



Détermination du niveau d'émission harmonique d'une installation raccordée au réseau de distribution

Julien Denoel

► To cite this version:

Julien Denoel. Détermination du niveau d'émission harmonique d'une installation raccordée au réseau de distribution. Autre. Université Paris Saclay (COmUE), 2016. Français. NNT : 2016SACLC085 . tel-01415631

HAL Id: tel-01415631

<https://theses.hal.science/tel-01415631>

Submitted on 13 Dec 2016

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

NNT : 2016SACLC085

THESE DE DOCTORAT
DE
L'UNIVERSITE PARIS-SACLAY
PREPAREE A
CENTRALESUPELEC

Ecole Doctorale n° 575
Physique et ingénierie : Electrons, Photons, Sciences du vivant

Spécialité de doctorat : Génie électrique

Par

M. Julien DENOEL

Détermination du niveau d'émission harmonique d'une installation
raccordée au réseau de distribution

Thèse présentée et soutenue à Gif-sur-Yvette, le 18 novembre 2016 :

Composition du Jury :

M. BESANGER Yvon	Professeur, G2ELab	Président
M. MAUN Jean-Claude	Professeur, Université Libre de Bruxelles	Rapporteur
M. GUERIN Patrick	Maître de conférence, Université de Nantes	Rapporteur
M. DIALLO Demba	Professeur, Université Paris Sud	Examineur
M. PETIT Marc	Professeur adjoint, CentraleSupélec	Directeur de thèse
M. LE Trung Dung	Professeur assistant, CentraleSupélec	Co-encadrant
M. BERTHET Luc	Ingénieur chercheur, EDF R&D	Invité

« Il semble que la perfection soit atteinte non quand il n'y a plus rien à ajouter, mais quand il n'y a plus rien à retrancher »

Antoine de Saint-Exupéry

Remerciements

Tout d'abord, j'adresse mes remerciements à l'ensemble des membres du jury : Jean-Claude Maun, Patrick Guerin, Yvon Besanger et Demba Diallo, pour le temps qu'ils ont accordé à la lecture de ces travaux de thèse, ainsi que pour les questions et les commentaires pertinents qu'ils ont formulé et qui ont permis d'enrichir la réflexion portée sur la problématique traitée.

Sur le plan scientifique, je tiens à remercier mes encadrants. Du côté académique, je remercie Marc Petit qui a dirigé cette thèse, et Trung Dung Le qui a également suivi ces travaux durant les deuxième et troisième années. J'ai pu m'appuyer sur leurs retours et leurs conseils tout au long de cette thèse pour m'orienter dans mes recherches. Du côté industriel, je remercie Luc Berthet, ingénieur chercheur à EDF R&D, pour tout le temps qu'il a consacré à ces travaux. J'ai pu pleinement bénéficier de son expertise dans le domaine de la qualité de l'électricité pour approfondir mes connaissances sur ce sujet.

Je remercie également l'ensemble de mes collègues à EDF R&D : les membres et ex-membres du groupe R42 : Valérie, Luc, Ludo, Marc et Michaël (M&M's), Guillaume, Kalan, Sébastien, Gérard, Xavier, Kevin, Boris, Béa, Bernard, Chau, Géraud, Vincent, et également les différentes personnes du département MIRE que j'ai eu le plaisir de rencontrer : Arnaud, Julien, Anne-Laure, Christophe, Rémi, Mathieu, Florence, Clément, Alban et Rodrigue pour n'en citer que quelques-uns. J'ai grandement apprécié leur soutien et la super ambiance au sein du groupe et du département. J'espère que la tradition des « petites blagues » entre collègues se poursuivra après mon départ, même si je n'ai pas vraiment de doute là-dessus ☺.

Ensuite, je tiens aussi à remercier l'ensemble de mes collègues au laboratoire GeePs durant ces trois années : Samy, Jad, Mickaël, Olivier, Paul, Teodor, Juliette, Ludwig, Eléonore, Paul-Antoine, Bogdan, Davi, Marine, Stéphanie, Pierre-Etienne, Loïc, Damien, Florent, Alejandro, Dani, Carmen, Marjorie et Sarah. J'ai là aussi fortement apprécié la bonne ambiance au sein du laboratoire, en particulier lors des pauses de midi avec nos parties de Rumble et de Bang !

Enfin, je terminerai ces remerciements par ma famille, pour tout le soutien qu'elle m'a apporté durant ces trois années !

Table des matières

Remerciements	v
Table des matières	vii
Table des abréviations	xi
Table des figures	xiii
Introduction générale.....	1
Chapitre 1. Etat de l'art	7
1. Présentation des définitions existantes du niveau d'émission harmonique d'une installation	7
1.1. Définitions basées sur la représentation de l'installation et du réseau par un schéma équivalent de Norton	8
1.2. Définitions basées sur les puissances harmoniques	12
1.3. Définitions basées sur d'autres concepts	18
2. Présentation des méthodes d'identification du schéma de Norton équivalent d'une installation et du réseau	27
2.1. Utilisation des variations brusques des courants et tensions harmoniques au PCC de l'installation	28
2.2. Injection de courants harmoniques au PCC d'une installation	29
2.3. Représentation graphique de l'impédance du réseau	30
2.4. Estimation par régression non-linéaire	31
2.5. Utilisation d'une impédance de référence.....	32
2.6. Utilisation de la covariance sur les mesures de tensions et courants harmoniques	32
2.7. Modélisation de l'impédance de l'installation par une charge RLC parallèle	33
2.8. Méthode itérative	34
2.9. Méthode statistique	35
3. Bilan de l'état de l'art.....	37
Chapitre 2. Premières propositions de nouvelles définitions	39
1. Amplitude du courant harmonique mesuré au PCC.....	39
2. Installation comparée avec une charge résistive	40
3. Projection vectorielle du courant harmonique au PCC sur le courant harmonique au jeu de barres	40
4. Variation de l'amplitude du courant harmonique au jeu de barres produite par l'installation.....	41
Chapitre 3. Etude détaillée des définitions du niveau d'émission harmonique	43

1. Méthodologie pour évaluer les définitions.....	44
1.1. Evaluation des définitions sur des réseaux élémentaires	45
1.2. Etude comparative et définition de référence	45
1.3. Choix de la grandeur physique de la définition	47
1.4. Positionnement de la définition.....	48
1.5. Méthode de mesure	49
1.6. Méthodologie retenue	50
2. Présentation des réseaux élémentaires	51
2.1. Cas A : sources harmoniques idéales	51
2.2. Cas B : installation passive	52
2.3. Cas C : installations « Norton »	53
2.4. Cas D : résonance.....	54
2.5. Cas E : impact des impédances de lignes.....	56
3. Etude des définitions sur les réseaux élémentaires	57
3.1. Etude des définitions sur le cas A	57
3.2. Etude des définitions sur le cas B	67
3.3. Etude des définitions sur le cas D	71
3.4. Etude des définitions sur le cas E	75
4. Bilan des études détaillées.....	79
4.1. Conclusions sur les définitions	79
4.2. Bilan général	83
Chapitre 4. Définition « 4 quadrants »	85
1. Réflexions préliminaires	85
1.1. Concept de base : décomposition du courant harmonique au PCC en composantes perturbatrice et non-perturbatrice	85
1.2. Définition des charges perturbatrices et des charges non-perturbatrices	86
1.3. Identification des charges perturbatrices dans une installation.....	86
2. Définition du niveau d'émission harmonique avec la méthode « 4 quadrants ».....	89
2.1. Principes de la méthode « 4 quadrants ».....	89
2.2. Définition du niveau d'émission harmonique.....	94
3. Résultats sur les cas test A à E	97
3.1. Cas A : sources harmoniques idéales	97
3.2. Cas B : installation passive	98
3.3. Cas C : installations « Norton »	99

3.4. Cas D : résonance.....	101
3.5. Cas E : impact des impédances de lignes.....	101
4. Bilan théorique de la définition « 4 quadrants »	102
Chapitre 5. Etude des définitions retenues en simulation	103
1. Présentation du réseau utilisé pour les simulations	103
1.1. Caractéristiques du réseau.....	103
1.2. Placement et caractéristiques des installations perturbatrices.....	104
1.3. Analyse du comportement du réseau	106
2. Principe du calcul des niveaux d'émission harmonique	114
2.1. Définition « courant seul ».....	114
2.2. Définition « comparaison R »	114
2.3. Définition « projection IB »	115
2.4. Définition « 4 quadrants ».....	115
3. Simulations & Analyses	117
3.1. Plan de connexion des installations	117
3.2. Principaux résultats & Analyses	119
3.3. Pertinence des résultats obtenus.....	130
3.4. Bilan.....	133
4. Robustesse de la définition « 4 quadrants »	135
4.1. Longueurs des lignes et des câbles	135
4.2. Puissances appelées par les installations non-linéaires.....	140
4.3. Taux de charge du réseau.....	144
4.4. Puissance nominale du transformateur d'alimentation	147
4.5. Taux de compensation des batteries de condensateurs	149
4.6. Erreurs de mesure.....	154
4.7. Bilan de la robustesse.....	157
5. Bilan des études en simulation	158
Chapitre 6. Campagne de mesures	161
1. Présentation du réseau	161
2. Présentation des appareils de mesures	163
3. Présentation des principaux résultats	165
3.1. Les attentes sur les résultats	165
3.2. Principaux résultats obtenus	166

4. Bilan de la campagne de mesures	174
Conclusions générales & Perspectives	175
1. Démarche	175
2. Conclusions générales	176
2.1. Analyse des définitions existantes	176
2.2. Solution proposée : la définition « 4 quadrants ».....	177
2.3. Résultats obtenus avec la définition « 4 quadrants »	177
3. Perspectives	178
Annexe A : Caractéristiques du réseau utilisé pour les simulations.....	181
Annexe B : Modélisation d'un pont redresseur à diodes avec charge RC	183
Annexe C : Modélisation d'un pont redresseur à thyristors avec charge RL.....	185
Annexe D : Définition du niveau d'émission harmonique d'une installation avec la méthode « 4 quadrants »	187
Annexe E : Impact des charges capacitives sur l'impédance du réseau.....	189
Annexe F : Estimation de la fréquence de résonance sur un réseau HTA	193
Annexe G : Critère triphasé pour évaluer le niveau d'émission harmonique	195
Bibliographie	197

Table des abréviations

Liste des acronymes :

HTB	→	Haute Tension B (tension nominale au-delà de 50 kV)
HTA	→	Haute Tension A (tension nominale comprise entre 1000 V (exclus) et 50 kV (inclus))
BT	→	Basse Tension (tension nominale comprise entre 50 V (exclus) et 1000V (inclus))
JdB	→	Jeu de barres
FFT	→	Fast Fourier Transform (Transformée de Fourier rapide)
PCC	→	Point de Couplage Commun (dans le cadre de cette thèse, ce point peut être également le point de raccordement, ou le point de livraison)

Liste des grandeurs utilisées :

u	→	Tension composée (valeur instantanée)
v	→	Tension simple (valeur instantanée)
i	→	Courant (valeur instantanée)
U	→	Tension composée
V	→	Tension simple
I	→	Courant (ou source de courant)
P	→	Puissance active
Q	→	Puissance réactive
S	→	Puissance apparente
f	→	Fréquence
ω	→	Pulsation
θ	→	Déphasage entre deux courants (ou deux tensions)
φ	→	Déphasage entre un courant et une tension
Z	→	Impédance
Y	→	Admittance
R	→	Résistance
L	→	Inductance
C	→	Capacité

Liste des indices utilisés :

X	→	Grandeur X complexe ou vectorielle (dont le module correspond à la valeur efficace).
X_n	→	Valeur nominale de X
X_{eq}	→	Grandeur X équivalente
X_{pcc}	→	Grandeur X mesurée au PCC d'une installation
X_{pcci}	→	Grandeur X mesurée au PCC de l'installation i
X_h	→	Grandeur X au rang harmonique h
X_1	→	Grandeur X au fondamental (composante 50 Hz)
X_H	→	Grandeur X non-fondamentale (comprend les composantes continue, harmoniques (autre que 50 Hz), et interharmoniques)
X_u	→	Grandeur X relative au réseau (u : Utility)

X_c	→	Grandeur X relative à une installation (c : Customer)
X_{ci}	→	Grandeur X relative à l'installation i
X_l	→	Grandeur X relative à une ligne (ou un câble)
X_B	→	Grandeur X au jeu de barres

Table des figures

Figure 1-1 : schéma de Norton équivalent vu du point de livraison (PCC) d'une installation (représentation monophasée).....	8
Figure 1-2 : variation de la tension harmonique due au raccordement d'une installation	11
Figure 1-3 : convention de signe pour les courant et tension harmoniques (représentation monophasée).....	12
Figure 1-4 : principe de la décomposition de la forme d'onde utilisée par la friendliness power.....	16
Figure 1-5 : schéma de principe de la modélisation par réseau de neurones.	19
Figure 1-6 : Représentation de la relation entre les courant et tension harmoniques.....	23
Figure 1-7 : Représentation du niveau d'émission harmonique selon [MAZ11].....	24
Figure 1-8 : Utilisation d'un filtre pour séparer physiquement les perturbations harmoniques du réseau et d'une installation.	25
Figure 1-9 : schéma de Norton équivalent vu du point de livraison (PCC) d'une installation (représentation monophasée).....	27
Figure 1-10 : schéma de principe de l'injection du courant harmonique.	29
Figure 1-11 : représentation graphique approchée de l'impédance du réseau en fréquence....	30
Figure 1-12 : modèle simplifié d'une installation (RLC + source de courant)	33
Figure 1-13 : représentation graphique du résultat de la méthode statistique.....	35
Figure 2-1 : exemple de l'impact d'une installation sur l'amplitude du courant au jeu de barres.	42
Figure 3-1 : test comparatif de plusieurs définitions (principe).	45
Figure 3-2 : test comparatif pour une définition (principe).....	47
Figure 3-3 : principe de la méthodologie retenue.	50
Figure 3-4 : cas A : sources harmoniques idéales	52
Figure 3-5 : cas B : installation passive.....	53
Figure 3-6 : cas C : installations « Norton »	54
Figure 3-7 : cas D : résonance	55
Figure 3-8 : cas E : impact des impédances de lignes	56
Figure 3-9 : représentation des grandeurs pour le cas A dans le plan complexe	57
Figure 3-10 : impact harmonique de deux installations (pour 2 valeurs de θh).....	59
Figure 3-11 : grandeurs complexes pour le cas A avec des courants injectés égaux en amplitude.....	61
Figure 3-12 : modèle équivalent d'une installation au rang h et au fondamental	63
Figure 3-13 : déphasages des courants aux PCC par rapport au courant au jeu de barres	65
Figure 3-14 : cas A symétrique	66
Figure 3-15 : représentation des grandeurs pour le cas B dans le plan complexe.....	67
Figure 3-16 : évaluation du courant dans une installation non-perturbatrice.....	69
Figure 3-17 : représentation des grandeurs pour le cas D dans le plan complexe	71
Figure 3-18 : grandeurs complexes pour le cas D lorsque le rang h est supérieur à la fréquence de résonance	74
Figure 3-19 : représentation des grandeurs pour le cas E dans le plan complexe.....	75

Figure 3-20 : impact d'une installation sur un réseau réel	76
Figure 3-21 : calcul de l'impact d'une installation à son PCC et au jeu de barres.....	77
Figure 4-1 : exemple de modèle monophasé d'une installation.	87
Figure 4-2 : modèle monophasé équivalent d'une installation au rang h.....	87
Figure 4-3 : représentation des « 4 quadrants » dans le plan complexe (avec la tension comme référence).....	89
Figure 4-4 : décomposition du courant au PCC (exemple A)	90
Figure 4-5 : décomposition du courant au PCC (exemple B)	90
Figure 4-6 : représentation géométrique de l'amplitude minimale du courant perturbateur (1 ^{ère} approche).....	91
Figure 4-7 : Représentation de la zone non-perturbatrice dans le plan complexe	92
Figure 4-8 : Exemples de niveaux d'émission harmonique obtenus avec la méthode « 4 quadrants »	93
Figure 4-9 : représentation des 7 zones du plan complexe (ici le courant est situé dans la zone 1'').....	95
Figure 4-10 : définition « 4 quadrants » appliquée sur le cas A (exemple)	97
Figure 4-11 : définition « 4 quadrants » appliquée sur le cas B (exemple).....	98
Figure 4-12 : impact du raccordement de l'impédance équivalente Z_c, h (exemple).....	100
Figure 5-1 : Topologie du réseau utilisé pour les simulations	104
Figure 5-2 : réseau retenu (avec les charges perturbatrices)	105
Figure 5-3 : plan de connexion (effets individuels)	106
Figure 5-4 : effet individuel des installations.....	107
Figure 5-5 : enclenchement d'une batterie de condensateurs à 5s (installation 9).....	108
Figure 5-6 : test de couplage entre les installations non-linéaires.....	110
Figure 5-7 : principe du plan de connexion pour montrer l'impact des batteries de condensateurs	111
Figure 5-8 : mise en évidence de l'impact des batteries de condensateurs (rang 5)	112
Figure 5-9 : impact des batteries de condensateurs sur le niveau de tension harmonique au jeu de barres	113
Figure 5-10 : définition « courant seul » - principe de calcul	114
Figure 5-11 : définition « comparaison R » - principe de calcul.....	114
Figure 5-12 : définition « projection IB » - principe de calcul	115
Figure 5-13 : définition « 4 quadrants » - principe de calcul	115
Figure 5-14 : Plan de connexion utilisé pour tester les définitions	118
Figure 5-15 : évolution du courant harmonique au jeu de barres.....	119
Figure 5-16 : évolution du niveau d'émission harmonique de l'installation 3 par définition (rang 5).....	120
Figure 5-17 : évolution du niveau d'émission harmonique de l'installation 12 par définition (rang 5).....	122
Figure 5-18 : évolution du niveau d'émission harmonique de l'installation 6 par définition (rang 13).....	123
Figure 5-19 : évolution du niveau d'émission harmonique de l'installation 2 par définition (rang 5).....	124
Figure 5-20 : évolution du niveau d'émission lorsque IB, h varie au cours du temps	125

Figure 5-21 : évolution du niveau d'émission harmonique de l'installation 2 par définition (rang 13)	125
Figure 5-22 : définition « projection IB » - impact du raccordement d'une installation.	126
Figure 5-23 : évolution des niveaux d'émission harmonique des installations non-linéaires (rang 19)	127
Figure 5-24 : évolution du niveau d'émission harmonique de l'installation 9 par définition (rang 5)	128
Figure 5-25 : évolution du niveau d'émission harmonique de l'installation 2 par définition (rang 13)	129
Figure 5-26 : comparaison entre la somme des niveaux d'émission des 14 installations (par définition) et le courant au jeu de barres (courbe violette) – rang 5	131
Figure 5-27 : comparaison entre la somme des niveaux d'émission des 14 installations (par définition) et le courant au jeu de barres (courbe violette) – rangs > 5	132
Figure 5-28 : impact des longueurs des lignes et câbles sur les niveaux de tension harmonique	136
Figure 5-29 : impact des longueurs des lignes et câbles sur les niveaux d'émission harmonique	137
Figure 5-30 : impact de l'étendue du réseau sur les niveaux de tension harmonique	138
Figure 5-31 : impact de l'étendue du réseau sur les niveaux d'émission harmonique	139
Figure 5-32 : courants harmoniques émis par un pont de diodes (installation 6) en fonction de sa puissance	140
Figure 5-33 : impact de la puissance des ponts de diodes sur les niveaux d'émission	141
Figure 5-34 : courant harmonique émis par un pont à thyristors (installation 2) en fonction de sa puissance	142
Figure 5-35 : impact de la puissance des ponts à thyristors sur les niveaux d'émission	143
Figure 5-36 : impact du taux de charge du réseau sur les niveaux de tension harmonique ...	145
Figure 5-37 : impact du taux de charge du réseau sur les niveaux d'émission	146
Figure 5-38 : impact de la puissance nominale du transformateur sur les niveaux harmoniques au jeu de barres	147
Figure 5-39 : impact de la puissance nominale du transformateur sur les niveaux d'émission	148
Figure 5-40 : impact du taux de compensation au jeu de barres sur les niveaux de tension harmonique	149
Figure 5-41 : impact du taux de compensation au jeu de barres sur les niveaux d'émission.	150
Figure 5-42 : impact du taux de compensation dans les installations sur les niveaux de tension harmonique	152
Figure 5-43 : impact du taux de compensation dans les installations sur les niveaux d'émission	153
Figure 5-44 : distinction entre l'erreur sur l'amplitude et l'erreur sur la phase	154
Figure 5-45 : impact d'une erreur de mesure sur le niveau d'émission harmonique	156
Figure 6-1 : jeu de barres HTA alimentant le bâtiment S de CentraleSupélec	161
Figure 6-2 : le local HTA et ses 4 transformateurs d'alimentation	162
Figure 6-3 : exemple de forme d'onde (tension et courant) sur le départ « aile A »	163

Figure 6-4 : les deux ordinateurs d'acquisition de mesures et les conditionneurs de tension (au milieu)	164
Figure 6-5 : sonde Rogowski utilisée pour les mesures de courant (source : http://www.fluke.com)	164
Figure 6-6 : évolution de la puissance apparente au secondaire du transformateur (sur 6 jours)	166
Figure 6-7 : évolution du niveau d'émission de l'aile A sur une journée (un point par minute)	167
Figure 6-8 : évolution du niveau d'émission de l'aile A sur une journée (un point par heure)	167
Figure 6-9 : courbe avec un point par minute : sans lissage (en bleu) et avec lissage (en rouge)	168
Figure 6-10 : évolution des niveaux de tension harmonique sur une journée	169
Figure 6-11 : Niveaux d'émission harmonique des différents départs selon la définition « 4 quadrants »	170
Figure 6-12 : niveaux d'émission harmonique pour le rang 3. Comparaison entre la définition « 4 quadrants » (en vert) et le courant mesuré au PCC (en bleu)	171
Figure 6-13 : Niveau d'émission sur chaque phase pour le rang 3 au secondaire du transformateur (à gauche) et sur le départ atelier (à droite).	172
Figure 6-14 : comparaison des niveaux d'émission harmonique entre les différents départs	173
Figure 7-0-1 : analyse du courant harmonique dans le plan complexe	177

Introduction générale

Les travaux présentés dans ce manuscrit sont issus d'une thèse CIFRE réalisée avec EDF R&D et le laboratoire GeePs à CentraleSupélec, ainsi que dans le cadre de l'institut RiseGrid.

Dans un contexte où les réseaux électriques sont en constante évolution (insertion de production décentralisée, smartgrids, microgrids, arrivée de nouveaux usages), le maintien d'une bonne qualité de l'électricité constitue un enjeu important pour les gestionnaires de réseaux. La qualité de l'électricité est définie à partir de certains paramètres, tels que le nombre de coupures à l'année, le nombre et la profondeur des creux de tension, le taux de déséquilibre ou encore les niveaux harmoniques [EN15]. Ainsi, pour maintenir une bonne qualité d'électricité, les gestionnaires de réseaux doivent mettre en œuvre des solutions pour maintenir la valeur de ces différents paramètres sous des limites bien définies [CAR14].

Dans ces travaux, nous nous intéressons aux perturbations harmoniques dans la bande de fréquence 0-2 kHz. Ces perturbations peuvent être vues comme des déformations de la forme d'onde de la tension par rapport à une sinusoïde (cf. Figure I).

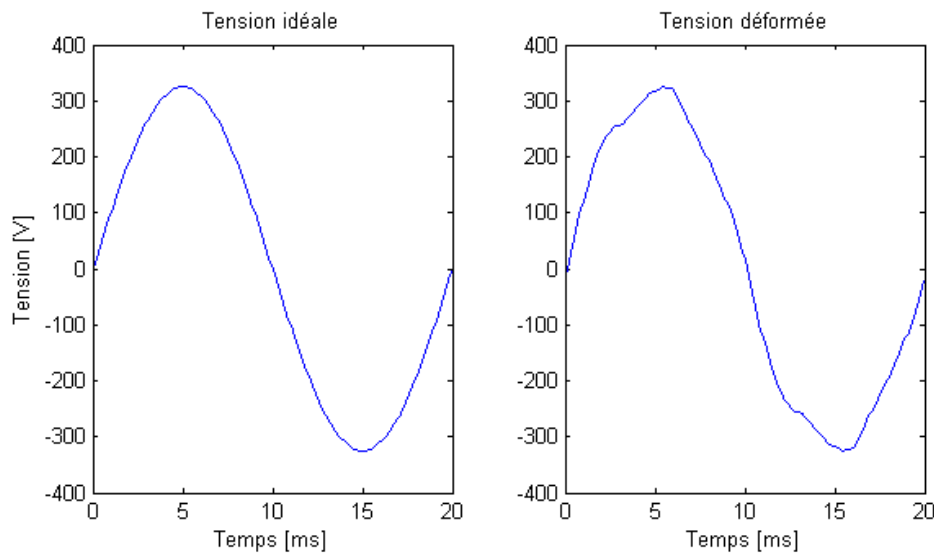


Figure I – exemples de formes d'onde : idéale (à gauche) et déformée (à droite)

On peut caractériser ces déformations en exprimant la tension sous la forme d'une somme de signaux élémentaires appelés composantes harmoniques (I.1).

$$v(t) = |V_0| + \sum_{h=1}^{\infty} |V_h| \cdot \sqrt{2} \cdot \sin(2\pi h f_1 t - \theta_h) \quad (\text{I.1})$$

où f_1 correspond à la fréquence du réseau (50Hz), V_0 est la composante continue, le terme pour $h = 1$ représente la composante fondamentale et les termes pour $h > 1$ représentent les composantes harmoniques au rang h . Chaque composante harmonique est caractérisée par sa valeur efficace ($|V_h|$) et son déphasage (θ_h).

Idéalement, la tension devrait avoir une composante continue et des niveaux harmoniques nuls. Toutefois, certains équipements raccordés dans les installations présentent un comportement non-linéaire et absorbent un courant déformé. On dit alors qu'ils injectent des courants harmoniques sur le réseau (cf. Figure II). Ces courants se propagent sur le réseau et, en traversant les différentes impédances (lignes, câbles, transformateurs, mais aussi celles des installations), génèrent des tensions harmoniques qui sont sources de perturbations pour les équipements. Ces tensions peuvent également modifier les courants harmoniques injectés par les équipements non-linéaires.

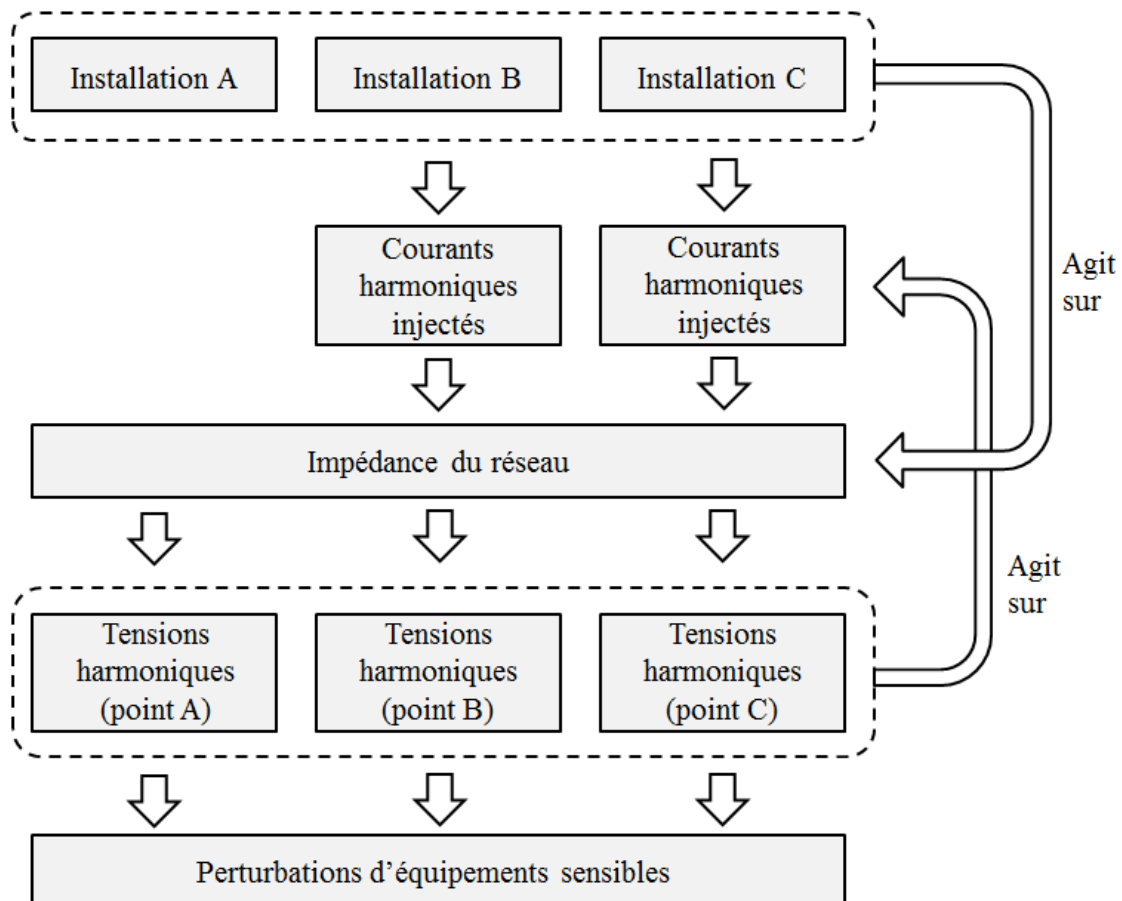


Figure II - éléments intervenant sur les niveaux de tension harmonique (schéma-blocs)

Concernant leurs effets, les courants et tensions harmoniques peuvent avoir, à long terme comme à court terme, des conséquences néfastes sur les équipements et sur les éléments du réseau. Par exemple, nous pouvons citer :

- Des échauffements supplémentaires dans les conducteurs, via une augmentation des courants efficaces, qui peuvent conduire à un vieillissement accéléré des équipements [FRE09].
- Des dysfonctionnements temporaires, voire permanents, d'équipements sensibles [GIR92].
- Des détériorations de matériels, si les niveaux harmoniques deviennent trop importants.

Pour maintenir les niveaux harmoniques en deçà de seuils acceptables afin de limiter leur impact, les gestionnaires de réseaux peuvent avoir recours à plusieurs leviers :

- Un surdimensionnement du réseau (puissance de court-circuit plus élevée, sections des conducteurs plus importantes, matériels plus robustes).
- L'installation de filtres qui peuvent absorber une partie des courants harmoniques émis par les installations.
- La limitation des perturbations à la source, en fixant des limites d'émission pour les appareils et pour les installations.

Les deux premières solutions paraissent simples, mais présentent un coût de mise en œuvre qui peut être très important. De plus, au vu de l'augmentation des niveaux harmoniques chaque année, elles n'offrent pas une solution viable sur le long terme. En revanche, la troisième solution, qui cherche à limiter les perturbations à la source, paraît plus intéressante. Aujourd'hui, il existe des normes qui donnent des limites d'émission à respecter par équipement [IEC11]-[IEC14]. Concernant les grosses installations (sites industriels, tertiaires), c'est plus compliqué. Bien que les contrats de raccordement donnent des limites d'émission de courant harmonique à respecter pour chaque rang [CAR14], ces limites sont très difficiles à appliquer car il n'existe pas aujourd'hui de méthode reconnue pour mesurer le niveau d'émission harmonique d'une installation.

En effet, ce niveau d'émission est difficile à estimer par une simple mesure au PCC, étant donné que le courant harmonique qui y circule est la somme de deux composantes :

- Une qui est effectivement émise par les équipements non-linéaires situés dans l'installation.
- Une qui est due à la présence de tensions harmoniques sur le réseau, et qui induit la circulation de courants harmoniques dans les charges de l'installation.

La distinction entre ces deux composantes, en identifiant l'installation par un schéma de Norton [XU99], est une tâche difficile à réaliser si l'on se base uniquement sur les mesures au PCC de l'installation.

Aujourd'hui, les aspects suivants des perturbations harmoniques sont assez bien connus :

- Les équipements qui sont sources de perturbations. Nous pouvons citer par exemple : les fours à arc, les convertisseurs de puissance, les alimentations à découpage, les variateurs de vitesse, les lampes basse consommation, et plus généralement tous les équipements utilisant de l'électronique de puissance.
- La propagation des harmoniques sur les réseaux. Généralement, les courants harmoniques générés par les installations remontent vers l'amont du réseau, où l'impédance est la plus faible. Il peut également se produire un effet de foisonnement, avec des perturbations qui se compensent partiellement en amont.
- Les effets des perturbations harmoniques : pertes joules supplémentaires, vieillissement accéléré, dysfonctionnements.

- Les solutions techniques permettant de limiter l'impact des harmoniques : filtres permettant d'absorber les perturbations provenant d'une installation, surdimensionnement des éléments du réseau pour le rendre plus robuste.

Cependant, si ces points sont bien connus, il reste un aspect qui fait encore défaut aujourd'hui : celui de la détermination de la contribution harmonique d'une installation. Ceci nous amène à la problématique de la thèse : quel est le niveau d'émission harmonique d'une installation raccordée au réseau ?

L'objectif de cette thèse est donc, d'une part de proposer une définition satisfaisante du niveau d'émission harmonique d'une installation, et d'autre part de proposer une méthode pour mesurer ce niveau d'émission, à partir de mesures prises sur le réseau, et en particulier au PCC de l'installation. Les principales contraintes fixées sont les suivantes :

- Les installations sont considérées comme des « boîtes noires ». Il n'est donc pas possible d'utiliser des informations concernant le contenu de ces installations (mesures internes, type et quantité d'équipements présents, etc.).
- Le niveau d'émission harmonique retenu devra être défini pour chaque rang harmonique dans la bande 0-2kHz et pouvoir être comparé à une limite d'émission.
- La méthode de mesure retenue devra être non-intrusive. Il n'est donc pas envisageable, pour réaliser la mesure, de faire des injections de courants harmoniques sur le réseau, ni de déconnecter une installation.

En outre, nous introduisons d'autres contraintes, plus souples, afin de nous orienter vers le choix d'une définition qui répond le mieux possible à nos attentes :

- Le niveau d'émission harmonique devra être le plus représentatif possible de l'installation évaluée, et ce malgré les couplages existants entre celle-ci et les éléments du réseau (cf. Figure II).
- L'évaluation du niveau d'émission harmonique devra se faire, dans la mesure du possible, à partir des mesures effectuées au PCC de l'installation ciblée.

Bien qu'il n'existe pas de définition satisfaisante aujourd'hui, cette problématique n'est pas nouvelle et il existe dans la littérature diverses propositions pour définir le niveau d'émission harmonique d'une installation, comme par exemple celle donnée dans le document CEI 61000-3-6 [IEC08]. C'est pourquoi il s'est avéré important de consacrer une grande partie des travaux de la thèse à l'étude détaillée des différentes définitions proposées dans la littérature. Ce sont en effet ces études qui nous ont permis, par étapes successives, d'identifier dans un premier temps les limites rencontrées avec les définitions existantes, et de proposer dans un deuxième temps de nouvelles définitions.

Ce manuscrit est composé de six chapitres, comme illustré sur la Figure III.

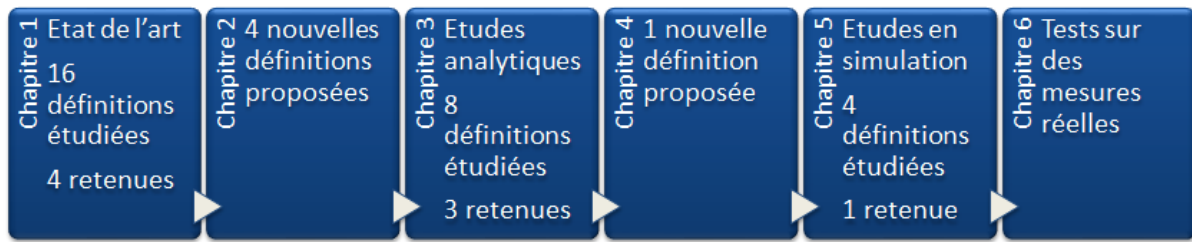


Figure III – plan du manuscrit

- Le **Chapitre 1 présente l'état de l'art** des définitions proposées dans la littérature pour évaluer le niveau d'émission harmonique d'une installation. L'objectif de ce chapitre est de sélectionner les définitions les plus pertinentes pour répondre à notre problématique, tout en respectant les contraintes fixées. Pour cela, nous nous intéressons particulièrement à la signification physique et à la mise en œuvre de chaque définition, ainsi qu'aux hypothèses faites par les auteurs afin de savoir si elles peuvent s'appliquer en réseau. Au total, seize définitions sont présentées et analysées, et quatre sont jugées intéressantes.
- Le **Chapitre 2 propose quatre définitions supplémentaires** qui ne sont pas explicitement proposées dans la littérature, mais qui nous paraissent également intéressantes à étudier. Ces propositions font suite aux réflexions menées dans l'état de l'art.
- Le **Chapitre 3 présente une synthèse des études** menées sur les quatre définitions sélectionnées dans l'état de l'art et sur les quatre proposées dans le chapitre 2. Nous y abordons la question de savoir ce qui caractérise une « bonne définition ». Puis nous présentons la méthodologie employée pour étudier les aspects théoriques des définitions sélectionnées à l'aide de cinq cas test simples (réseaux agrégés de quelques installations). Les résultats obtenus sont enfin présentés dans ce chapitre. Au final, sur les huit définitions étudiées, trois sont retenues.
- Le **Chapitre 4 présente une nouvelle définition, la définition « 4 quadrants »**, qui est une solution proposée pour répondre à la problématique de la thèse. Cette proposition fait suite au bilan des études menées dans le chapitre 3. Son principe est d'évaluer la composante perturbatrice du courant mesuré au PCC de l'installation en se servant notamment de la mesure de la tension en ce même point. La définition « 4 quadrants » est également appliquée sur les cinq cas test présentés au chapitre 3 afin d'identifier aussi ses avantages et inconvénients.
- Le **Chapitre 5 présente les études effectuées en simulation** sur les trois définitions retenues à l'issue du chapitre 3 et sur la nouvelle définition « 4 quadrants » proposée dans le chapitre 4. Ces définitions sont cette fois appliquées sur un réseau HTA plus réaliste, qui alimente quatorze installations dont le comportement évolue dans le temps. Ces études permettent de montrer l'intérêt de la définition « 4 quadrants », notamment par une étude de robustesse où nous faisons varier différents paramètres du réseau pour observer leur impact sur les résultats fournis par cette définition.

