fondamentale. Elle est calculée comme suit:

$$d_{Com} = \frac{\Delta u_{Com}}{\hat{u}_1} \quad (7-1)$$

d_{Com}	Profondeur relative de l'entaille de commutation (creux de tension périodique transitoire)
Δu_{Com}	Écart maximal entre la tension du réseau et la valeur instantanée de la fondamentale
\hat{u}_1	Valeur de crête de la fondamentale

Cette définition repose sur l'écart de la valeur instantanée de tension $\Delta u(t)$, qui correspond à la différence entre la valeur instantanée de la tension d'alimentation non sinusoïdale et la valeur instantanée de la fondamentale au même moment.

Les entailles de commutation, oscillations superposées comprises, provoquent principalement les perturbations suivantes:

- perturbations acoustiques dans les composants électromagnétiques (moteurs, transformateurs et selfs dans les appareils électriques);
- transfert d'oscillations de haute fréquence vers l'électronique à travers les blocs d'alimentation. Ces oscillations peuvent s'entendre à travers les haut-parleurs dans les appareils électroacoustiques;
- problèmes d'affichage sur les écrans cathodiques;
- couplage par rayonnement dans les installations de radio;
- erreurs d'affichage sur les horloges qui dérivent leur cadence des passages par zéro de la tension du réseau (certains radioréveils, par exemple);
- anomalies de fonctionnement d'équipements de protection et de régulateurs de tension.

Types de couplage à privilégier pour réduire la profondeur des entailles de commutation dans les installations avec redresseur:

- raccordement basse tension: self de commutation
- raccordement moyenne tension: transformateur
- raccordement haute tension: transformateur

Des structures de raccordement combinées avec transformateur et self de commutation sont par ailleurs envisageables aux divers niveaux de tension.

Les exemples de mesure sélectionnés dans la Fig. 7-2 indiquent la diversité des oscillations occasionnées par une commutation aux différents niveaux de tension.

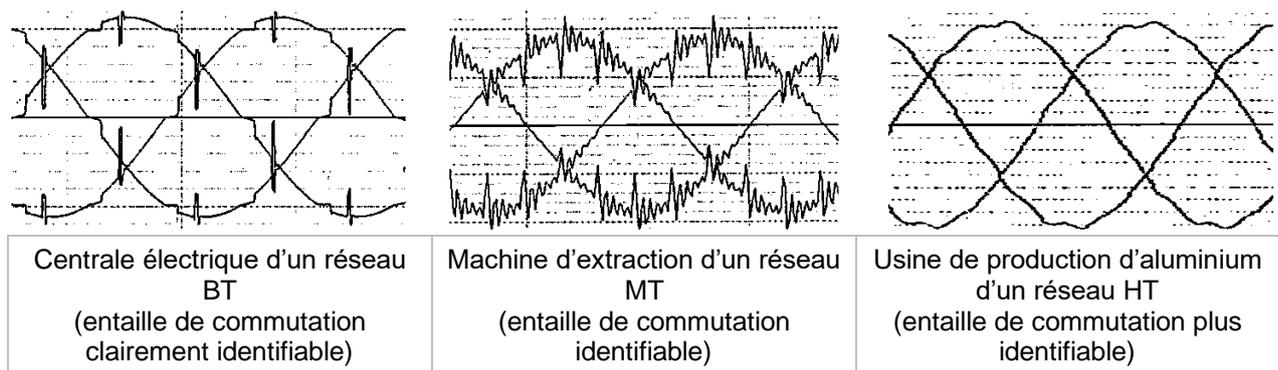


Fig. 7-2: Exemples de mesure des entailles et oscillations de commutation [15]

7.2 Calcul

Pour pouvoir respecter les valeurs limites d'émission, une self de commutation ou un transformateur est monté en amont du module redresseur. La solution qui consiste à diminuer la réactance du réseau ne doit être retenue que dans des cas isolés pour limiter la profondeur des entailles de commutation. Côté point de raccordement AP, la mesure sélectionnée modifie également le rapport entre la réactance du réseau X_{kAP} et la réactance de commutation X_{kCom} , composée de la réactance de la self X_D et/ou de la réactance du transformateur X_T . La Fig. 7-3 est un schéma équivalent du réseau auquel un redresseur est raccordé.

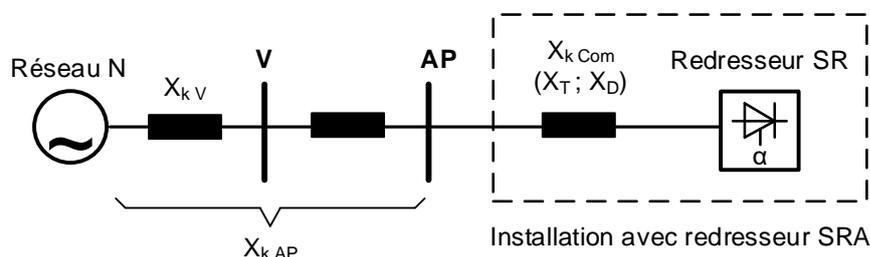


Fig. 7-3: Schéma équivalent d'un réseau avec redresseur

Dans un réseau inductif, la profondeur des entailles de commutation au point de raccordement AP d'un redresseur à 6 crêtes diminue avec le diviseur de tension: quotient de la réactance du réseau au point de raccordement X_{kAP} par la réactance totale en amont du redresseur (somme des réactances entre le point de raccordement et le redresseur):

$$d_{Com\ 6pAP} = \frac{X_{kAP}}{X_{kAP} + X_{kCom}} \quad (7-2)$$

$d_{Com\ 6pAP}$ Profondeur rel. de l'entaille de commutation au point de raccordement d'un redresseur à 6 crêtes

X_{kAP} Réactance du réseau au point de raccordement

X_{kCom} Somme des réactances entre le point de raccordement et le redresseur

Un angle d'allumage du redresseur de courant de 90° permet de prendre en compte la plus faible profondeur de l'entaille de commutation via le facteur $\sin \alpha$. L'angle de superposition ou de commutation μ n'est pas pris en compte. Sélectionner systématiquement l'angle d'allumage le plus défavorable pour l'évaluation. Les processus de démarrage doivent également être pris en compte.

Le type de raccordement du redresseur peut être pris en compte via le facteur K . Avec un raccordement direct sans transformateur ou en cas d'utilisation d'un transformateur triphasé avec un couplage inhabituel Dd5 ou Yy0, ce facteur est le suivant:

$$K = \frac{\sqrt{3}}{2}$$

Avec un raccordement via transformateur triphasé avec un couplage usuel Dy5 ou Yd5, il convient d'utiliser le facteur

$$K = 1$$

[16].