- Le **Chapitre 6 présente une campagne de mesures** effectuée au bâtiment S de CentraleSupélec sur une durée d'une semaine. Cette campagne de mesures nous a permis de tester la définition « 4 quadrants » sur des mesures réelles. Les résultats observés sont encourageants et ont répondu à nos attentes.

Chapitre 1. Etat de l'art

Ce premier chapitre a pour objectif de présenter les définitions et les méthodes de mesure existantes pour évaluer le niveau d'émission harmonique d'une installation. Il est organisé en deux parties :

- Une présentation de l'ensemble des définitions de la littérature.
- Une présentation des méthodes existantes permettant d'identifier les schémas de Norton équivalents d'une installation et du réseau.

La première partie sur les définitions se décline en plusieurs sous-parties selon le type de définition (celles basées sur une représentation en schéma de Norton, celles basées sur les puissances harmoniques et celles basées sur d'autres concepts). La deuxième partie trouve sa place dans cet état de l'art dans le sens où plusieurs des définitions proposées dans la littérature sont basées sur la représentation du réseau et de l'installation par un schéma de Norton. Il est donc important de connaître les méthodes permettant d'obtenir les paramètres respectifs de ces schémas.

L'objectif de ce chapitre n'est pas de présenter uniquement les définitions et les méthodes de mesure qui nous semblent intéressantes, mais de toutes les présenter afin d'avoir une idée de ce qui existe aujourd'hui. Une synthèse sera présentée dans le bilan de ce chapitre.

1. Présentation des définitions existantes du niveau d'émission harmonique d'une installation

Comme nous l'avons indiqué précédemment, nous classerons les définitions en trois catégories :

- Les définitions basées directement sur une représentation du réseau et/ou de l'installation sous forme d'un schéma de Norton équivalent.
- Les définitions basées sur un calcul de puissance harmonique au point de livraison (PCC) de l'installation.
- Les autres définitions, basées sur des méthodes ou des concepts qui leur sont propres.

Lors de la présentation de ces définitions, nous porterons une attention particulière aux points suivants :

- La capacité de la définition à utiliser une méthode non-intrusive pour le calcul ou la mesure du niveau d'émission harmonique d'une installation. C'est-à-dire que la méthode doit pouvoir être utilisée sans avoir besoin de mesures internes à l'installation (au-delà du point de livraison), ni d'informations sur le contenu de celle-ci (elle est considérée comme une « boîte noire »).
- La capacité de la définition à fournir, dans la mesure du possible, un résultat représentatif de l'installation, malgré les couplages physiques existants sur le réseau.

- La capacité de la définition à fournir un niveau d'émission harmonique qui soit comparable à une limite d'émission. Nous excluons donc les définitions qui fournissent des résultats relatifs, vectoriels ou encore binaires.
- La capacité de la définition à pouvoir être implémentée facilement. Pour ce point, nous regarderons les aspects pratiques de la méthode de mesure utilisée : le matériel requis (nombre de capteurs, précision nécessaire), la durée de mesure nécessaire au calcul du niveau d'émission harmonique, ou encore la disponibilité des informations nécessaires pour appliquer la méthode.
- La cohérence des hypothèses utilisées par la définition (ou par la méthode de mesure) par rapport à la réalité des réseaux de distribution HTA et BT.
- La capacité de la définition à pouvoir s'appliquer à chaque rang harmonique séparément.
- La capacité de la définition à pouvoir s'appliquer aussi bien aux installations alimentées en HTA qu'en BT.

L'attention portée sur ces différents points nous permettra de conclure le Chapitre 1 en indiquant les définitions qui sont susceptibles de répondre à notre besoin.

1.1. Définitions basées sur la représentation de l'installation et du réseau par un schéma équivalent de Norton

Tout d'abord, nous avons représenté sur la Figure 1-1 le schéma de Norton équivalent du réseau et d'une installation, vu du PCC (point de livraison) de cette installation. Nous y avons également fait figurer les différentes grandeurs avec leur convention de signe et leur notation telles qu'utilisées dans ce manuscrit.

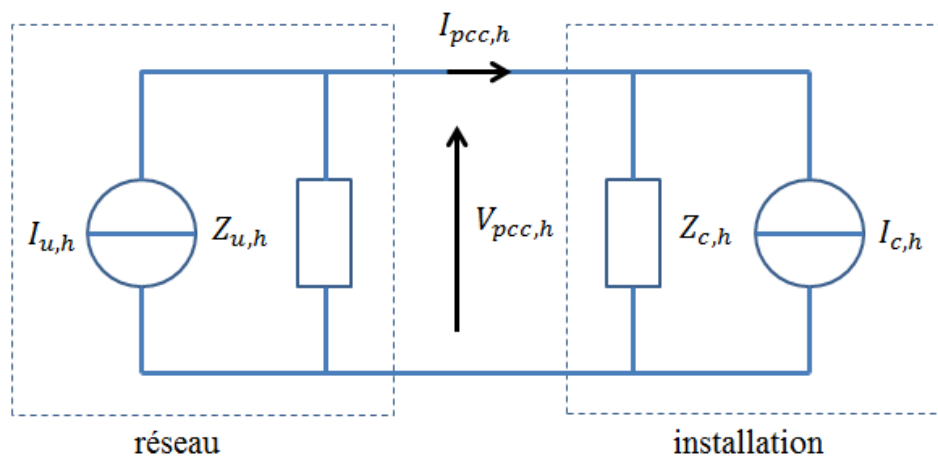


Figure 1-1 : schéma de Norton équivalent vu du point de livraison (PCC) d'une installation (représentation monophasée).

$V_{pcc,h}$ et $I_{pcc,h}$ représentent respectivement la tension et le courant harmonique au rang h mesurés au PCC de l'installation. $I_{c,h}$ et $Z_{c,h}$ représentent respectivement la source de courant et l'impédance équivalentes de l'installation au rang harmonique h . Enfin, $I_{u,h}$ et $Z_{u,h}$ représentent respectivement la source de courant et l'impédance équivalentes du réseau au rang harmonique h .

Note : toutes ces grandeurs sont des grandeurs complexes. Elles sont supposées connues pour appliquer les définitions.

Les méthodes permettant d'identifier les paramètres des schémas équivalents de Norton pour le réseau et l'installation sont présentées dans la partie 2 de ce chapitre.

Nous pouvons également faire tout de suite la remarque suivante pour les définitions décrites au §1.1 de ce chapitre. Ces définitions supposent que les éléments du schéma de Norton sont connus. Aussi la pertinence de celles-ci dépendra, en plus de leur aspect théorique, de l'efficacité des méthodes présentées en partie 2.

1.1.1. Définition en courant basée sur le schéma de Norton

Dans les articles [XU99]-[XU00A], le courant harmonique émis par une installation est défini en passivant la source de courant harmonique du réseau ($I_{u,h} = 0$). Nous calculons alors, au PCC, le courant émis suivant :

$$I_{emis,h} = \frac{Z_{c,h}}{Z_{c,h} + Z_{u,h}} \cdot I_{c,h} \quad (1.1)$$

Cette expression correspond ainsi au courant harmonique qui serait présent au PCC de l'installation si le réseau n'émettait pas de courant harmonique. Il s'agit donc de la composante vectorielle du courant $I_{pcc,h}$ produite par la source de courant $I_{c,h}$ de l'installation.

Ce courant harmonique injecté, tel qu'il est défini en (1.1), n'est pas pratique à utiliser car il s'agit d'une grandeur complexe, et il n'est donc pas comparable à une limite d'émission. Afin d'aboutir à une grandeur scalaire, plus simple à utiliser, nous pouvons envisager deux manières de définir le niveau d'émission harmonique d'une installation.

La première possibilité consiste à utiliser uniquement le module du courant défini en (1.1). Le niveau d'émission harmonique de l'installation prend alors la forme suivante :

$$E_{1.1.1,h} = \left| \frac{Z_{c,h}}{Z_{c,h} + Z_{u,h}} \right| \cdot |I_{c,h}| \quad (1.2)$$

La deuxième possibilité consiste à ne conserver que la projection vectorielle du courant défini en (1.1) sur le courant harmonique mesuré au PCC. Dans ce cas, le niveau d'émission harmonique de l'installation prend la forme suivante :

$$E'_{1.1.1,h} = \left| \frac{Z_{c,h}}{Z_{c,h} + Z_{u,h}} \right| \cdot |I_{c,h}| \cdot \cos(\varphi_{Ih}) \quad (1.3)$$

Avec φ_{Ih} qui représente le déphasage entre $I_{emis,h}$ et $I_{pcc,h}$.

Une différence notable entre ces deux définitions possible est que la définition (1.3) fait intervenir dans son expression le courant $I_{pcc,h}$ (via l'angle φ_{Ih}) et par conséquent, la source

de courant harmonique du réseau $I_{u,h}$ (comprise dans l'expression de $I_{pcc,h}$). La définition (1.3) donnera donc un résultat moins intrinsèque à l'installation.

La première possibilité (1.2) nous paraît plus intéressante à utiliser pour définir le niveau d'émission harmonique d'une installation, car elle ne fait pas intervenir le terme $I_{u,h}$ dans son calcul. Toutefois, bien que cette définition nous paraisse intéressante, elle nécessite des études plus approfondies afin de savoir si elle permet effectivement de mesurer l'émission harmonique d'une installation. Ces études seront menées dans le chapitre 3.

1.1.2. Définition en tension basée sur le schéma de Norton.

L'article [AND07] propose également une alternative à la solution proposée dans le §1.1.1 de ce chapitre en définissant le niveau d'émission harmonique en tension.

De même que pour la définition en courant, nous passivons la source de courant harmonique du réseau ($I_{u,h} = 0$) et nous calculons cette fois la tension harmonique obtenue au PCC de l'installation.

$$V_{emis,h} = \frac{Z_{c,h} \cdot Z_{u,h}}{Z_{c,h} + Z_{u,h}} \cdot I_{c,h} \quad (1.4)$$

Pour obtenir une valeur scalaire et ainsi pouvoir comparer le niveau d'émission harmonique à une limite, nous pouvons envisager les mêmes approches qu'avec la définition en courant :

La première possibilité est d'utiliser le module de la tension définie en (1.4) :

$$E_{1.1.2,h} = \left| \frac{Z_{c,h} \cdot Z_{u,h}}{Z_{c,h} + Z_{u,h}} \right| \cdot |I_{c,h}| \quad (1.5)$$

La deuxième possibilité est d'utiliser la projection vectorielle de la tension définie en (1.4) sur la tension harmonique mesurée au PCC :

$$E'_{1.1.2,h} = \left| \frac{Z_{c,h} \cdot Z_{u,h}}{Z_{c,h} + Z_{u,h}} \right| \cdot |I_{c,h}| \cdot \cos(\varphi_{vh}) \quad (1.6)$$

Avec φ_{vh} qui représente le déphasage entre $V_{emis,h}$ et $V_{pcc,h}$.

Ici, nous pouvons faire des remarques similaires à celles faites avec l'approche analogue en courant (§1.1.1). Nous opterons donc pour la première possibilité, qui donne un résultat plus intrinsèque à l'installation.

D'autre part, la principale différence par rapport à la définition en courant est que le courant injecté défini par (1.1) est multiplié par l'impédance harmonique du réseau $Z_{u,h}$. Le résultat donné par cette définition sera donc moins intrinsèque à l'installation, et dépendra beaucoup de la localisation géographique de celle-ci sur le réseau. En effet, de façon générale, les installations situées plus loin du transformateur d'alimentation voient une impédance du réseau plus élevée.

En revanche, l'utilisation d'une définition en tension pourrait se montrer plus pertinente à utiliser, puisque ce sont les niveaux de tension harmonique qui perturbent les appareils sensibles sur un réseau. Cette définition décrit donc directement l'impact de l'installation au PCC.

La définition (1.5) nous paraît également intéressante à étudier par la suite. Il sera notamment important de la comparer avec la définition analogue en courant afin de voir laquelle des deux peut correspondre le mieux à notre besoin.

1.1.3. Définition proposée dans le rapport technique 61000-3-6.

Cette définition est issue d'un rapport technique traitant des limites d'émission harmonique pour les installations raccordées sur les réseaux HTA et HTB [IEC08]. Dans ce document, le niveau d'émission harmonique d'une installation est défini comme étant le module de la variation de la tension harmonique au PCC de cette installation lorsque celle-ci se raccorde au réseau.

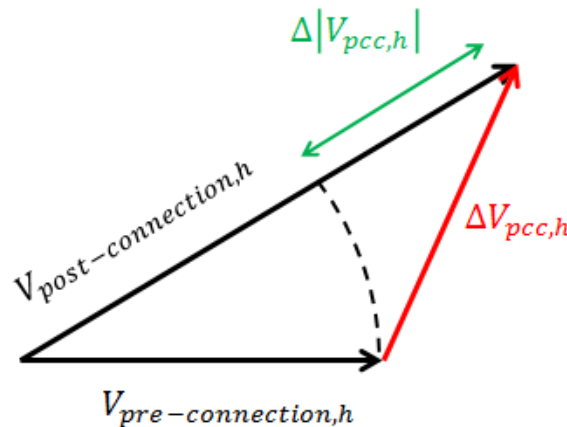


Figure 1-2 : variation de la tension harmonique due au raccordement d'une installation

Cette définition du niveau d'émission harmonique de l'installation peut également s'exprimer par l'expression (1.7).

$$E_{1.1.3,h} = |\Delta V_{pcc,h}| = |I_{pcc,h}| \cdot |Z_{u,h}| \quad (1.7)$$

Remarque : l'expression (1.7) donne le module de la variation vectorielle de la tension harmonique, et non la variation de son module ($\Delta|V_{pcc,h}|$). Il est important de noter ce point, car cela montre que la définition n'évalue pas directement l'impact d'une installation sur les niveaux de tension harmonique à son PCC (il peut y avoir du foisonnement qui n'est pas pris en compte ici).

Ce résultat en tension diffère de la définition présentée au §1.1.2 car ici, tout le courant harmonique mesuré au PCC est considéré comme injecté par l'installation. Une des motivations de ce choix est de pouvoir prendre en compte l'impact des batteries de condensateurs présentes dans les installations, qui peuvent créer des résonances et amplifier

les niveaux harmoniques présents sur le réseau. En effet dans les deux premières définitions présentées (§1.1.1 et §1.1.2), les condensateurs étant modélisés dans l'impédance équivalente de l'installation et non dans sa source de courant, leurs effets ne sont donc pas pris en compte. Une autre différence est qu'avec cette définition, il n'est pas nécessaire de déterminer le schéma de Norton équivalent de l'installation : seul le terme $Z_{u,h}$ a besoin d'être connu.

Note : dans le document [IEC08], il est également indiqué que le niveau d'émission harmonique d'une installation n'est pris en compte que lorsque son raccordement au réseau conduit à une augmentation du niveau de tension harmonique à son PCC. Cette exception permet de ne pas pénaliser les installations qui ont un courant harmonique non nul à leur PCC mais qui ont un effet bénéfique sur la qualité de la tension.

Cette définition nous paraît elle aussi intéressante. En particulier, elle semble être une version « améliorée » de celle présentée au §1.1.2 puisqu'elle prend en compte l'impact des condensateurs. Elle sera étudiée plus en détails dans le Chapitre 3 afin de voir si elle peut convenir à nos attentes.

1.2. Définitions basées sur les puissances harmoniques

Parmi les définitions présentes dans la littérature, une idée qui revient souvent est d'utiliser la mesure de la puissance harmonique active au PCC d'une installation [SWA94], [MCE95], [AZO04], [KUM10]. L'objectif est de pouvoir directement mesurer le niveau d'émission harmonique d'une installation, en considérant que les perturbations harmoniques sont des flux de puissance.

La Figure 1-3 ci-dessous rappelle la convention de signe choisie pour représenter les tensions et courants harmoniques au PCC de l'installation.

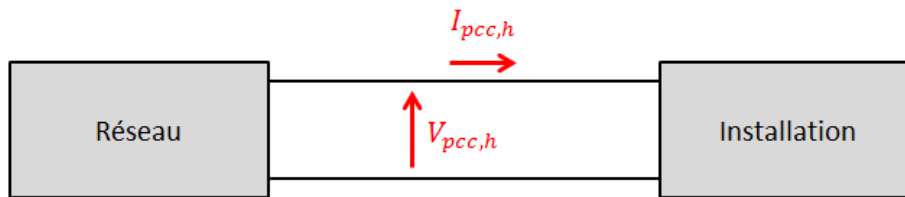


Figure 1-3 : convention de signe pour les courant et tension harmoniques (représentation monophasée).

Théoriquement, la puissance harmonique active absorbée par une installation, au rang h , se calcule de la façon suivante [STD14] :

$$P_{pcc,h} = |I_{pcc,h}| \cdot |V_{pcc,h}| \cdot \cos(\varphi_h) \quad (1.8)$$

où l'angle φ_h représente le déphasage de $V_{pcc,h}$ par rapport à $I_{pcc,h}$.

Nous pouvons noter que, dans le cas d'une installation injectant du courant harmonique sur le réseau, l'impédance de ce dernier étant souvent de nature inductive, la puissance harmonique active est généralement très faible à cause du terme $\cos(\varphi_h)$ proche de 0 et elle est donc généralement difficile à mesurer. L'article [TAN95] souligne cette difficulté en indiquant que

les puissances harmoniques actives des équipements non-linéaires ont généralement des valeurs inférieures à 0,5% de la puissance active fondamentale, les rendant donc très difficiles à mesurer avec précision. D'autres réserves plus générales sont présentées dans [XU00B] et [XU03].

Nous allons maintenant présenter les différentes définitions du niveau d'émission harmonique qui sont basées sur les puissances harmoniques actives.

1.2.1. Signe de la puissance harmonique active

La définition la plus simple du niveau d'émission harmonique basée sur les puissances actives consiste à utiliser le signe de la puissance harmonique active mesurée au PCC d'une installation pour déterminer si celle-ci perturbe ou non le réseau [WIL92], [IPP05]. Il s'agit donc d'un critère binaire puisqu'une fois le signe de la puissance harmonique obtenu, sa valeur n'est pas utilisée.

Ainsi, pour une valeur de puissance active donnée, nous avons deux interprétations possibles en fonction de son signe :

- $P_{pcc,h} \geq 0$: dans ce cas, l'installation absorbe de la puissance harmonique active, et elle est considérée comme non-perturbatrice pour le rang harmonique h.
- $P_{pcc,h} < 0$: dans ce cas, l'installation injecte de la puissance harmonique active, et elle est considérée comme perturbatrice pour le rang harmonique h.

Note : cette propriété peut se démontrer à partir du schéma de Norton, représenté Figure 1-1, en plaçant une seule source de courant harmonique, soit du côté du réseau, soit du côté de l'installation.

L'intérêt d'avoir un critère binaire était qu'au départ la problématique n'était pas de déterminer le niveau d'émission harmonique d'une installation, mais plutôt de localiser une installation perturbatrice sur le réseau. Nous nous servions alors du signe de la puissance comme critère pour « remonter » les flux de puissances harmoniques actives jusqu'à l'installation perturbatrice, à partir de mesures prises en plusieurs points du réseau.

Etant donné que dans notre cas, nous cherchons à quantifier le niveau d'émission harmonique d'une installation, un critère binaire comme celui-ci ne convient pas à notre besoin. Nous ne retiendrons donc pas cette définition pour la suite.

1.2.2. Valeur de la puissance harmonique active

L'idée ici est d'utiliser directement la puissance harmonique active d'une installation pour déterminer son niveau d'émission harmonique [SWA94], [MCE95], [AZO04], [KUM10].

Etant donné que nous cherchons à calculer le niveau d'émission harmonique de l'installation, nous calculerons l'opposé de la puissance harmonique active afin de rester cohérent avec la convention de signe choisie. Ainsi, cette définition s'exprime :

$$E_{1.2.2,h} = -P_{pcc,h} \quad (1.9)$$

Une valeur positive indique dans ce cas que l'installation émet des perturbations harmoniques, alors qu'une valeur négative indique que l'installation absorbe des perturbations du réseau.

Cependant, le fait d'utiliser la valeur de la puissance harmonique active peut poser le problème suivant : le niveau d'émission harmonique d'une installation est proportionnel au niveau de tension harmonique à son PCC. Ceci est gênant, car une installation, à moins d'être la seule à perturber le réseau, n'est responsable que d'une faible partie du niveau de tension harmonique, y compris à son PCC. En d'autres termes, avec cette définition, l'installation peut être pénalisée à cause d'autres perturbations générées sur le réseau. D'autre part, le niveau de tension harmonique généré par une installation dépend de l'impédance harmonique du réseau au niveau de son PCC. L'installation est alors également pénalisée par l'impédance du réseau, donc par sa localisation sur le réseau.

Enfin, notons qu'aujourd'hui, même si cette définition est parfois présentée dans la littérature comme étant la bonne définition, aucune étude n'a pu démontrer théoriquement que les puissances harmoniques actives pouvaient constituer un critère satisfaisant pour évaluer la contribution harmonique d'une installation. De plus, nous avons montré au §1.2 que la puissance harmonique active pouvait poser des difficultés techniques concernant la précision de mesure requise, en raison de sa faible valeur ($<0,5\%$ de la puissance fondamentale).

Cette définition semble donc à première vue montrer plusieurs faiblesses. Toutefois nous la retiendrons afin de mieux l'étudier dans le Chapitre 3, car même si sa pertinence n'a jusque-là pas pu être démontrée théoriquement, cela ne veut pas forcément dire qu'elle ne peut pas convenir.

1.2.3. Utilisation des puissances harmoniques interphases et bifilaires

Cette définition présentée dans [CRI93] utilise la transformation de Concordia donnée en (1.10) pour passer d'un repère triphasé à un repère diphasé. Nous passons ainsi des composantes triphasées aux composantes interphase et bifilaire. Cette définition ne s'applique donc qu'aux installations alimentées en triphasé.

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} V_{\alpha,h} \\ V_{\beta,h} \end{bmatrix} &= [T] \cdot \begin{bmatrix} V_{a,h} \\ V_{b,h} \\ V_{c,h} \end{bmatrix} \text{ et } \begin{bmatrix} I_{\alpha,h} \\ I_{\beta,h} \end{bmatrix} = [T] \cdot \begin{bmatrix} I_{a,h} \\ I_{b,h} \\ I_{c,h} \end{bmatrix} \\ [T] &= \begin{bmatrix} 2\sqrt{\frac{1}{6}} & -\sqrt{\frac{1}{6}} & -\sqrt{\frac{1}{6}} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (1.10)$$

Les indices a, b, c font références aux trois phases, et les indices α, β font références, respectivement, aux composantes interphase et bifilaire.

Nous calculons ensuite les puissances harmoniques actives correspondantes :

$$P_{\alpha,h} = \text{Re}(V_{\alpha,h} \cdot I_{\alpha,h}^*) \quad (1.11)$$

$$P_{\beta,h} = \text{Re}(V_{\beta,h} \cdot I_{\beta,h}^*) \quad (1.12)$$

$\text{Re}(x)$ représentant la partie réelle de x , et x^* le conjugué de x .

La méthode consiste ensuite à comparer les signes des puissances $P_{\alpha,h}$ et $P_{\beta,h}$ afin de caractériser le comportement de l'installation. Selon [CRI93] :

- $P_{\alpha,h}$ et $P_{\beta,h}$ sont positifs : l'installation est linéaire et équilibrée, et elle ne génère pas de perturbations harmoniques.
- $P_{\alpha,h}$ et $P_{\beta,h}$ sont de signes opposés : l'installation est linéaire mais génère des perturbations harmoniques à cause du déséquilibre.
- $P_{\alpha,h}$ et $P_{\beta,h}$ sont négatifs : l'installation est non-linéaire, et génère des perturbations harmoniques.

Note : ces trois interprétations n'ont pas été démontrées théoriquement dans l'article qui présente cette méthode. Nous avons des doutes sur leur justification, car elles semblent mélanger le déséquilibre et les perturbations harmoniques.

Nous avons choisi de ne pas retenir cette méthode, pour deux raisons. Tout d'abord, elle fournit, tout comme le signe de la puissance harmonique active, un résultat binaire qui n'est donc pas comparable à une limite d'émission. De plus, comme nous venons de le souligner, sa justification est sujette à caution.

1.2.4. Friendliness Power

Dans l'article [TIL05], les auteurs présentent un nouveau concept pour étudier le niveau d'émission harmonique d'une installation : la friendliness power (notée FP). Celle-ci se calcule, sur une période T du fondamental, de la façon suivante :

$$FP = \frac{1}{T} \int_0^T ifp(t) \cdot dt \quad (1.13)$$

avec

$$ifp(t) = -v_{mes}(t) \cdot i_H(t) \quad \text{si } |v_{ideal}(t)| > |v_{mes}(t)| \quad (\text{zone A}) \quad (1.14)$$

$$ifp(t) = +v_{mes}(t) \cdot i_H(t) \quad \text{si } |v_{ideal}(t)| < |v_{mes}(t)| \quad (\text{zone B}) \quad (1.15)$$

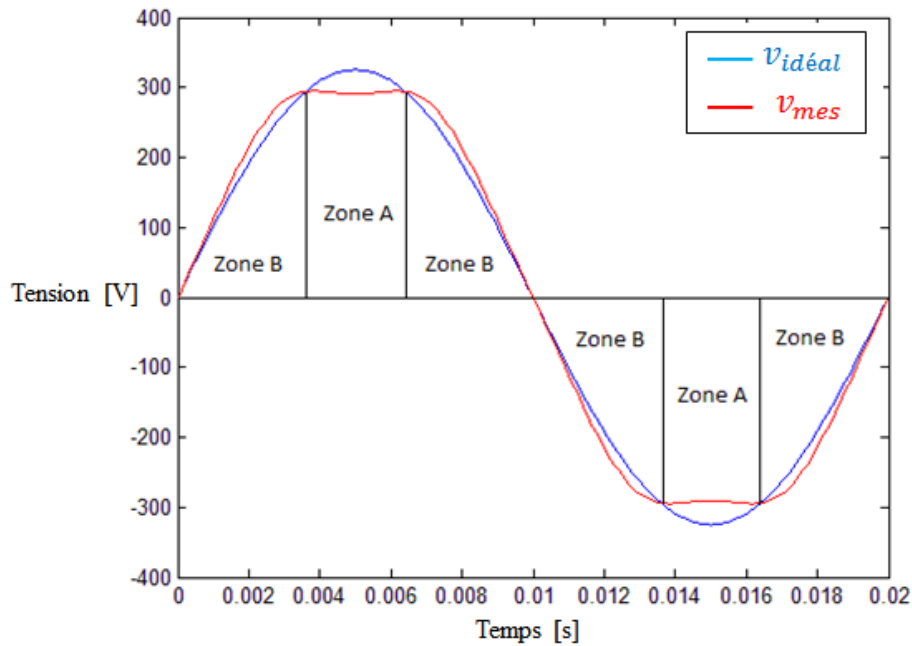


Figure 1-4 : principe de la décomposition de la forme d'onde utilisée par la friendliness power.

$v_{ideal}(t)$ est la tension instantanée idéale (tension sinusoïdale pure),

$v_{mes}(t)$ est la tension instantanée mesurée au PCC,

$i_H(t)$ est le courant instantané mesuré au PCC, auquel nous avons retiré la composante fondamentale.

La friendliness power, comme son nom l'indique, est une puissance bénéfique pour le réseau. Si nous souhaitons exprimer un niveau d'émission harmonique à partir de cette définition, il faut donc prendre l'opposé de sa valeur :

$$E_{1.2.4,h} = -FP \quad (1.16)$$

Ainsi, une valeur positive indique le niveau de perturbation généré par l'installation.

Nous avons choisi de ne pas retenir non plus cette définition, pour les raisons suivantes :

- Le terme $i_H(t)$ regroupe l'ensemble des rangs harmoniques et interharmoniques, or nous souhaitons avoir une définition qui s'applique pour chaque rang harmonique.
- La « friendliness power » nous paraît peu pertinente car elle repose sur l'hypothèse d'un réseau dont l'impédance est purement résistive, ce qui n'est pas cohérent avec la réalité.

La friendliness power ne sera donc pas étudiée par la suite.

1.2.5. Indicateur proposé par CEATI

Cette définition provient d'une étude effectuée en partenariat entre EDF R&D et CEATI [MCE07], [KLE08A]. Un des points du rapport était d'étudier la possibilité d'utiliser la

puissance harmonique pour évaluer la contribution harmonique d'une installation. L'étude propose ainsi un nouvel indicateur noté H_{dir} .

Cet indicateur est défini en calculant tout d'abord les signaux $i_H(t)$ et $v_H(t)$, qui correspondent aux signaux des courant et tension mesurés au PCC de l'installation, auxquels nous retirons leur composante fondamentale. La puissance instantanée non-fondamentale est alors sommée sur une période de 20ms:

$$p_H(t) = i_H(t) \cdot v_H(t) \quad (1.17)$$

Nous déterminons ensuite les valeurs P_H^+ et P_H^- , qui correspondent respectivement à la moyenne des valeurs positives de $p_H(t)$ et à la moyenne des valeurs négatives de $p_H(t)$ sur la période de 20ms. Si le signal $p_H(t)$ ne possède pas de valeur positive (négative) sur cette période, alors $P_H^+ = 0$ ($P_H^- = 0$).

L'indicateur H_{dir} est ensuite défini comme suit :

$$H_{dir} = \frac{|P_H^+| - |P_H^-|}{|P_H^+| + |P_H^-|} \quad (1.18)$$

En fonction de la valeur obtenue pour H_{dir} (toujours comprise en -1 et +1), l'étude propose de caractériser l'installation à partir de différentes valeurs seuils.

- $-1,00 \leq H_{dir} \leq -0,67$ signifie que l'installation perturbe beaucoup le réseau.
- $-0,67 < H_{dir} \leq -0,33$ signifie que l'installation perturbe un peu le réseau.
- $-0,33 < H_{dir} < +0,33$ signifie que l'installation a un impact neutre sur le réseau.
- $+0,33 \leq H_{dir} < +0,67$ signifie que l'installation absorbe un peu de perturbation du réseau.
- $+0,67 \leq H_{dir} \leq +1,00$ signifie que l'installation absorbe beaucoup les perturbations du réseau.

Cette définition ne correspond pas non plus à nos attentes, pour les raisons suivantes :

- Comme pour la friendliness power (§1.2.4), cette définition est macroscopique dans le sens où elle englobe l'ensemble des composantes harmoniques et interharmoniques. Il n'est donc pas possible d'appliquer cette définition à chaque rang harmonique.
- L'utilisation d'un indicateur relatif, sans unité (ici toujours compris entre -1 et +1), ne donne pas une mesure du niveau d'émission harmonique de l'installation. Par exemple, une petite installation qui perturbe beaucoup (d'après cette définition) peut très bien être moins gênante pour le réseau qu'une grosse installation qui perturbe un peu (d'après cette définition).
- Les valeurs choisies pour les seuils n'ont pas été justifiées théoriquement. Elles semblent avoir été choisies simplement de façon à découper l'intervalle $[-1 ; +1]$ en intervalles réguliers.

On en conclut que cet indicateur sert plus à caractériser « grossièrement » l'impact harmonique d'un équipement donné, plutôt qu'à déterminer le niveau d'émission harmonique d'une installation. Cette définition ne sera donc pas étudiée par la suite.

1.2.6. Définition proposée par EDF R&D

Une autre définition basée sur les puissances harmoniques a été proposée par EDF R&D [KLE08B]. L'objectif était de garder l'idée des puissances harmoniques actives, mais de supprimer l'impact du niveau de tension harmonique au PCC de l'installation, qui dépend de l'impédance du réseau $Z_{u,h}$.

EDF R&D a donc proposé d'utiliser le quotient de la puissance harmonique active par l'amplitude de la tension harmonique au PCC. Nous obtenons ainsi le niveau d'émission harmonique suivant :

$$E_{1.2.6,h} = -\frac{|I_{pcc,h}| \cdot |V_{pcc,h}| \cdot \cos(\varphi_h)}{|V_{pcc,h}|} = -|I_{pcc,h}| \cdot \cos(\varphi_h) \quad (1.19)$$

où l'angle φ_h représente le déphasage de $V_{pcc,h}$ par rapport à $I_{pcc,h}$.

Cette idée est intéressante, car elle permet de conserver la notion de signe de la puissance harmonique active, mais de supprimer la dépendance au niveau de tension harmonique, puisque celui-ci n'intervient plus dans l'expression de la contribution. Cependant, cette définition repose sur l'hypothèse que le signe de la puissance harmonique active donne une information pertinente sur l'impact harmonique d'une installation.

Cette définition sera donc étudiée en détail si nous parvenons à montrer, dans un premier temps, que la puissance harmonique active seule (définition présentée au §1.2.2) constitue déjà une définition intéressante à utiliser.

1.3. Définitions basées sur d'autres concepts

Dans cette partie, nous présentons les définitions qui ne se positionnent pas uniquement sur une représentation par un schéma de Norton ou sur les puissances harmoniques, mais qui sont basées sur des méthodes ou des idées plus spécifiques (modélisation par réseaux de neurones, comparaison d'une installation avec une charge idéale, méthodes statistiques, etc.).

1.3.1. Modélisation de l'installation par un réseau de neurones.

Dans les articles [MAZ05], [MAZ06], l'auteur propose de modéliser l'installation non pas avec l'approche classique d'un schéma de Norton, mais via un réseau de neurones. Le réseau de neurones est un outil mathématique permettant de trouver, pour un système donné, les liens existants entre ses entrées et ses sorties, après une phase dite « d'apprentissage ». L'avantage de cet outil par rapport à la modélisation sous forme d'un schéma de Norton est de pouvoir

modéliser des systèmes aux comportements plus complexes, comme par exemple des non-linéarités ou des discontinuités.

Le principe de la méthode est représenté sur la Figure 1-5.

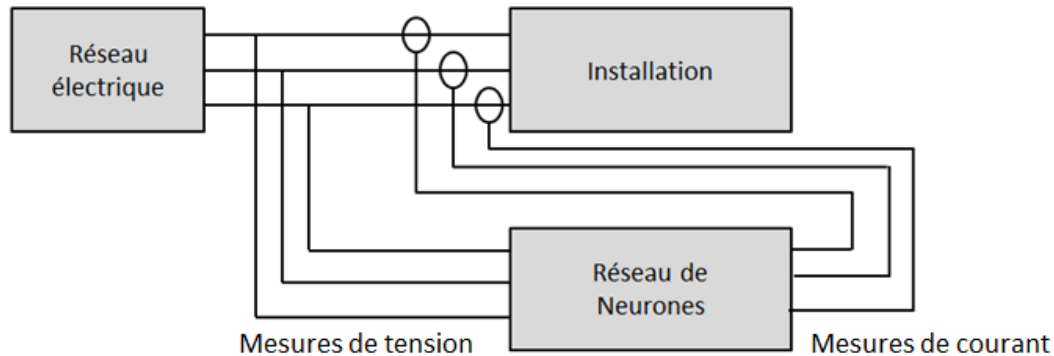


Figure 1-5 : schéma de principe de la modélisation par réseau de neurones.

Durant la phase d'apprentissage, les tensions et les courants harmoniques mesurés au PCC sont présentés au réseau de neurones. Ce dernier converge alors vers une fonction capable de calculer les courants harmoniques en fonction des tensions harmoniques. La phase d'apprentissage se termine lorsque le courant fourni par le réseau de neurones est suffisamment proche du courant mesuré, quelle que soit la tension harmonique.

Le niveau d'émission harmonique est alors défini comme étant le courant harmonique calculé par le réseau de neurones lorsque nous y appliquons une tension sinusoïdale (non perturbée). Ce traitement est réalisé après la phase d'apprentissage, hors-ligne, sans mesure nécessaire.

Après analyse de cette définition et de la méthode, nous avons choisi de ne pas la retenir pour les raisons suivantes :

- Pour fonctionner de façon satisfaisante, le réseau de neurones a besoin que les tensions harmoniques d'entrée couvrent une large gamme de valeurs afin de modéliser correctement le comportement de l'installation. Or comme nous dépendons des tensions mesurées sur le réseau, nous ne sommes pas sûrs de couvrir un grand domaine de validité, en particulier le point où est utilisée la définition (tensions harmoniques nulles).
- Dans le cas où la modélisation par réseau de neurones fonctionnerait, la définition choisie ne permettrait pas de prendre en compte l'impact des condensateurs, puisque ceux-ci ne génèrent pas de courants harmoniques en l'absence de tensions harmoniques.

Au final, cette méthode nous paraît plus adaptée pour réaliser des modélisations harmoniques d'équipements en laboratoire plutôt que des modélisations d'installations sur le réseau. Cette définition ne sera donc pas étudiée par la suite.

1.3.2. Séparation des courants harmoniques perturbateur et non-perturbateur

Cette définition est proposée dans [SRI96], [SRI98] et [CHA03]. Son principe est de comparer le comportement harmonique idéal que l'installation devrait avoir pour ne pas perturber le réseau, avec son comportement harmonique réel. Par comportement harmonique, nous entendons la relation qui lie les courants harmoniques aux tensions harmoniques au PCC de l'installation.

Ici, le courant harmonique émis par l'installation est défini comme étant la différence entre le courant harmonique mesuré au PCC ($I_{pcc,h}$) et le courant harmonique idéal ($I_{ideal,h}$). Nous considérerons donc que le niveau d'émission harmonique de l'installation est égal au module de cette différence :

$$E_{1.3.2,h} = |I_{pcc,h} - I_{ideal,h}| \quad (1.20)$$

Le courant harmonique idéal est celui qui circulerait au PCC si l'installation avait une admittance γ constante en fonction de la fréquence. Cette admittance γ est alors celle de l'installation calculée à 50Hz.

$$\gamma = \frac{I_{pcc,1}}{V_{pcc,1}} \quad (1.21)$$

$$I_{ideal,h} = V_{pcc,h} \cdot \gamma \quad (1.22)$$

Cette définition repose donc sur le concept de comparer l'installation avec une charge idéale. Ici, cette charge idéale est définie comme étant une résistance déphasante (c'est-à-dire une impédance dont le module ne varie pas avec la fréquence, mais qui peut avoir une partie imaginaire non-nulle).