Pour les redresseurs avec $p > 6$, une conversion est nécessaire. Elle s'effectue à l'aide de l'équation suivante:

$$d_{Com} = d_{Com\ 6p} \cdot \frac{6}{p} \quad (7-3)$$

d_{Com} Profondeur rel. de l'entaille de commutation pour un redresseur à p crêtes
 $d_{Com\ 6p}$ Profondeur rel. de l'entaille de commutation pour un redresseur à 6 crêtes
 p Nombre de crêtes du redresseur

En tenant compte des facteurs d'influence indiqués, pour les redresseurs avec self de commutation et/ou transformateur, on obtient la formule de calcul générale de la profondeur relative de l'entaille de commutation:

$$d_{Com\ AP} = K \cdot \frac{6}{p} \cdot \frac{X_{kAP}}{X_{kAP} + X_{k\ Com}} \cdot \sin \alpha \quad (7-4)$$

$d_{Com\ AP}$ Profondeur rel. de l'entaille de commutation au point de raccordement
 K Facteur de raccordement selon type de raccordement ou du mode de couplage des transformateurs
 p Nombre de crêtes du redresseur
 α Angle d'allumage du redresseur
 $X_{k\ AP}$ Réactance du réseau au point de raccordement
 $X_{k\ Com}$ Somme des réactances entre le point de raccordement et le redresseur

En admettant que les grandeurs de référence de la self de commutation et/ou du transformateur sont identiques, on obtient la réactance de commutation résultante $X_{k\ Com}$ (cf. Fig. 7-3):

$$X_{k\ Com} = u_{k\ Com} \frac{U^2}{S_{SRA}} \quad (7-5)$$

$X_{k\ Com}$ Somme des réactances entre le point de raccordement et le redresseur
 $u_{k\ Com}$ Tension de court-circuit relative ou chute de tension nominale de la réactance de commutation (réactance transformateur et/ou self de commutation)
 S_{SRA} Puissance de raccordement de l'installation avec redresseur
 U Tension composée du réseau (dans les réseaux BT, la tension nominale $U_n = 400\ V$ peut généralement être utilisée pour U)

La relation mathématique

$$X_{kAP} = \frac{U^2}{S_{kAP}} \quad (7-6)$$

X_{kAP}	Réactance du réseau au point de raccordement
S_{kAP}	Puissance de court-circuit au point de raccordement
U	Tension composée du réseau (dans les réseaux BT, la tension nominale $U_n = 400\text{ V}$ peut généralement être utilisée pour U)

permet de calculer la profondeur relative de l'entaille de commutation au point de raccordement:

$$d_{\text{Com AP}} = K \cdot \sin\alpha \cdot \frac{6}{p} \cdot \left(u_{k\text{ Com}} \cdot \frac{S_{kAP}}{S_{\text{SRA}}} + 1 \right)^{-1} \quad (7-7)$$

$d_{\text{Com AP}}$	Profondeur rel. de l'entaille de commutation au point de raccordement
K	Facteur de raccordement selon type de raccordement ou du mode de couplage des transformateurs
$u_{k\text{ Com}}$	Tension de court-circuit relative ou chute de tension nominale de la réactance de commutation (réactance transformateur et/ou self de commutation)
S_{kAP}	Puissance de court-circuit au point de raccordement
S_{SRA}	Puissance de raccordement de l'installation avec redresseur
p	Nombre de crêtes du redresseur
α	Angle d'allumage du redresseur

Si les puissances assignées du transformateur, de la self de commutation et du redresseur sont différentes, la valeur $u_{k\text{ Com}}$ doit être déterminée avec précision. Les formules indiquées à l'Annexe B, permettant de calculer approximativement l'inductance et la tension de court-circuit relative ou la chute de la tension assignée de la self de commutation à monter en amont, sont destinées à aider l'utilisateur du réseau pour la conception de son installation électrotechnique. La valeur calculée étant relativement fiable (avec réserve), on peut considérer, qu'avec une self de commutation dimensionnée d'après ces valeurs, les entailles de commutation mesurées ne dépasseront pas la valeur limite d'émission.

Remarque:

Avec un rapport moins élevé entre la puissance de court-circuit au point de raccordement et la puissance de raccordement de l'installation avec redresseur, le calcul peut donner des valeurs d'inductance de commutation non compatibles avec le fonctionnement du redresseur de courant dans certaines conditions.

7.3 Conversion pour le point de couplage commun

L'évaluation de la profondeur relative de commutation s'effectuant au point de couplage commun, une conversion des valeurs calculées pour le point de raccordement est nécessaire.

La conversion de la profondeur relative de l'entaille de commutation d_{Com} du point de raccordement AP pour le point de couplage commun V s'effectue approximativement à l'aide de la formule suivante:

$$d_{Com V} = d_{Com AP} \cdot \frac{S_{k AP}}{S_{k V}} \quad (7-8)$$

$d_{Com AP}$	<i>Profondeur rel. de l'entaille de commutation au point de raccordement</i>
$d_{Com V}$	<i>profondeur rel. de l'entaille de commutation au point de couplage commun</i>
$S_{k AP}$	<i>Puissance de court-circuit au point de raccordement</i>
$S_{k V}$	<i>puissance de court-circuit au point de couplage commun</i>

7.4 Grandeurs d'évaluation

La grandeur d'évaluation est la profondeur relative de l'entaille de commutation au point de couplage commun. Elle doit être comparée avec les valeurs limites d'émission de l'installation de l'utilisateur du réseau.

7.5 Mesures correctrices

7.5.1 Mesures correctrices prises du côté réseau

Les mesures correctrices prises du côté réseau pour augmenter la puissance de court-circuit sont décrites au chapitre 2.8.

7.5.2 Mesures correctrices prises du côté installation

Augmentation de la réactance de commutation active:

- Influence du rapport entre la réactance du réseau $X_{k V}$ et la réactance de commutation $X_{k Com}$. L'Annexe B fournit une aide à la détermination de la chute de tension assignée ou de la tension relative de court-circuit de la self de commutation $u_{k Com}$ liée au rapport $S_{k V}/S_{SRA}$.

Recours à des installations de compensation:

- Correctement dimensionnées, les installations de compensation et de filtrage adaptées peuvent contribuer à réduire de façon significative la durée et la profondeur des entailles de commutation, surtout aux points de couplage communs caractérisés par une puissance de court-circuit relativement faible. Le calcul de l'influence réelle ne peut toutefois être réalisé qu'à l'aide d'une simulation par ordinateur.
- Des installations de compensation non filtrées (sans self) peuvent cependant créer de nouveaux points de résonance critiques et, ainsi, renforcer les oscillations de commutation. Les oscillations de commutation dont la fréquence est déterminée par des installations de compensation peuvent être réduites par le montage de filtres adaptés.

Choix d'un autre type de redresseur:

- À la place d'un modèle piloté par le réseau, il est possible d'utiliser, par exemple, un convertisseur de fréquence avec un redressement par diodes du côté du réseau ou un convertisseur auto-commuté à haute fréquence de hachage.

Augmentation du nombre de crêtes:

- Pour les redresseurs régulés pilotés par le réseau, une augmentation du nombre de crêtes jusqu'à $p = 48$ peut permettre de réduire les entailles de commutation.

Filtres actifs avec circuit de compensation RC:

- Cette combinaison est fréquemment utilisée pour réduire les entailles de commutation avec des niveaux d'harmoniques classiques faibles. En fonction de l'impédance du réseau, le recours à un circuit RC permet d'exciter des harmoniques basses fréquences, réduites via un filtre actif monté en parallèle.

7.6 Justification métrologique

La justification métrologique des entailles de commutation au point de raccordement AP est obtenue à l'aide d'un enregistreur de transitoires. Les convertisseurs ou les capteurs utilisés pour adapter les grandeurs mesurées doivent être adaptés à la mesure de phénomènes transitoires.

Compte tenu du nombre de grandeurs qui ont une influence sur les entailles de commutation et les oscillations qu'elles provoquent, il est vivement recommandé de procéder à une justification métrologique après la mise en service.

8. Tensions de signaux

8.1 Généralités

Outre le transport d'énergie électrique, le gestionnaire de réseau peut aussi utiliser le réseau de distribution aux fins du transfert de données. Dans ce cadre, des signaux de communication s'ajoutent à la tension du réseau. Résultat: des tensions de signaux volontaires se superposent à l'oscillation de tension. De façon générale, on distingue les systèmes de communication comprenant un émetteur et de nombreux récepteurs côté client de ceux composés de nombreuses stations combinant émetteurs et récepteurs. L'objectif des deux systèmes est le respect du niveau maximal du signal et un niveau de réception garantissant le bon fonctionnement des récepteurs. Les installations des utilisateurs du réseau peuvent influencer ces deux objectifs et perturber de façon acceptable le système de communication.

8.2 Télécommande centralisée à fréquence musicale

Dans la plupart des installations de télécommande centralisée (TTC), des impulsions à fréquences musicales dans la gamme de 110 Hz à 2000 Hz sont superposées à la tension du réseau via un couplage inductif série ou parallèle. Les récepteurs de télécommande raccordés filtrent et contrôlent les signaux transmis et exécutent les actions demandées si le télégramme est correct.

Les réseaux de distribution sont constitués d'une interconnexion complexe de lignes, transformateurs, générateurs, condensateurs de compensation, équipements électroniques de puissance, etc., d'où des interactions souvent difficiles à prévoir sur la fréquence des TTC. Les impédances du réseau et des installations des utilisateurs du réseau dépendent de la fréquence et représentent donc en présence d'impulsions à fréquences musicales, une charge toute autre qu'à la fréquence du réseau. Les mesures correctrices, qui ont un effet favorable sur la distorsion de la tension dans le réseau de distribution ou la distorsion du courant des installations des utilisateurs du réseau (p. ex. filtres), peuvent par ailleurs perturber le fonctionnement des TTC.

8.2.1 Mécanismes d'influence

8.2.1.1 Influences perturbatrices sur la TTC

La fiabilité de fonctionnement de la TTC implique un rapport signal-bruit suffisamment élevé. Les conditions suivantes doivent être remplies pour assurer la fiabilité de fonctionnement d'une TTC.

- Le signal utile doit être supérieur aux tensions perturbatrices (bruit) de façon suffisamment nette. Les appareils des installations des utilisateurs du réseau ne doivent pas générer des émissions élevées non admissibles dans la plage de fréquences des TTC, afin d'éviter une réponse erronée des récepteurs. Le niveau non fonctionnel des récepteurs doit donc se situer suffisamment au-dessus du bruit.
- Le niveau de la TTC doit quant à lui être supérieur au niveau fonctionnel des récepteurs (dans les deux cas, prévoir une marge de sécurité suffisante). Les installations des utilisateurs du réseau ne doivent donc pas influencer à la baisse le niveau de la TTC par leur impédance à la fréquence correspondante. Pour évaluer l'influence sur la TTC, on examine l'impact de l'installation globale de l'utilisateur du réseau au point de couplage commun. Les installations de production décentralisées peuvent également créer une charge supplémentaire pour la TTC.

On distingue trois catégories de perturbations d'une TCC.

A. Influence d'installations d'utilisateurs du réseau sur le signal de TCC

Les émissions d'harmoniques et d'interharmoniques d'appareils électroniques peuvent avoir une influence négative sur le signal de TCC. Les perturbations les plus importantes sont à prévoir dans la plage des harmoniques caractéristiques de rangs 5, 7, 9, 11 et 13. Les équipements électroniques de puissance modernes peuvent aussi provoquer des perturbations de l'ordre des interharmoniques ou d'harmoniques non caractéristiques. À l'avenir, il faut donc s'attendre à voir apparaître davantage de perturbations des TCC y compris à de telles fréquences.

Le réseau de distribution et les autres installations ou appareils raccordés des utilisateurs du réseau agissent comme une interconnexion hétérogène de capacités et d'inductances. En cas de résonances avec la fréquence de la TCC, le niveau de la TCC peut sensiblement varier. Avec une fréquence croissante de la TCC, en règle générale, cette action a tendance à se renforcer. Le signal de TCC peut également être influencé par les interactions avec les algorithmes de régulation des équipements électroniques de puissance modernes (p. ex. onduleurs).

Voici quelques exemples des mécanismes d'influence décrits:

- Atténuation du signal de TCC via une réduction importante de l'impédance de réseau à la fréquence de la TCC (p. ex. via installation d'injection ou station de charge de véhicules électriques)
- Influence des filtres actifs sur le signal de TCC (régulation, impédance côté entrée)
- Effets cumulés (émission et/ou caractéristique d'impédance) d'une multitude d'appareils identiques
- Action des convertisseurs ou des onduleurs (régulation, impédance côté entrée); dépend de la classe de puissance, de la fréquence de la TCC et de l'appareil installé (fabricant et type).
- Amplification du signal de TCC par une résonance série entre l'inductance du transformateur MT/BT et les capacités réparties dans les appareils des utilisateurs du réseau raccordés au réseau BT.

B. Influence du réseau de distribution sur le signal de TCC

Les lignes moyenne tension où des lignes aériennes alternent avec des lignes câblées agissent comme des circuits résonants en raison de leurs caractéristiques inductives et capacitatives. Les phénomènes de résonance, en particulier à hautes fréquences, peuvent entraîner une augmentation sensible du niveau de TCC effectif par rapport au niveau d'émission à certains endroits du réseau de distribution.

C. Influence réciproque de différentes TCC

Dans les pays ayant participé à l'élaboration de ces Règles techniques (D, A, CH, CZ), les fréquences des TCC utilisées doivent être coordonnées par le gestionnaire de réseau lui-même ou par les fournisseurs de TCC, afin d'éviter une influence réciproque des TCC de différents gestionnaires de réseau. De telles influences peuvent tout de même se produire suite à des résonances de réseau, y compris à travers plusieurs niveaux de réseau, lorsque les fréquences des TCC concernées sont identiques ou sont espacées de \square 100 Hz.

8.2.1.2 Influences exercées par la TCC

Le signal de TCC représente une sollicitation supplémentaire pour les appareils des installations raccordés au réseau de distribution. Pour éviter les influences perturbatrices de ces appareils par les TCC, le niveau de TCC doit être respecté par le gestionnaire de réseau. En outre, il appartient à chaque utilisateur d'un réseau de distribution avec TCC de s'assurer que les appareils raccordés dans son installation présentent une immunité suffisante au niveau de TCC maximal admissible.

8.2.2 Mesures correctrices

Les mesures correctrices suivantes peuvent être prises pour contrer une influence perturbatrice de la TCC:

- Codage des télégrammes et concertation sur les temps d'émission
- Répétition de l'émission en cas de déroulements non plausibles
- Découplage via mise en place de circuits de blocage et d'absorption au point de raccordement de l'installation d'un utilisateur du réseau
- Réduction des niveaux d'émission dans le réseau perturbateur
- Évitement des situations de couplage critiques connues

Remarque:

Un découplage via la mise en place de circuits de blocage et d'absorption est considéré comme de plus en plus critique, dans la mesure où il peut avoir une influence notable sur l'impédance du réseau.

Pour de plus amples informations, cf. sources [17] et [18].

8.2.3 Justification métrologique

Une justification métrologique est notamment conseillée quand l'influence potentielle de l'installation d'un utilisateur du réseau sur la TCC ne peut pas être déterminée avec suffisamment de précision au stade de l'étude du projet.

Dans ce cadre, il s'agit de s'assurer que les conditions définies au chapitre 8.2.1 sont respectées, à l'aide d'une mesure de la tension et du courant par sélection de fréquence. Conformément à la norme [EN 61000-4-30], classe A, il convient de déterminer le niveau du signal de TCC sur la base de valeurs efficaces de 10 périodes. Le quantile de 99% des valeurs maximales sur 3 secondes mesurées sur une semaine est ainsi évalué.