Pour la suite, nous avons choisi de ne pas conserver cette définition avec la charge idéale telle qu'utilisée par l'auteur. En effet, si nous prenons l'exemple d'une installation avec un courant harmonique nul à son PCC (grâce à un filtre actif par exemple), celle-ci pourra tout de même avoir un niveau d'émission harmonique positif si des tensions harmoniques sont présentes sur le réseau (car cela implique que $I_{ideal,h} \neq 0$.) En revanche, nous avons choisi de conserver l'idée de cette définition, à savoir de commencer par définir une charge idéale, pour ensuite la comparer avec l'installation. Cette idée pourra ainsi être utilisée pour proposer une nouvelle définition.

1.3.3. Différence entre le courant harmonique absorbé par l'installation et celui absorbé par une charge résistive.

Nous retrouvons dans [FER13] un principe similaire à la définition précédente (§1.3.2), en cherchant cette fois à comparer le comportement de l'installation avec celui d'une charge idéale, même si cela n'est pas explicitement indiqué dans l'article.

Ici, la charge idéale correspond à une résistance, dont la valeur est celle calculée à 50Hz.

$$R_{eq,1} = \frac{|V_{pcc,1}|^2}{P_{pcc,1}} \quad (1.23)$$

où $P_{pcc,1}$ est la puissance active consommée par l'installation à 50Hz.

Le courant harmonique émis par l'installation est alors calculé en effectuant la différence entre le courant harmonique mesuré au PCC, et celui qui circulerait au PCC si l'installation était remplacée par la résistance calculée selon (1.23). Comme pour la définition donnée au §1.3.2 nous considérerons que le niveau d'émission harmonique de l'installation est égal au module de cette différence :

$$E_{1.3.3,h} = \left| I_{pcc,h} - \frac{V_{pcc,h}}{R_{eq,1}} \right| \quad (1.24)$$

Nous remarquons avec cette définition le même problème que celui présenté au §1.3.2 : une charge de nature inductive, qui absorbera peu de courants harmoniques (et perturbera donc peu le réseau) pourra avoir un niveau d'émission harmonique important en raison de la différence de comportement avec une résistance.

Pour cette raison, nous ne retiendrons pas non plus cette définition. En revanche, nous proposerons dans le Chapitre 2 une version modifiée afin de garder le concept d'une charge résistive comme charge idéale, tout en ayant un niveau d'émission harmonique qui reste cohérent même lorsque l'installation n'absorbe pas de courant harmonique à son PCC.

1.3.4. Définitions basées sur des méthodes statistiques

Dans ce paragraphe, nous présentons trois définitions basées sur des corrélations entre les différentes grandeurs mesurées. Il s'agit de définitions tirant leurs résultats de méthodes statistiques.

1.3.4.1. Définition A

La première définition est tirée d'une méthode prévue initialement pour être appliquée à un équipement, et non une installation [CIG99]. Cette méthode consiste à faire varier la puissance apparente S de l'équipement et à relever pour différents points de fonctionnement l'amplitude de la tension harmonique à ses bornes. Nous en tirons ensuite une approximation par la fonction linéaire suivante :

$$|V_h| = |V_{0,h}| + \alpha \cdot S \quad (1.25)$$

$V_{0,h}$ représente la tension harmonique produite par les autres installations raccordées au réseau.

Le niveau d'émission harmonique de l'équipement est ensuite calculé avec l'expression suivante :

$$E_{1.3.4.1,h} = |V_{(s_{max}),h}| - |V_{0,h}| \quad (1.26)$$

où $|V_{(s_{max}),h}|$ est le niveau de tension harmonique obtenu avec la puissance apparente maximum de l'équipement.

Note : avec cette définition, le niveau d'émission harmonique peut être négatif.

Dans le document [CIG99], il est proposé d'utiliser cette méthode pour une installation en mesurant le niveau de tension harmonique au PCC et la puissance apparente de l'installation.

Nous notons toutefois les problèmes suivants avec cette méthode :

- Elle repose sur l'hypothèse que les tensions harmoniques varient linéairement avec la puissance apparente de l'installation (cette hypothèse n'est pas vérifiée en général).
- D'un point de vue pratique, la méthode de mesure ne devant pas être intrusive, il n'est pas possible de faire varier la puissance apparente de l'installation. Il est donc nécessaire de faire des mesures sur une longue durée si nous voulons estimer la relation (1.25) correctement.
- Sur le réseau, le niveau $|V_{0,h}|$ dépend beaucoup des autres installations perturbatrices et peut varier beaucoup au cours du temps. Or la méthode, pour fonctionner correctement, suppose un $|V_{0,h}|$ constant pendant les mesures. Ce point semble incompatible avec le précédent.

A cause des différents points évoqués ci-dessus, nous avons choisi de ne pas retenir cette définition.

1.3.4.2. Définition B

Cette définition est proposée dans [XU09]. Elle suit une démarche similaire à la définition précédente, mais s'intéresse cette fois aux mesures des niveaux relatifs des tensions et courants harmoniques au PCC de l'installation. Nous cherchons donc à approximer la fonction linéaire (1.27), également représentée sur la Figure 1-6.

$$\frac{|V_{pcc,h}|}{|V_{pcc,1}|} = \frac{|V_{0,h}|}{|V_{pcc,1}|} + \alpha \cdot \frac{|I_{pcc,h}|}{|I_{pcc,1}|} \quad (1.27)$$

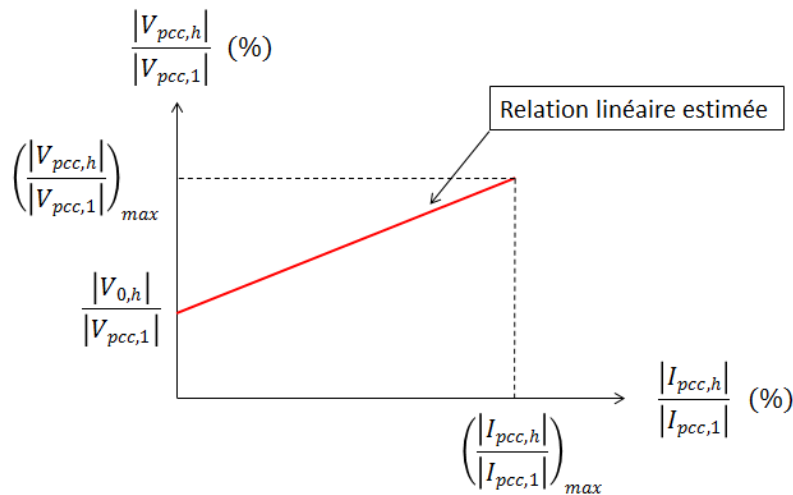


Figure 1-6 : Représentation de la relation entre les courant et tension harmoniques

Le niveau d'émission harmonique de l'installation est ensuite défini par :

$$E_{1.3.4.2,h} = \alpha \cdot \left(\frac{|I_{pcc,h}|}{|I_{pcc,1}|} \right)_{max} \quad (1.28)$$

Nous pouvons faire pour cette définition des reproches analogues à la précédente définition, à savoir :

- La méthode repose sur l'hypothèse d'une relation linéaire entre les niveaux relatifs de courant et de tension harmoniques. Cette hypothèse n'est pas vérifiée en général, puisque la tension harmonique relative dépend principalement de la valeur absolue du courant harmonique émis, et non de sa valeur relative.
- Les mesures devront être prises sur une durée assez longue pour pouvoir estimer la droite correctement.
- La méthode repose sur l'hypothèse que le terme $|V_{0,h}|/|V_{pcc,1}|$ est constant. Or sa valeur peut évoluer au cours du temps, ce qui oblige à prendre des mesures sur une durée assez courte pour que ce terme soit considéré comme constant. Ce point est incompatible avec le précédent.

Pour toutes ces raisons, nous ne retiendrons pas non plus cette définition.

1.3.4.3. Définition C

Cette troisième définition cherche cette fois à estimer, dans un premier temps, la valeur vectorielle de la tension harmonique générée par l'installation à son PCC [MAZ11].

Via une régression linéaire, la méthode estime $V_{0,h}$ en se basant sur la relation (1.29).

$$V_{pcc,h} = V_{0,h} + \alpha \cdot I_{pcc,h} \quad (1.29)$$

La tension harmonique injectée par l'installation est alors définie par :
 $V_{injecté,h} = V_{pcc,h} - V_{0,h}$

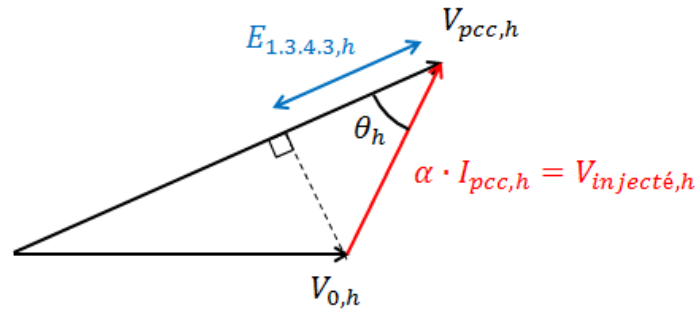


Figure 1-7 : Représentation du niveau d'émission harmonique selon [MAZ11]

Le niveau d'émission harmonique de l'installation est alors à tout instant égal à la projection vectorielle de la tension harmonique injectée par l'installation sur la tension harmonique mesurée au PCC (cf. Figure 1-7) :

$$E_{1.3.4.3,h} = |V_{injecté,h}| \cdot \cos(\theta_h) \quad (1.30)$$

θ_h étant l'angle entre la tension produite par l'installation ($V_{injecté,h}$) et la tension mesurée au PCC ($V_{pcc,h}$).

Là aussi, nous pouvons faire le même reproche, à savoir que la définition se base sur l'hypothèse d'un $V_{0,h}$ constant. Sur un réseau, cette tension peut varier beaucoup, ce qui rend toute estimation statistique peu fiable.

Nous ne retiendrons donc pas non plus cette définition.

1.3.4.4. Bilan des 3 définitions basées sur des méthodes statistiques

Nous avons vu que ces trois définitions ne pouvaient pas convenir à notre besoin, la raison principale étant que les méthodes utilisées font l'hypothèse d'un réseau quasi-constant sur une période suffisamment longue pour faire des estimations statistiques. Cette hypothèse n'étant pas vérifiée en pratique, nous considérons donc ces méthodes statistiques comme peu fiables.

Pour les définitions A et C, une raison qui peut expliquer cette hypothèse erronée est que les méthodes présentées étaient initialement prévues pour s'appliquer à des équipements, et non à des installations en réseau. En effet, pour un équipement, son étude peut être menée en laboratoire, où les tensions d'alimentation sont parfaitement maîtrisées, ce qui n'est pas le cas en réseau.

Nous avons donc choisi de ne pas étudier par la suite de définitions se basant sur des méthodes statistiques.

1.3.5. Séparation des contributions harmoniques du réseau et d'une installation à l'aide d'un filtre.

Cette définition, présentée dans [SAN11], propose de placer un filtre harmonique directement au PCC de l'installation.

Le principe est que l'impédance de ce filtre, au rang harmonique voulu, a une impédance négligeable par rapport à la fois à l'impédance du réseau et à celle de l'installation. En se reportant à un schéma de Norton (cf. Figure 1-8), nous remarquons ainsi que les courants harmoniques injectés à la fois par le réseau et par l'installation vont principalement se reboucler dans ce filtre. Les auteurs du document proposent alors de mesurer directement le courant harmonique au PCC, côté installation, afin de mesurer le niveau d'émission harmonique de celle-ci.

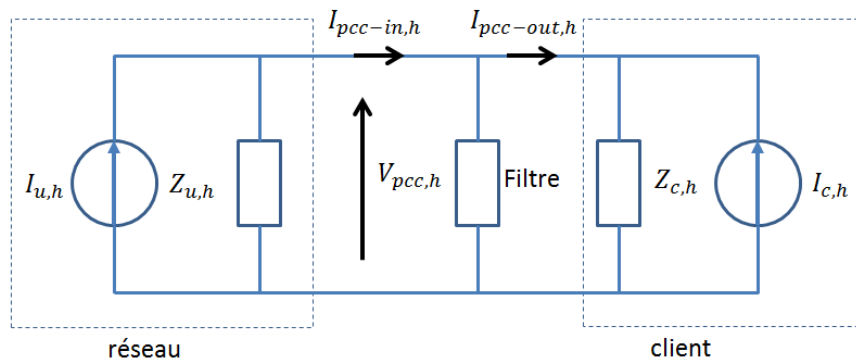


Figure 1-8 : Utilisation d'un filtre pour séparer physiquement les perturbations harmoniques du réseau et d'une installation.

La définition du niveau d'émission harmonique est donc la suivante :

$$E_{1.3.5,h} = |I_{pcc-out,h}| \quad (1.31)$$

Il s'agit donc d'une méthode de mesure qui ne requiert pas d'identification du schéma de Norton, mais qui exploite une solution matérielle pour faire la mesure du niveau d'émission harmonique.

Sur un plan purement théorique, cette approche pourrait fonctionner. En revanche, en pratique, un tel filtre ne peut être utilisé, pour la raison principale qu'il doit être dimensionné pour absorber toutes les perturbations venant du réseau et de l'installation, ce qui poserait un sérieux problème en termes de coût de conception et d'installation de ce filtre.

Cette définition nous paraît irréalisable en pratique. Nous avons donc choisi de ne pas l'étudier plus en détails.

2. Présentation des méthodes d'identification du schéma de Norton équivalent d'une installation et du réseau

Nous avons vu dans la partie 1 consacrée à la présentation des définitions qu'un certain nombre d'entre elles sont basées sur, ou pourraient profiter de, l'utilisation d'un schéma de Norton équivalent. En effet, il est assez courant de vouloir, en un rang harmonique donné, représenter le réseau (ou une installation) par son schéma de Norton équivalent. Cette approche est assez répandue pour les études de réseau, où l'on cherche en général à agréger un grand nombre d'éléments en utilisant un modèle simplifié.

En revanche, l'identification du schéma de Norton équivalent reste un problème difficile à traiter, particulièrement lorsque nous cherchons à identifier simultanément le réseau et l'installation alors que ceux-ci peuvent varier au cours du temps. Dans la littérature, il existe de multiples méthodes ayant pour ambition de résoudre ce problème. Cependant, les études sur le sujet manquent généralement de mesures harmoniques réelles en réseau afin de tester ces méthodes et pouvoir valider leur bon fonctionnement.

Dans cette partie, nous présentons plusieurs de ces méthodes, afin de savoir si l'une d'elle pourrait convenir dans le cas où la définition retenue serait basée sur un schéma de Norton équivalent. Nous rappelons ci-dessous, sur la Figure 1-9, le schéma de Norton équivalent et ses grandeurs associées.

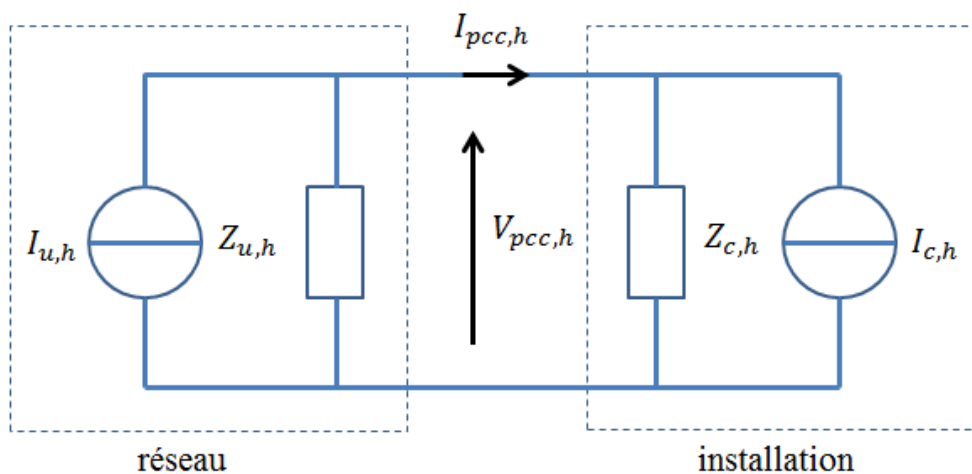


Figure 1-9 : schéma de Norton équivalent vu du point de livraison (PCC) d'une installation (représentation monophasée).

Le problème que nous cherchons à résoudre peut se résumer ainsi :

- Comment déterminer les paramètres $\{I_{u,h}; Z_{u,h}; I_{c,h}; Z_{c,h}\}$ à partir des grandeurs mesurées au PCC $\{I_{pcc,h}; V_{pcc,h}\}$?

Nous rappelons que toutes ces grandeurs sont complexes et ne concernent que le rang harmonique h . Fondamentalement, il n'est pas possible de résoudre ce problème à l'aide des équations générales de l'électricité en régime permanent. C'est pourquoi les méthodes présentées ci-dessous utilisent généralement les grandeurs mesurées au PCC au cours du

temps afin d'exploiter leurs variations ou leurs caractéristiques statistiques. Notons sur ce dernier point que le réseau tout comme une installation sont dynamiques et peuvent ainsi varier au cours du temps, rendant très risquée l'utilisation de l'hypothèse d'un schéma constant durant les mesures [GRA10].

2.1. Utilisation des variations brusques des courants et tensions harmoniques au PCC de l'installation

Cette méthode classique est présentée dans les documents [ROB97], [GON03], [GON05], [KLE05A], [KLE05B] et [FER10]. Elle a pour principe d'exploiter les variations brusques des courants et tensions harmoniques au PCC pour déterminer dans un premier temps l'impédance du réseau ou de l'installation, puis dans un deuxième temps la source de courant de l'élément associé, qui est facile à obtenir une fois l'impédance déterminée.

La méthode peut se résumer de la façon suivante :

- 1) Détection d'une variation brusque de $V_{pcc,h}$ et $I_{pcc,h}$
- 2) Estimation des variations : $\Delta V_{pcc,h}$ et $\Delta I_{pcc,h}$
- 3) Détermination du signe de $Re\left(\frac{\Delta V_{pcc,h}}{\Delta I_{pcc,h}}\right)$, puis de la valeur de $Z_{c,h}$ ou de $Z_{u,h}$
- 4) Calcul de $I_{c,h}$ ou de $I_{u,h}$

La détection d'une variation brusque consiste à détecter à quel instant un changement important (par exemple, la commutation d'une grosse charge) s'est produit sur le réseau ou dans l'installation. Nous entendons par variation brusque une variation qui se produit suffisamment rapidement pour n'être la conséquence que d'un seul événement. Deux méthodes de détection ont été testées sur des mesures réelles lors de l'étude [PIC04] : celle de **Page-Hinkey/GLR** et celle des **Fronts de Pareto**. Ces deux méthodes ont montré des résultats satisfaisants.

L'estimation des variations $\Delta V_{pcc,h}$ et $\Delta I_{pcc,h}$ se fait séparément sur les composantes réelles et imaginaires. L'étude a permis de montrer que calculer la moyenne de ces composantes avant et après l'instant de variation brusque est un bon compromis pour estimer ces variations [PIC04].

L'étude du signe de $Re\left(\frac{\Delta V_{pcc,h}}{\Delta I_{pcc,h}}\right)$ permet de savoir de quel côté du PCC (réseau ou installation) s'est produite la variation. Nous estimons alors l'impédance équivalente du côté opposé.

$$\text{Si } Re\left(\frac{\Delta V_{pcc,h}}{\Delta I_{pcc,h}}\right) < 0 \text{ alors } Z_{u,h} = -\frac{\Delta V_{pcc,h}}{\Delta I_{pcc,h}} \quad (1.32)$$

$$\text{Si } Re\left(\frac{\Delta V_{pcc,h}}{\Delta I_{pcc,h}}\right) > 0 \text{ alors } Z_{c,h} = +\frac{\Delta V_{pcc,h}}{\Delta I_{pcc,h}} \quad (1.33)$$

Nous calculons ensuite la source de courant harmonique du côté où l'impédance est connue grâce aux expressions suivantes :

$$I_{u,h} = \frac{V_{pcc,h}}{Z_{u,h}} + I_{pcc,h} \quad (1.34)$$

$$I_{c,h} = \frac{V_{pcc,h}}{Z_{c,h}} - I_{pcc,h} \quad (1.35)$$

La méthode permet donc, lorsqu'une variation brusque est détectée, d'estimer le schéma de Norton équivalent d'un côté du PCC (le réseau ou l'installation). Nous pouvons toutefois faire les reproches suivants à cette méthode :

- Elle ne permet pas de connaître simultanément le schéma équivalent du côté du réseau et du côté de l'installation. Le fait de considérer qu'un côté reste constant pendant l'estimation de l'autre côté n'est pas possible, étant donné que la méthode exploite justement la variation importante d'un côté pour estimer l'autre.
- Pour la détection d'une variation brusque, la méthode dépend totalement de ce qui se passe sur le réseau et dans l'installation. Rien ne permet de garantir que sur une période donnée, une variation brusque se produira. Aujourd'hui, nous estimons qu'il y a en moyenne entre 2 et 3 variations brusques exploitables par jour. Ainsi, une définition basée sur cette méthode ne serait capable de calculer le niveau d'émission harmonique d'une installation que quelques fois dans la journée au maximum.

Cette méthode paraît donc assez délicate à utiliser, particulièrement pour les définitions ayant besoin de schémas de Norton équivalents à la fois pour le réseau et pour l'installation.

2.2. Injection de courants harmoniques au PCC d'une installation

Cette méthode présentée dans [NIN08] est similaire à la précédente. Le point qui change est qu'ici la méthode propose de maîtriser les instants de variations brusques en injectant directement du courant harmonique au niveau du PCC de l'installation.

Un avantage non-négligeable de cette méthode est qu'on est aussi capable d'estimer simultanément les schémas de Norton équivalents du réseau et de l'installation.

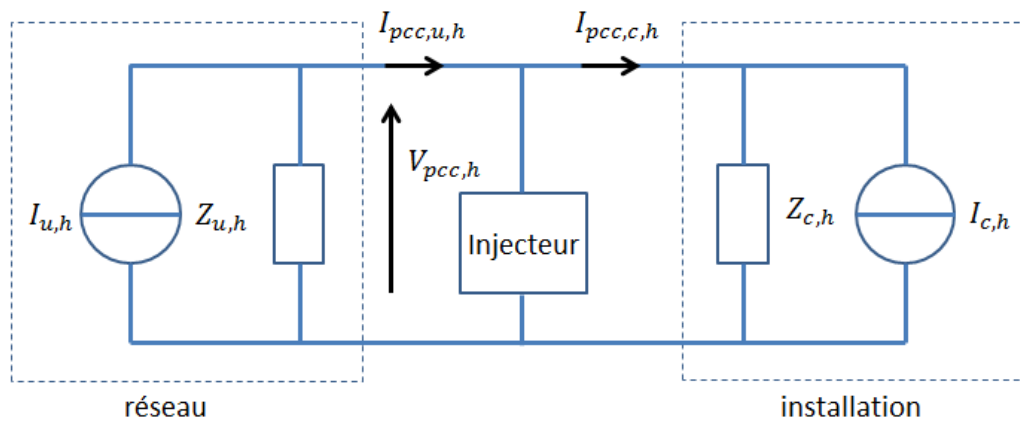


Figure 1-10 : schéma de principe de l'injection du courant harmonique.

Les équations permettant d'obtenir le schéma de Norton complet sont les suivantes :

$$Z_{c,h} = \frac{\Delta V_{pcc,h}}{\Delta I_{pcc,c,h}} \quad (1.36)$$

$$Z_{u,h} = -\frac{\Delta V_{pcc,h}}{\Delta I_{pcc,u,h}} \quad (1.37)$$

$$I_{c,h} = \frac{V_{pcc,h}}{Z_{c,h}} - I_{pcc,c,h} \quad (1.38)$$

$$I_{u,h} = \frac{V_{pcc,h}}{Z_{u,h}} + I_{pcc,u,h} \quad (1.39)$$

Cependant, cette méthode a aussi deux inconvénients : d'une part, elle est très coûteuse à utiliser, puisqu'il est nécessaire d'installer sur place un équipement perturbateur suffisamment puissant pour produire des variations brusques exploitables. D'autre part, cette méthode est intrusive, dans le sens où l'équipement utilisé va faire une injection active de courant harmonique dans ou à proximité de l'installation, ce qui peut perturber les équipements au sein de cette dernière.

Cette méthode est donc théoriquement intéressante, mais ne semble pas exploitable sur le terrain.

2.3.Représentation graphique de l'impédance du réseau

Cette méthode présentée dans [ROB97] se propose d'exploiter une représentation graphique approchée de l'impédance du réseau, afin de l'estimer au rang h. Elle n'a donc pas pour objectif de déterminer le schéma de Norton dans son ensemble, mais uniquement l'amplitude de l'impédance du réseau. Ce résultat est néanmoins intéressant pour certaines définitions, telles que celle proposée dans le document CEI 61000-3-6 [IEC08].

La représentation graphique de l'impédance du réseau utilisée est présentée sur la Figure 1-11 ci-dessous :

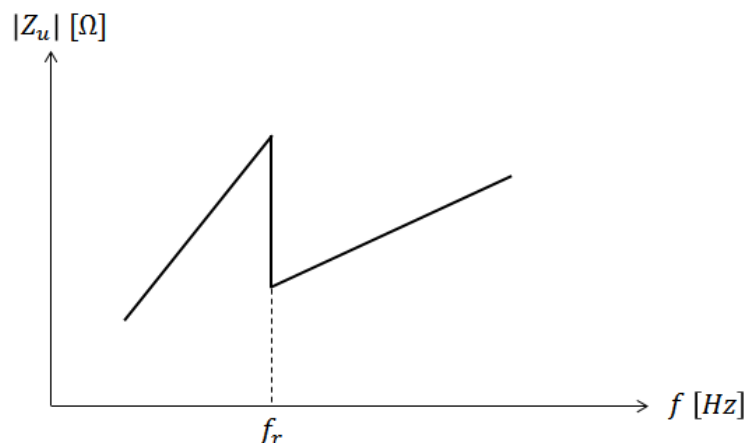


Figure 1-11 : représentation graphique approchée de l'impédance du réseau en fréquence

La méthode suppose que l'impédance du réseau suit la loi suivante :

$$\text{Si } f < f_r \text{ alors } |Z_{u,h}| = 2 \cdot h \cdot |Z_{u,1}| \quad (1.40)$$

$$\text{Si } f > f_r \text{ alors } |Z_{u,h}| = h \cdot |Z_{u,1}| \quad (1.41)$$

$|Z_{u,1}|$ correspond à l'impédance du réseau à 50Hz, qui est supposée connue.

f_r représente la fréquence de résonance du réseau, qui est estimée par la relation (1.42).

$$f_r = f_1 \cdot \sqrt{\frac{S_{cc}}{Q_c}} \quad (1.42)$$

où $f_1 = 50\text{Hz}$, S_{cc} est la puissance de court-circuit du réseau et Q_c est la puissance réactive fournie par le réseau.

Nous pouvons noter les points suivants pour cette méthode :

- Elle permet d'estimer uniquement le module de l'impédance du réseau, et pas sa valeur complexe.
- Dans le document où elle est présentée, il est indiqué que la méthode ne donne la valeur de l'impédance du réseau qu'avec une précision de $\pm 20\%$, ce qui paraît très optimiste.
- La valeur de Q_c n'est pas simple à obtenir, étant donné qu'elle doit prendre en compte non seulement les capacités de compensation au jeu de barres, mais aussi celles dans les installations des clients, ainsi que les capacités naturelles des lignes et des câbles.

Nous en concluons que cette méthode n'est pas utilisable en situation réelle.

2.4. Estimation par régression non-linéaire

La piste d'une estimation du schéma de Norton par régression non-linéaire a été étudiée par EDF R&D en 2005 [KLE05C].

La méthode part des équations suivantes du schéma de Norton :

$$V_{pcc,h} = Z_{u,h} \cdot (I_{u,h} - I_{pcc,h}) \quad (1.43)$$

$$V_{pcc,h} = Z_{c,h} \cdot (I_{c,h} + I_{pcc,h}) \quad (1.44)$$

Et elle définit les erreurs suivantes :

$$e_1 = V_{pcc,h} - Z_{u,h} \cdot I_{u,h} + Z_{u,h} \cdot I_{pcc,h} \quad (1.45)$$

$$e_2 = V_{pcc,h} - Z_{c,h} \cdot I_{c,h} - Z_{c,h} \cdot I_{pcc,h} \quad (1.46)$$

On détermine alors les paramètres des deux schémas de Norton en minimisant séparément ces deux erreurs en se basant sur un grand nombre de mesures de $\{I_{pcc,h} ; V_{pcc,h}\}$.

Toutefois, cette méthode n'a pas permis d'atteindre les résultats attendus, puisque les valeurs convergeaient de la façon suivante :

$$Z_{u,h} = -Z_{c,h} \quad (1.47)$$

$$I_{u,h} = -I_{c,h} \quad (1.48)$$

Ce résultat était prévisible étant donné la structure symétrique des deux schémas de Norton vus du PCC et que rien ne permettait de faire la différence entre les variations côté réseau et les variations côté installation. Cette méthode n'est donc pas utilisable.

2.5. Utilisation d'une impédance de référence

L'idée de cette méthode est d'utiliser, pour le réseau et pour l'installation, une impédance de référence. Le reste du schéma de Norton s'obtient ensuite via les expressions (1.34) et (1.35).

Dans l'article [XU00A], l'auteur propose d'utiliser pour le réseau l'impédance du transformateur d'alimentation donnée par le gestionnaire de réseaux. Cette méthode est difficilement envisageable car elle ne prend pas en compte l'impédance de ligne qui relie le jeu de barres à l'installation et cela peut conduire à des erreurs importantes si l'installation en question est éloignée du transformateur d'alimentation. Dans le cas idéal, il faudrait prendre en considération les câbles et les autres éléments du réseau pour obtenir une valeur d'impédance précise.

Dans les articles [BLA04] et [PFA08], les auteurs proposent d'utiliser pour l'installation la résistance équivalente obtenue avec l'expression (1.23). Cette méthode est gênante à utiliser, car si l'installation comporte des charges linéaires inductives ou capacitatives, le courant harmonique circulant dans ces charges sera vu comme un courant harmonique généré par la source de courant équivalente de l'installation. Cette méthode ne permet donc pas d'estimer correctement le schéma de Norton équivalent de l'installation.

Cette méthode repose sur l'hypothèse que les impédances du réseau et de l'installation sont déjà connues. Elle ne convient pas dans notre cas.

2.6. Utilisation de la covariance sur les mesures de tensions et courants harmoniques

L'objectif de cette méthode, présentée dans [HUI10], est d'estimer la valeur complexe de l'impédance du réseau. Elle est basée sur les 3 hypothèses suivantes :

- Les deux sources de courants $I_{u,h}$ et $I_{c,h}$ sont indépendantes.
- Le courant $I_{pcc,h}$ et la tension $V_{u,h}(= Z_{u,h} \cdot I_{u,h})$ sont indépendants.
- L'impédance $Z_{u,h}$ est à peu près constante sur la durée des mesures (10 heures).

La méthode fournit ensuite une estimation des valeurs réelle et imaginaire de l'impédance du réseau, notées $\langle Z_{u,x,h} \rangle$ et $\langle Z_{u,y,h} \rangle$.

$$\langle Z_{u,x,h} \rangle = \frac{\sum_{i=1}^N (\delta I_{pcc,x,h,i} \delta V_{pcc,x,h,i} + \delta I_{pcc,y,h,i} \delta V_{pcc,y,h,i})}{\sum_{i=1}^N (\delta I_{pcc,x,h,i}^2 + \delta I_{pcc,y,h,i}^2)} \quad (1.49)$$

$$\langle Z_{u,y,h} \rangle = \frac{\sum_{i=1}^N (\delta I_{pcc,x,h,i} \delta V_{pcc,y,h,i} + \delta I_{pcc,y,h,i} \delta V_{pcc,x,h,i})}{\sum_{i=1}^N (\delta I_{pcc,x,h,i}^2 + \delta I_{pcc,y,h,i}^2)} \quad (1.50)$$

avec :

$$\delta I_{pcc,x,h,i} = I_{pcc,x,h,i} - \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N I_{pcc,x,h,k}$$

$$\delta I_{pcc,y,h,i} = I_{pcc,y,h,i} - \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N I_{pcc,y,h,k}$$

$$\delta V_{pcc,x,h,i} = V_{pcc,x,h,i} - \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N V_{pcc,x,h,k}$$

$$\delta V_{pcc,y,h,i} = V_{pcc,y,h,i} - \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N V_{pcc,y,h,k}$$

L'auteur recommande d'utiliser les mesures prises sur une durée de 10 heures, à raison d'une par minute.

Cette méthode ne nous semble pas applicable, pour les raisons suivantes :

- Il est peu probable que $Z_{u,h}$ reste à peu près constante sur une période de 10 heures.
- Le courant $I_{pcc,h}$ et la tension $V_{u,h}$ ne sont pas indépendants, ils sont reliés par l'expression suivante : $I_{pcc,h} = (V_{u,h} - V_{pcc,h})/Z_{u,h}$. La deuxième hypothèse n'est donc pas valide.

Pour ces deux raisons, la méthode ne nous paraît pas utilisable.

2.7. Modélisation de l'impédance de l'installation par une charge RLC parallèle

Cette méthode repose sur une modélisation de l'installation par une charge RLC parallèle en parallèle avec une source de courant [FAR10]. Le modèle correspondant est représenté Figure 1-12.

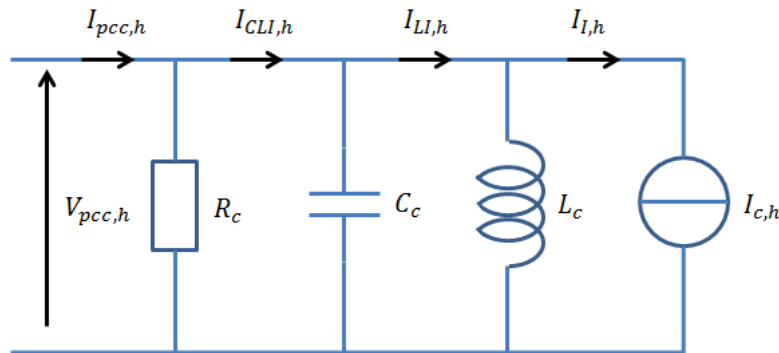


Figure 1-12 : modèle simplifié d'une installation (RLC + source de courant)

Les valeurs de R_c , C_c et L_c sont obtenues à tout instant par les expressions (1.51) à (1.53).

$$R_c = \frac{\sum_{h=1}^H |V_{pcc,h}|^2}{\sum_{h=1}^H |V_{pcc,h}| \cdot |I_{pcc,h}| \cdot \cos(\varphi_h)} \quad (1.51)$$

$$C_c = \frac{\sum_{h=1}^H h \cdot |V_{pcc,h}| \cdot |I_{CLI,h}| \cdot \sin(-\varphi_h)}{\omega_1 \cdot \sum_{h=1}^H |V_{pcc,h}|^2 \cdot h^2} \quad (1.52)$$

$$L_c = \frac{\sum_{h=1}^H |V_{pcc,h}|^2 / h^2}{\omega_1 \cdot \sum_{h=1}^H |V_{pcc,h}| \cdot |I_{LI,h}| \cdot \sin(\varphi_h) / h} \quad (1.53)$$

$$\omega_1 = 2\pi \cdot 50 \text{ rad/s}$$

H représente le rang harmonique maximum pris en compte dans le calcul de la FFT et φ_h le déphasage entre les tension et courant harmoniques mesurés au PCC au rang h .

Note : il n'est pas indiqué dans l'article sur quelles hypothèses sont basées ces 3 expressions. Seule la première semble être basée sur la relation connue $R = U^2/P$. Elle implique par ailleurs qu'il n'y a pas de puissance active qui circule dans la source de courant, ce qui paraît peu vraisemblable.

Une fois les trois éléments $\{R_c ; C_c ; L_c\}$ déterminés, il est possible d'en déduire la source de courant, et ainsi le schéma de Norton équivalent de l'installation.

Cette approche nous paraît risquée car, sans information sur l'installation, rien ne permet d'affirmer que sa topologie est équivalente à une charge RLC parallèle. Le modèle obtenu pourrait donc être incorrect.

De manière générale, il n'est pas recommandé d'identifier une installation avec un modèle équivalent donné, à moins d'être sûr que la topologie du modèle choisi est en adéquation avec les charges dans cette installation. Ce genre de méthodes peut éventuellement donner un modèle correct pour une fréquence donnée, mais pas forcément pour toute une plage de fréquences. Nous choisirons donc de ne pas suivre ce type de méthodes.

2.8.Méthode itérative

Cette méthode est une piste qui a été explorée par EDF R&D [GON03]. Son objectif était, d'une part d'identifier le schéma de Norton équivalent du réseau (ou de l'installation), d'autre part de suivre les variations de ce schéma. La méthode exploite l'équation suivante :

$$V_{pcc,h} = Z_{u,h} \cdot (I_{u,h} - I_{pcc,h}) \quad (1.54)$$

Le principe consiste alors à choisir une valeur estimée $\widehat{Z}_{u,h}$ de l'impédance du réseau censée être proche de la valeur réelle $Z_{u,h}$, pour calculer la valeur estimée $\widehat{I}_{u,h}$ de la source de courant avec les mesures de $V_{pcc,h}$ et $I_{pcc,h}$ d'après l'expression (1.54). On réutilise ensuite la valeur

estimée $\widehat{I}_{u,h}$ obtenue précédemment pour recalculer avec d'autres mesures de $V_{pcc,h}$ et $I_{pcc,h}$ une nouvelle valeur estimée $\widehat{Z}_{u,h}$.

Cette procédure est répétée au cours du temps, afin que les valeurs approchées $\widehat{Z}_{u,h}$ et $\widehat{I}_{u,h}$ convergent vers les valeurs réelles $Z_{u,h}$ et $I_{u,h}$, puis suivent leur évolution au cours du temps.

Cette méthode itérative a été abandonnée, car une étude pratique a montré que l'algorithme ne permettait pas toujours de converger vers les valeurs réelles des paramètres.