Remarque:

Les appareils de mesure qui ne répondent pas à cette spécification doivent utiliser un procédé de mesure qui restitue correctement le niveau d'émission du signal de TCC (à vitesse variable). Les méthodes de mesure utilisant des valeurs moyennées sur des intervalles plus longs sans détermination appropriée de la valeur maximale ne conviennent pas.

Avec des fréquences de TCC élevées, la mesure des niveaux peut être faussée par les caractéristiques de transmission liées à la fréquence des convertisseurs de tension utilisés.

8.3 Systèmes PLC (Power Line Communication)

Pour la communication avec les compteurs électroniques (smart meters), on utilise de plus en plus des systèmes PLC à bande étroite, qui fonctionnent essentiellement dans la plage de fréquences comprise entre 30 kHz et 95 kHz dans la bande PLC A (3 kHz – 95 kHz). À l'avenir, un développement des applications destinées à la plage de 500 kHz (bande FCC) est à prévoir.

Globalement, les mécanismes d'influence de ces applications sont les mêmes que ceux décrits au chapitre 8.2.1. La propagation des signaux perturbateurs et utiles à de telles fréquences est cependant limitée à quelques centaines de mètres. Les stations sont donc déterminées comme des émetteurs et des récepteurs, elles communiquent directement entre elles ou transmettent des données à destination d'autres stations. Les divers fabricants utilisent différentes architectures de système, procédés de modulation et protocoles.

Les niveaux d'émission admissibles sont spécifiés par la norme [EN 50065-1] pour la bande PLC A et réglementés par des dispositions nationales pour la bande FCC. Pour la plage de fréquences inférieure à 150 kHz, les exigences en matière d'immunité aux perturbations sont définies par la norme [EN 61000-4-19]. Les niveaux de compatibilité pour la coordination des émissions involontaires (bruit) dans les réseaux BT sont, quant à eux, fixés par la norme [EN 61000-2-2].

L'évaluation des répercussions sur le réseau liées aux technologies PLC n'est pas traitée dans les présentes Règles techniques.

Des informations complémentaires sur les influences perturbatrices entre les appareils et les installations électriques et les systèmes PLC à bande étroite dans la plage inférieure à 150 kHz sont fournies par trois rapports publiés par le CENELEC: SC205A [19], [CLC 50627] et [CLC 50669].

9. Courants continus

Il existe peu d'informations sur les origines, la propagation sur le réseau et les effets perturbateurs des courants continus. De même, il n'existe aucune méthode internationalement reconnue pour la mesure des courants continus.

Compte tenu de l'état actuel des connaissances disponibles, l'évaluation des répercussions sur le réseau des courants continus n'est pas traitée dans la présente édition des Règles techniques. Quelques explications complémentaires et références sont toutefois fournies ci-après.

Les courants continus peuvent être subdivisés en deux catégories, basées sur leur durée:

- courants continus de courte durée générés par des erreurs et des courants d'enclenchement (inrush);
- courants continus de longue durée générés par des appareils électriques tels que les onduleurs ou les redresseurs-convertisseurs [20].

L'émission de courants continus par des appareils électriques est essentiellement provoquée par des technologies de convertisseur générant un déséquilibre dans les demi-périodes de tension ou de courant lié aux tolérances de composants ou à des anomalies de fonctionnement. Les mesures réalisées sur des appareils individuels montrent que les systèmes dotés d'équipements électroniques de puissance modernes notamment, sans transformateur de basses fréquences et avec des courants assignés de l'ordre de 16 A ou plus, émettent des courants continus notables [20], [21], [22]. Les onduleurs photovoltaïques, les stations de charge de véhicules électriques, les convertisseurs de dispositifs de stockage d'électricité, les variateurs avec module frontend actif côté réseau ou encore les appareils avec lissage de demi-périodes de courant constituent des exemples types de ces systèmes [23].

Les effets des courants continus dans les réseaux triphasés sont, entre autres, des anomalies de fonctionnement ou des dommages liés à la saturation du noyau de fer sur des équipements tels que les transformateurs du réseau de distribution ou les dispositifs de protection. Les courants continus peuvent par ailleurs provoquer une corrosion accrue des installations de mise à la terre [20]. L'apparition de courants continus de mode commun dans un réseau BT entre L-PE et N-PE peut entraver la caractéristique de déclenchement des disjoncteurs différentiels.

La norme [EN 61000-2-2] ne fournit pas de niveau de compatibilité pour les tensions continues, dans la mesure où le courant continu joue un rôle prépondérant dans les influences perturbatrices. Par conséquent, une tension continue acceptable ne peut être déterminée qu'au cas par cas.

Il n'existe pour l'heure aucune norme internationale uniforme spécifiant des valeurs limites d'émission. La section 6.1 de la norme [EN 61000-3-2] définit uniquement les conditions auxquelles doivent répondre les appareils avec lissage de demi-périodes de courant. Le Tab. 9-1 contient une sélection de directives nationales relatives à l'émission de composantes continues. Le champ d'application de ces directives est toutefois limité. La norme VDE AR-N 4100 sur les installations de production fait exception et s'applique à tout appareil destiné à être raccordé au réseau basse tension.

Tab. 9-1: Sélection de valeurs limites d'émission de courant continu par des installations de production [24]

Pays	Directive	Composante continue maximale pour technologies avec onduleurs avec et sans transformateur
Australie	AS 4777.2	5 mA
Chine	GB/T 50865 - 2013	0,5% I_n
Allemagne	VDE-AR-N 4100	max {20 mA , 0,5% I_n }
Grande-Bretagne	ER G83/2	0,25% I_n
Japon	Technical Guideline for the Grid Interconnection	1,0% I_n
États-Unis	IEEE 929-2000	0,5% I_n

Il n'existe guère de spécifications reconnues sur la mesure des courants continus, les intervalles de mesure et l'agrégation de valeurs mesurées dans le temps. Il serait toutefois important d'en disposer pour pouvoir tenir compte des spécificités des courants continus (pulsés, constants...), qui entraînent nécessairement d'autres effets. Selon la norme [AR-N 4100], par exemple, il convient d'utiliser la composante continue mesurée suivant la méthode définie par la norme [EN 61000-4-7] (intervalle de mesure correspondant à 10 périodes).

Pour pouvoir en déduire des valeurs limites adaptées, des recherches complémentaires sur les tensions et les courants continus dans les réseaux triphasés doivent impérativement être menées. Cela implique une analyse plus approfondie des répercussions, la définition de méthodes de mesure et des travaux sur la propagation et la superposition.