2.9. Méthode statistique

Le document [CIG99] propose une méthode statistique pour identifier les impédances du réseau et de l'installation.

La méthode consiste tout d'abord à relever un nombre N de couples de variations $\{|\Delta V_{pcc,h}| ; |\Delta I_{pcc,h}|\}$, puis à tracer la fonction suivante :

$$\sum_i |\Delta V_{pcc,h,i}| = f\left(\sum_i |\Delta I_{pcc,h,i}|\right) \quad (1.55)$$

Où $\sum_i |\Delta I_{pcc,h,i}|$ correspond à la somme cumulée des termes $|\Delta I_{pcc,h,i}|$ classés par ordre croissant des $|\Delta I_{pcc,h,i}|$, et $\sum_i |\Delta V_{pcc,h,i}|$ correspond à la somme cumulée des termes $|\Delta V_{pcc,h,i}|$ (dans l'ordre associé à l'ordre croissant des termes $|\Delta I_{pcc,h,i}|$). Le terme i prend les valeurs de 1 à N .

Nous obtenons alors un graphe ayant l'allure suivante :

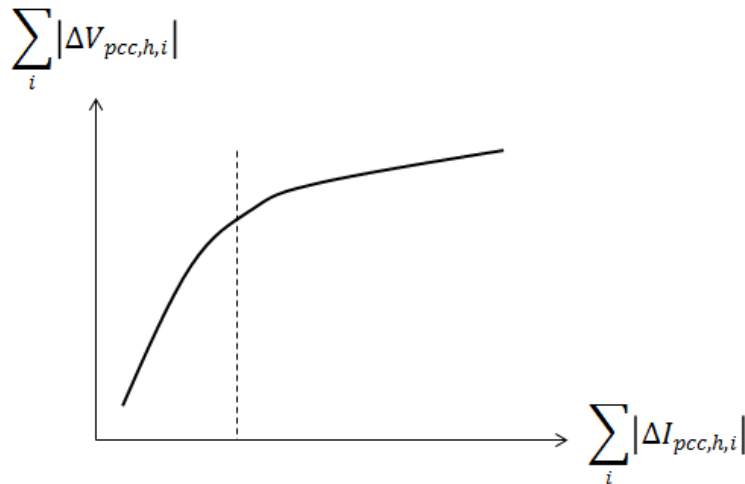


Figure 1-13 : représentation graphique du résultat de la méthode statistique

Sur cette courbe, nous observons deux tendances de pente différentes. La pente à gauche donne une valeur approchée du module de l'impédance de l'installation, celle à droite une valeur approchée du module de l'impédance du réseau.

Pour fonctionner, cette méthode fait l'hypothèse que l'impédance de l'installation a un module très supérieur à celui de l'impédance du réseau.

Nous pouvons noter les points suivants :

- Pour fonctionner, cette méthode a besoin d'un grand nombre de variations de courants et de tensions harmoniques au PCC. Or, nous avons indiqué au §2.1 qu'il ne s'en produisait en moyenne que quelques-unes d'exploitables dans une journée.
- Comme toutes les définitions utilisant un principe statistique, cette méthode fait l'hypothèse que les impédances recherchées sont constantes. Les variations recherchées doivent donc être générées uniquement par les sources de courants. Or il est fort peu probable que, sur une longue période, les impédances du réseau et de l'installation restent constantes, alors que leurs sources de courant équivalentes varient.

Pour ces raisons, il ne nous paraît pas envisageable d'utiliser cette méthode. Les hypothèses utilisées ne sont pas cohérentes avec le fonctionnement d'un réseau réel.

3. Bilan de l'état de l'art

Dans cet état de l'art, nous nous sommes intéressés aux deux points suivants :

- Les définitions existantes pour évaluer le niveau d'émission harmonique d'une installation.
- Les méthodes permettant d'identifier le schéma de Norton équivalent du réseau et/ou d'une installation.

L'étude des définitions existantes nous a permis d'en identifier quatre qui pourraient convenir à notre besoin :

- La définition en courant basée sur un schéma de Norton (cf. §1.1.1).
- La définition en tension basée sur un schéma de Norton (cf. §1.1.2).
- La définition proposée par le document CEI 61000-3-6 (cf. §1.1.3).
- La puissance harmonique active (cf. §1.2.2).

Il sera nécessaire dans le Chapitre 3 de les étudier plus en détails afin de pouvoir évaluer leur pertinence, les comparer entre elles et déterminer leurs limites respectives.

En outre, même si les autres définitions telles que proposées dans la littérature ne nous conviennent pas, certains concepts sur lesquels elles sont basées nous ont paru intéressants. En particulier, nous retiendrons l'idée de définir une charge idéale afin de déterminer le courant perturbateur émis par une installation (§1.3.2 et §1.3.3). Ainsi, dans le chapitre 2, nous proposerons une définition supplémentaire basée sur ce principe pour l'étudier en détails avec les autres définitions retenues.

L'étude des méthodes d'identification du schéma de Norton n'a en revanche pas permis d'en sélectionner une qui puisse convenir à notre besoin. Seule la méthode utilisant les variations de tensions et courants harmoniques présentée au §2.1 nous semble fiable. Elle comporte toutefois deux limites importantes :

- Elle n'est capable d'identifier le schéma de Norton équivalent que d'un seul côté du PCC (le réseau ou l'installation).
- Elle dépend des variations qui se produisent réellement sur le réseau. En pratique, elle ne peut fournir de résultat que quelques fois en moyenne par journée, à des instants non maîtrisés.

L'utilisation d'un modèle simplifié basé sur un schéma de Norton reste donc un problème qui n'est pas totalement résolu. Il sera important d'en tenir compte lors de l'étude détaillée des définitions par la suite.

Chapitre 2. Premières propositions de nouvelles définitions

Nous avons vu dans le Chapitre 1 l'ensemble des définitions existant dans la littérature pour évaluer le niveau d'émission harmonique d'une installation. Sur ces définitions, certaines nous ont paru intéressantes à étudier plus en détails. Il s'agit des définitions suivantes :

- La définition en courant basée sur un schéma de Norton, présentée au §1.1.1.
- La définition en tension basée sur un schéma de Norton, présentée au §1.1.2.
- La définition proposée par le document CEI 61000-3-6, présentée au §1.1.3.
- La puissance harmonique active, présentée au §1.2.2.

En outre, les analyses menées dans l'état de l'art nous ont permis de mettre en avant les principaux avantages et inconvénients rencontrés avec les diverses définitions. Cela nous permet maintenant de proposer d'autres définitions qui pourraient convenir à notre besoin. Ces propositions de nouvelles définitions sont présentées maintenant dans le présent chapitre.

1. Amplitude du courant harmonique mesuré au PCC

Cette idée nous est venue lors de tests simples sur les définitions en simulation. Nous avons remarqué que pour un certain nombre de définitions s'exprimant en courant, le niveau d'émission harmonique obtenu est souvent très proche de l'amplitude du courant harmonique mesuré au PCC de l'installation.

C'est dû au fait que lorsque nous cherchons à séparer les composantes perturbatrice et non-perturbatrice dans le courant harmonique au PCC d'une installation qui perturbe, la composante perturbatrice est généralement prédominante.

Nous avons donc fait l'hypothèse que le courant harmonique mesuré au PCC est suffisamment représentatif du niveau d'émission harmonique d'une installation pour constituer une nouvelle proposition de définition. Celle-ci s'exprime alors comme suit :

$$E_{1,h} = |I_{pcc,h}| \quad (2.1)$$

Evidemment, il est clair qu'une erreur est commise avec cette définition, étant donné que nous considérons alors que tout le courant harmonique mesuré au PCC est de la responsabilité de l'installation. Par exemple, dans le cas d'une installation composée uniquement de charges résistives (charge non-perturbatrices), si des tensions harmoniques sont présentes sur le réseau, des courants harmoniques circuleront au PCC de cette installation, alors qu'elle ne comprend aucun équipement perturbateur.

En contrepartie, cette définition a l'avantage d'être très facile à mesurer par rapport aux autres (pas de méthode spécifique requise, hormis la FFT à calculer). Cette définition sera donc étudiée en détails dans le chapitre 3.

2. Installation comparée avec une charge résistive

Cette définition est une version « améliorée » de la précédente. Elle reprend l'idée de la définition présentée dans le Chapitre 1 au §1.3.3, en effectuant une comparaison entre l'installation et une charge résistive équivalente (cette dernière étant calculée sur la base de la puissance active fondamentale de l'installation).

Pour rappel, l'inconvénient de la définition étudiée dans l'état de l'art était qu'elle réalisait une différence vectorielle pour calculer le niveau d'émission harmonique de l'installation, ce qui pouvait donner un niveau d'émission non nul même si aucun courant harmonique ne circulait au PCC de l'installation.

Dans la version que nous proposons ici, nous utilisons non pas une différence vectorielle, mais la différence des modules. Le niveau d'émission harmonique est donc défini comme suit :

$$E_{2,h} = |I_{pcc,h}| - \left| \frac{V_{pcc,h}}{R_{eq,1}} \right| \quad (2.2)$$

avec :

$$R_{eq,1} = \frac{|V_{pcc,1}|^2}{P_{pcc,1}} \quad (2.3)$$

Nous considérons également que dans le cas où $|I_{pcc,h}| < \left| \frac{V_{pcc,h}}{R_{eq,1}} \right|$, le niveau d'émission harmonique de l'installation est nul.

Nous avons ainsi une définition proche de la précédente, mais où est retranchée une « marge » au bénéfice de l'installation, afin qu'elle ne soit pas pénalisée pour le courant harmonique qui circulerait dans ses charges résistives du fait des perturbations provenant du réseau.

Toutefois, l'utilisation de cette marge comporte aussi un inconvénient : comme elle est appliquée systématiquement, sans distinction, aux installations perturbatrices et non-perturbatrices, elle peut « cacher » les petites émissions harmoniques. La définition (2.2) n'est ainsi pas toujours en mesure d'identifier tous les petits pollueurs. Cette définition sera également étudiée au chapitre 3.

3. Projection vectorielle du courant harmonique au PCC sur le courant harmonique au jeu de barres

Le principe de cette définition est d'utiliser le courant harmonique mesuré au PCC d'une installation et de déterminer s'il s'additionne ou s'il se soustrait au courant harmonique total qui circule dans le transformateur d'alimentation.

Ce point pourrait représenter un réel avantage, car le courant harmonique qui circule au jeu de barres est souvent un bon indicateur du niveau de tension harmonique global sur le réseau.

La définition proposée ici consiste donc à faire la projection vectorielle du courant harmonique au PCC de l'installation sur le courant harmonique total au jeu de barres.

$$E_{3,h} = |I_{pcc,h}| \cdot \cos(\theta_h) \quad (2.4)$$

où θ_h représente le déphasage entre le courant harmonique au PCC de l'installation et le courant harmonique total au jeu de barres.

Note : le niveau d'émission harmonique défini en (2.4) peut prendre une valeur négative.

Cette définition permet donc de voir si le courant qui circule dans une installation s'ajoute ou se soustrait au courant total. Dans le cas où les deux courants ont un déphasage compris entre $+90^\circ$ et $+270^\circ$, le niveau d'émission harmonique de l'installation est négatif, c'est-à-dire que l'installation a un impact bénéfique sur la qualité de la tension. Rappelons toutefois que, pour cette définition, il est nécessaire de mesurer le courant au jeu de barres du réseau et au PCC de l'installation, et de synchroniser ces mesures afin de les traiter. Cela peut représenter des difficultés techniques qui n'ont pas été rencontrées dans les définitions précédentes.

Dans le Chapitre 3, nous étudierons également cette définition.

4. Variation de l'amplitude du courant harmonique au jeu de barres produite par l'installation

Cette définition est une alternative à la définition précédente proposée au §3. Dans la définition précédente, l'émission harmonique d'une installation était définie par la projection vectorielle du courant à son PCC sur le courant total au jeu de barres (2.4). Toutefois, qu'en est-il d'une installation dont le courant harmonique au PCC est déphasé de $\pm 90^\circ$ par rapport au courant harmonique au jeu de barres ? D'après l'expression (2.4), le niveau d'émission harmonique de cette installation est nul. Pourtant, une telle installation présente bien un impact sur le courant au jeu de barres.

Pour l'illustrer, nous avons représenté un exemple sur la Figure 2-1. $I_{pcc,h}$ représente le courant harmonique mesuré au PCC de l'installation, $I_{B,h}$ le courant harmonique mesuré au jeu de barres et $I_{B,h,avant}$ le courant harmonique qu'il y aurait au jeu de barres si l'installation était déconnectée (c'est-à-dire si $I_{pcc,h} = 0$).

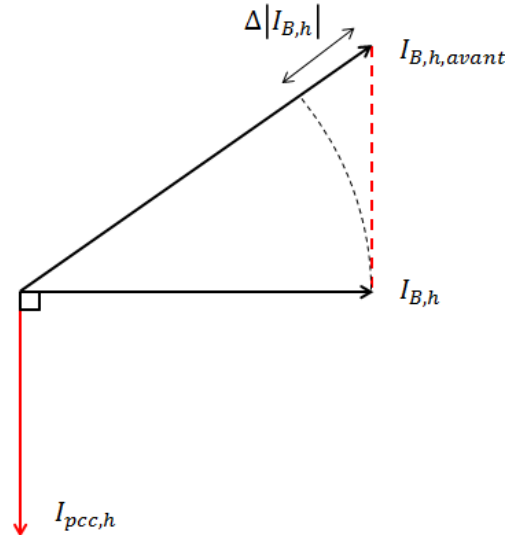


Figure 2-1 : exemple de l'impact d'une installation sur l'amplitude du courant au jeu de barres.

Dans cet exemple, nous constatons que, bien que le courant $I_{pcc,h}$ soit déphasé de -90° par rapport au courant $I_{B,h}$, l'amplitude de ce dernier est bien impactée :

$$\Delta |I_{B,h}| = |I_{B,h}| - |I_{B,h,avant}| \neq 0 \quad (2.5)$$

Pour cette raison, il nous semble intéressant de considérer aussi la définition suivante, qui évalue le niveau d'émission harmonique d'une installation comme étant l'impact du courant harmonique au PCC de l'installation sur l'amplitude du courant au jeu de barres :

$$E_{4,h} = \Delta |I_{B,h}| = |I_{B,h}| - |I_{B,h} - I_{pcc,h}| \quad (2.6)$$

Concrètement, cette définition calcule la variation réelle qu'aurait produite l'installation sur l'amplitude du courant au jeu de barres si elle venait juste de se connecter au réseau.

Remarques :

- Le niveau d'émission harmonique peut être négatif.
- Lorsque $|I_{B,h}| \gg |I_{pcc,h}|$ cette définition donne un résultat très proche de la définition précédente, présentée au §3.

Tout comme la définition précédente, cette définition requiert aussi des mesures au jeu de barres du réseau, ce qui peut poser des difficultés techniques. Elle sera étudiée en détails dans le Chapitre 3.

Chapitre 3. Etude détaillée des définitions du niveau d'émission harmonique

Nous avons présenté dans le Chapitre 1 un grand nombre de définitions présentes dans la littérature pour évaluer le niveau d'émission harmonique d'une installation. Sur ces définitions, quatre nous ont paru intéressantes à étudier plus en détails. Pour simplifier la lecture de ce chapitre, nous les noterons définitions 1 à 4, comme suit :

- La définition en courant basée sur un schéma de Norton (**définition 1**).
- La définition en tension basée sur un schéma de Norton (**définition 2**).
- La définition proposée dans le document IEC 61000-3-6 (**définition 3**).
- La définition utilisant la puissance harmonique active (**définition 4**).

Dans le Chapitre 2, nous avons également proposé quatre autres définitions, parfois dérivées de certaines présentées dans l'état de l'art, qui pourraient correspondre à notre besoin. Elles seront notées définitions 5 à 8, comme indiqué dans la liste suivante :

- La définition utilisant le courant mesuré au PCC (**définition 5**).
- La définition comparant l'installation avec une résistance (**définition 6**).
- La définition utilisant la projection vectorielle du courant au PCC sur le courant dans le transformateur au poste source (**définition 7**).
- La définition calculant l'impact du courant au PCC sur l'amplitude du courant dans le transformateur au poste source (**définition 8**).

Les expressions de ces définitions sont rappelées dans le Tableau 3-1.

Nous avons donc au total huit définitions qui pourraient potentiellement servir à évaluer le niveau d'émission harmonique d'une installation. Toutefois, ces définitions fournissant des résultats variés (aussi bien au niveau des valeurs qu'au niveau des unités), il est nécessaire de déterminer, d'une part laquelle nous convient le mieux, et d'autre part s'il est possible de l'améliorer pour la rendre plus robuste. L'objet de ce chapitre 3 est de répondre à la première de ces deux questions. Ce chapitre est organisé de la façon suivante :

- Dans la partie 1, nous présentons de façon générale les difficultés qui sont liées à l'étude comparative de plusieurs définitions, ainsi que la méthodologie que nous avons retenue.
- Dans la partie 2, nous présentons plusieurs réseaux électriques élémentaires qui nous ont permis d'étudier les définitions.
- Dans la partie 3, nous présentons une synthèse de l'étude des définitions sur ces différents réseaux élémentaires.
- Enfin, dans la partie 4, nous dressons le bilan tiré de cette étude comparative.

Tableau 3-1 : Niveau d'émission harmonique, rappel des expressions littérales des 8 définitions.

Définition	Expression littérale	Référence
1	$E_{def1,h} = I_{c,h} \cdot \left \frac{Z_{c,h}}{Z_{c,h} + Z_{u,h}} \right $	(1.2)
2	$E_{def2,h} = I_{c,h} \cdot \left \frac{Z_{c,h} \cdot Z_{u,h}}{Z_{c,h} + Z_{u,h}} \right $	(1.5)
3	$E_{def3,h} = I_{pcc,h} \cdot Z_{u,h} $	(1.7)
4	$E_{def4,h} = - I_{pcc,h} \cdot V_{pcc,h} \cdot \cos(\varphi_h)$	(1.9)
5	$E_{def5,h} = I_{pcc,h} $	(2.1)
6	$E_{def6,h} = \max\left(I_{pcc,h} - \left \frac{V_{pcc,h}}{R_{eq,1}} \right ; 0\right)$	(2.2)
7	$E_{def7,h} = I_{pcc,h} \cdot \cos(\theta_h)$	(2.4)
8	$E_{def8,h} = I_{B,h} - I_{B,h} - I_{pcc,h} $	(2.6)

1. Méthodologie pour évaluer les définitions

Cette partie présente, d'une part les principales difficultés liées à l'évaluation d'une ou plusieurs définitions, et d'autre part la méthodologie que nous avons retenue pour évaluer et comparer les huit définitions étudiées dans ce chapitre.

Tout d'abord, nous rappelons qu'il n'existe pas de méthode spécifique et universelle pour déterminer si une définition est bonne ou mauvaise. Une des principales caractéristiques d'une « bonne » définition est sa capacité à être acceptée par la communauté internationale, elle doit donc aussi bien faire l'objet d'un consensus que de répondre à un cahier des charges technique précis. Ainsi, même si une définition repose sur de solides bases scientifiques, elle n'est pas forcément bonne, car il faut aussi qu'elle soit acceptée pour être utilisée. A l'inverse, une définition n'est pas forcément bonne si elle convient à tous : elle doit être justifiée scientifiquement et être cohérente vis-à-vis du but poursuivi. Il est donc important de tenir compte de ces deux points de vue lorsqu'on cherche à évaluer une définition.

1.1. Evaluation des définitions sur des réseaux élémentaires

Lorsqu'on cherche à tester plusieurs définitions supposées avoir le même but, la méthode qui nous paraît la plus logique est de comparer leurs résultats en les appliquant sur un certain nombre de cas test.

Dans notre cas, il nous paraît donc intéressant, au moins dans un premier temps, de soumettre nos huit définitions sur différents réseaux élémentaires, afin de pouvoir étudier leurs résultats respectifs. Par exemple, comme l'illustre la Figure 3-1, nous pourrions appliquer les huit définitions sur une installation d'un réseau test donné, pour comparer ensuite les huit résultats obtenus pour cette installation.

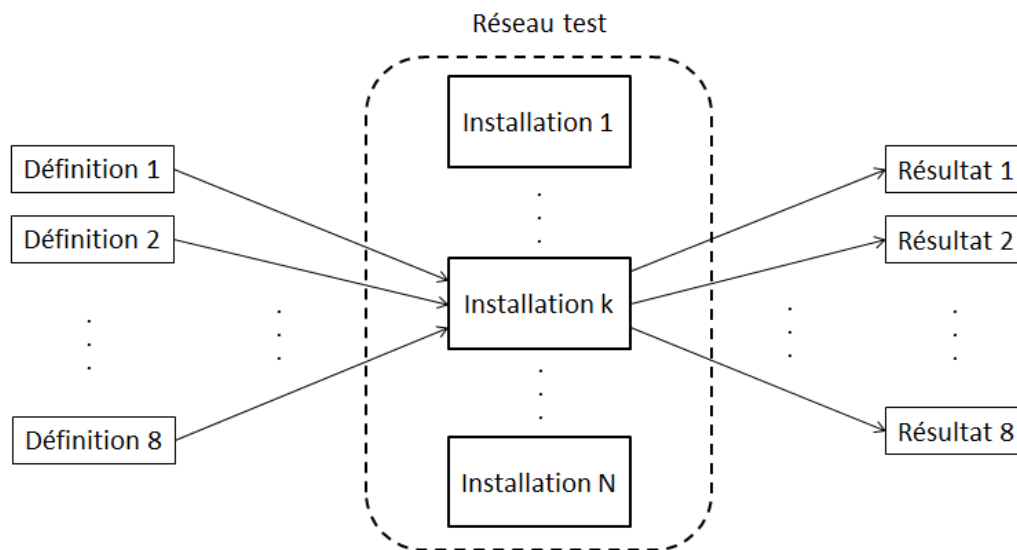


Figure 3-1 : test comparatif de plusieurs définitions (principe).

Le principe illustré sur la Figure 3-1 présente une méthode permettant de comparer plusieurs définitions. Cette méthode peut être appliquée à de nombreux réseaux test et de nombreuses installations. Toutefois, il reste toujours le point le plus problématique à traiter :

« Comment évaluer les résultats fournis par ces définitions ? »

Nous allons répondre à cette question dans les points suivants, en présentant notamment la méthodologie d'évaluation retenue.

1.2. Etude comparative et définition de référence

En supposant que la méthode comparative présentée sur la Figure 3-1 soit utilisable, nous nous retrouvons dans la situation suivante : pour une installation et un réseau donnés, nous obtenons 8 résultats qui peuvent être différents. Comment déterminer alors lesquels de ces résultats sont bons, mauvais, cohérents ou non ? Nous allons présenter ici plusieurs éléments permettant de répondre à cette question.

Tout d'abord, nous nous intéressons à l'observation simultanée de résultats provenant non pas de plusieurs définitions, mais d'une seule. L'observation des résultats issus d'une seule définition permet d'étudier trois aspects de celle-ci :

- Sa répétabilité
- Sa reproductibilité
- Sa représentativité

En effet, une bonne définition doit avant tout être répétable, reproductible et représentative.

La répétabilité est un concept simple : une définition répétable doit être capable de fournir des résultats identiques ou très proches lorsqu'on réalise plusieurs évaluations successives sur une même installation, dans des conditions identiques. Pour étudier la répétabilité, nous pouvons par exemple calculer la dispersion des résultats obtenus sur plusieurs évaluations successives. Dans notre cas, nous n'aurons pas à étudier la répétabilité des définitions, étant donné que celles-ci sont toutes basées sur des méthodes déterministes. Il aurait été nécessaire de l'étudier si nous avions retenu des définitions s'appuyant sur des méthodes statistiques, par exemple.

La reproductibilité est un concept plus complexe : nous nous intéressons cette fois à la dispersion des résultats obtenus sur des installations similaires, mais lorsque les conditions d'évaluation varient (réseaux différents, appareils de mesure différents, etc.). L'étude de la reproductibilité peut donc s'apparenter à l'étude de la « robustesse » et du domaine de validité de la définition. Celle-ci sera menée dans le Chapitre 5, lors de l'étude des définitions en simulation.

La représentativité, quant à elle, consiste à fournir un résultat cohérent avec la grandeur ou la propriété que nous cherchons à mesurer. C'est ce point qui permet notamment de justifier le bien-fondé scientifique d'une définition. Dans notre cas, pour étudier la représentativité, il faut étudier les corrélations existant entre les niveaux d'émissions harmoniques de l'ensemble des installations raccordées à un réseau, et les niveaux de tension harmonique sur ce réseau.

Puis, nous nous intéressons à l'observation simultanée des résultats provenant de plusieurs définitions. Nous rappelons que, les définitions étudiées étant très variées, elles peuvent donner des résultats ayant des ordres de grandeurs très différents et des unités physiques différentes. Il n'est donc pas toujours judicieux de comparer directement les résultats entre eux. Une première étape consisterait donc à normaliser les résultats afin de pouvoir ensuite les étudier.

Toutefois, pour pouvoir étudier ces résultats, il serait intéressant de savoir à quelle valeur les comparer. En d'autres termes, il faudrait avoir une « définition de référence », supposée idéale, afin de déterminer quel est le meilleur résultat obtenu, et donc la meilleure définition. Cependant, il n'est pas possible de procéder ainsi, car si nous proposons une telle définition de référence, il faudrait tout d'abord démontrer que cette définition est idéale. Or si nous pouvions démontrer cela, nous aurions déjà résolu notre problème. Il suffirait alors de choisir simplement cette définition idéale pour calculer le niveau d'émission harmonique d'une installation.

Pour cette raison, il n'est pas possible de comparer directement les résultats provenant de plusieurs définitions. Il est donc nécessaire de revoir la méthode d'évaluation présentée sur la Figure 3-1. Ainsi, au lieu de chercher à comparer les résultats provenant de plusieurs définitions appliquées à une installation donnée, nous avons choisi de comparer les résultats provenant d'une seule définition, mais appliquée sur plusieurs installations. Ce nouveau principe est illustré sur la Figure 3-2.

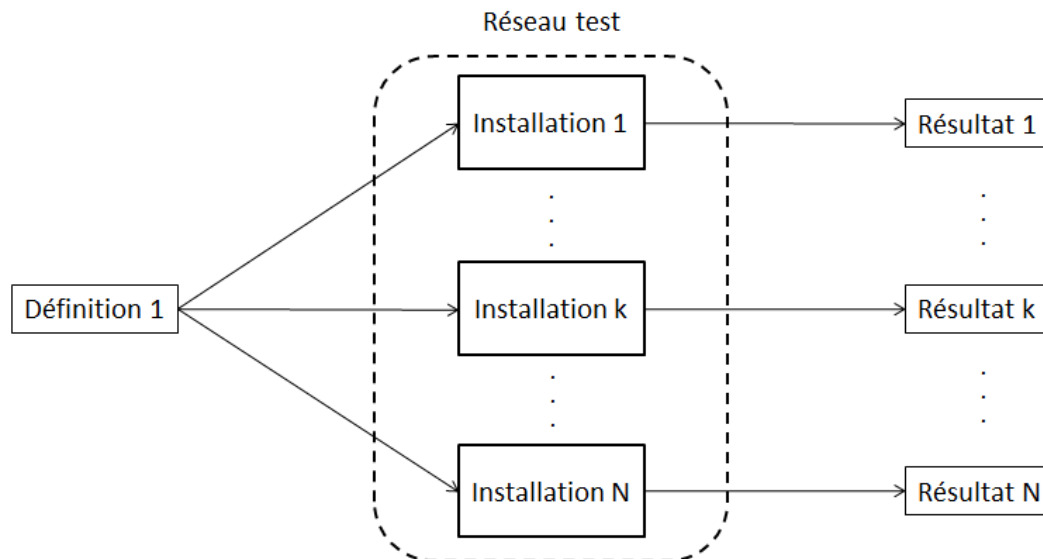


Figure 3-2 : test comparatif pour une définition (principe)

Cette méthode alternative nous paraît en effet plus apte à permettre l'étude des définitions, en vérifiant la cohérence entre le résultat donné par une définition et l'impact réel produit sur le réseau. Même si cette méthode ne permet pas de comparer simultanément différentes définitions entre elles, elle permet de définir plus facilement les résultats attendus et de vérifier si les résultats obtenus avec la définition y correspondent. Par exemple, en utilisant un réseau test judicieusement construit, nous sommes capable de dire si une installation doit avoir un niveau d'émission harmonique nul, ou bien plus grand que celui d'une autre installation donnée, ou encore identique à celui d'une autre installation. Evidemment, il ne sera pas possible de définir des attentes très précises sur les résultats, telles que la valeur du niveau d'émission harmonique d'une installation donnée.

Pour pouvoir vérifier ces attentes, il est nécessaire de maîtriser complètement le réseau test utilisé. C'est pourquoi, dans la méthodologie retenue, nous utilisons uniquement des réseaux basiques ne comprenant que quelques installations et ayant une topologie simple, afin de pouvoir définir des attentes claires sur les niveaux d'émission harmonique de ces installations et de pouvoir analyser le comportement des définitions.

1.3.Choix de la grandeur physique de la définition

Un autre point difficile à traiter dans l'évaluation d'une définition, hormis la valeur fournie, est la grandeur physique utilisée. Si, dans l'état de l'art, nous avons choisi de ne pas conserver les définitions fournissant des résultats binaires, vectoriels, relatifs ou encore sans unité, afin

de pouvoir facilement comparer le niveau d'émission harmonique d'une installation à une limite d'émission, les huit définitions retenues proposent trois grandeurs physiques différentes : un courant (en A), une tension (en V) ou encore une puissance active (en W).

A partir de là, comment savoir laquelle de ces trois grandeurs est à même d'exprimer au mieux un niveau d'émission harmonique ? Nous verrons par la suite que chacune de ces grandeurs comporte ses propres avantages et inconvénients et que le choix de la grandeur physique relève finalement plus d'un point de vue que d'un choix purement scientifique.

Si le choix de la puissance harmonique active est particulier, car il sert avant tout à déterminer un « sens de propagation » aux perturbations harmoniques sur le réseau, nous pouvons d'ores et déjà donner les éléments suivants pour les niveaux d'émission harmonique définis en courant ou en tension :

- Avec un niveau d'émission harmonique défini en **courant**, nous nous plaçons du point de vue de la cause, c'est-à-dire de l'origine de la perturbation harmonique. Le résultat sera donc plus intrinsèque à l'installation considérée, mais il n'apportera pas forcément d'information sur la conséquence de cette perturbation sur le réseau, c'est-à-dire sur le niveau de tension harmonique généré.
- Avec un niveau d'émission harmonique défini en **tension**, nous nous plaçons du point de vue de la conséquence, c'est-à-dire de l'effet de la perturbation harmonique sur le réseau. Nous aurons ainsi un lien plus facile à interpréter entre le niveau d'émission harmonique d'une installation et les niveaux de tension harmonique générés. En contrepartie, une définition en tension dépendra forcément beaucoup plus de l'état du réseau, et notamment de son impédance. Le résultat sera donc moins intrinsèque à l'installation.

Pour le moment, rien ne nous permet de choisir entre l'une de ces trois grandeurs possibles. Afin de les prendre en compte dans l'étude des définitions, nous nous orienterons vers des études analytiques, en cherchant à exprimer directement les niveaux d'émission harmonique par leurs expressions littérales. Ceci nous permettra de bien identifier les avantages et les limites des différentes grandeurs physiques.

1.4. Positionnement de la définition

Il y a une autre question importante à se poser lorsque nous cherchons à déterminer ce qu'est une bonne définition : que cherche-t-on à évaluer dans la définition ? Autrement dit, que souhaitons-nous prendre en compte dans le niveau d'émission harmonique d'une installation ? Et que ne souhaitons-nous pas prendre en compte ? En effet, entre les équipements non-linéaires qui injectent des courants harmoniques et les niveaux de tension harmonique obtenus sur le réseau, beaucoup de paramètres interviennent. Nous pouvons citer entre autres :

- Les impédances des lignes/câbles et des autres éléments du réseau.
- La localisation des installations sur le réseau.

- Les possibles compensations entre les diverses perturbations générées (foisonnement).
- Les résonances produites par les capacités des câbles et les batteries de condensateurs.
- Les chutes de tensions harmoniques le long des lignes.

Tous ces paramètres interviennent dans le calcul des niveaux de tension harmonique présents sur un réseau, et certains sont indépendants des installations. Pourtant, nous souhaitons à la fois avoir un niveau d'émission harmonique le plus intrinsèque possible à l'installation, mais aussi le plus représentatif possible des niveaux de tension harmonique générés sur le réseau. Nous ne pouvons bien sûr pas totalement concilier ces deux points de vue et il sera nécessaire de faire un compromis.

Il est donc important de bien définir ce que nous cherchons à intégrer dans la définition du niveau d'émission harmonique, et ce que nous ne souhaitons pas intégrer dedans, mais qui pourrait être utilisé dans la détermination des limites d'émission associées à la définition. Par exemple, on peut très bien envisager, d'un côté une définition qui ne prenne pas en compte le foisonnement des émissions harmoniques, mais d'un autre côté des limites d'émission prenant en compte ce phénomène de foisonnement de façon globale au niveau du réseau.

Nous constatons ici que, tout comme le choix de la grandeur physique utilisée dans la définition, le choix des éléments que nous souhaitons prendre en compte dans la définition est fondamental. Mais là aussi, il ne s'agit pas d'un choix scientifique, mais plutôt d'un point de vue à prendre.

1.5.Méthode de mesure

Nous avons examiné jusque-là les différentes problématiques liées à l'aspect théorique des définitions. Il ne faut pas pour autant laisser de côté les aspects pratiques, qui jouent un rôle important si nous souhaitons implémenter une définition dans un calculateur, par exemple.

Dans l'état de l'art, nous avons consacré toute une partie à la description des méthodes permettant d'identifier un schéma de Norton équivalent. Le bilan qui en a été dressé a souligné que pour le moment, aucune des méthodes existantes ne nous satisfaisait pleinement. Il est donc peu probable qu'avec les méthodes actuelles, une définition basée sur un schéma de Norton puisse convenir, et ce, même si elle est justifiée théoriquement, car nous ne sommes pas sûr d'être en mesure d'implémenter une telle définition.

Il est donc important, en plus des aspects théoriques, de porter une attention toute particulière aux points suivants :

- La pertinence de la méthode choisie pour mesurer le niveau d'émission harmonique.
- Le nombre de capteurs nécessaires aux mesures.
- La précision requise pour les mesures.
- La disponibilité des informations nécessaires (caractéristiques et topologie du réseau).
- La faisabilité technique de la solution choisie.

- Le coût de la solution choisie.

Tous ces aspects pratiques doivent être bien pris en compte dès le départ, afin d'aboutir à une définition qui soit correcte, non seulement sur le plan théorique, mais aussi sur le plan pratique. En effet, les points cités ci-dessus donnent des indications sur les investissements et efforts à réaliser pour la mettre en œuvre en pratique.

1.6. Méthodologie retenue

Dans cette section, nous présentons le principe de la méthode choisie pour évaluer les quatre définitions retenues dans le Chapitre 1 et les quatre autres proposées dans le Chapitre 2. Comme nous l'avons vu précédemment, il n'est pas possible d'évaluer simultanément ces huit définitions sur des cas test, car il n'existe pas de valeur de référence permettant de comparer leurs résultats.

Nous avons donc choisi d'étudier, toujours sur des réseaux test, chaque définition séparément, en comparant les résultats obtenus pour chaque installation. Afin de pouvoir définir clairement nos attentes sur les résultats, nous avons volontairement choisi des réseaux comportant uniquement quelques installations, avec des topologies très simples (typiquement : deux installations connectées sur des départs distincts). Ces réseaux élémentaires, ainsi que les points qu'ils permettent d'évaluer et les attentes que nous avons sur les résultats, sont présentés en partie 2 de ce chapitre.

Le principe général de la méthodologie retenue est présenté sur la Figure 3-3.

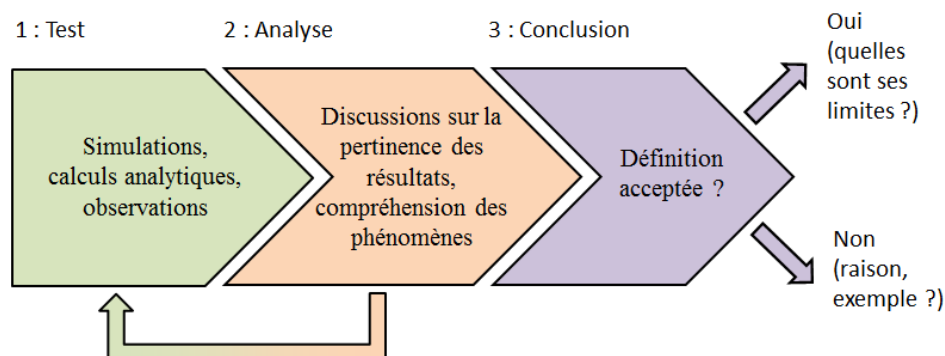


Figure 3-3 : principe de la méthodologie retenue.

Nous avons procédé, pour chaque définition à étudier, en trois phases :

- Une phase de test. La définition étudiée est appliquée sur les différents réseaux élémentaires de façon à exprimer pour chaque installation son niveau d'émission harmonique et lister les résultats obtenus.
- Une phase d'analyse. Les résultats obtenus sont analysés afin de savoir de quels paramètres ils dépendent et s'ils sont cohérents avec les niveaux de tension harmonique générés par les installations. Si besoin, il est possible de rebasculer sur la phase de test afin de faire des analyses complémentaires.

- Une phase de conclusion. A partir des analyses menées, nous validons ou non le bon fonctionnement de la définition. Dans le cas où la définition est validée (reconnue utilisable), nous présentons ses limites pour éventuellement en proposer une version améliorée par la suite. Dans le cas où la définition est rejetée, nous en expliquons la raison.

Une synthèse des principaux résultats obtenus lors des phases 1 et 2 appliquées aux diverses définitions est présentée dans la partie 3 de ce chapitre. La phase de conclusion est quant à elle traitée dans le bilan, en partie 4, pour l'ensemble des huit définitions.

2. Présentation des réseaux élémentaires

Dans la partie précédente, nous avons choisi de nous orienter vers une étude sur des cas test pour évaluer les différentes définitions. Ces cas test, qui correspondent à de petits réseaux élémentaires, sont présentés dans cette partie. Le nombre de réseaux test est réduit car nous avons choisi de faire une étude analytique plutôt qu'une étude statistique des résultats. Cette démarche permet de ne pas passer à côté de certains cas particuliers qui pourraient montrer les limites de certaines définitions. Nous avons toutefois besoin de suffisamment de réseaux élémentaires pour étudier les différents points suivants :

- Le lien entre les courants harmoniques injectés sur le réseau et les tensions harmoniques générés.
- Le foisonnement possible des diverses perturbations.
- L'identification de la nature perturbatrice ou non d'une installation.
- La distinction entre les perturbations produites par une installation et celles produites par le reste du réseau.
- L'influence des batteries de condensateurs sur les résonances.
- L'influence des impédances des lignes et câbles du réseau.

Dans cette partie, nous présentons les cinq cas test qui ont été retenus (ils sont notés cas A à cas E). Pour chacun de ces cas, nous précisons les différents paramètres utilisés, ainsi que le (ou les) point(s) qu'il permet d'étudier pour chaque définition.

Note : chaque cas test est présenté et modélisé par un schéma équivalent monophasé, pour un rang harmonique h donné.

2.1.Cas A : sources harmoniques idéales

Comme premier cas élémentaire, nous avons choisi un réseau où deux installations perturbatrices sont raccordées directement au jeu de barres (les impédances de lignes entre le jeu de barres et les installations sont négligées). Ces installations sont modélisées par des sources de courant harmonique idéales. Le transformateur du poste est modélisé par son impédance de court-circuit (RL série) et le réseau amont est supposé idéal ($S_{cc} = \infty$). Ce réseau est représenté sur la Figure 3-4 ci-dessous.

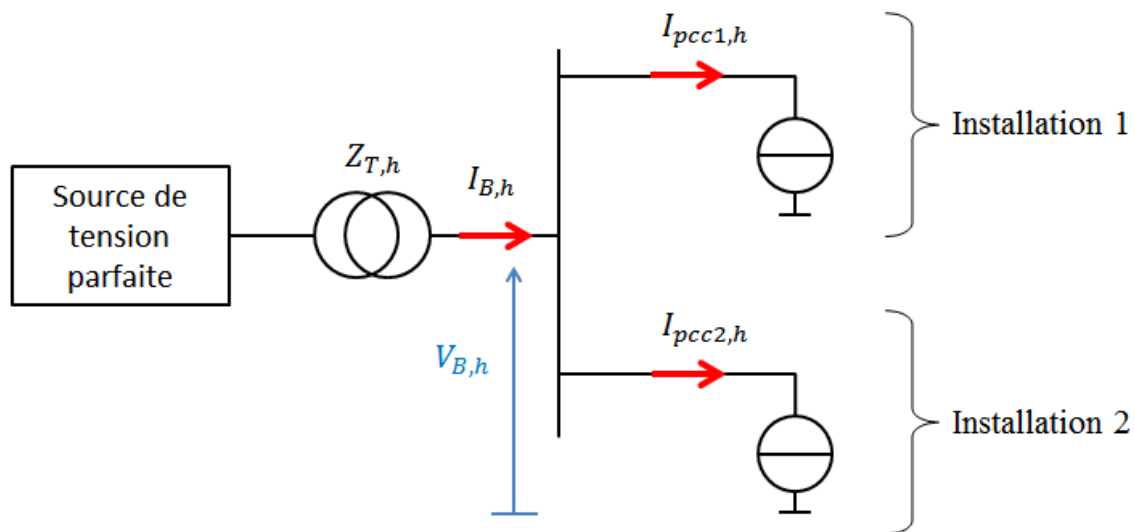


Figure 3-4 : cas A : sources harmoniques idéales

Pour ce réseau, nous pouvons faire les remarques suivantes :

- La modélisation des installations par des sources de courant harmonique idéales signifie que chaque installation est ici entièrement responsable du courant harmonique qui circule à son PCC (il ne dépend ni des tensions harmoniques du réseau, ni du courant injecté par la deuxième installation).
- Le fait d'avoir raccordé les deux installations au jeu de barres a pour conséquence qu'elles voient à leur PCC le même niveau de tension harmonique.
- Les courants $I_{pcc1,h}$ et $I_{pcc2,h}$, qui circulent respectivement aux PCC des installations 1 et 2, ont des valeurs complexes et peuvent donc se compenser partiellement, voire totalement, au niveau du jeu de barres, selon leurs phases respectives.

Ce cas test permet d'étudier les points suivants d'une définition :

- Le lien entre le niveau d'émission harmonique de chaque installation (selon chaque définition) et l'amplitude du courant qu'elle injecte sur le réseau.
- L'éventuelle dépendance du niveau d'émission harmonique d'une installation avec le niveau de tension harmonique initialement présent sur le réseau, ou avec les courants harmoniques injectés par d'autres installations.
- La prise en compte du possible foisonnement des émissions harmoniques dans la définition.

En outre, ce cas test permet de voir, de par sa structure symétrique, si deux installations identiques sont traitées équitablement par la définition.

2.2. Cas B : installation passive

Dans ce deuxième cas, nous avons un réseau identique au précédent, mais où l'installation 2 est une charge linéaire au lieu d'une source de courant harmonique. Le schéma de ce réseau est représenté ci-dessous Figure 3-5.

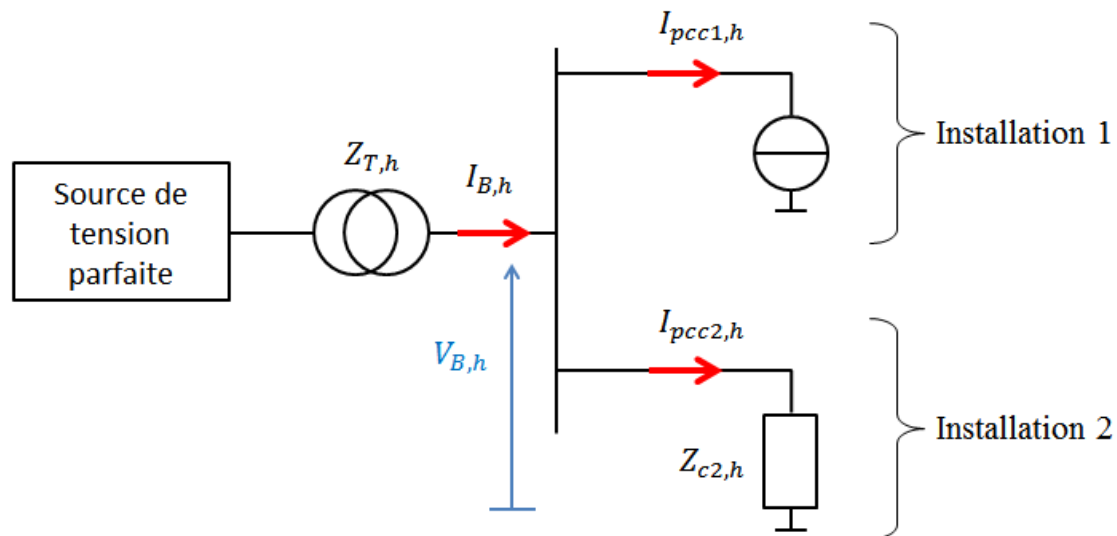


Figure 3-5 : cas B : installation passive

Note : nous faisons l'hypothèse que l'impédance de la charge équivalente de l'installation 2 ($Z_{c2,h}$) est de type inductif (RL). Cela signifie que l'installation 2 ne peut ni injecter de courants harmoniques sur le réseau, ni provoquer de résonance.

Pour ce réseau, nous pouvons faire les remarques suivantes :

- L'installation 2 n'est pas perturbatrice : son raccordement sur le réseau ne peut avoir pour effet que de diminuer le niveau de tension harmonique $|V_{B,h}|$.
- Par conséquent, seule l'installation 1 est perturbatrice. Elle est donc entièrement responsable du niveau de tension harmonique sur le réseau.
- L'installation 1 ne peut en aucun cas favoriser le foisonnement puisqu'elle est l'unique source de courant harmonique.

Ce cas test permet de vérifier si une définition considère uniquement l'installation 1 comme perturbatrice.

2.3.Cas C : installations « Norton »

Pour ce troisième cas test, nous nous plaçons dans un cas plus général où les deux installations sont chacune modélisées par un schéma de Norton. Cependant, comme pour le cas précédent, nous faisons l'hypothèse que les impédances des installations $Z_{c1,h}$ et $Z_{c2,h}$ sont à parties réelle et imaginaire positives. Ceci a pour conséquence qu'elles ne peuvent créer de résonances (pas d'effet capacitif) et qu'elles réduisent les niveaux de tension harmonique du réseau (en diminuant l'impédance de ce dernier). Le schéma de ce réseau est représenté Figure 3-6.

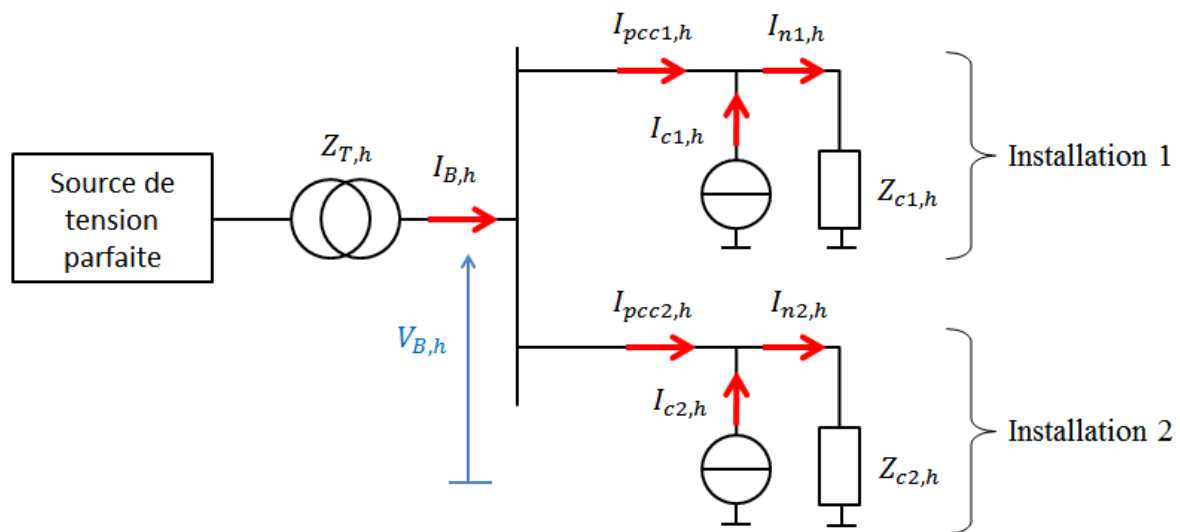


Figure 3-6 : cas C : installations « Norton »

Pour ce réseau, nous pouvons faire les remarques suivantes :

- D'après l'hypothèse qui est faite, le courant harmonique qui circule dans l'impédance équivalente d'une installation ne peut pas être considéré comme une perturbation générée par cette dernière.
- Le courant mesuré au PCC d'une installation comprend deux composantes : une qui provient de sa source de courant (composante perturbatrice), et une qui est due à la tension harmonique à ses bornes ($V_{B,h}$) et qui circule dans son impédance équivalente (composante non-perturbatrice). Ces deux composantes s'additionnent vectoriellement : elles peuvent donc s'ajouter ou se soustraire selon leurs déphasages.

Ce cas test permet d'étudier le point suivant d'une définition :

- Sa capacité et sa façon de départager les composantes perturbatrice et non-perturbatrice dans le courant harmonique mesuré au PCC.

Remarque : il s'agit, dans ce chapitre, d'études théoriques où le schéma de Norton d'une installation est supposé connu et constant. Les problèmes liés à l'identification du schéma de Norton présentés dans l'état de l'art ne seront donc pas traités dans ce chapitre.

2.4.Cas D : résonance

Dans ce quatrième cas test, nous nous intéressons exclusivement au phénomène de résonance. Nous avons un réseau constitué de deux installations : une qui injecte des courants harmoniques (modélisée par une source de courant) et une constituée d'une batterie de condensateurs qui crée une résonance avec les éléments inductifs du réseau (voir Annexe E). Ce réseau est représenté Figure 3-7.

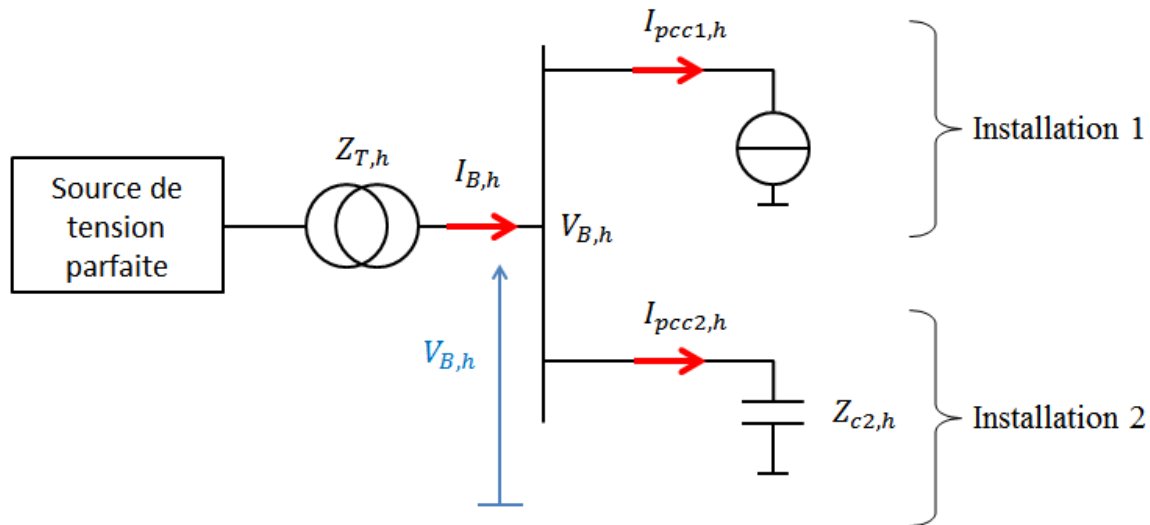


Figure 3-7 : cas D : résonance

Remarque : l'installation 2 est modélisée par une capacité idéale. Son impédance $Z_{c2,h}$ est donc à partie imaginaire négative et à partie réelle nulle.

Nous pouvons faire les remarques suivantes sur ce cas :

- L'installation 1 est la seule qui injecte des courants harmoniques sur le réseau. Toutefois, du point de vue de son PCC, l'impédance du réseau est constituée de celle du transformateur (inductive) en parallèle avec celle de l'installation 2 (capacitive). Ces deux impédances peuvent constituer une résonance parallèle (voir Annexe E) et aboutir à une impédance beaucoup plus élevée, ce qui induit des niveaux de tension harmonique beaucoup plus élevés aussi. Les niveaux de tension harmonique sur le réseau sont donc la conséquence des deux installations.
- En l'absence de l'installation 1, il n'y a pas de source de courant harmonique, et donc pas de tension harmonique produite par l'installation 2 sur le réseau. Cependant, en l'absence de l'installation 2, les niveaux de tension harmonique sont moins élevés autour de la fréquence de résonance. L'installation 2 a donc bien un impact sur les niveaux harmoniques.

Ce cas test nous permet d'étudier les points suivants :

- La prise en compte dans la définition à la fois des émissions harmoniques directes (source de courant) et indirectes (création de résonance).
- La façon dont la définition départage les niveaux de tension harmonique entre ces deux types d'installations.

En outre, il sera particulièrement intéressant d'étudier les niveaux d'émission harmonique des installations selon que le rang harmonique considéré est inférieur ou supérieur à la fréquence de résonance. En effet, les deux installations n'ont pas la même perception du réseau selon la fréquence considérée. En-dessous de la fréquence de résonance, l'impédance du réseau vue

par l'installation 1 est inductive. Au-dessus, elle est capacitive. Par contre, l'impédance du réseau vue par l'installation 2 est toujours inductive.

2.5. Cas E : impact des impédances de lignes

Pour ce dernier cas test, nous avons repris le cas A, mais les deux installations ne sont cette fois plus raccordées directement au jeu de barres. Les impédances de ligne entre le jeu de barres et les installations ne sont donc plus négligées. Ce réseau est représenté Figure 3-8 ci-dessous.

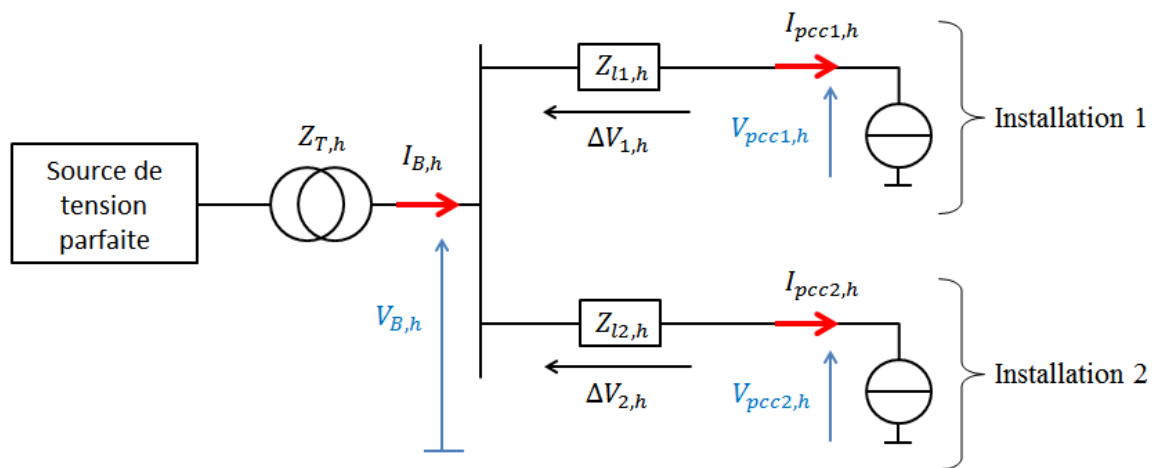


Figure 3-8 : cas E : impact des impédances de lignes

L'objectif est ici de voir l'influence des variations de tension harmonique, $\Delta V_{1,h}$ et $\Delta V_{2,h}$, provoquées par les impédances de lignes $Z_{l1,h}$ et $Z_{l2,h}$. En effet, ces impédances peuvent faire varier considérablement les niveaux de tension harmonique vus aux PCC des installations. En particulier, il sera intéressant d'étudier le cas où les installations sont identiques (c'est-à-dire, qu'elles injectent des courants harmoniques de même amplitude), mais où les impédances $Z_{l1,h}$ et $Z_{l2,h}$ sont différentes. Nous rappelons que ces impédances de ligne ne font pas partie des installations, mais du réseau.

Ce cas test nous permet d'étudier les points suivants :

- Comment est prise en compte l'influence des lignes dans la définition (si celle-ci est prise en compte) ?
- Est-ce qu'une installation proche du jeu de barres et une installation en bout de ligne sont traitées d'une façon satisfaisante par la définition ?

C'est notamment ce cas test qui permet de voir les avantages et inconvénients des différents types de grandeurs utilisées dans les diverses définitions (courant, tension, puissance).

3. Etude des définitions sur les réseaux élémentaires

Nous avons vu dans la partie précédente cinq réseaux élémentaires qui permettent d'évaluer les définitions sur un certain nombre de points. Durant les travaux de thèse, nous avons testé les huit définitions retenues sur chacun de ces cinq réseaux. Dans cette partie, nous analysons tout d'abord l'ensemble des 8 définitions sur le cas A afin d'illustrer la démarche employée. Pour les cas suivants nous présentons uniquement les principaux résultats qui nous ont permis d'identifier les limites les plus contraignantes de certaines définitions. Le bilan de cette étude est dressé en partie 4 de ce chapitre.

3.1. Etude des définitions sur le cas A

Sur la Figure 3-9, nous avons tracé, pour une configuration quelconque, les différentes grandeurs associées au cas A dans le plan complexe.

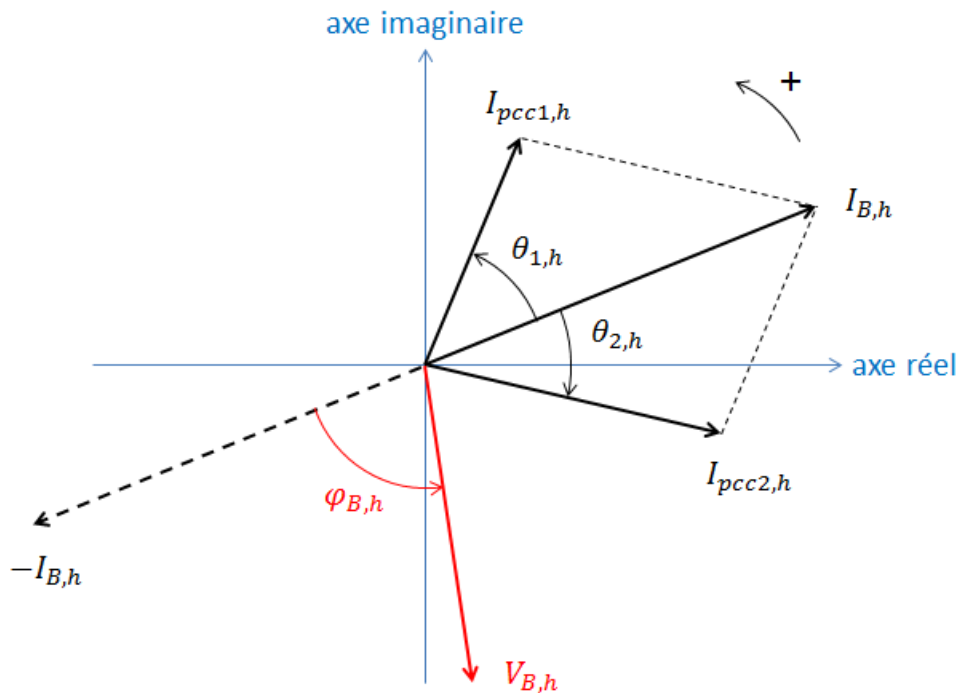


Figure 3-9 : représentation des grandeurs pour le cas A dans le plan complexe

$\theta_{1,h}$ et $\theta_{2,h}$ sont respectivement les déphasages des courants $I_{pcc1,h}$ et $I_{pcc2,h}$ par rapport au courant $I_{B,h}$. Nous définissons également $\theta_h = \theta_{1,h} - \theta_{2,h}$ l'angle entre les deux courants injectés.

$\varphi_{B,h}$ est le déphasage de la tension par rapport au courant dans l'impédance du transformateur $Z_{T,h}$ (c'est-à-dire le déphasage de $V_{B,h}$ par rapport à $-I_{B,h}$). Sa valeur est proche de 90° en raison de la nature inductive de l'impédance du transformateur.

3.1.1. Définition 1

Les deux installations étant modélisées par des sources de courants idéales ($Z_{c1,h} = Z_{c2,h} = \infty$), l'application de la formule (1.2) donne des niveaux d'émission harmonique égaux aux amplitudes des courants mesurés à leurs PCC :

- $E_{def1,1,h} = |I_{c1,h}| = |I_{pcc1,h}|$ pour l'installation 1.
- $E_{def1,2,h} = |I_{c2,h}| = |I_{pcc2,h}|$ pour l'installation 2.

Les niveaux d'émission harmoniques correspondent ainsi exactement aux amplitudes des courants injectés. Ils sont donc totalement intrinsèques aux installations puisqu'ils ne dépendent pas du reste du réseau. Nous notons en contrepartie l'absence de prise en compte du foisonnement dans la définition, puisque la somme des deux niveaux d'émission harmonique n'est pas forcément égale à l'amplitude du courant harmonique $I_{B,h}$ au jeu de barres.

A.N. (foisonnement des perturbations)

Par exemple, si les deux installations injectent des courants harmonique d'amplitude 20A, mais déphasés entre eux d'un angle $\theta_h = 90^\circ$:

- Le niveau d'émission harmonique de chaque installation est égal à 20A. D'après la définition, les installations injectent donc au total 40A.
- Le courant issu des deux installations, qui circule au jeu de barres, a une amplitude $|I_{B,h}| = 2 \cdot 20 \cdot \cos(45^\circ) = 28,3 \text{ A}$.

Le foisonnement dû à un angle θ_h non nul n'est donc pas pris en compte par la définition.

3.1.2. Définition 2

Les niveaux d'émission harmonique des deux installations correspondent cette fois au produit du courant qu'elles injectent par le module de l'impédance du réseau :

- $E_{def2,1,h} = |I_{c1,h}| \cdot |Z_{T,h}| = |I_{pcc1,h}| \cdot |Z_{T,h}|$ pour l'installation 1.
- $E_{def2,2,h} = |I_{c2,h}| \cdot |Z_{T,h}| = |I_{pcc2,h}| \cdot |Z_{T,h}|$ pour l'installation 2.

Avec cette définition, le niveau d'émission harmonique est proportionnel à l'impédance du réseau. Cette impédance ne fait pas partie de l'installation. Toutefois, nous notons que cette impédance est la même pour les deux installations, le ratio entre les deux niveaux d'émission harmonique n'est donc pas affecté. D'autre part, la prise en compte de cette impédance donne une information sur le niveau de tension harmonique généré par l'installation sur le réseau.

Nous remarquons également avec cette définition que le foisonnement entre les courants injectés par les installations n'est pas pris en compte. Les niveaux d'émission harmonique ne donnent donc pas une information précise sur le niveau de tension harmonique réellement

généralisé par les deux installations, mais plutôt sur le niveau de tension harmonique maximal qui est atteint lorsque $\theta_h = 0^\circ$.

3.1.3. Définition 3

Les installations ayant une impédance interne infinie dans le cas A, les résultats obtenus ici sont les mêmes qu'avec la définition 2 :

- $E_{def3,1,h} = |I_{pcc1,h}| \cdot |Z_{T,h}|$ pour l'installation 1.
- $E_{def3,2,h} = |I_{pcc2,h}| \cdot |Z_{T,h}|$ pour l'installation 2.

Nous pouvons donc tirer ici les mêmes conclusions que pour la définition 2.

Cependant cette définition comprend aussi une note qui spécifie que le niveau d'émission harmonique n'est pris compte que si le raccordement de l'installation conduit à une augmentation du niveau de tension harmonique à son PCC. Or, l'application de cette note peut aboutir à des résultats incohérents. Considérons en effet la Figure 3-10 :

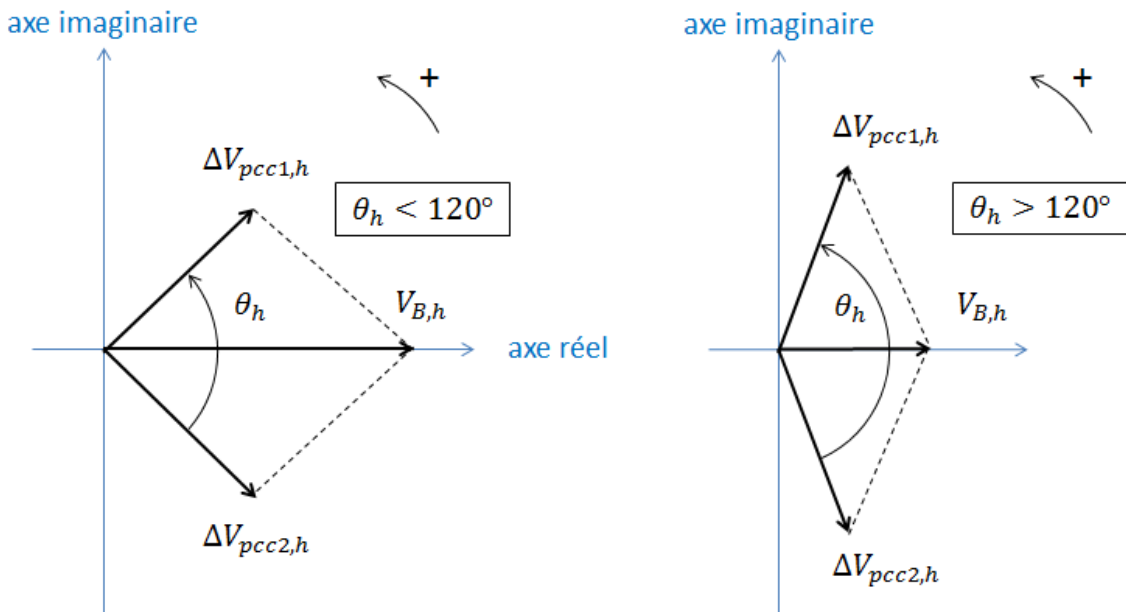


Figure 3-10 : impact harmonique de deux installations (pour 2 valeurs de θ_h)

Initialement, les deux installations sont déconnectées et le niveau de tension harmonique est nul sur le réseau. Ensuite, les installations sont raccordées et génèrent respectivement les variations de tension harmonique $\Delta V_{pcc1,h}$ et $\Delta V_{pcc2,h}$, conduisant ainsi à la tension $V_{B,h}$ sur le jeu de barres.

Si $|\Delta V_{pcc1,h}| = |\Delta V_{pcc2,h}|$ et que $\theta_h > 120^\circ$,

alors $|\Delta V_{pcc1,h}| > |V_{B,h}|$ et $|\Delta V_{pcc2,h}| > |V_{B,h}|$

Dans ce cas (représenté à droite sur la Figure 3-10) nous nous apercevons que si on déconnecte l'une ou l'autre des deux installations, le niveau de tension harmonique augmente.

D'après la note, les niveaux d'émission harmonique des deux installations ne sont donc pas pris en compte (c'est-à-dire qu'ils sont considérés comme nuls). Pourtant, le niveau de tension $|V_{B,h}|$ n'est pas nul et est entièrement généré par les deux installations.

Nous concluons donc que pour la définition 3, l'application de cette note est rédhibitoire. Cependant, la définition seule, sans cette note, reste satisfaisante ici. Nous continuerons donc à tester la définition 3, mais sans appliquer cette note sur le module de V_h .

3.1.4. Définition 4

Les niveaux d'émission harmonique des deux installations avec cette définition sont les suivants :

- $E_{def4,1,h} = -|I_{pcc1,h}| \cdot |V_{B,h}| \cdot \cos(\varphi_{1,h})$ pour l'installation 1.
- $E_{def4,2,h} = -|I_{pcc2,h}| \cdot |V_{B,h}| \cdot \cos(\varphi_{2,h})$ pour l'installation 2.

Où $\varphi_{1,h}$ et $\varphi_{2,h}$ sont respectivement les déphasages de $V_{B,h}$ par rapport à $I_{pcc1,h}$ et $I_{pcc2,h}$.

Ici, les termes $|I_{pcc1,h}|$ et $|I_{pcc2,h}|$ sont intrinsèques aux installations.

Le terme $|V_{B,h}|$ n'est pas intrinsèque à chaque installation, car le niveau de tension harmonique sur le réseau est le résultat des émissions des deux installations. Ainsi, une installation pourrait être pénalisée par une autre. Toutefois, du point de vue du départage des contributions, le ratio entre les deux niveaux d'émission harmonique n'est pas impacté.

Pour les termes $\cos(\varphi_{1,h})$ et $\cos(\varphi_{2,h})$ c'est différent, car d'une part ils dépendent des émissions harmoniques provenant des deux installations, et d'autre part ils sont différents d'une installation à l'autre. Il convient donc d'étudier l'influence de ces termes plus en détails.

Pour cela, considérons le cas « symétrique » où les deux installations injectent des courants harmoniques d'amplitudes égales :

$$|I_{pcc1,h}| = |I_{pcc2,h}| = |I_{pcc,h}| \quad (3.1)$$

De cette façon, les seuls termes qui peuvent modifier le ratio entre les deux niveaux d'émission harmonique sont $\cos(\varphi_{1,h})$ et $\cos(\varphi_{2,h})$.

Remarque préliminaire : lorsque les deux installations injectent sur le réseau des courants de même amplitude, $\theta_{1,h} = -\theta_{2,h}$ et leurs projections de ces courants sur le courant total $I_{B,h}$ sont égales, quelle que soit la valeur de θ_h . La tension harmonique étant ensuite directement proportionnelle à $|I_{B,h}|$, cela signifie que les deux installations ont le même impact sur le niveau $|V_{B,h}|$. Nous nous attendons donc à ce que, dans ce cas, les niveaux d'émission harmonique soient égaux.

Dans la Figure 3-11, nous avons représenté les grandeurs complexes associées au cas A lorsque la condition (3.1) est respectée.

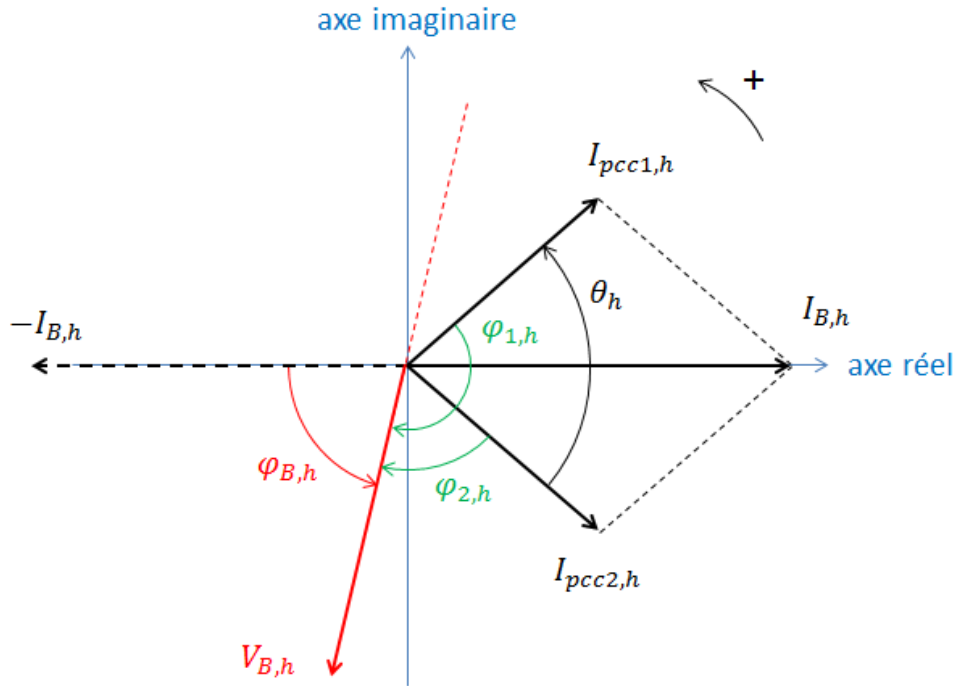


Figure 3-11 : grandeurs complexes pour le cas A avec des courants injectés égaux en amplitude

Nous pouvons ici exprimer les angles $\varphi_{1,h}$ et $\varphi_{2,h}$.

$$\varphi_{1,h} = -180^\circ + \varphi_{B,h} - \frac{\theta_h}{2} \quad (3.2)$$

$$\varphi_{2,h} = -180^\circ + \varphi_{B,h} + \frac{\theta_h}{2} \quad (3.3)$$

Le transformateur ayant une impédance fortement inductive, celle-ci provoque un déphasage $\varphi_{B,h}$ proche de 90° pour le rang h . Nous obtenons alors les approximations suivantes de (3.2) et (3.3).

$$\varphi_{1,h} \approx -90^\circ - \frac{\theta_h}{2} \quad (3.4)$$

$$\varphi_{2,h} \approx -90^\circ + \frac{\theta_h}{2} \quad (3.5)$$

Nous en déduisons alors que :

$$\cos(\varphi_{1,h}) \approx -\cos(\varphi_{2,h}) \quad (3.6)$$

Ainsi, si les deux installations injectent des courants harmoniques d'amplitudes égales, celles-ci ont tendance à avoir des niveaux d'émission harmonique de signes opposés. Ce résultat ne

correspond pas à nos attentes, car nous souhaitons dans ce cas des niveaux d'émission harmonique égaux pour les deux installations. Cela montre que la définition 4 ne traite pas équitablement les installations sur un réseau. Nous pouvons en conclure que la puissance harmonique active ne permet pas de déterminer correctement le niveau d'émission harmonique d'une installation. Cette définition ne sera donc pas étudiée par la suite sur les autres cas test.

Note : Le problème illustré ici n'intervient pas si le foisonnement entre les installations est inexistant ($\theta_h = 0$) ou si l'impédance du transformateur est purement résistive ($\varphi_h = 0$). Toutefois, il ne paraît pas du tout judicieux de poser ces hypothèses pour utiliser cette définition.

A.N. (calcul du niveau d'émission harmonique de deux installations)

Considérons un cas symétrique où les deux installations injectent des courants égaux en amplitude, mais déphasés d'un angle θ_h non-nul. Le calcul est fait pour le rang 5.

$$|I_{pcc1,5}| = |I_{pcc2,5}| = 10A$$

$$\theta_h = 100^\circ$$

$$Z_{T,5} = 9,4 \Omega \angle 85^\circ \quad (S_n = 36MVA ; U_n = 20kV ; U_{cc} = 17\%)$$

Le niveau de tension harmonique sur le réseau vaut alors :

$$V_{B,5} = 2 \cdot 10 \cdot \cos(50^\circ) \cdot 9,4 \approx 121 V$$

Dans ce cas, nous obtenons en appliquant (1.9) les niveaux d'émission harmonique suivants :

$$E_{def4,1,5} = -10 \cdot 121 \cdot \cos(-145^\circ) = 991 W$$

$$E_{def4,2,5} = -10 \cdot 121 \cdot \cos(-45^\circ) = -856 W$$

Nous constatons bien que les niveaux d'émission harmonique des deux installations sont de signes opposés, bien qu'elles injectent des courants de même amplitude. Ici, la définition considère que seule l'installation 1 est perturbatrice. La définition ne traite donc pas équitablement les deux installations.

3.1.5. Définition 5

Pour ce cas test, nous obtenons avec la définition 5 les mêmes résultats qu'avec la définition 1.

- $E_{def5,1,h} = |I_{pcc1,h}|$ pour l'installation 1.
- $E_{def5,2,h} = |I_{pcc2,h}|$ pour l'installation 2.