Liste des normes

EN 50065-1:2012

Transmission de signaux sur les réseaux électriques basse tension dans la bande de fréquences de 3 kHz à 148,5 kHz - Partie 1: règles générales, bandes de fréquences et perturbations électromagnétiques

EN 50160:2020

Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution - Version EN 50160:2010 + Cor.:2010 + A1:2015 + A2:2019 + A3:2019

CLC/TR 50627:2015

Rapport d'étude sur les perturbations électromagnétiques entre les équipements/systèmes électriques entre eux dans la plage des fréquences inférieure à 150 kHz

CLC/TR 50669:2017

Résultats des études réalisées sur le brouillage électromagnétique dans la plage des fréquences inférieures à 150 kHz

CEI 60050:

Vocabulaire électrotechnique international (IEV)

CEI/TR 60725 ÉD. 3.0:2012

Étude des impédances de référence et des impédances des réseaux publics d'alimentation aux fins de la détermination des caractéristiques de perturbation des équipements électriques utilisant un courant nominal inférieur ou égal à 75 A par phase

EN 61000-2-2:2020

Compatibilité électromagnétique (CEM) - Partie 2-2: environnement - Niveaux de compatibilité pour les perturbations conduites à basse fréquence et la transmission des signaux sur les réseaux publics d'alimentation à basse tension (CEI 61000-2-2:2002 + A1:2017 + A2:2018); version française de la norme EN 61000-2-2:2002 + A1:2017 + A2:2019

EN 61000-2-12:2003

Compatibilité électromagnétique Partie 2-12: Environnement – Niveaux de compatibilité pour les perturbations conduites à basse fréquence et la transmission des signaux sur les réseaux publics d'alimentation à moyenne tension

EN 61000-3-2:2014

Compatibilité électromagnétique (CEM) - Partie 3-2: limites – Limites pour les émissions de courant harmonique (courant appelé par les appareils inférieur ou égal à 16 A par phase)

EN 61000-3-3:2013

Compatibilité électromagnétique (CEM) - Partie 3-3: limites – Limitation des variations de tension, des fluctuations de tension et du papillotement dans les réseaux publics d'alimentation basse tension, pour les matériels ayant un courant assigné inférieur ou égal à 16 A par phase

CEI 61000-3-6 éd. 2.0:2008

Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems

CEI 61000-3-7 éd. 2.0:2008

Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems

EN 61000-3-11:2000

Compatibilité électromagnétique (CEM). Partie 3-11: limites – Limitation des variations de tension, des fluctuations de tension et du papillotement dans les réseaux publics d'alimentation basse tension, pour les matériels ayant un courant assigné inférieur ou égal à 75 A par phase

EN 61000-3-12:2011

Compatibilité électromagnétique (CEM) - Partie 3-12: limites – Limites pour les courants harmoniques produits par les appareils connectés aux réseaux publics basse tension ayant un courant appelé supérieur à 16 A et inférieur ou égal à 75 A par phase

CEI/TR 61000-3-13 éd. 1.0:2008

Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-13: Limits - Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems

CEI/TR 61000-3-14 éd. 1.0:2011

Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-14: Assessment of emission limits for harmonics, interharmonics, voltage fluctuations and unbalance for the connection of disturbing installations to LV power systems

CEI/TR 61000-3-15 éd. 1.0:2011

Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-15: Limits - Assessment of low frequency electromagnetic immunity and emission requirements for dispersed generation systems in LV network

EN 61000-4-7:2002+A1:2009

Compatibilité électromagnétique (CEM) - Partie 4-7: techniques d'essai et de mesure – Guide général relatif aux mesures d'harmoniques et d'interharmoniques, ainsi qu'à l'appareillage de mesure, applicable aux réseaux d'alimentation et aux appareils qui y sont raccordés

EN 61000-4-15:2011

Compatibilité électromagnétique (CEM) - Partie 4-15: techniques d'essai et de mesure - Flickermètre - Spécifications fonctionnelles et de conception

EN 61000-4-19:2015

Compatibilité électromagnétique (CEM) - Partie 4-19: techniques d'essai et de mesure – Essai pour l'immunité aux perturbations conduites en mode différentiel et à la signalisation dans la gamme de fréquences de 2 kHz à 150 kHz, aux accès de puissance à courant alternatif (CEI 61000-4-19:2014)

EN 61000-4-30:2015 + corr. 2017

Compatibilité électromagnétique (CEM) - Partie 4-30: techniques d'essai et de mesure – Méthodes de mesure de la qualité de l'alimentation

VDE AR-N 4100: 2019

Technical rules for the connection and operation of customer installations to the low voltage network (TAR low voltage)

Sources

- [1] W. Mombauer: «Netrückwirkungen von Niederspannungsgeräten - Spannungsschwankungen und Flicker - Theorie, Normung nach DIN EN 61000-3-3 (VDE 0838-3): 2002-05 et DIN EN 61000-3-11 (VDE 0838-11): 2001-04», série de publications du VDE, volume 111, VDE-Verlag GmbH Berlin, Offenbach, 2006.
- [2] W. Mombauer: «EMV – Messung von Spannungsschwankungen und Flickern mit dem IEC-Flickermeter», série de publications du VDE, volume 109, VDE-Verlag GmbH Berlin, Offenbach, 2000.
- [3] W. Mombauer: «Flicker caused by interharmonics», etz-Archiv Bd. 12 (1990), H. 12.
- [4] W. Mombauer: «Flicker caused by phase jumps», Euro. Trans. Electr. Power 2006; 16:545-567.
- [5] W. Mombauer: «Ein neues Summationsgesetz für Flicker», etz Elektrotech. Z., Bd. 8 (2004).
- [6] W. Mombauer: «Flicker in Stromversorgungsnetzen – Messung, Berechnung, Kompensation Erläuterungen zu den Europäischen Normen und VDEW-Richtlinien sowie DIN EN 50160:2000-03», série de publications du VDE, volume 110, VDE-Verlag GmbH Berlin, Offenbach, 2005.
- [7] F. Möller, et.al.: «Impact of Electric Vehicle Charging on Unbalance and Harmonic Distortion – Field Study in an Urban Residential Area», 23ème Congrès International des Réseaux Électriques de Distribution (CIRED), juin 2015, Lyon, France.
- [8] J. Meyer, F. Möller, S. Perera et S. Elphick, «General Definition of Unbalanced Power to Calculate and Assess Unbalance of Customer Installations», 2019 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ) & 2019 Symposium on Electrical Engineering and Mechatronics (SEEM), Kärdla, Estonie, 2019, pp. 1-6.
- [9] Robert Stiegler et.al.: «Survey of network impedance in the frequency range 2-9 kHz in public low voltage networks in AT/CH/CZ/GE», Congrès International des Réseaux Électriques de Distribution (CIRED), juin 2019, Madrid, Espagne.
- [10] M. Höckel et.al.: Rapport final du projet de recherche «Swinging Grids – Measurement and modelling of oscillations in distribution grids», octobre 2016, disponible en ligne sur la plateforme d'information de l'OFEN Aramis (<https://www.aramis.admin.ch/>).
- [11] M. Jordan, M. F. Meyer, G. Kaatz, D. Schulz, S. Adloff et F. Santjer, «Harmonic Network Impedance Measurement and Modelling on the Medium Voltage level», International ETG Congress 2017, Bonn, Allemagne, 2017.
- [12] J. Xie, Y. X. Feng and N. Krap, «Network Impedance Measurements for Three-phase High-voltage Power Systems,» 2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, Chengdu, 2010.
- [13] M. Klatt, F. Kaiser, J. Meyer, P. Schegner, C. Lakenbrink, C. Gassner, «Measurements and Simulation of Supraharmonic Resonances in Public Low Voltage Networks», Congrès International des Réseaux Électriques de Distribution (CIRED), juin 2019, Madrid, Espagne.