Dans le cas présent (cas A), les installations sont modélisées au rang h par des sources de courant harmonique idéales. Leurs niveaux d'émission harmonique correspondent donc à l'amplitude des courants qu'elles injectent. Ce résultat est satisfaisant.

Nous pouvons noter que, comme pour la définition 1, le foisonnement entre les courants injectés n'est pas pris en compte par cette définition.

3.1.6. Définition 6

Avant de traiter cette définition, il est important de préciser que le cas A (présenté sur la Figure 3-4) est une modélisation du réseau et de l'installation pour le rang harmonique h . Pour la fréquence fondamentale, l'installation est modélisée ici par une impédance équivalente non-infinie (voir Figure 3-12).

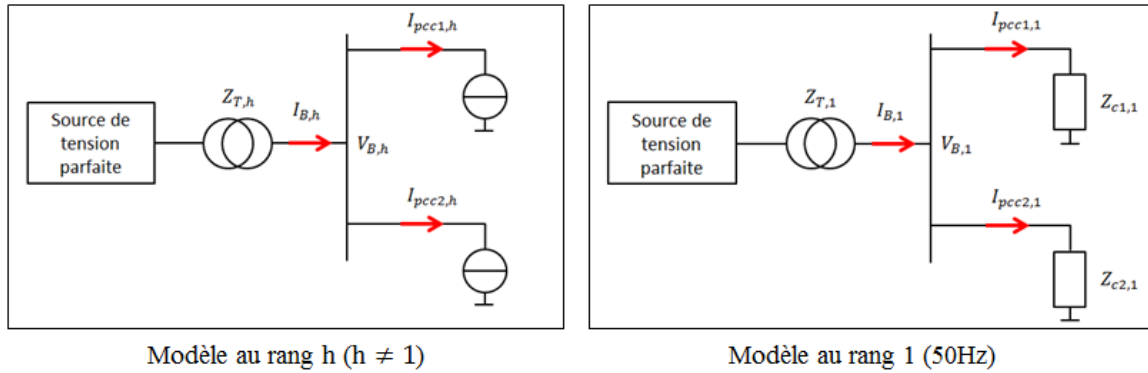


Figure 3-12 : modèle équivalent d'une installation au rang h et au fondamental

Avec la définition 6, nous obtenons les niveaux d'émission harmonique suivants :

- $E_{def6,1,h} = \max\left(|I_{pcc1,h}| - \frac{|V_{B,h}|}{R_{eq1,1}}; 0\right)$ pour l'installation 1.
- $E_{def6,2,h} = \max\left(|I_{pcc2,h}| - \frac{|V_{B,h}|}{R_{eq2,1}}; 0\right)$ pour l'installation 2.

Il s'agit donc de l'amplitude du courant harmonique au PCC (c'est-à-dire dans ce cas, le courant harmonique injecté) auquel est retranché un courant « résistif » dépendant du niveau de tension harmonique sur le réseau et de la résistance équivalente $R_{eq1,1}$ ou $R_{eq2,1}$.

Note : $R_{eq1,1}$ et $R_{eq2,1}$ sont les résistances parallèles équivalentes des installations 1 et 2 au fondamental.

Pour le cas A, nous pouvons affirmer que les courants retranchés sont des erreurs commises sur les niveaux d'émission harmonique des installations, puisque les courants harmoniques aux PCC de celles-ci représentent déjà exactement les courants injectés sur le réseau.

La définition 6 commet donc, au maximum, les erreurs suivantes :

- $\varepsilon_{h,1} = \frac{|V_{B,h}|}{R_{eq1,1}}$ pour l'installation 1.

- $\varepsilon_{h,2} = \frac{|V_{B,h}|}{R_{eq2,1}}$ pour l'installation 2.

Ces erreurs sont toujours au bénéfice des installations, c'est-à-dire qu'elles ne peuvent que réduire leurs niveaux d'émission harmonique. De plus, les erreurs maximales commises peuvent être calculées car les valeurs de $R_{eq1,1}$, $R_{eq2,1}$ et $|V_{B,h}|$ sont connues.

En général ces erreurs n'ont un impact significatif que pour les installations qui injectent un courant harmonique de faible amplitude. En effet :

- Pour un courant harmonique injecté important, l'erreur est généralement faible par rapport au niveau d'émission harmonique obtenu (car le niveau relatif de la tension harmonique est souvent beaucoup plus faible que le niveau relatif du courant harmonique au PCC de l'installation). Dans ce cas, l'erreur n'est pas trop gênante.
- Pour un courant harmonique injecté faible, l'erreur peut être du même ordre de grandeur que ce courant, voire plus grande. Dans ce cas, l'erreur commise est plus gênante.

En résumé, nous retiendrons que :

- La définition 6 commet une erreur sur le niveau d'émission harmonique d'une installation, mais cette erreur est toujours au bénéfice de cette dernière. De plus, il est possible de connaître facilement l'erreur maximale commise.
- Cette erreur est gênante surtout pour les installations moyennement perturbatrices.

Il s'agit donc d'une limite d'emploi de la définition 6. En revanche, cette limite ne nous paraît pas réductrice, car la définition 6 permet tout de même de détecter les plus gros perturbateurs harmoniques sur le réseau.

3.1.7. Définition 7

Pour cette définition, nous obtenons les niveaux d'émission harmonique suivants :

- $E_{def7,1,h} = |I_{pcc1,h}| \cdot \cos(\theta_{1,h})$ pour l'installation 1.
- $E_{def7,2,h} = |I_{pcc2,h}| \cdot \cos(\theta_{2,h})$ pour l'installation 2.

où $\theta_{1,h}$ et $\theta_{2,h}$ représentent respectivement les déphasages de $I_{pcc1,h}$ et $I_{pcc2,h}$ par rapport à $I_{B,h}$. Ces déphasages sont représentés sur la Figure 3-13.

Les termes $|I_{pcc1,h}|$ et $|I_{pcc2,h}|$ sont intrinsèques aux installations puisque, dans le cas A, celles-ci sont modélisées par des sources de courant idéales au rang h. En revanche, il convient d'étudier l'influence des termes $\cos(\theta_{1,h})$ et $\cos(\theta_{2,h})$ puisque ceux-ci dépendent du courant total au jeu de barres.

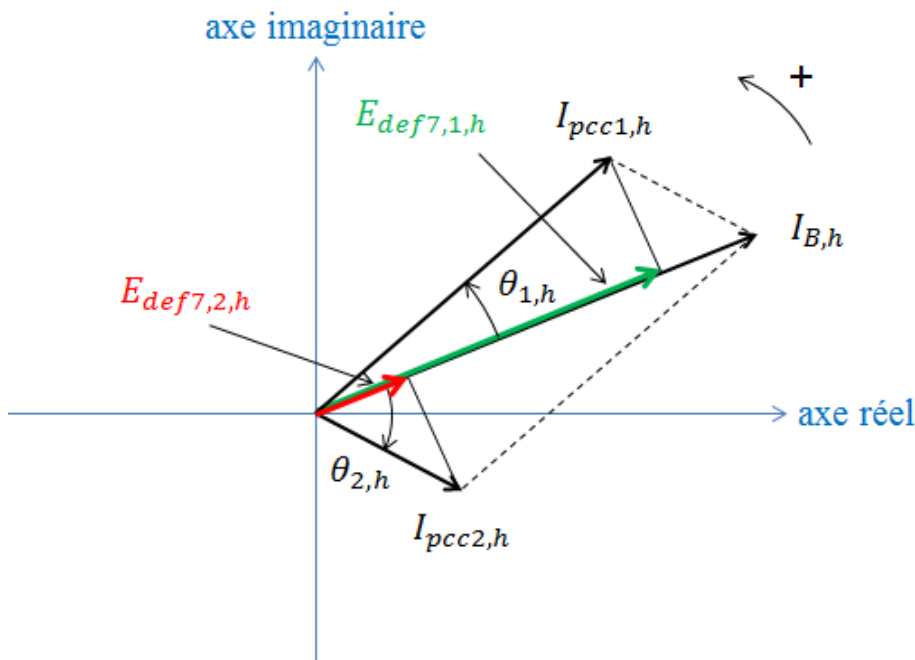


Figure 3-13 : déphasages des courants aux PCC par rapport au courant au jeu de barres

Considérons tout d'abord le cas symétrique spécifié par l'équation (3.1) dans le §3.1.4, où les deux courants $I_{pcc1,h}$ et $I_{pcc2,h}$ ont la même amplitude, sans être forcément en phase. Dans ce cas, nous avons :

$$\cos(\theta_{1,h}) = \cos(\theta_{2,h}) \quad (3.7)$$

Les niveaux d'émission harmonique des deux installations sont donc égaux.

Dans un cas non-symétrique (c'est-à-dire où les amplitudes des courants injectés sont différentes), les termes $\cos(\theta_{1,h})$ et $\cos(\theta_{2,h})$ sont différents. Toutefois, cela ne conduit pas à des résultats incohérents, pour les raisons suivantes :

- Ces termes permettent de prendre en compte le rôle des installations dans le foisonnement des perturbations : plus une installation favorise le foisonnement, moins son courant injecté sera en phase avec le courant total au jeu de barres et moins son terme $\cos(\theta_{i,h})$ sera élevé (il pourra même être négatif si le courant injecté s'oppose au courant total).
- Ces termes sont toujours compris dans l'intervalle $[-1 ; +1]$, ce qui signifie qu'au maximum l'installation a un niveau d'émission harmonique égal à l'amplitude du courant qu'elle injecte sur le réseau. En d'autres termes, la valeur maximale du niveau d'émission harmonique est bien intrinsèque à l'installation, mais sa valeur réelle dépend du foisonnement et donc des autres perturbations générées sur le réseau.

Nous en concluons que cette définition, bien qu'elle soit moins intrinsèque aux installations que les autres, permet de prendre en compte le foisonnement, ce qui peut constituer un avantage intéressant.

3.1.8. Définition 8

Pour rappel, cette définition se veut être une version améliorée de la définition 7, grâce une prise en compte de l'impact exact de l'installation sur l'amplitude du courant au jeu de barres $I_{B,h}$.

En se référant à la Figure 3-9, nous obtenons les niveaux d'émission harmonique suivants :

- $E_{def8,1,h} = |I_{B,h}| - |I_{B,h} - I_{pcc1,h}| = |I_{B,h}| - |I_{pcc2,h}|$ pour l'installation 1.
- $E_{def8,2,h} = |I_{B,h}| - |I_{B,h} - I_{pcc2,h}| = |I_{B,h}| - |I_{pcc1,h}|$ pour l'installation 2.

Comme pour la définition 7, ces niveaux d'émission harmonique prennent en compte le foisonnement. Ici, le niveau d'émission harmonique d'une installation correspond à l'impact réel de celle-ci sur l'amplitude du courant au jeu de barres lors du raccordement de cette installation au réseau. En revanche, faire la projection comme avec la définition 7 a pour intérêt que la somme des niveaux d'émission harmonique est égale à l'amplitude du courant au jeu de barres. Il est donc nécessaire de déterminer si, avec la définition 8, la somme des niveaux d'émission harmonique est toujours cohérente avec le courant total au jeu de barres.

Considérons le cas particulier représenté sur la Figure 3-14 de deux installations injectant des courants harmoniques égaux en amplitude.

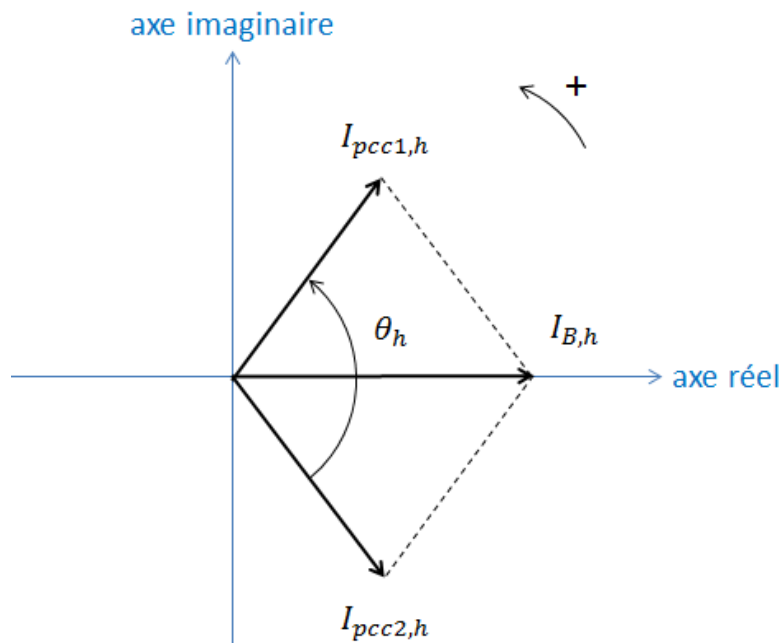


Figure 3-14 : cas A symétrique

Nous pouvons dans ce cas faire les remarques suivantes :

- Si $\theta_h = 120^\circ$, les niveaux d'émission harmonique des deux installations sont nuls, alors qu'un courant $I_{B,h}$ existe bien et est égal à chacun des deux courants injectés.
- Si $120^\circ < \theta_h < 180^\circ$, les niveaux d'émission harmonique des installations sont négatifs, alors qu'un courant $I_{B,h}$ est toujours présent.

Ce point est problématique, car il signifie que la définition 8 ne prend pas toujours en compte correctement les perturbations générées par plusieurs installations. Dans le cas où il y a suffisamment de foisonnement, les niveaux d'émission harmonique de toutes les installations peuvent en effet être négatifs ou nuls, alors que celles-ci génèrent des tensions harmoniques sur le réseau.

Nous avons donc ici un problème rédhibitoire, puisque cette définition n'est pas capable de toujours donner un résultat représentatif des perturbations générées par les installations. Tout comme la définition 4, la définition 8 ne sera donc pas étudiée par la suite.

3.2. Etude des définitions sur le cas B

Sur la Figure 3-15, nous avons représenté, pour une configuration quelconque, les différentes grandeurs associées au cas B dans le plan complexe.

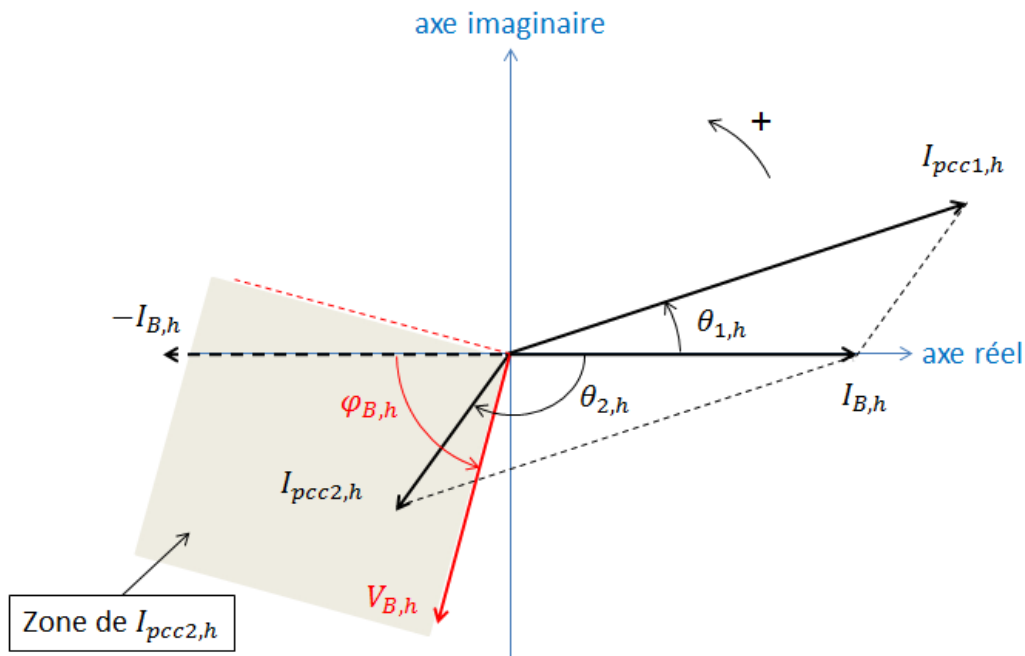


Figure 3-15 : représentation des grandeurs pour le cas B dans le plan complexe

$\theta_{1,h}$ et $\theta_{2,h}$ sont respectivement les déphasages des courants $I_{pcc1,h}$ et $I_{pcc2,h}$ par rapport au courant $I_{B,h}$.

$\varphi_{B,h}$ est le déphasage de la tension par rapport au courant dans l'impédance du transformateur $Z_{T,h}$.

Nous rappelons que, pour ce cas test, nous avons fait l'hypothèse que l'impédance de l'installation 2 était à parties réelle et imaginaire positives, ce qui correspond à une charge de type inductif. Nous avons ainsi représenté sur la Figure 3-15 la zone grisée (quart de plan) où peut se situer le courant $I_{pcc2,h}$. Cette zone est définie par rapport à la tension $V_{B,h}$.

3.2.1. Définition 3

Pour rappel, nous avons conclu lors de l'étude de cette définition sur le cas A que l'application de la note relative aux installations ayant un impact positif sur la tension harmonique était rédhitoire. Cette note n'est donc pas prise en compte.

Nous obtenons les niveaux d'émission harmonique suivants :

- $E_{def3,1,h} = |I_{pcc1,h}| \cdot \left| \frac{Z_{T,h} \cdot Z_{c2,h}}{Z_{T,h} + Z_{c2,h}} \right|$ pour l'installation 1.
- $E_{def3,2,h} = |I_{pcc2,h}| \cdot |Z_{T,h}| = |I_{pcc1,h}| \cdot \left| \frac{Z_{T,h}^2}{Z_{c2,h} + Z_{T,h}} \right|$ pour l'installation 2.

Ici, le résultat obtenu pour l'installation 2 n'est pas satisfaisant car son niveau d'émission harmonique n'est pas nul et il est proportionnel à l'amplitude du courant harmonique injecté par l'installation 1. Avec cette définition, l'installation 2 est donc pénalisée par la présence de l'installation 1, alors qu'elle n'injecte pas de courant harmonique sur le réseau.

Remarque : en principe, le problème relevé ici aurait dû être résolu par l'application de la note. Or, comme nous avons démontré que celle-ci est rédhitoire, elle ne peut pas être utilisée dans la définition.

Au final, nous pouvons en conclure qu'avec ou sans l'application de la note, la définition 3 ne permet pas d'évaluer correctement le niveau d'émission harmonique d'une installation :

- En appliquant la note, il y a une probabilité non-négligeable pour que la définition ne détecte pas les perturbations harmoniques générées par plusieurs installations (cas A).
- Si la note n'est pas appliquée, la définition peut pénaliser les installations qui ne génèrent pas de perturbations harmoniques (cas B).

Dans la suite des analyses, nous poursuivrons l'étude de la définition sans appliquer la note, car l'erreur commise est plus faible, puisque les courants harmoniques qui circulent dans les charges de type inductif sont souvent relativement peu élevés.

3.2.2. Définition 5

Nous obtenons les niveaux d'émission harmonique suivants :

- $E_{def5,1,h} = |I_{pcc1,h}|$ pour l'installation 1.
- $E_{def5,2,h} = |I_{pcc2,h}| = \frac{|V_{B,h}|}{|Z_{c2,h}|} = |I_{pcc1,h}| \cdot \left| \frac{Z_{T,h}}{Z_{T,h} + Z_{c2,h}} \right|$ pour l'installation 2.

Pour l'installation 1, le résultat est satisfaisant puisqu'il s'agit du courant harmonique généré par la source de courant de l'installation.

En revanche, pour l'installation 2, le résultat ne correspond pas à nos attentes puisque son niveau d'émission n'est pas nul et il est proportionnel à l'amplitude du courant injecté par l'installation 1.

Nous remarquons cependant que si l'impédance de l'installation 2 ($Z_{c2,h}$) est grande par rapport à celle du transformateur ($Z_{T,h}$), le niveau d'émission harmonique de l'installation 2 donné par la définition 5 sera très faible par rapport à celui de l'installation 1. Ceci est souvent vrai pour les rangs harmoniques faibles (<10). Toutefois, l'impédance $Z_{T,h}$ est de nature inductive et son module va augmenter proportionnellement avec le rang harmonique, contrairement à $Z_{c2,h}$ qui peut très bien représenter une charge résistive dans l'installation et conserver alors un module constant. Les résultats obtenus avec cette définition ne devraient donc pas être gênants pour les rangs faibles (une erreur est commise, mais elle est relativement faible), mais peuvent l'être pour les rangs élevés (>10).

Nous en concluons que la définition 5 n'est pas capable de faire la distinction entre une installation perturbatrice et une installation non-perturbatrice, puisque dans notre cas B les deux installations ont un niveau d'émission non-nul. Ce point n'est toutefois gênant que si l'erreur commise est importante, ce qui se produit aux fréquences élevées. Il est donc nécessaire de faire attention aux conditions dans lesquelles cette définition est utilisée.

A.N. (évaluation du courant dans une installation non-perturbatrice)

Nous considérons le réseau BT représenté sur la Figure 3-16, qui alimente deux installations triphasées équilibrées.

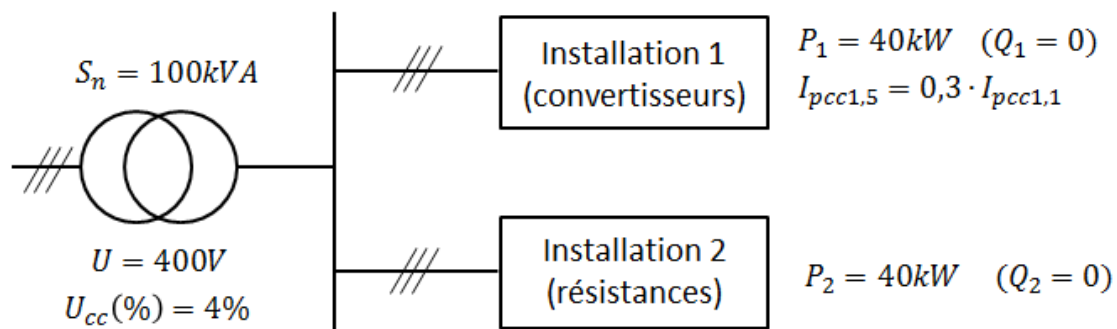


Figure 3-16 : évaluation du courant dans une installation non-perturbatrice

L'installation 1 est perturbatrice. Elle injecte au rang 5 un courant harmonique égal à 30% de son courant au fondamental. L'installation 2, non-perturbatrice, est modélisée par une résistance pure de 40kW.

Le courant fondamental de l'installation 1 vaut (par phase) :

$$I_{pcc1,1} = \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} \approx 58A$$

Le courant harmonique injecté au rang 5 par l'installation 1 (qui est aussi son niveau d'émission harmonique au rang 5 d'après la définition), vaut (par phase) :

$$I_{pcc1,5} = 58 \cdot 0,3 \approx 17A$$

Au rang 5, l'impédance du réseau vue par l'installation 1 est :

$$|Z_{u1,5}| = \frac{|Z_{T,5}| \cdot |Z_{c2,5}|}{|Z_{T,5}| + |Z_{c2,5}|} \approx |Z_{T,5}| = 5 \cdot \frac{400^2}{10^5} \cdot 0,04 = 0,32 \Omega$$

Le niveau de tension harmonique au rang 5 vaut :

$$|V_{B,5}| = 17 \cdot 0,32 \approx 5,5 V \text{ (soit 2,4\% du fondamental)}$$

Le courant harmonique qui circule par phase dans l'installation 2 vaut alors :

$$I_{pcc2,5} = 5,5 \cdot \frac{40 \cdot 10^3}{400^2} \approx 1,4 A$$

Le niveau d'émission harmonique de l'installation 2 est donc égal à 8% du niveau d'émission harmonique de l'installation 1 au rang 5. Pour un rang élevé en revanche, l'impédance de l'installation 2 n'est plus négligeable, et son niveau d'émission harmonique peut atteindre jusqu'à 53% du niveau d'émission harmonique de l'installation 1 (au rang 39). Ce résultat confirme que l'erreur commise avec la définition 5 peut être gênante aux rangs élevés.

3.2.3. Définition 6

Avec cette définition, nous obtenons les niveaux d'émission harmonique suivants :

- $E_{def6,1,h} = \max\left(|I_{pcc1,h}| - \frac{|V_{B,h}|}{R_{eq1,1}}; 0\right)$ pour l'installation 1.
- $E_{def6,2,h} = \max\left(|I_{pcc2,h}| - \frac{|V_{B,h}|}{R_{eq2,1}}; 0\right)$ pour l'installation 2.

Pour l'installation 1, une erreur est commise au bénéfice de l'installation. En effet, comme nous l'avons mis en évidence avec le cas A, cette installation est entièrement responsable du courant harmonique circulant à son PCC, or nous y retranchons le courant $\frac{|V_{B,h}|}{R_{eq1,1}}$.

Pour l'installation 2, le résultat n'est pas entièrement satisfaisant non plus. En effet, malgré sa nature non-perturbatrice, son niveau d'émission harmonique n'est pas toujours nul. Nous pouvons illustrer ce problème en prenant l'exemple d'une charge RL parallèle dans l'installation 2.

Le courant qui circule alors au PCC de l'installation 2, au rang h, vaut :

$$\frac{|V_{B,h}|}{|(R_{eq2,1})/(j \cdot h \cdot X_{eq2,1})|} = |V_{B,h}| \cdot \left| \frac{1}{R_{eq2,1}} - j \frac{1}{h \cdot X_{eq2,1}} \right|$$

Or le courant retranché vaut :

$$\frac{|V_{B,h}|}{R_{eq2,1}}$$

Le courant retranché est donc plus faible que le courant qui circule au PCC de cette installation. Celle-ci a donc un niveau d'émission harmonique non-nul malgré sa nature non-perturbatrice. Néanmoins, cette erreur est très faible, comparée à celle commise par la définition 5.

3.3. Etude des définitions sur le cas D

Sur la Figure 3-17, nous avons représenté, pour une configuration quelconque, les grandeurs complexes associées au cas D.

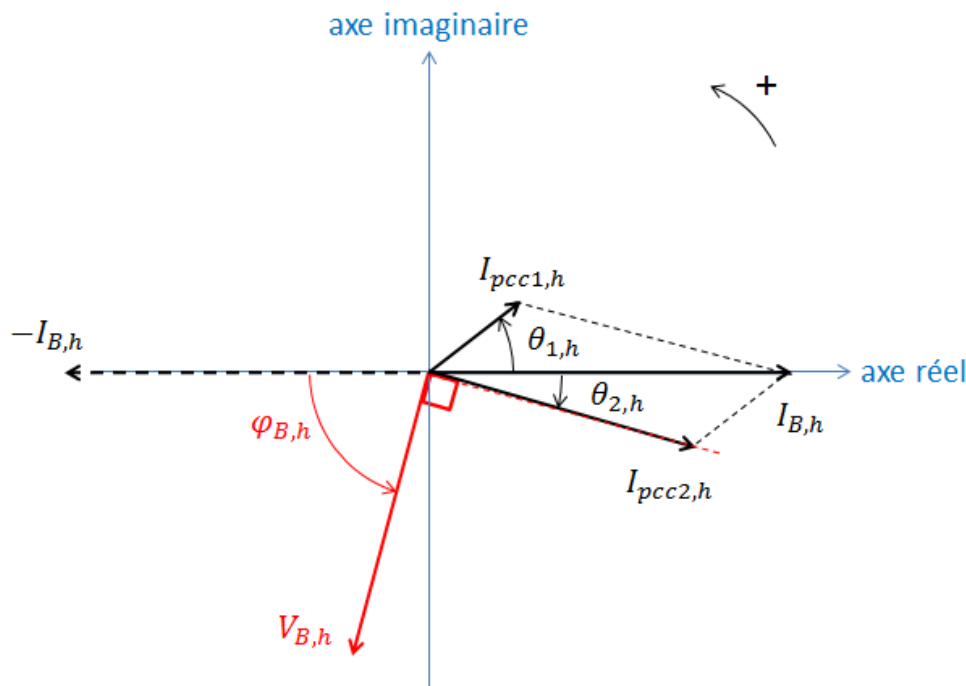


Figure 3-17 : représentation des grandeurs pour le cas D dans le plan complexe

$\theta_{1,h}$ et $\theta_{2,h}$ sont respectivement les déphasages des courants $I_{pcc1,h}$ et $I_{pcc2,h}$ par rapport au courant $I_{B,h}$

$\varphi_{B,h}$ est le déphasage de la tension par rapport au courant dans l'impédance du transformateur $Z_{T,h}$

Nous rappelons que pour ce cas test, nous faisons l'hypothèse que l'installation 2 se comporte comme une charge purement capacitive. Cette charge ne génère pas à elle seule de perturbations harmoniques, car si l'installation 1 est déconnectée, les niveaux harmoniques sont nuls. En revanche, nous ne pouvons pas en conclure que le niveau d'émission harmonique de l'installation 2 est nul, car sa batterie de condensateurs peut créer une résonance et amplifier les niveaux de tension harmonique sur le réseau. Comme illustré par la

Figure 3-17, le courant harmonique qui circule au PCC de l'installation 2 peut être responsable d'une grande partie du courant harmonique total au jeu de barres.

3.3.1. Définition 1

Avec cette définition, nous obtenons les niveaux d'émission harmonique suivants :

- $E_{def1,1,h} = |I_{pcc1,h}|$ pour l'installation 1
- $E_{def1,2,h} = 0$ pour l'installation 2

Pour l'installation 1, le niveau d'émission harmonique correspond à l'amplitude du courant harmonique émis par sa source de courant. Ce résultat est satisfaisant.

Pour l'installation 2, son niveau d'émission harmonique est nul car elle ne comporte aucune source de courant ($I_{c2,h} = 0$). L'impact des batteries de condensateurs (et des charges capacitatives en général) dans les installations n'est donc pas pris en compte par la définition 1. Ce point très gênant, car nous souhaitons prendre en compte non seulement les perturbations harmoniques provenant des charges non-linéaires, mais aussi l'impact des charges de type capacitif.

3.3.2. Définition 2

Avec cette définition, nous obtenons les niveaux d'émission harmonique suivants :

- $E_{def2,1,h} = |I_{pcc1,h}| \cdot |Z_{u1,h}|$ pour l'installation 1, avec $Z_{u1,h} = Z_{T,h} // Z_{c2,h}$
- $E_{def2,2,h} = 0$ pour l'installation 2

L'installation 1 a un niveau d'émission harmonique qui est proportionnel au module de l'impédance du réseau vue de son PCC ($Z_{u1,h}$). Ce point est gênant pour ce cas de figure, car pour les rangs harmoniques proches de la fréquence de résonance, l'impédance du réseau peut être très élevée à cause de l'installation 2. Avec cette définition, l'impact d'une résonance se répercute donc complètement sur le niveau d'émission harmonique de l'installation 1.

L'installation 2 a quant à elle un niveau d'émission harmonique nul car elle ne comporte pas de source de courant équivalente. L'impact de l'installation 2 sur les niveaux de perturbations harmoniques présents sur le réseau n'est donc pas pris en compte dans le niveau d'émission de cette installation.

Nous en concluons que cette définition, bien qu'elle prenne en compte l'impact de la résonance, ne répond pas correctement à nos attentes. En effet, elle attribue entièrement la responsabilité des perturbations harmoniques à l'installation 1. Ce problème est donc très gênant, car la définition ne répartit pas les responsabilités de chaque installation.

3.3.3. Définition 3

Avec cette définition, nous obtenons les niveaux d'émission harmonique suivants :

- $E_{def3,1,h} = |I_{pcc1,h}| \cdot |Z_{u1,h}|$ pour l'installation 1, avec $Z_{u1,h} = Z_{T,h} // Z_{c2,h}$
- $E_{def3,2,h} = |I_{pcc2,h}| \cdot |Z_{u2,h}|$ pour l'installation 2, avec $Z_{u2,h} = Z_{T,h}$

Le résultat obtenu pour l'installation 1 sur ce cas test est le même qu'avec la définition 2 : l'installation 1 est pénalisée par la présence de l'installation 2 sur le réseau, car l'impact de la résonance se répercute complètement sur le niveau d'émission harmonique de l'installation 1.

De son côté, la responsabilité de l'installation 2 est prise en compte, puisque son niveau d'émission harmonique n'est pas nul. La définition considère en effet que le courant harmonique qui circule à son PCC, et par conséquent ici dans sa batterie de condensateurs, est perturbateur. Le résultat pour l'installation 2 nous paraît donc satisfaisant.

En conclusion, bien que cette définition tienne compte de la résonance, nous remarquons qu'elle pénalise doublement l'installation 1 : d'une part pour l'amplitude du courant que celle-ci injecte sur le réseau, et d'autre part pour la résonance créée par l'installation 2. La façon dont cette définition traite les phénomènes de résonance n'est donc pas satisfaisante.

3.3.4. Définition 7

Comme nous l'avons souligné au §2.4 de ce chapitre, la perception de l'impédance du réseau (inductive ou capacitive) n'est pas forcément la même pour les deux installations selon que le rang h considéré se trouve au-dessus ou en-dessous de la fréquence de résonance. Ce point peut impacter les résultats fournis par cette définition. Nous allons donc analyser séparément les niveaux d'émission harmonique dans ces deux cas.

- Lorsque le rang h est inférieur à la fréquence de résonance, $|Z_{T,h}| < |Z_{c2,h}|$. Dans ce cas, l'impédance du réseau vue par les deux installations est inductive. La Figure 3-17 illustre ce cas ($|I_{pcc2,h}| < |I_{B,h}|$).
- Lorsque le rang h est supérieur à la fréquence de résonance, $|Z_{T,h}| > |Z_{c2,h}|$. Dans ce cas, l'impédance du réseau vue par l'installation 1 est capacitive, alors que celle vue par l'installation 2 est toujours inductive. Ce cas est illustré sur la Figure 3-18 (dans ce cas, $|I_{pcc2,h}| > |I_{B,h}|$).

Lorsque le rang h est inférieur à la fréquence de résonance, nous obtenons les niveaux d'émission harmonique suivants :

- $E_{def7,1,h} = |I_{pcc1,h}| \cdot \cos(\theta_{1,h}) > 0$ pour l'installation 1.
- $E_{def7,2,h} = |I_{pcc2,h}| \cdot \cos(\theta_{2,h}) > 0$ pour l'installation 2.

où $\theta_{1,h}$ et $\theta_{2,h}$ représentent respectivement les déphasages des courants $I_{pcc1,h}$ et $I_{pcc2,h}$ par rapport au courant $I_{B,h}$.

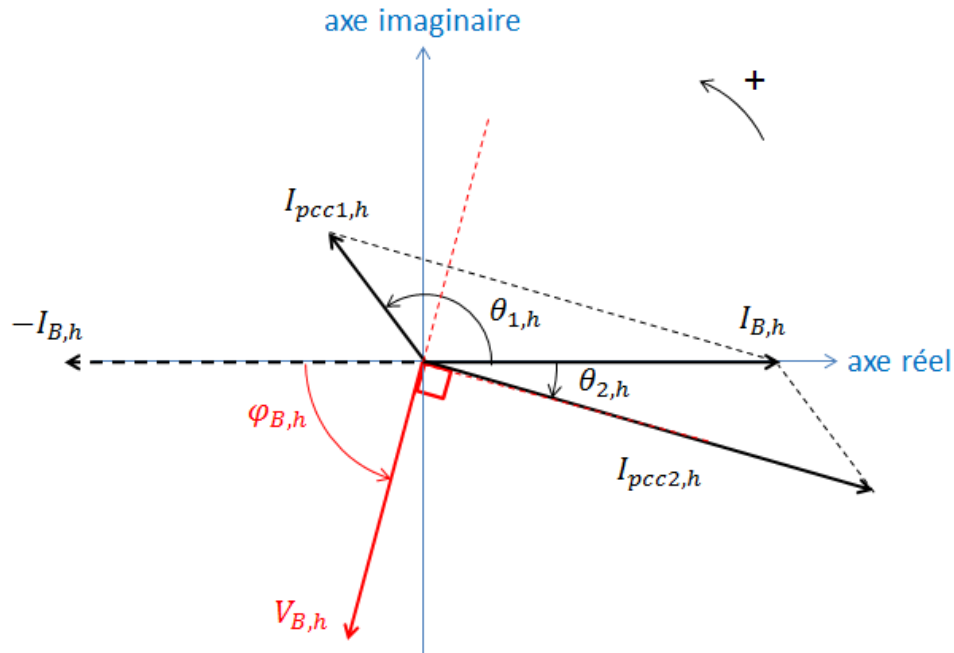


Figure 3-18 : grandeurs complexes pour le cas D lorsque le rang h est supérieur à la fréquence de résonance

Ici, les niveaux d'émission harmonique des deux installations sont positifs. Leur impact est donc pris en compte par la définition.

Lorsque le rang h est supérieur à la fréquence de résonance, nous obtenons les niveaux d'émission harmonique suivants :

- $E_{def7,1,h} = |I_{pcc1,h}| \cdot \cos(\theta_{1,h})$ pour l'installation 1.
- $E_{def7,2,h} = |I_{pcc2,h}| \cdot \cos(\theta_{2,h}) > 0$ pour l'installation 2.

Pour l'installation 1, son niveau d'émission harmonique est en général négatif. Sur la Figure 3-18, nous voyons en effet que le courant $I_{pcc1,h}$ peut s'opposer partiellement au courant $I_{B,h}$. Ce point est gênant car l'installation 1 a réellement un impact négatif sur le réseau (puisque'elle comporte la seule source de courant harmonique du réseau), mais cet impact n'est pas forcément pris en compte par la définition.

Pour l'installation 2, son niveau d'émission harmonique est toujours positif. Ce point est aussi gênant, car aux fréquences hautes, une charge capacitive a un impact positif sur le réseau. En effet, elle permet de réduire l'impédance du réseau (voir Annexe E) et donc de filtrer les perturbations sur le réseau. Pourtant, elle est considérée comme perturbatrice pour le réseau.

Nous en concluons que l'efficacité de cette définition dépend beaucoup du rang harmonique auquel elle est appliquée :

- Aux fréquences basses (c'est-à-dire en-dessous et autour de la fréquence de résonance), elle détecte aussi bien l'impact d'une installation non-linéaire que d'une batterie de condensateurs.

- Aux fréquences hautes, les installations non-linéaires perturbatrices ne sont plus détectées et les charges capacitatives sont considérées comme perturbatrices alors qu'elles ont un effet bénéfique pour le réseau.

La définition 7 fonctionne donc correctement uniquement aux fréquences basses. Bien que cela réduise considérablement son domaine de validité, nous pouvons continuer de l'envisager pour l'évaluation des niveaux d'émission harmonique aux rangs faibles.

3.4. Etude des définitions sur le cas E

Sur la Figure 3-19, nous avons représenté les différentes grandeurs associées au cas E dans le plan complexe.

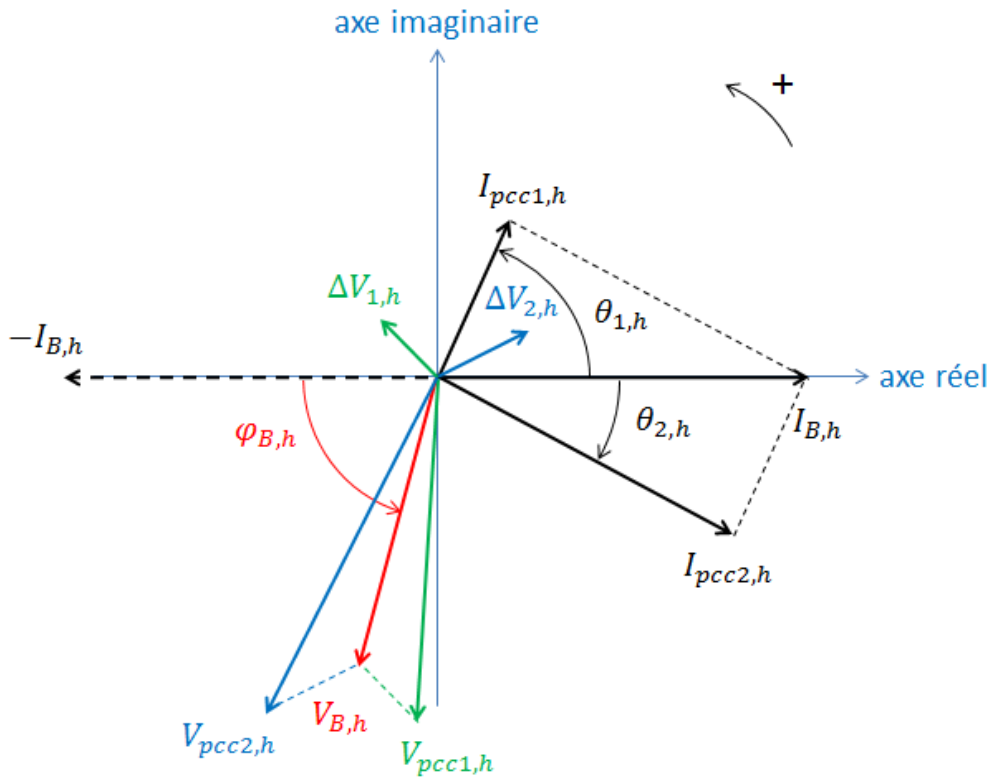


Figure 3-19 : représentation des grandeurs pour le cas E dans le plan complexe

$\theta_{1,h}$ et $\theta_{2,h}$ sont respectivement les déphasages des courants $I_{pcc1,h}$ et $I_{pcc2,h}$ par rapport au courant $I_{B,h}$. $\varphi_{B,h}$ est le déphasage de la tension par rapport au courant dans l'impédance du transformateur $Z_{T,h}$.

3.4.1. Définitions 2 & 3

Nous obtenons avec les définitions 2 et 3 les niveaux d'émission harmonique suivants :

- $E_{def2\&3,1,h} = |I_{pcc1,h}| \cdot |Z_{l1,h} + Z_{T,h}|$ pour l'installation 1.
- $E_{def2\&3,2,h} = |I_{pcc2,h}| \cdot |Z_{l2,h} + Z_{T,h}|$ pour l'installation 2.

Ces définitions en tension prennent en compte les variations de tension harmonique le long des lignes. Elles fournissent ainsi des résultats plus représentatifs des niveaux de tension harmonique à leurs PCC. En effet, les niveaux de tension harmonique en bout de ligne peuvent être très élevés en comparaison de ceux au jeu de barres, et cette différence ne peut être prise en compte qu'en utilisant les impédances des lignes et câbles.

Toutefois, le fait de prendre en compte les chutes de tension n'est pas forcément un bon point et peut même être problématique. En effet, sur un réseau très étendu (type rural), les impédances de ligne $Z_{l1,h}$ et $Z_{l2,h}$ sont souvent prédominantes par rapport à celle du transformateur ($Z_{T,h}$). Les niveaux d'émission harmonique des installations dépendent alors beaucoup de leur localisation géographique sur le réseau :

- Une installation proche du jeu de barres voit à son PCC une impédance de réseau faible et a par conséquent un niveau d'émission harmonique faible.
- Une installation située en bout de ligne voit à son PCC une impédance de réseau élevée et a par conséquent un niveau d'émission harmonique plus important (à courants injectés égaux)

Cependant, même si un niveau d'émission exprimé en tension peut paraître à première vue plus représentatif de l'impact réel de l'installation sur le réseau, il n'est pas forcément judicieux d'évaluer son impact à son PCC [GRA91]. Pour s'en rendre compte, nous pouvons nous baser sur l'exemple suivant, représenté sur la Figure 3-20.

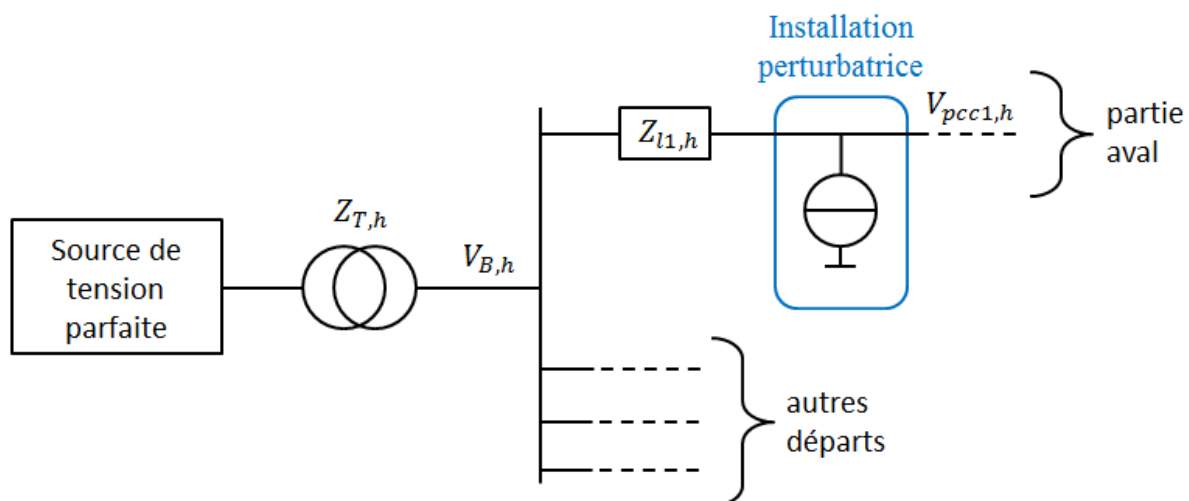


Figure 3-20 : impact d'une installation sur un réseau réel

Nous étudions ici l'impact en tension d'une installation située sur un départ quelconque, en faisant l'hypothèse qu'elle est la seule source de perturbation harmonique sur le réseau. Cette installation produit à son PCC la tension harmonique $V_{pcc1,h}$. Cette tension va impacter principalement les installations situées sur la partie aval de l'installation perturbatrice. A l'inverse, les installations raccordées sur les autres départs seront impactées par la tension $V_{B,h}$ que produit l'installation perturbatrice au jeu de barres. Cela montre que baser l'impact d'une installation perturbatrice sur les tensions à son PCC n'est pertinent que pour les éléments

raccordés en aval de cette installation. Dans le cas de la Figure 3-20, si la majorité des autres installations se trouvent sur les autres départs, il est beaucoup plus pertinent d'observer l'impact de l'installation perturbatrice au jeu de barres et non à son PCC. Comme l'impédance $Z_{T,h}$ au jeu de barres est commune à toutes les installations raccordées sur le réseau, ceci revient à définir un niveau d'émission harmonique en courant.

Au vu de ces observations, nous en concluons que les définitions 2 et 3 ne fournissent pas forcément des résultats plus représentatifs en exprimant le niveau d'émission harmonique en tension. En effet, les impédances de lignes influent beaucoup sur les niveaux d'émission obtenus, ce qui peut aboutir à des résultats peu représentatifs de l'impact réel d'une installation sur l'ensemble du réseau. De plus, ceci peut être vu comme un traitement non équitable entre les installations. Au final, l'expression du niveau d'émission harmonique en termes de tension au PCC nous paraît être un choix peu fiable.

A.N. (calcul de l'impact d'une installation à son PCC et au jeu de barres)

Nous allons considérer ici un réseau HTA avec une installation perturbatrice équilibrée située à une distance $L=10\text{km}$ du jeu de barres, comme représenté sur la Figure 3-21.

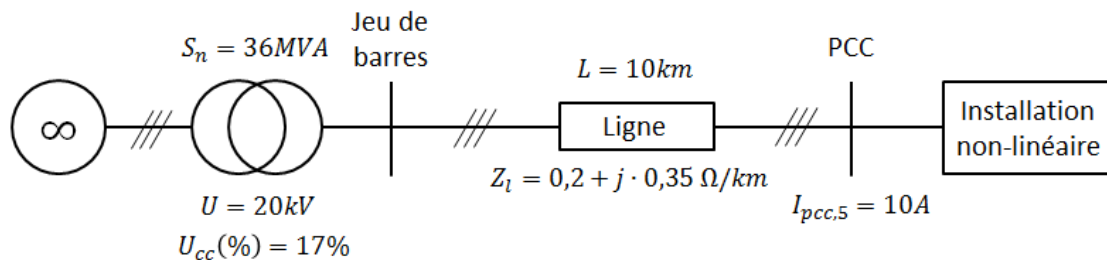


Figure 3-21 : calcul de l'impact d'une installation à son PCC et au jeu de barres

Sur cet exemple, que nous traiterons au rang 5, l'impédance du transformateur d'alimentation vaut :

$$|Z_{T,5}| = \left| j \cdot 5 \cdot \frac{(20 \cdot 10^3)^2}{36 \cdot 10^6} \cdot 0,17 \right| = 9,4 \, \Omega$$

Si l'installation injecte un courant de 5A (par phase) sur le réseau, le niveau de tension harmonique généré au jeu de barres vaut :

$$|V_{B,5}| = 10 \cdot 9,4 = 94 \, V \text{ (soit } 0,8\% \text{ de } V_{B,1})$$

Vu de son PCC, l'installation voit une impédance plus élevée :

$$|Z_{u,5}| = |j \cdot 9,4 + 10 \cdot (0,2 + j \cdot 5 \cdot 0,35)| = 27 \, \Omega$$

Il résulte donc à son PCC un niveau de tension harmonique de :

$$|V_{pcc,5}| = 10 \cdot 27 = 270 \, V \text{ (soit } 2,3\% \text{ de } V_{pcc,1})$$

L'installation provoque donc à son PCC un niveau de tension qui est environ trois fois plus élevé qu'au jeu de barres. L'impédance de la ligne qui relie le jeu de barres à l'installation a donc une influence non-négligeable sur le niveau de tension harmonique au PCC de l'installation.

4. Bilan des études détaillées

4.1. Conclusions sur les définitions

L'analyse de l'état de l'art, ainsi que l'étude des définitions sur les différents cas A à E, ont permis de souligner un certain nombre de problèmes gênants, voire rédhibitoires. Dans le Tableau 3-2, nous avons reporté ces différents problèmes en les classant par cas test et par définition.

Tableau 3-2 : récapitulatif des problèmes rencontrés sur les définitions.

	Cas A	Cas B	Cas D	Cas E
Def 1	-	-	Phénomènes de résonance non pris en compte	-
Def 2	-	-	Pas de responsabilité attribuée aux sources de résonance	Grandeur ne reflétant pas l'impact global sur le réseau
Def 3	Utilisation de la note rédhibitoire	Installations non-perturbatrices pénalisées	Mauvaise répartition des responsabilités en cas de résonance	Grandeur ne reflétant pas l'impact global sur le réseau
Def 4	Traitement inéquitable des installations	Non étudiée	Non étudiée	Non étudiée
Def 5	-	Installations non-perturbatrices pénalisées, surtout aux fréquences hautes.	Condensateurs pénalisés aux fréquences hautes	-
Def 6	Erreur commise gênante, surtout pour les installations moyennement perturbatrices	-	Condensateurs pénalisés aux fréquences hautes	Erreur commise gênante, surtout pour les installations moyennement perturbatrices
Def 7	-	-	Mauvais fonctionnement aux fréquences hautes	-
Def 8	Résultats non représentatifs	Non étudiée	Non étudiée	Non étudiée

Note : le cas C a permis de confirmer les limites de certaines définitions trouvées sur le cas A ou le cas B, mais n'a pas permis d'en illustrer de nouvelles qui lui sont propres. C'est pourquoi ce cas ne figure pas dans le Tableau 3-2.

Une case vide dans le tableau (symbole « - ») signifie que nous n'avons pas rencontré de problème particulier pour la définition et le cas test donné.

Nous présentons maintenant nos conclusions détaillées pour chacune de ces 8 définitions.

4.1.1. Définition 1

Nous avons identifié pour cette définition deux limites majeures :

La première limite de cette définition est due à la nécessité d'identifier les schémas de Norton équivalents de l'installation et du réseau. La seule méthode que nous avons jugée apte pour réaliser cette tâche dépend des variations des grandeurs harmoniques qui se produisent sur le réseau ou dans l'installation. Or nous estimons à quelques-unes le nombre de variations exploitables au cours d'une journée. De plus, aucune des méthodes étudiées ne permet d'obtenir simultanément le schéma de Norton équivalent de l'installation et celui du réseau à partir des mesures au PCC, ce qui oblige à utiliser des valeurs estimées souvent très peu précises. Ces limites techniques rendent donc la définition 1 difficile à utiliser dans un cadre contractuel.

La deuxième limite de la définition 1 a été identifiée lors de l'étude sur le cas D qui traite des résonances. L'effet néfaste des batteries de condensateurs, et plus généralement des charges capacitatives, n'est pas pris en compte dans le niveau d'émission harmonique des installations. Ce problème est très gênant car l'impact des charges capacitatives est loin d'être négligeable pour les rangs harmoniques proches de la fréquence de résonance.

Au vu de ces différents problèmes, nous avons décidé de ne pas retenir cette définition.

4.1.2. Définition 2

Tout d'abord, nous avons identifié pour cette définition une limite similaire à celle de la définition 1, à savoir la nécessité d'identifier les schémas de Norton équivalents pour le réseau et pour l'installation.

Ensuite, même si les phénomènes de résonance sont pris en compte par la définition 2, celle-ci en attribue toute la responsabilité aux installations non-linéaires, qui sont ainsi pénalisées à cause de l'augmentation de l'impédance du réseau. A l'inverse, les batteries de condensateurs, sources de résonances, ont un niveau d'émission nul. Les responsabilités ne sont donc pas correctement prises en compte.

Enfin, le choix de la grandeur utilisé pour le niveau d'émission harmonique, la tension harmonique générée au PCC, ne nous paraît pas pertinent. En effet, ceci peut conduire à des

résultats peu représentatifs de l'impact réel d'une installation sur l'ensemble du réseau. D'autre part, ceci peut être vu comme un traitement non équitable entre les installations.

Pour toutes ces raisons, nous avons décidé de ne pas retenir cette définition.

4.1.3. Définition 3

Le premier problème de cette définition est dû à la nécessité de connaître l'impédance du réseau au rang h ($Z_{u,h}$). Tout comme pour la définition 1, nous dépendons pour cela d'une méthode qui exploite les variations des courant et tension harmoniques au PCC de l'installation, or il se produit peu de variations exploitables au cours d'une journée. Ceci rend donc la définition 3 difficile à utiliser dans un cadre contractuel.

Les premiers tests sur le cas A ont ensuite montré que l'application de la note, précisant que le niveau d'émission harmonique ne devait pas être pris en compte lorsque le raccordement de l'installation provoquait une diminution de la tension harmonique au PCC, est rédhibitoire pour la définition 3, car celle-ci n'est alors plus en mesure de toujours détecter les installations perturbatrices. Les tests sur les cas suivants ont par conséquent été réalisés sans appliquer cette note, mais cela a eu pour effet de mettre en évidence un autre problème de la définition sur le cas B. La définition pénalise alors les installations non-perturbatrices, bien qu'elles aient pour effet de réduire les niveaux de tension harmonique.

Un autre point problématique concerne la gestion des résonances [DEN16B]. En effet, même si la définition 3 attribue un niveau d'émission harmonique non-nul aux batteries de condensateurs, les installations non-linéaires sont également pénalisées par les résonances. Il y a donc un mauvais partage des responsabilités entre les batteries de condensateurs et les charges non-linéaires en cas de résonance.

Enfin, comme pour la définition 2, le fait d'exprimer un niveau d'émission harmonique en termes de tension harmonique générée au PCC peut poser un problème fonction de la localisation de l'installation sur le réseau.

Au vu de ces différents problèmes, nous avons décidé de ne pas retenir cette définition.

4.1.4. Définition 4

Concernant l'utilisation de la puissance harmonique active, nous avons tout d'abord relevé deux problèmes dans l'état de l'art :

- De par la nature inductive de l'impédance harmonique du réseau, les puissances harmoniques présentes au PCC d'une installation ont généralement des valeurs très faibles, ce qui requiert des appareils de mesure ayant une précision difficile à atteindre.
- Le fait d'avoir un niveau d'émission harmonique proportionnel au niveau de tension harmonique présent au PCC de l'installation rend le résultat peu intrinsèque à cette

dernière, car cette tension est due à la topologie du réseau et à l'ensemble des perturbateurs raccordés sur le réseau.

Nous avons ensuite démontré, sur le cas A, que cette définition n'est pas satisfaisante car elle traite de façon inéquitable les installations perturbatrices sur un réseau. En effet, deux installations similaires raccordées dans les mêmes conditions au réseau peuvent être vue, par la définition 4, l'une comme perturbatrice et l'autre comme bénéfique pour le réseau [DEN16A]. Ceci constitue donc un problème rédhibitoire. Par conséquent, la définition 4 n'a pas été retenue, ni étudiée sur les autres cas test.

4.1.5. Définition 5

Cette définition a été proposée suite à l'état de l'art. Son analyse sur les cas test a permis d'identifier les deux limites suivantes :

- La définition 5 pénalise les installations non-perturbatrices, équipées de charges résistives ou inductives, car celles-ci absorbent des courants harmoniques en présence de tensions harmoniques sur le réseau. Ceci est gênant surtout aux fréquences hautes.
- Les charges capacitatives sont pénalisées aux fréquences hautes, c'est-à-dire lorsqu'elles ne dégradent pas la qualité de la tension puisqu'elles filtrent alors les perturbations.

Toutefois, compte-tenu de la simplicité de sa mise en œuvre, nous continuerons à étudier cette définition par la suite.

4.1.6. Définition 6

La définition 6 est une amélioration de la définition 5 dans le sens où elle permet de non plus avoir de niveau d'émission harmonique non-nul pour les installations non-perturbatrices. Son étude sur les cas test a permis d'identifier les limites suivantes :

- Pour une installation perturbatrice dont la représentation est proche d'une source de courant harmonique idéale, la définition commet une erreur au bénéfice de l'installation en retranchant une composante non-perturbatrice. Cette erreur est gênante surtout pour les installations moyennement perturbatrices.
- Les charges capacitatives sont pénalisées aux fréquences hautes, c'est-à-dire lorsqu'elles ne dégradent pas la qualité de la tension puisqu'elles filtrent alors les perturbations.

Compte-tenu de la simplicité de sa mise en œuvre, nous continuerons également à étudier cette définition.

4.1.7. Définition 7

Tout d'abord, rappelons que nous avons indiqué une difficulté technique lors de la proposition de cette définition dans le chapitre 2, à savoir la synchronisation des mesures. En effet, cette définition exploite aussi le courant harmonique mesuré au jeu de barres, en plus de celui mesuré au PCC de l'installation. Il est donc nécessaire de synchroniser ces mesures pour

appliquer la définition. Il existe cependant des solutions techniques pour réaliser cette synchronisation, telles que l'emploi d'un module de synchronisation embarqué ou l'exploitation des formes d'onde (phénomène transitoire, trame TCFM, etc.). Ce point constitue donc plus une difficulté technique qu'un réel problème.

Ensuite, les études sur les cas test ont mis en évidence la principale limite théorique de la définition 7 : celle-ci ne fonctionne pas correctement aux fréquences hautes. En effet, au-delà de la fréquence de résonance due aux batteries de condensateurs et aux câbles, cette définition ne détecte plus les charges non-linéaires perturbatrices, et les charges capacitives sont considérées comme perturbatrices alors qu'elles ont un effet bénéfique pour le réseau à ces fréquences.

Cette limite théorique est très gênante car elle réduit considérablement le domaine de validité de la définition 7, la rendant utilisable uniquement aux fréquences basses. Cependant, comme les résultats obtenus aux fréquences basses correspondent bien à nos attentes, nous avons choisi de conserver cette définition.

4.1.8. Définition 8

Tout d'abord, cette définition est concernée par la même difficulté technique que la définition 7, à savoir la synchronisation de mesures faites en deux points différents. Cependant, il existe aujourd'hui des solutions pour réaliser cette synchronisation.

Lors de l'étude sur le cas test A, nous avons mis en évidence une limite théorique de la définition 8 : celle-ci donne dans certaines situations des niveaux d'émission harmonique négatifs pour toutes les installations, alors que globalement ces dernières génèrent des tensions harmoniques sur le réseau. Le niveau d'émission harmonique fourni par cette définition n'est donc pas représentatif de la perturbation réellement générée sur le réseau.

Ce problème étant rédhibitoire, nous avons choisi de ne pas retenir cette définition. Par conséquent, tout comme pour la définition 4, la définition 8 n'a pas été étudiée sur les autres cas test.

4.2. Bilan général

Suite à l'étude détaillée des 8 définitions sur les différents réseaux élémentaires, nous avons retenu les trois définitions suivantes :

- La définition 5 qui mesure l'amplitude du courant harmonique au PCC.
- La définition 6 qui consiste à retrancher au courant harmonique au PCC une composante non-perturbatrice.
- La définition 7 qui effectue la projection vectorielle du courant harmonique au PCC sur le courant harmonique au jeu de barres.

Dans le Tableau 3-3, nous rappelons brièvement les principaux avantages et inconvénients de ces trois définitions.

Tableau 3-3 : avantages et inconvénients des 3 définitions retenues

	Avantages	Inconvénients
Définition 5	Simple à implémenter.	Installations non-perturbatrices pénalisées.
Définition 6	Prise en compte de l'effet bénéfique des charges non-perturbatrices.	Niveaux d'émission harmoniques sous-estimés pour les charges perturbatrices.
Définition 7	Prise en compte du foisonnement des émissions au niveau du jeu de barres.	Ne fonctionne aux fréquences hautes.

En plus d'avoir permis de mettre en avant les principales limites des différentes définitions, les études théoriques présentées dans le chapitre 3 nous ont également permis de clarifier ce que nous attendions d'une bonne définition (en particulier, à partir des attentes définies pour les différents cas test).

En parallèle avec ces études, nous avons donc travaillé sur une nouvelle définition du niveau d'émission harmonique, qui d'une part répond mieux à nos attentes, et d'autre part n'inclut pas certaines des limites identifiées pour les trois définitions retenues à l'issue de ce chapitre. La présentation de cette nouvelle définition fait l'objet du chapitre 4.

Chapitre 4. Définition « 4 quadrants »

Dans les chapitres précédents, nous avons étudié plusieurs définitions du niveau d'émission harmonique issues de la littérature ou proposées suite à l'examen de l'état de l'art. Cela nous a permis de mieux identifier les limites de ces définitions et de proposer une nouvelle définition que nous nommerons la définition « 4 quadrants », en raison du fait qu'elle exploite la position du courant dans le plan complexe pour déterminer le niveau d'émission harmonique d'une installation. La présentation de cette nouvelle définition fait l'objet de ce chapitre.

1. Réflexions préliminaires

1.1. Concept de base : décomposition du courant harmonique au PCC en composantes perturbatrice et non-perturbatrice

Un concept de base qui revient souvent dans les définitions étudiées jusqu'à présent est la décomposition (vectorielle ou arithmétique) du courant harmonique au PCC d'une installation en deux composantes :

- Une composante, dite « perturbatrice », qui correspond au courant harmonique dont nous considérons l'installation responsable.
- Une composante, dite « non-perturbatrice », qui correspond au courant harmonique généré par les autres installations raccordées au réseau, voire par le réseau lui-même.

Les définitions proposent souvent une méthode pour déterminer, parfois implicitement, la composante « non-perturbatrice », et ainsi calculer la composante « perturbatrice » qui sert alors de base pour calculer le niveau d'émission harmonique.

D'une certaine manière, nous pouvons dire que la façon dont est défini ce courant non-perturbateur est une caractéristique essentielle d'une définition :

- Dans les définitions 1 et 2, le courant qui circule dans les charges linéaires de l'installation est considéré comme non-perturbateur.
- Dans la définition 3 en tension, l'ensemble du courant au PCC de l'installation est considéré comme perturbateur. La composante non-perturbatrice est donc nulle.
- Dans la définition 5 en courant, la composante non-perturbatrice est jugée suffisamment faible pour être considérée comme nulle quelle que soit la situation.
- Dans la définition 6, la composante non-perturbatrice est définie comme étant le courant qui circulerait dans une résistance parallèle équivalente de l'installation.

D'un autre côté, nous constatons aussi que la façon dont est défini ce courant non-perturbateur implique des faiblesses pour ces définitions :

- Les définitions 1 et 2 ont comme défaut de ne pas prendre en compte l'impact des batteries de condensateurs. En effet, les condensateurs étant des charges linéaires, ces définitions considèrent leurs courants comme non-perturbateurs.

- Pour les définitions 3 et 5, considérer toujours la composante non-perturbatrice comme nulle n'est pas satisfaisant, puisque les charges linéaires telles que les résistances absorbent des courants harmoniques sans pour autant être perturbatrices.
- Pour la définition 6, la composante non-perturbatrice est à l'inverse généralement surestimée et peut empêcher de détecter correctement les installations faiblement ou moyennement perturbatrices.

Dans notre proposition de nouvelle définition, nous avons choisi de conserver ce principe, à savoir de décomposer le courant harmonique au PCC en deux composantes, mais en proposant une meilleure façon de définir le courant non-perturbateur afin de mieux répondre à nos attentes.

Pour cela, nous avons choisi de conserver une définition en courant et de faire un compromis entre les définitions 5 et 6.

- Dans le cas de la définition 5, aucune composante non-perturbatrice n'est retranchée.
- Dans la définition 6, une composante non-perturbatrice est systématiquement retranchée.

Le risque de ces deux cas « extrêmes » est que la définition 5 peut donner beaucoup de faux positifs (installations non-perturbatrices détectées à tort comme perturbatrices) et la définition 6 beaucoup de faux négatifs (installations perturbatrices détectées à tort comme non-perturbatrices).

1.2.Définition des charges perturbatrices et des charges non-perturbatrices

Nous considérons que ce sont les charges non-linéaires et les charges de type capacitif qui perturbent le réseau.

- Les charges non-linéaires perturbent en injectant des courants harmoniques, ce qui provoque généralement la hausse des niveaux de tension harmonique sur le réseau.
- Les charges capacitives perturbent en créant des résonances, ce qui amplifie les niveaux de tension harmonique aux fréquences basses et autour de la fréquence de résonance.

A l'inverse, nous considérons que les charges résistives, ainsi que les charges de type inductif, ne sont pas perturbatrices pour le réseau.

1.3.Identification des charges perturbatrices dans une installation

Nous allons maintenant voir s'il est possible de faire la distinction, dans le courant harmonique qui est mesuré au PCC d'une installation, entre celui qui provient des charges non-linéaires et capacitives (courant perturbateur) et celui qui provient des charges résistives et de type inductif (courant non-perturbateur).

Dans la réalité, une installation est composée de diverses charges, dont la nature peut varier et la modélisation prendre des formes diverses (cf. Figure 4-1).

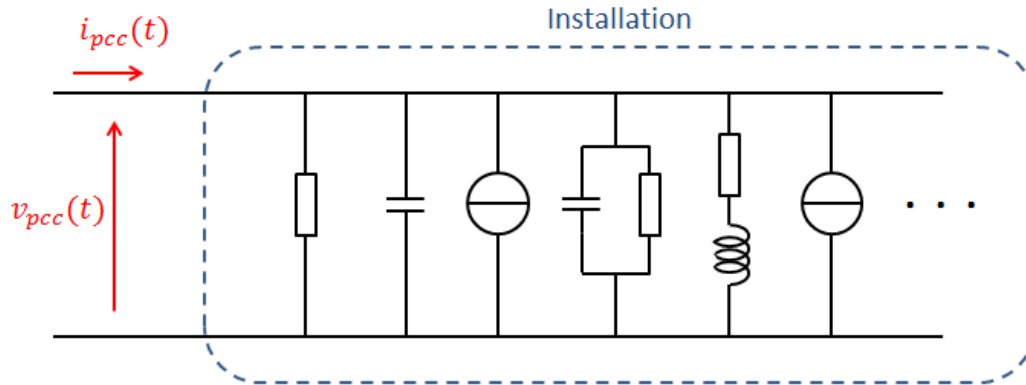


Figure 4-1 : exemple de modèle monophasé d'une installation.

Note : nous avons fait l'hypothèse que tous les équipements dans l'installation peuvent être modélisés sous forme d'ensembles composés de résistances, d'inductances, de condensateurs et de sources de courant.

Lorsque nous cherchons à identifier le modèle équivalent d'une installation, il est très difficile de trouver un modèle qui corresponde exactement à son comportement fréquentiel. En revanche, ce qui nous intéresse ici est de déterminer un modèle équivalent de l'installation pour un rang h donné, sans que ce modèle soit nécessairement valide aux autres rangs. Nous choisissons donc simplement de modéliser notre installation (au rang h) par une charge RLC parallèle, elle-même en parallèle avec une source de courant (cf. Figure 4-2). Ainsi, le courant harmonique mesuré au PCC d'une installation peut être directement décomposé en 4 courants circulant dans chacun de ces quatre éléments.

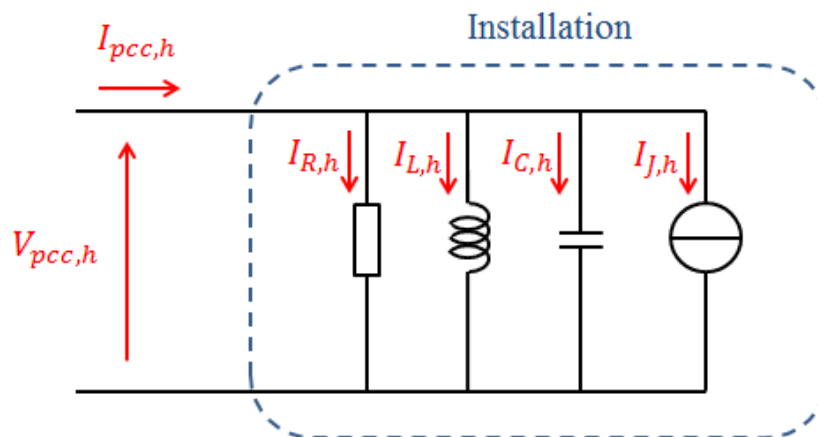


Figure 4-2 : modèle monophasé équivalent d'une installation au rang h

Nous définissons alors les composantes perturbatrices et non-perturbatrices comme suit :

La composante perturbatrice : $I_{C,h} + I_{J,h}$ (4.1)

La composante non-perturbatrice : $I_{R,h} + I_{L,h}$ (4.2)

Cependant, il n'est pas possible de déterminer les courants $I_{R,h}$, $I_{L,h}$, $I_{C,h}$, $I_{J,h}$ uniquement à partir des mesures $V_{pcc,h}$ et $I_{pcc,h}$ (par exemple, les courants $I_{L,h}$ et $I_{C,h}$ peuvent se compenser et donner une résultante nulle dans le courant $I_{pcc,h}$; il n'est alors pas possible de connaître leurs valeurs respectives).

Comme il n'est pas possible de déterminer le modèle exact de la Figure 4-2, nous choisissons, dans la définition proposée, d'accorder le bénéfice du doute à l'installation et de considérer qu'une charge est non-perturbatrice en cas de doute sur sa nature. Par exemple, si le courant mesuré au PCC peut provenir soit d'une charge résistive, soit d'une charge non-linéaire (sans qu'on puisse en déterminer la nature exacte), nous supposons par défaut que ce courant provient d'une charge résistive, afin de ne pas prendre le risque de pénaliser l'installation.

2. Définition du niveau d'émission harmonique avec la méthode « 4 quadrants ».

2.1. Principes de la méthode « 4 quadrants »

La méthode que nous proposons pour répartir le courant mesuré au PCC entre les différentes charges équivalentes (R, L, C et source de courant) de l'installation a été baptisée méthode « 4 quadrants ». En effet, l'identification de la provenance du courant harmonique mesuré au PCC peut être partiellement réalisée en analysant dans quel quadrant du plan complexe est situé ce courant.

Ici, la tension harmonique mesurée au PCC est prise comme référence de phase à 0° et l'angle φ'_h est le déphasage du courant $I_{pcc,h}$ par rapport à la tension $V_{pcc,h}$ (cf. Figure 4-3).

Note : Attention, l'angle φ_h utilisé par la définition de la puissance harmonique est le déphasage de la tension harmonique $V_{pcc,h}$ par rapport au courant harmonique $I_{pcc,h}$. Donc $\varphi'_h = -\varphi_h$.

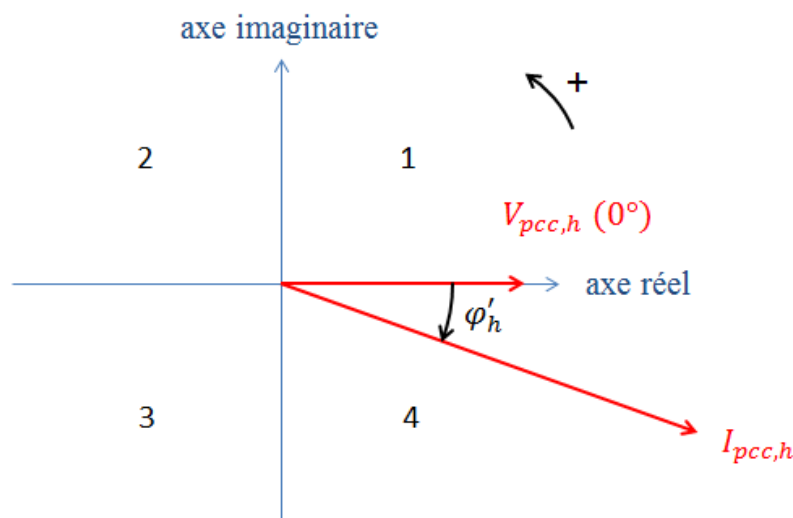


Figure 4-3 : représentation des « 4 quadrants » dans le plan complexe (avec la tension comme référence)

Tout d'abord, commençons par voir comment se comportent les différentes composantes du courant $I_{pcc,h}$ dans les charges équivalentes de la Figure 4-2 :

- Le courant $I_{R,h}$ dans la résistance équivalente est situé sur l'axe réel (avec une phase φ'_h de 0°)
- Le courant $I_{L,h}$ dans l'inductance équivalente est situé sur l'axe imaginaire (avec une phase φ'_h de -90°)
- Le courant $I_{C,h}$ dans la capacité équivalente est situé sur l'axe imaginaire (avec une phase φ'_h de $+90^\circ$)
- Le courant $I_{J,h}$ provenant de la source de courant équivalente peut avoir n'importe quelle phase et donc se trouver dans n'importe quel quadrant.

2.1.1. Détermination du courant perturbateur minimal (1^{ère} approche)

Etant donné qu'il n'est pas possible d'identifier le modèle représenté sur la Figure 4-2 (RLC parallèle + source de courant) et que nous avons décidé d'accorder le bénéfice du doute à l'installation, nous choisirons toujours une décomposition qui minimise l'amplitude du courant perturbateur défini en (4.1). Deux exemples illustrent cette décomposition sur les Figure 4-4 et Figure 4-5.

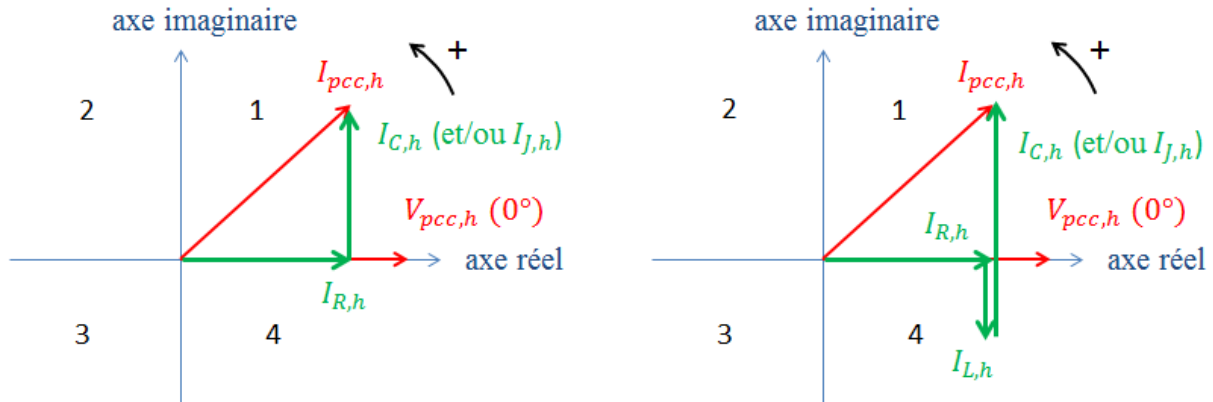


Figure 4-4 : décomposition du courant au PCC (exemple A)

Sur la Figure 4-4, nous avons représenté un premier exemple où le courant $I_{pcc,h}$ se situe dans le quadrant 1. Nous pouvons voir qu'il y a une valeur de $I_{R,h}$ qui minimise le courant perturbateur, ici $I_{C,h}$ (et/ou $I_{J,h}$). Il en est de même avec le courant $I_{L,h}$ qui doit être considéré comme nul (cas présenté à gauche) si nous souhaitons minimiser le courant perturbateur. Si nous avons pris un courant $I_{L,h}$ non-nul (cas présenté à droite), le courant perturbateur aurait été plus important.