-
- [14] J. Meyer, R. Stiegler, M. Elst, E. Sperling: «Accuracy of Harmonic Measurements in the Frequency Range Up to 5 kHz Using Conventional Instrument Transformers», 21ème Congrès International des Réseaux Électriques de Distribution (CIRED), juin 2011, Francfort, Allemagne.
- [15] B. Walther, Messungen Maschinenfabrik Reinhausen, Ratisbonne.
- [16] P. Büchner: Stromrichter-Netzurückwirkungen und ihre Beherrschung, VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, 1986, ISBN 978-3-7091-9525-3.
- [17] Recommandation VEÖ/VDEW/AES «Tonfrequenz-Rundsteuerung, Empfehlung zur Vermeidung unzulässiger Netzurückwirkungen»
- [18] Energie-Control Austria TOR D, section principale D3: Empfehlung Tonfrequenz-Rundsteuerung; Empfehlung zur Vermeidung unzulässiger Rückwirkungen.
- [19] CLC/SC205A Task force EMI: Rapport d'étude sur les perturbations électromagnétiques entre les équipements/systèmes électriques entre eux dans la plage des fréquences inférieure à 150 kHz, éd.1, 2010 (en anglais).
- [20] Université de Strathclyde: «An Investigation of DC injection into low voltage AC Power Systems». DTI Commissioned Report, juin 2005.
- [21] V. Salas et.al.: «DC current injection into the network from PV inverters of <5 kW for low-voltage small grid-connected PV systems», Solar Energy Materials & Solar Cells 91 (2007), Elsevier.
- [22] M. Calais et. al.: «Transformerless PV inverters – Recent Test Results and a Discussion of DC Current Injection and Safety Issues», Solar2010, the 48th AuSES Annual Conference, Canberra, Australie.
- [23] Groupe de travail commun CIRED/CIGRE C4.24/CIRED «Power Quality and EMC Issues with future electricity networks», rapport 719, e-cigre, mars 2018.
- [24] V. Salas, E. Olías, M. Alonso, F. Chenlo et A. Barrado, «DC current injection into the network from PV grid inverters» dans Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC-4, 2007, vol. 2, pp. 2371–2374.

Exemple d'utilisation du graphique

L'installation d'un utilisateur du réseau est alimentée par celles d'autres utilisateurs du réseau via un tronçon câblé (4 x 95 Al; 70 m) suivi d'une ligne aérienne (4 x 50 Al, 120 m) (Fig. A-1). Il s'agit de déterminer la puissance de court-circuit S_{kV} au point de couplage commun V.

Étape ① (impédance du transformateur):

Inscrire le point T en bas à gauche sur le diagramme, en fonction de la puissance S_{rT} (500 kVA) et de la tension de court-circuit u_{kT} du transformateur!

Étapes ② et ③ (impédances de ligne):

Inscrire les points K (70 m, K 95 Al) et F (120 m, F 50 Al) en haut à droite sur le diagramme selon leur longueur sur la courbe caractéristique correspondant au type de ligne!

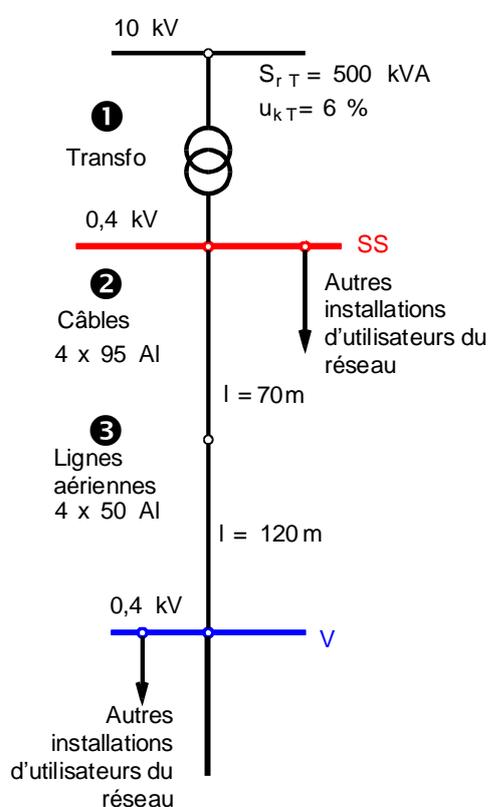


Fig. A-1: Configuration du réseau

Étape ④ (impédance totale des lignes):

Effectuer une addition vectorielle de toutes les impédances de ligne (câble: \vec{UK} ; ligne aérienne \vec{UF})! On obtient le point L. La longueur du vecteur \vec{UL} correspond à l'impédance totale des lignes.

Étape ⑤ (impédance de court-circuit au point de couplage commun):

Placer le segment \vec{TL} ! La longueur du segment \vec{TL} correspond à l'impédance de court-circuit Z_{kV} au point de couplage commun.

Étape ⑥ (puissance de court-circuit au point de point de couplage commun):

Rapporter le segment \vec{TL} sur l'«échelle de la puissance de court-circuit S_k en MVA»! Relever la valeur correspondante de la puissance de court-circuit S_{kV} !

En rapportant le segment \vec{UT} sur l'«échelle de la puissance de court-circuit S_k en MVA», on obtient la puissance de court-circuit S_{kSS} au niveau de la barre collectrice.

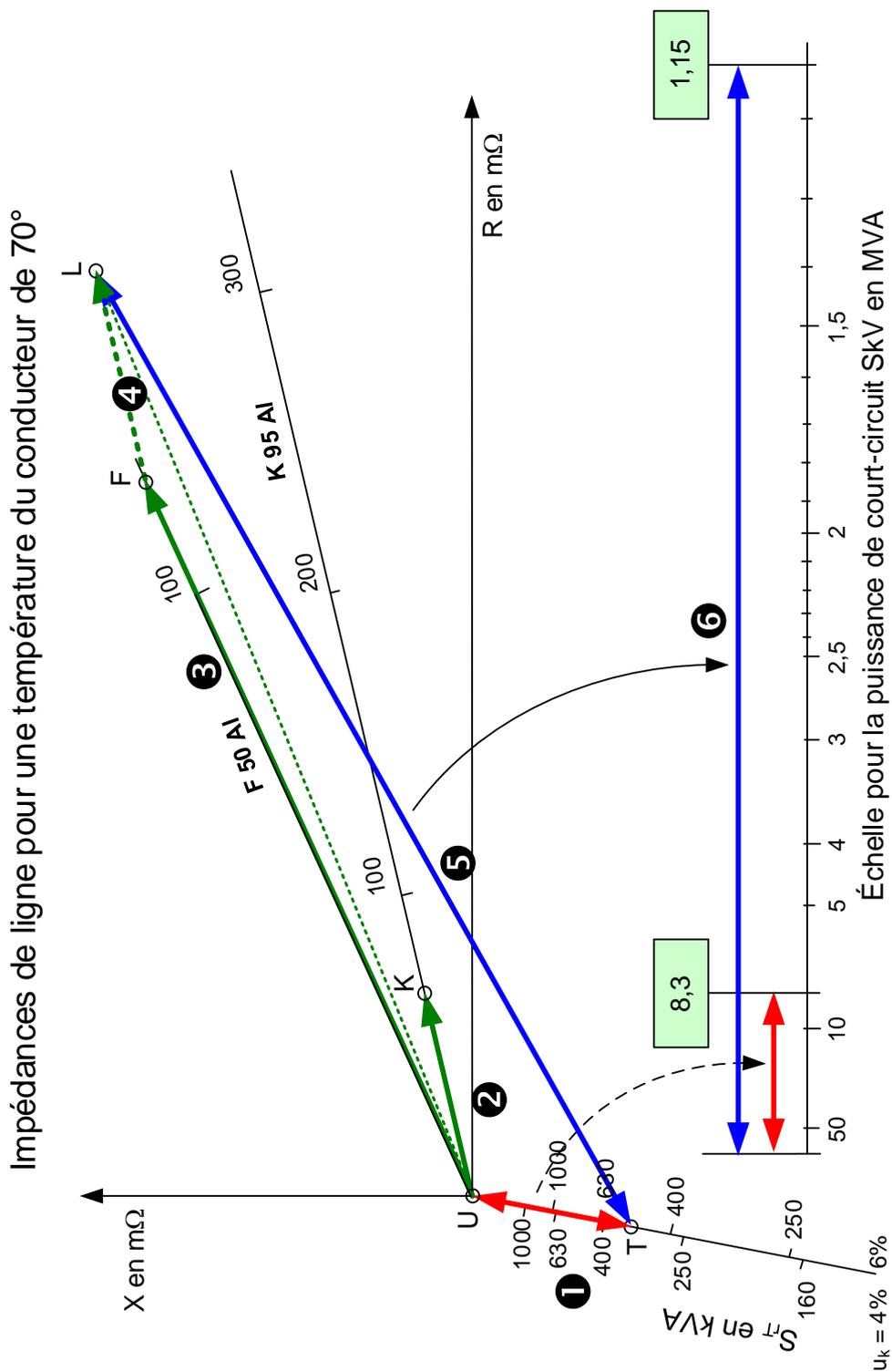


Fig. A-2: Procédure de détermination de la puissance de court-circuit

Annexe B

Directives d'étude de projet concernant le dimensionnement de l'inductance de commutation

Détermination de l'inductance requise pour la self de commutation

Dans les listes des selfs de commutation, les fabricants indiquent généralement la valeur d'inductance et le courant assigné. L'inductance de commutation L_{Com} , la tension U , la fréquence du réseau f et la puissance du redresseur-convertisseur $S_{r Str}$ sont imbriquées mutuellement selon la relation suivante:

$$L_{k Com} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f} \cdot u_{k Com} \cdot \frac{U^2}{S_{r Str}} \quad (B-1)$$

$L_{k Com}$	Inductance de la réactance de commutation $X_{k Com}$
f	Fréquence du réseau (correspond généralement à la fréquence nominale du réseau $f_N = 50$ Hz)
$u_{k Com}$	Tension de court-circuit relative de la réactance de commutation $X_{k Com}$
U	Tension du réseau, valeur composée (dans les réseaux BT, correspond généralement à la tension nominale $U_n = 400$ V)
$S_{r Str}$	Puissance du redresseur, (correspond généralement à la puissance de raccordement du redresseur S_{SRA})

Dans le cas où la réactance de commutation $X_{k Com}$ n'est constituée que d'une seule réactance de commutation, la formule B-1 peut être directement utilisée pour la conversion. S'il existe déjà un transformateur avec une puissance assignée $S_{r T}$ et une tension de court-circuit $u_{k T}$, on obtient pour l'inductance résiduelle L_D de la self de commutation:

$$L_D = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f} \cdot \left(u_{k Com} \cdot \frac{U^2}{S_{r Str}} - u_{k T} \cdot \frac{U^2}{S_{r T}} \right) \quad (B-2)$$

L_D	Inductance résiduelle de la self de commutation
f	Fréquence du réseau (correspond généralement à la fréquence nominale du réseau $f_N = 50$ Hz)
$u_{k Com}$	Tension de court-circuit relative de la réactance de commutation $X_{k Com}$
U	Tension du réseau, valeur composée (dans les réseaux BT, correspond généralement à la tension nominale $U_n = 400$ V)
$S_{r Str}$	Puissance du redresseur, (correspond généralement à la puissance de raccordement du redresseur S_{SRA})
$u_{k T}$	Tension de court-circuit relative du transformateur
$S_{r T}$	Puissance du transformateur

Détermination de la tension de court-circuit de la réactance de commutation

La tension de court-circuit relative $u_{k\text{ Com}}$ nécessaire de la réactance de commutation $X_{k\text{ Com}}$, liée au rapport S_{SRA}/S_{kV} , est calculée comme suit:

$$u_{k\text{ Com}} = \frac{S_{\text{SRA}}}{S_{kV}} \cdot \left(K \cdot \frac{1}{d_{\text{Com}}} - 1 \right) \quad (\text{B-3})$$

$u_{k\text{ Com}}$	Tension de court-circuit relative ou chute de tension nominale de la réactance de commutation $X_{k\text{ Com}}$
K	Facteur de raccordement selon type de raccordement ou du mode de couplage des transformateurs
d_{Com}	Profondeur rel. de l'entaille de commutation
S_{SRA}	Puissance de raccordement de l'installation avec redresseur
S_{kV}	Puissance de court-circuit au point de point de couplage commun

Un angle d'allumage de l'onduleur de 90° permet de prendre en compte la plus faible profondeur de l'entaille de commutation via le facteur $\sin \alpha$. Sélectionner systématiquement l'angle d'allumage le plus défavorable pour l'évaluation. Les processus de démarrage doivent également être pris en compte. Le nombre de crêtes du redresseur peut être pris en compte via le paramètre p .

Formule générale de calcul de la tension de court-circuit relative de la réactance de commutation:

$$u_{k\text{ Com}} = \frac{S_{\text{SRA}}}{S_{kV}} \cdot \left(K \cdot \sin \alpha \cdot \frac{6}{p} \cdot \frac{1}{d_{\text{Com}}} - 1 \right) \quad (\text{B-4})$$

$u_{k\text{ Com}}$	Tension de court-circuit relative ou chute de tension nominale de la réactance de commutation $X_{k\text{ Com}}$
K	Facteur de raccordement selon type de raccordement ou du mode de couplage des transformateurs
d_{Com}	Profondeur rel. de l'entaille de commutation
S_{SRA}	Puissance de raccordement de l'installation avec redresseur
S_{kV}	Puissance de court-circuit au point de point de couplage commun
p	Nombre de crêtes du redresseur
α	Angle d'allumage

Il suffit en général de considérer chaque installation avec redresseur individuellement, la probabilité d'une superposition d'entailles de commutation étant faible. En revanche, si plusieurs installations avec redresseur sont délibérément exploitées de manière synchrone, il faut veiller à ce que l'effet cumulé reste inférieur aux valeurs limites d'émission respectives.

La réactance de commutation doit être définie avec une tension de court-circuit minimale $u_{k\text{ Com}} = 4\%$. Avec une valeur $u_{k\text{ Com}} > 12,5\%$, on obtient une commutation longue et une chute de tension élevée, ce qui peut entraver de façon notable le fonctionnement du redresseur. Le calcul de l'influence réelle ne peut toutefois être réalisé qu'à l'aide d'une simulation par ordinateur.

La tension de court-circuit relative de la réactance de commutation $u_{k\text{ Com}}$ peut aussi être déterminée suivant les Fig. B-1 à B-3, sur la base du rapport S_{kV}/S_{SRA} relatif aux valeurs types de la profondeur relative de l'entaille de commutation d_{Com} . Les courbes caractéristiques sont représentées pour le facteur de raccordement $K = 1$. La valeur $u_{k\text{ Com}}$ des redresseurs à 6 crêtes est directement consultable. Pour les redresseurs à plus de 6 crêtes ou avec un type de raccordement différent, la grandeur $u_{k\text{ Com}}$ résultante peut être calculée à l'aide de la formule (B-4).

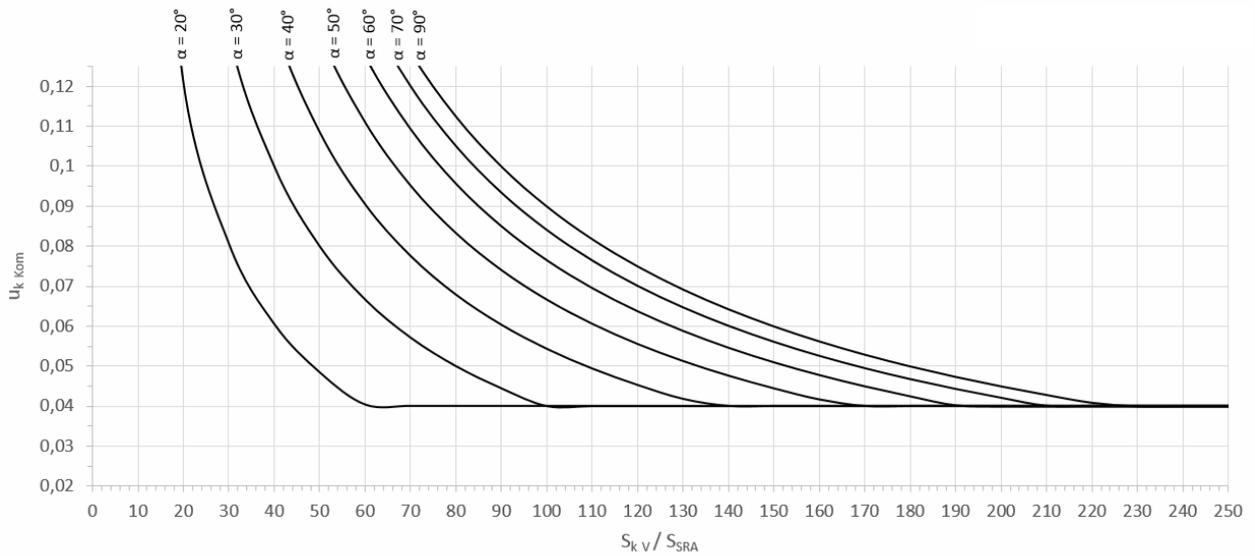


Fig. B-1: Tension de court-circuit relative $u_{k,Com}$ nécessaire de la réactance de commutation $X_{k,Com}$, liée au rapport S_{kV}/S_{SRA} , pour différents angles d'allumage, avec un redresseur à 6 crêtes et une valeur d_{Com} de 10% (BT)

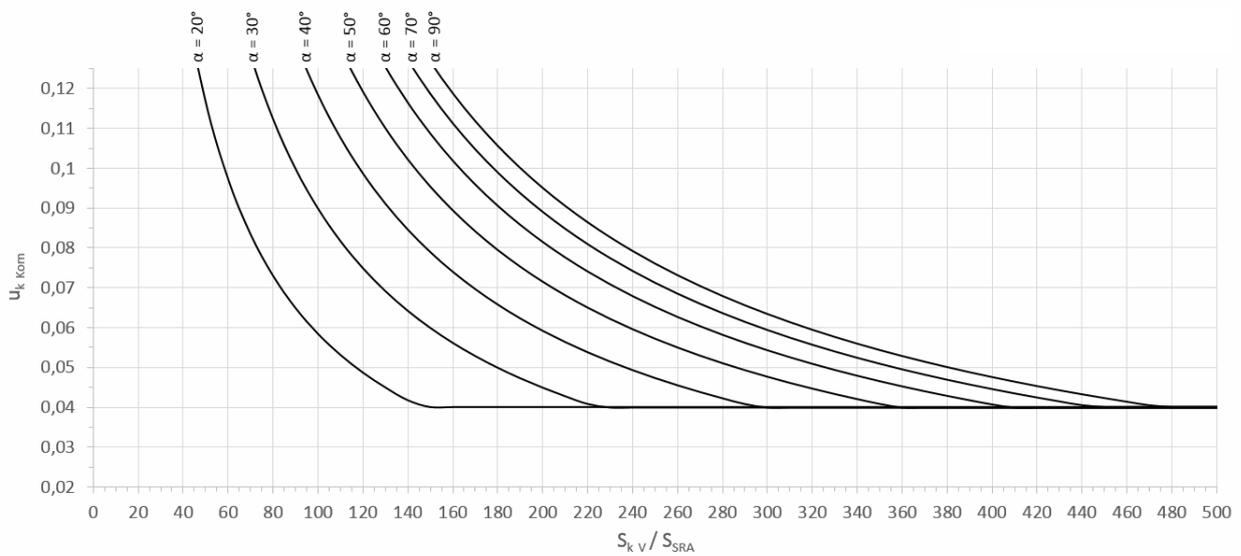


Fig. B-2: Tension de court-circuit relative $u_{k,Com}$ nécessaire de la réactance de commutation $X_{k,Com}$, liée au rapport S_{kV}/S_{SRA} , pour différents angles d'allumage, avec un redresseur à 6 crêtes et une valeur d_{Com} de 5% (MT)

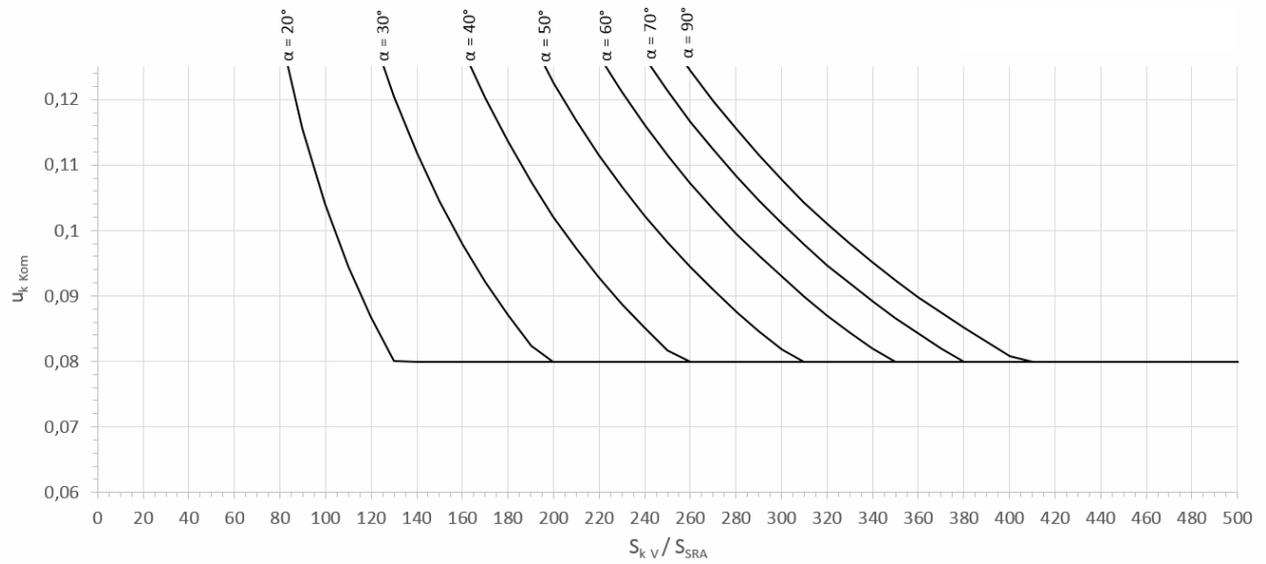


Fig. B-3: Tension de court-circuit relative $u_{k,Com}$ nécessaire de la réactance de commutation $X_{k,Com}$, liée au rapport S_{kV}/S_{SRA} , pour différents angles d'allumage, avec un redresseur à 6 crêtes et une valeur d_{Com} de 3% (HT)