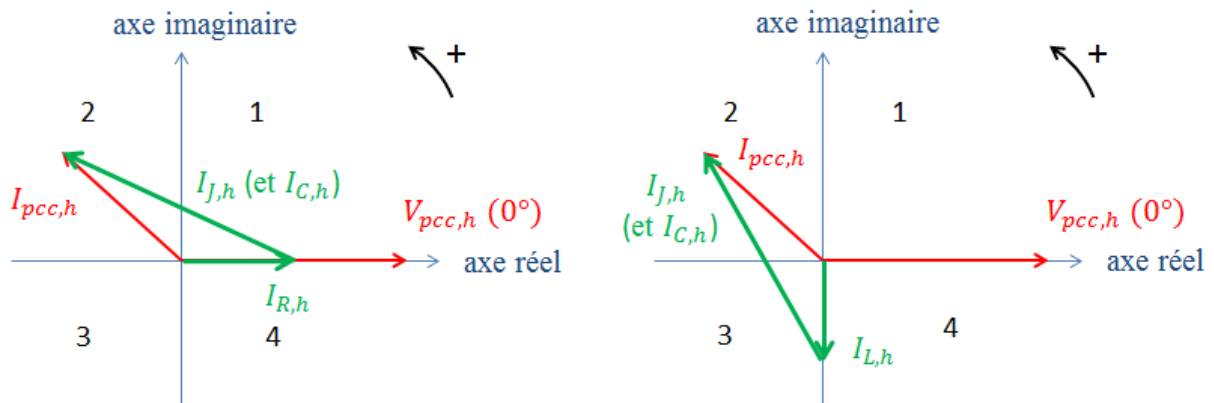


Figure 4-5 : décomposition du courant au PCC (exemple B)

Sur la Figure 4-5, nous avons représenté un deuxième exemple où le courant $I_{pcc,h}$ se situe cette fois dans le quadrant 2. Dans ce cas de figure, il est évident que le courant perturbateur, ici $I_{J,h}$ (et $I_{C,h}$) est minimal lorsque les courants $I_{R,h}$ et $I_{L,h}$ sont tous les deux nuls. Le fait de considérer l'un de ces courants non-nul (cas présentés sur la Figure 4-5) conduirait à un courant perturbateur plus élevé.

De façon générale, l'amplitude minimale du courant perturbateur (1^{ère} approche) peut être définie géométriquement comme étant la distance minimale entre l'extrémité du vecteur $I_{pcc,h}$ et le quadrant 4 (cf. Figure 4-6) :

- Si $I_{pcc,h}$ se trouve dans le quadrant 1, l'amplitude minimale du courant perturbateur vaut $|I_{pcc,h}| \cdot \sin(\varphi'_h)$
- Si $I_{pcc,h}$ se trouve dans le quadrant 2, l'amplitude minimale du courant perturbateur vaut $|I_{pcc,h}|$
- Si $I_{pcc,h}$ se trouve dans le quadrant 3, l'amplitude minimale du courant perturbateur vaut $-|I_{pcc,h}| \cdot \cos(\varphi'_h)$
- Si $I_{pcc,h}$ se trouve dans le quadrant 4, l'amplitude minimale du courant perturbateur est nulle.

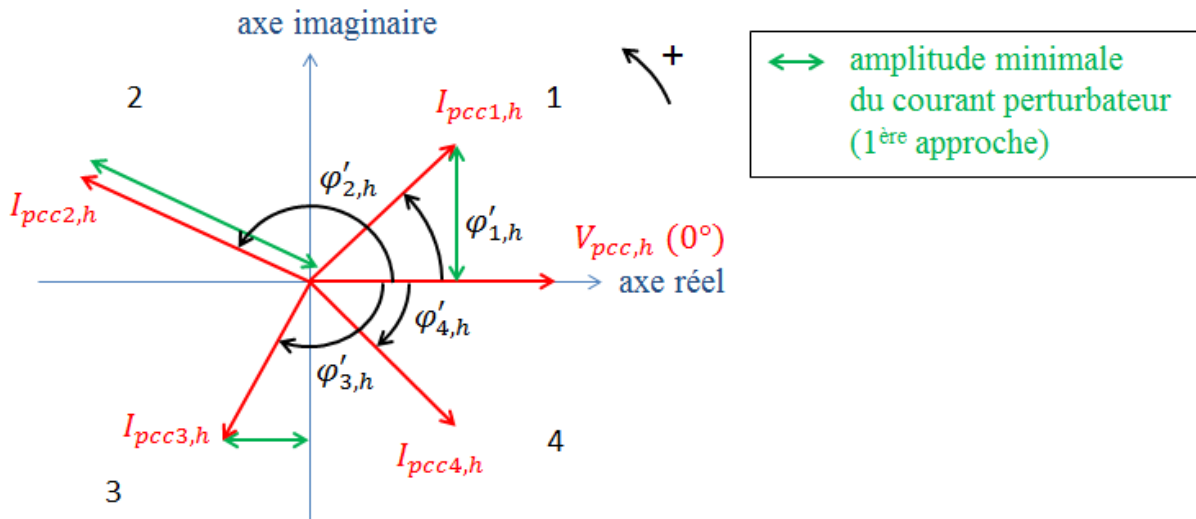


Figure 4-6 : représentation géométrique de l'amplitude minimale du courant perturbateur (1^{ère} approche)

2.1.2. Prise en compte du courant non-perturbateur maximal

Toutefois, selon le raisonnement du §2.1.1, un courant situé dans le quadrant 4 n'est jamais considéré comme perturbateur, car il est toujours possible de le décomposer en une composante $I_{R,h}$ (dans une charge résistive) et une composante $I_{L,h}$ (dans une charge inductive).

Ce point pose un problème car il n'est pas possible alors de détecter les sources de courants harmoniques injectant dans le quadrant 4, même pour un courant harmonique d'amplitude élevée. C'est pourquoi nous avons décidé d'adopter également une méthode similaire à celle de la définition 6 qui compare l'installation avec une résistance. On introduit un courant $I'_{seuil,h}$ correspondant ici au courant non-perturbateur maximal pouvant circuler dans l'ensemble {résistance + inductance} de l'installation.

$$I'_{seuil,h} = \frac{|V_{pcc,h}|}{|Z_{eq,1}|} \quad (4.3)$$

$$|Z_{eq,1}| = \frac{|V_{pcc,1}|^2}{S_{pcc,1}} \quad (4.4)$$

où :

$V_{pcc,1}$ est la tension fondamentale mesurée au PCC de l'installation.

$S_{pcc,1}$ est la puissance apparente de l'installation à la fréquence fondamentale.

Note : $I'_{seuil,h}$ est une grandeur scalaire toujours positive ou nulle.

Ainsi, même si $I_{pcc,h}$ est situé dans le quadrant 4, nous considérons tout de même la présence d'un courant perturbateur lorsque $|I_{pcc,h}| > |I'_{seuil,h}|$. Grâce à ce seuil, nous définissons dans le plan complexe une zone « non-perturbatrice » qui est plus réaliste que le quadrant 4 dans son intégralité. Cette zone non-perturbatrice est représentée sur la Figure 4-7.

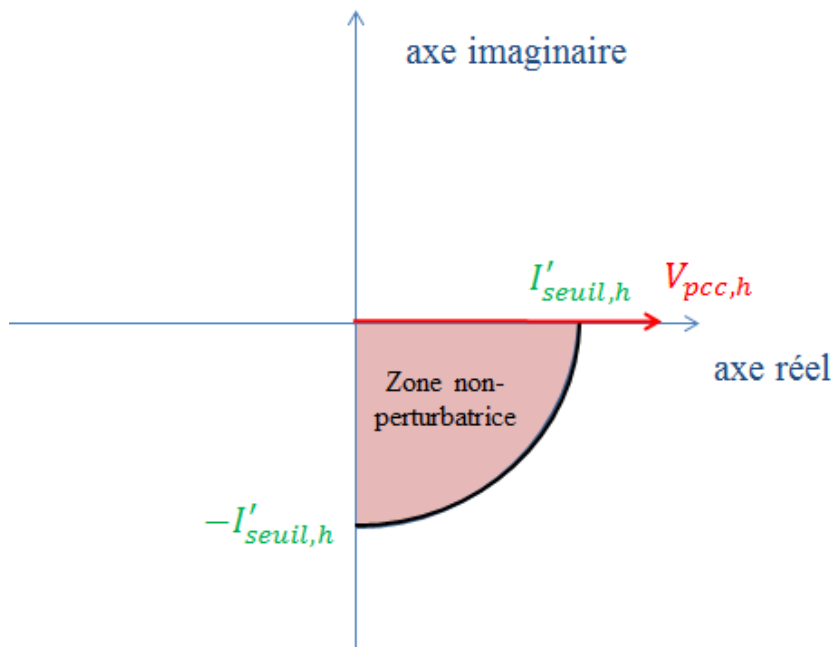


Figure 4-7 : Représentation de la zone non-perturbatrice dans le plan complexe

Un courant $I_{pcc,h}$ situé dans la zone non-perturbatrice sera considéré comme provenant de charges résistives et inductives de l'installation. Au-delà de cette zone, nous considérerons qu'une source de courant harmonique est présente dans l'installation.

2.1.3. Détermination du courant perturbateur minimal (approche finale)

De façon générale, le courant $I_{pcc,h}$ est toujours considéré comme la somme vectorielle d'un courant non-perturbateur ($I_{R,h} + I_{L,h}$) situé dans cette zone non-perturbatrice et d'un courant perturbateur ($I_{C,h} + I_{J,h}$).

En suivant le même raisonnement que précédemment, l'amplitude minimale du courant perturbateur (approche finale) peut être définie géométriquement comme étant égale à la

distance minimale entre l'extrémité du vecteur $I_{pcc,h}$ et la zone non-perturbatrice représentée Figure 4-7. Le niveau d'émission harmonique pour la méthode « 4 quadrants » est défini comme étant égal à cette distance minimale dans le plan complexe. Plusieurs exemples illustrant cette définition sont donnés sur la Figure 4-8.

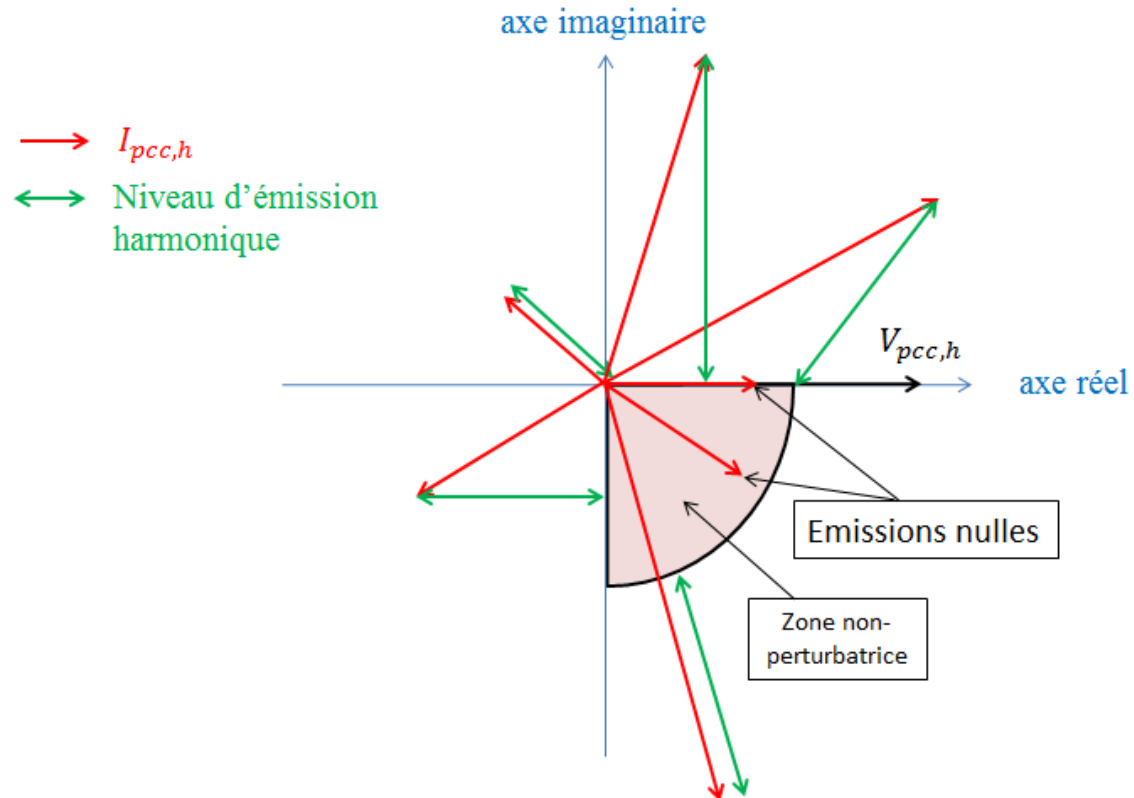


Figure 4-8 : Exemples de niveaux d'émission harmonique obtenus avec la méthode « 4 quadrants »

Le niveau d'émission harmonique correspond ainsi au courant harmonique mesuré au PCC de l'installation, auquel est soustraite une composante non-perturbatrice qui dépend de la position du courant $I_{pcc,h}$ dans le plan complexe et dont l'amplitude vaut au maximum $I'_{seuil,h}$ (seuil dépendant des caractéristiques de cette installation). Ce niveau d'émission représente l'**amplitude minimale** du courant harmonique circulant dans les charges non-linéaires et capacitatives de l'installation. Il sera important de tenir compte de cette information lors de l'élaboration des limites d'émissions si nous décidons d'utiliser cette définition. Il faudra également tenir compte du fait que ce niveau d'émission harmonique ne prend pas en compte le foisonnement possible entre le courant injecté par l'installation considérée et les courants harmoniques provenant des autres installations.

Note : pour une installation qui pollue beaucoup, son niveau d'émission sera souvent très supérieur au courant $I'_{seuil,h}$ défini en (4.3). Ce dernier n'aura alors pas beaucoup d'influence, de même que la phase du courant mesuré au PCC. Le niveau d'émission harmonique obtenu sera dans ce cas proche de l'amplitude du courant harmonique mesuré au PCC (définition 5).

Note : mathématiquement, le niveau d'émission harmonique fourni par la définition « 4 quadrants » peut prendre la forme suivante :

$$E_h = |I_{pcc,h}| - \alpha \cdot I'_{seuil,h} \quad (4.5)$$

Avec $\alpha \in [0 ; 1]$.

2.2. Définition du niveau d'émission harmonique

Dans les parties précédentes, nous avons montré le principe et l'intérêt de la méthode « 4 quadrants ». Nous avons également vu comment le niveau d'émission harmonique d'une installation pouvait être défini géométriquement dans le plan complexe. Dans cette partie, nous donnons une définition mathématique du niveau d'émission harmonique déterminé au moyen de la méthode « 4 quadrants ».

Les mesures requises pour appliquer la définition sont les suivantes :

$V_{pcc,h}$ qui est la tension harmonique au PCC de l'installation au rang h (amplitude et phase),

$I_{pcc,h}$ qui est le courant harmonique au PCC de l'installation au rang h (amplitude et phase),

$V_{pcc,1}$ qui est la tension fondamentale au PCC de l'installation (amplitude uniquement),

$I_{pcc,1}$ qui est le courant fondamental au PCC de l'installation (amplitude uniquement).

Note : ces grandeurs sont relatives à une phase. Pour les installations triphasées, il est nécessaire de relever ces grandeurs pour les trois phases.

Tout d'abord il est nécessaire de calculer le seuil en courant.

$$I'_{seuil,h} = \frac{|V_{pcc,h}|}{|Z_{eq,1}|} \text{ avec } |Z_{eq,1}| = \frac{|V_{pcc,1}|}{|I_{pcc,1}|} \quad (4.6)$$

Ensuite, à partir des amplitudes et phases des courant et tension harmoniques au PCC, nous déterminons dans quelle zone du plan complexe est situé le courant harmonique. Les différentes zones du plan sont représentées sur la Figure 4-9. Elles sont également rappelées en Annexe D.

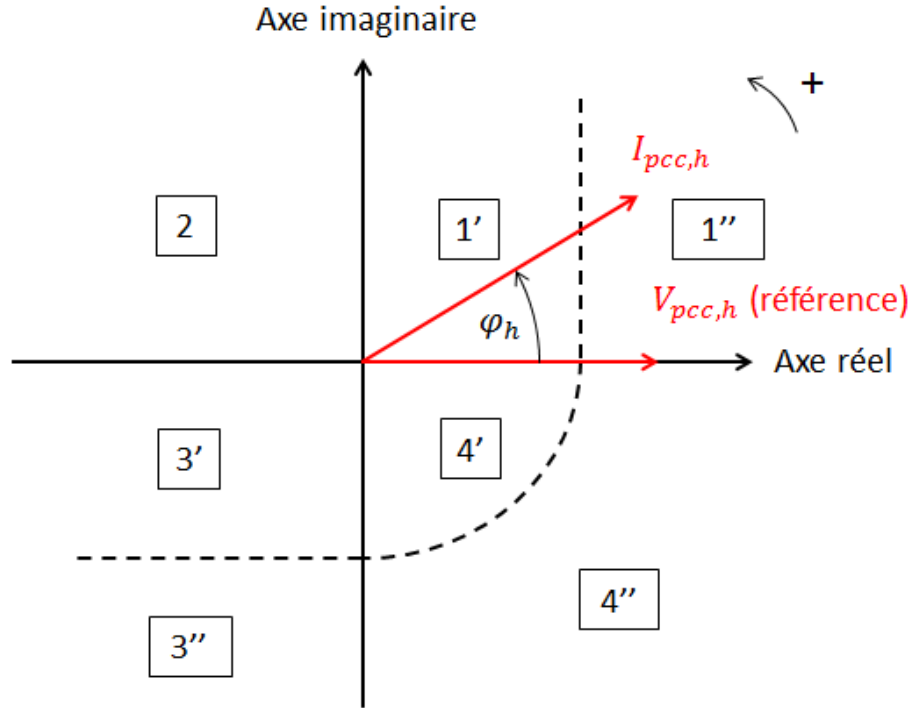


Figure 4-9 : représentation des 7 zones du plan complexe (ici le courant est situé dans la zone 1'')

Ces zones sont définies comme suit :

- Zone 1' : $\varphi'_h \in]0^\circ ; 90^\circ]$ ET $|I_{pcc,h}| \cdot \cos(\varphi'_h) \leq I'_{seuil,h}$
- Zone 1'' : $\varphi'_h \in]0^\circ ; 90^\circ]$ ET $|I_{pcc,h}| \cdot \cos(\varphi'_h) > I'_{seuil,h}$
- Zone 2 : $\varphi'_h \in]90^\circ ; 180^\circ[$
- Zone 3' : $\varphi'_h \in]180^\circ ; 270^\circ]$ ET $-|I_{pcc,h}| \cdot \sin(\varphi'_h) \leq I'_{seuil,h}$
- Zone 3'' : $\varphi'_h \in]180^\circ ; 270^\circ]$ ET $-|I_{pcc,h}| \cdot \sin(\varphi'_h) > I'_{seuil,h}$
- Zone 4' : $\varphi'_h \in [270^\circ ; 0^\circ]$ ET $|I_{pcc,h}| \leq I'_{seuil,h}$
- Zone 4'' : $\varphi'_h \in [270^\circ ; 0^\circ]$ ET $|I_{pcc,h}| > I'_{seuil,h}$

Selon la zone où est situé le courant $I_{pcc,h}$, le niveau d'émission harmonique de l'installation est alors défini par les expressions (4.7) à (4.13). Cette définition est également rappelée en Annexe D.

Dans la zone 1' :

$$E_{z1',h} = |I_{pcc,h}| \cdot \sin(\varphi'_h) \quad (4.7)$$

Dans la zone 1'' :

$$E_{z1'',h} = \sqrt{(|I_{pcc,h}| \cdot \sin(\varphi'_h))^2 + (|I_{pcc,h}| \cdot \cos(\varphi'_h) - I'_{seuil,h})^2} \quad (4.8)$$

Dans la zone 2 :

$$E_{z2,h} = |I_{pcc,h}| \quad (4.9)$$

Dans la zone 3' :

$$E_{z3',h} = -|I_{pcc,h}| \cdot \cos(\varphi'_h) \quad (4.10)$$

Dans la zone 3'' :

$$E_{z3'',h} = \sqrt{(|I_{pcc,h}| \cdot \cos(\varphi'_h))^2 + (|I_{pcc,h}| \cdot \sin(\varphi'_h) + I'_{seuil,h})^2} \quad (4.11)$$

Dans la zone 4' :

$$E_{z4',h} = 0 \quad (4.12)$$

Dans la zone 4'' :

$$E_{z4'',h} = |I_{pcc,h}| - I'_{seuil,h} \quad (4.13)$$

Note 1 : le niveau d'émission harmonique n'est jamais négatif.

Note 2 : le niveau d'émission harmonique est continu en tout point du plan complexe, y compris à la frontière de plusieurs zones adjacentes.

3. Résultats sur les cas test A à E

Dans le Chapitre 3, nous avons étudié les 8 définitions sélectionnées sur des cas de réseaux simplifiés afin de mieux identifier leurs limites respectives. Dans cette partie, nous allons également soumettre la définition « 4 quadrants » aux cinq cas test, afin de montrer, d'une part qu'elle ne comporte pas de problème rédhibitoire, et d'autre part son intérêt par rapport aux définitions 5, 6 et 7 qui ont également été retenues.

3.1. Cas A : sources harmoniques idéales

Ce cas correspond au schéma de la Figure 3-4.

Avec la définition « 4 quadrants », il est possible de se retrouver dans une situation où les deux installations ne sont pas traitées de la même manière. En effet, si les installations ont leurs courants dans des zones différentes du plan complexe, les courants non-perturbateurs retranchés à ces courants peuvent être différents. Cet exemple est représenté sur la Figure 4-10.

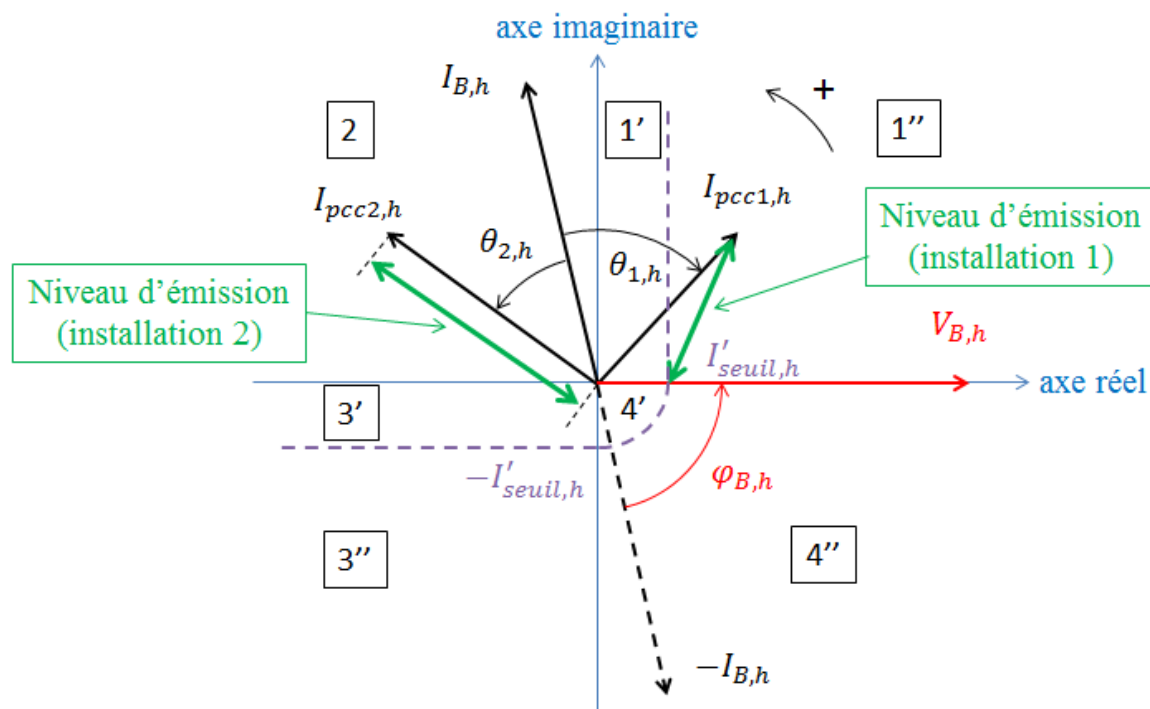


Figure 4-10 : définition « 4 quadrants » appliquée sur le cas A (exemple)

Dans cette configuration, l'installation 2 a son courant dans la zone 2. Son niveau d'émission harmonique est égal au courant mesuré à son PCC puisqu'aucun courant non-perturbateur ne lui est retranché. Ce résultat est satisfaisant car dans le cas A le courant mesuré au PCC correspond au courant harmonique injecté par sa source de courant.

L'installation 1 a en revanche son courant dans la zone 1'' et un courant non-perturbateur non-nul y est retranché. Son niveau d'émission harmonique est donc plus faible que le courant injecté par la source de courant.

La définition « 4 quadrants » comporte donc une limite similaire à celle de la définition 6 : un courant non-perturbateur peut être retranché au courant circulant au PCC. Cela peut empêcher la définition de détecter correctement certaines installations perturbatrices qui injectent un courant harmonique de faible ou moyenne amplitude sur le réseau. Néanmoins, contrairement à la définition 6 qui retranche systématiquement le courant $I'_{seuil,h}$, la définition « 4 quadrants » ne retranche ce courant maximal que si le courant harmonique mesuré au PCC de l'installation se trouve dans le quadrant 4. (Dans les autres quadrants du plan, un courant plus faible non-nul est retranché).

Par ailleurs, cet exemple montre que souvent la définition ne traite pas les deux installations de la même manière. Ici, l'installation 1 est avantagée. Toutefois, nous ne considérons pas que ce point soit rédhibitoire, car c'est le prix à payer pour réduire l'erreur commise par la définition 6 sur le niveau d'émission harmonique.

Nous en concluons que la définition « 4 quadrants » n'est pas toujours capable de détecter correctement les installations faiblement ou moyennement perturbatrices. Cependant l'erreur commise sur le niveau d'émission harmonique avec cette définition est toujours inférieure ou égale à l'erreur obtenue avec la définition 6.

3.2. Cas B : installation passive

Ce cas correspond au schéma de la Figure 3-5.

Les grandeurs complexes obtenues dans ce cas sont représentées sur la Figure 4-11.

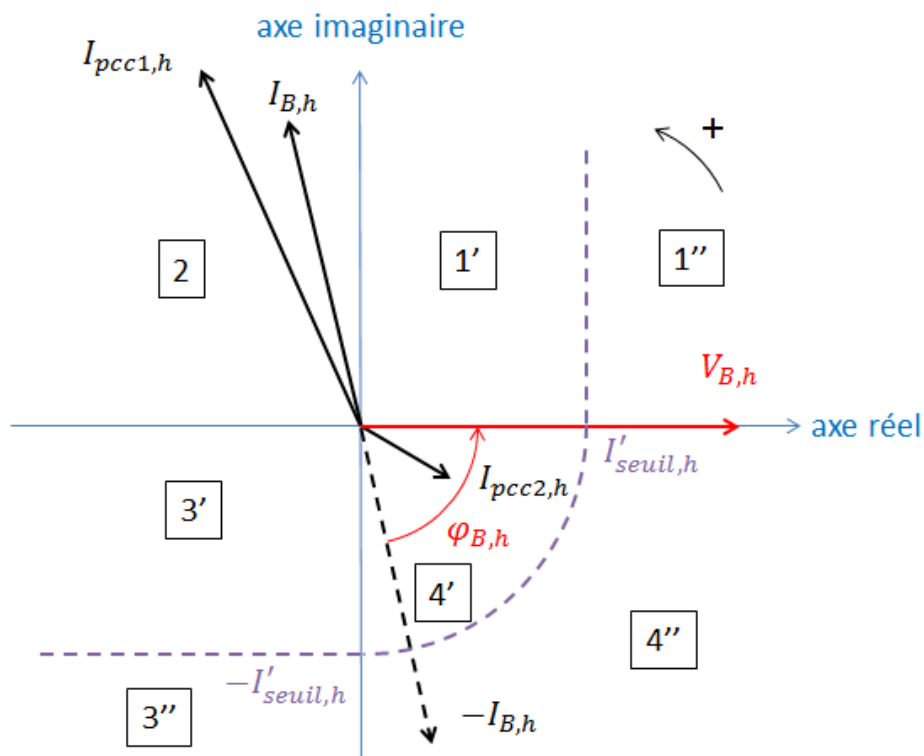


Figure 4-11 : définition « 4 quadrants » appliquée sur le cas B (exemple)

Tout d'abord, nous constatons que l'installation 2 a toujours un niveau d'émission harmonique nul. En effet, son courant harmonique est dans le quadrant 4. De plus, le module de l'impédance d'une charge de type inductif augmente avec la fréquence. Ainsi, nous avons (pour $h > 1$) :

$$|Z_{eq2,1}| < |Z_{c2,h}| \quad (4.14)$$

où :

$Z_{eq2,1}$ est l'impédance équivalente de l'installation 2 à la fréquence fondamentale.

$Z_{c2,h}$ est l'impédance équivalente de l'installation 2 au rang h .

Donc :

$$|I_{pcc2,h}| \left(= \frac{|V_{B,h}|}{|Z_{c2,h}|} \right) < |I'_{seuil2,h}| \left(= \frac{|V_{B,h}|}{|Z_{eq2,1}|} \right) \quad (4.15)$$

Le courant harmonique mesuré au PCC de l'installation 2 est donc toujours dans la zone 4', ce qui conduit à un niveau d'émission harmonique nul d'après la définition.

Concernant l'installation 1, nous pouvons voir d'après la Figure 4-11 que, comme le courant $I_{B,h}$ est toujours dans le quadrant 2, son courant $I_{pcc1,h}$ est également toujours dans le quadrant 2 du plan complexe. Son niveau d'émission harmonique est donc égal à l'amplitude du courant injecté par sa source de courant.

Pour le cas B, nous obtenons donc des résultats tout à fait satisfaisants avec la définition « 4 quadrants ».

3.3.Cas C : installations « Norton »

Ce cas correspond au schéma de la Figure 3-6.

Pour le cas C, nous considérons pour chaque installation l'ensemble {source de courant $I_{c,h}$ + impédance équivalente $Z_{c,h}$ }. Etant donné que leurs courants respectifs, $-I_{c,h}$ et $I_{n,h}$, se somment vectoriellement dans le courant $I_{pcc,h}$, l'impédance équivalente peut avoir un impact sur le niveau d'émission harmonique de l'installation :

- Si la source de courant harmonique injecte dans le quadrant 2, la présence de l'impédance équivalente diminue le niveau d'émission harmonique de l'installation (par rapport à la source de courant seule). L'impact positif de l'impédance sur la qualité de la tension est donc pris en compte.
- Si en revanche la source de courant harmonique injecte dans un des autres quadrants, la présence de l'impédance équivalente peut éventuellement conduire à un niveau d'émission harmonique plus élevé qu'avec la source de courant seule (voir Figure

4-12). Cela peut sembler à première vue contradictoire avec l'impact bénéfique de l'impédance, mais nous allons voir que ce phénomène n'est pas gênant, au contraire.

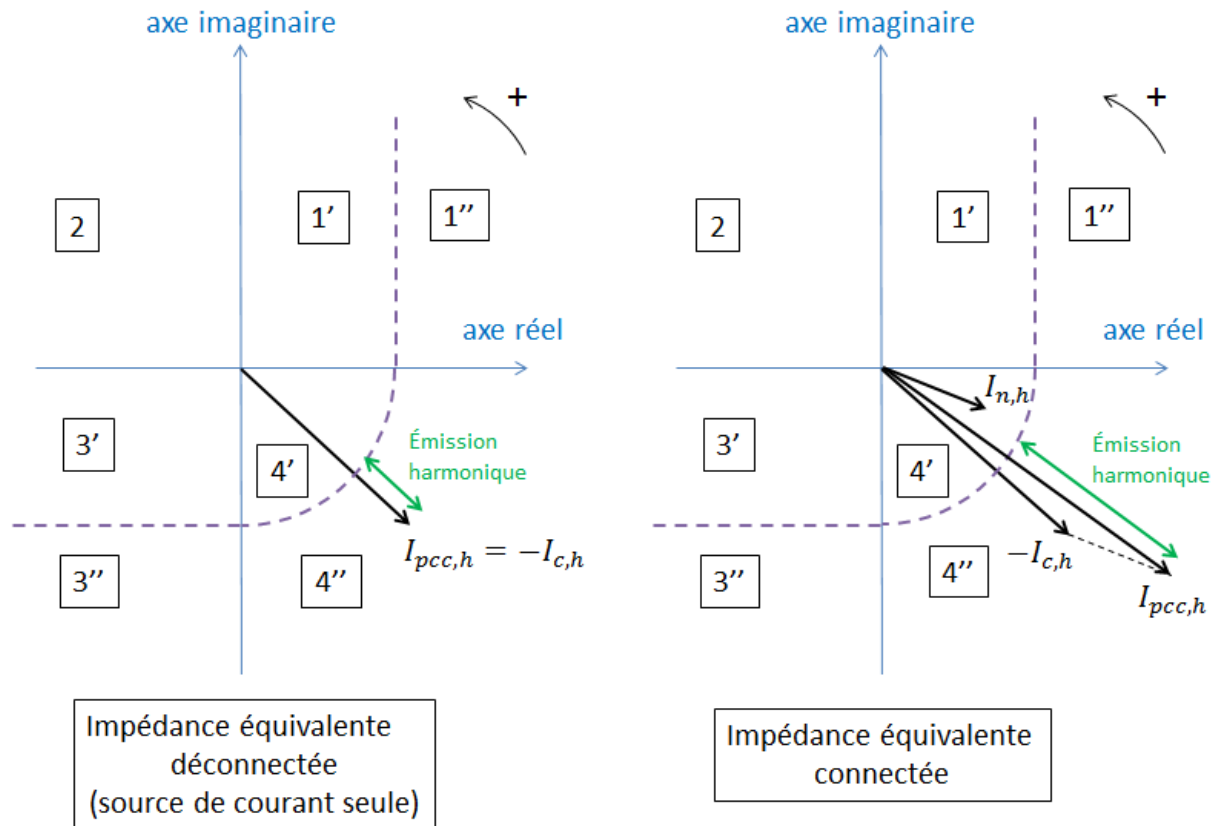


Figure 4-12 : impact du raccordement de l'impédance équivalente $Z_{c,h}$ (exemple)

Sur la Figure 4-12, $I_{c,h}$ représente le courant qui est injecté par la source de courant de l'installation et $I_{n,h}$ le courant qui circule dans l'impédance équivalente de l'installation. Dans cet exemple où le courant $I_{pcc,h}$ est dans la zone 4'', nous constatons que le raccordement de l'impédance équivalente augmente le niveau d'émission harmonique de l'installation. Ceci n'est pas gênant, pour la raison suivante :

- Initialement, lorsque la source de courant est seule, le courant $I'_{seuil,h}$ est retranché à tort au courant qui circule au PCC de l'installation. Le niveau d'émission harmonique est donc sous-estimé par rapport au courant injecté par l'installation.
- Lorsque l'impédance est raccordée, il circule un courant $I_{n,h}$ dans cette impédance, situé dans la zone 4', ce qui conduit à une augmentation du courant au PCC, et donc du niveau d'émission harmonique de l'installation. Le courant retranché $I'_{seuil,h}$ est alors plus proche du courant circulant réellement dans l'impédance et le niveau d'émission harmonique se rapproche donc du courant réellement injecté par l'installation.

Nous avons également vérifié que ce phénomène (l'augmentation possible du niveau d'émission harmonique lors de la prise en compte de l'impédance équivalente de

l'installation) n'était pas gênant lorsque le courant $I_{pcc,h}$ est situé dans une autre zone du plan complexe.

Remarque : telle qu'est construite la définition « 4 quadrants », le niveau d'émission harmonique est toujours **au maximum** égal à l'amplitude du courant harmonique injecté par la source de courant de l'installation.

Nous en concluons que l'erreur commise par la définition « 4 quadrants » pour le cas C (en présence de l'impédance équivalente de l'installation) est plus faible que pour le cas A (en l'absence d'impédance équivalente).

3.4. Cas D : résonance

Ce cas correspond au schéma de la Figure 3-7.

Les grandeurs vectorielles associées à ce cas sont représentées sur la Figure 3-17.

Le niveau d'émission harmonique de l'installation 1 (source de courant) dépend du rang considéré :

- Si le rang harmonique est situé en-dessous de la fréquence de résonance, sa source injecte un courant harmonique dans le quadrant 2. Son niveau d'émission harmonique est alors égal à l'amplitude du courant injecté.
- Si le rang harmonique est situé autour ou au-delà de la fréquence de résonance, sa source injecte un courant harmonique dans la zone 3' ou 3'' (cf. Figure 3-18). Dans ce cas une composante non-perturbatrice (inférieure à $I'_{seuil,h}$) est retranchée au courant injecté par la source.

Comme dans le cas A, il est donc possible que le niveau d'émission harmonique de l'installation 1 soit inférieur au courant injecté par sa source de courant.

Concernant l'installation 2, son niveau d'émission harmonique est toujours égal à l'amplitude du courant dans sa batterie de condensateurs, étant donné que ce courant est situé à la frontière entre les zones 1' et 2, de par la nature purement capacitive de la charge. L'impact de la batterie de condensateurs est donc bien pris en compte aux fréquences basses. En revanche, aux fréquences hautes, la batterie de condensateurs a pour effet de filtrer les courants harmoniques, et donc d'améliorer la qualité de la tension sur le réseau. Pourtant l'installation 2 est tout de même pénalisée aux fréquences hautes par la définition. Au même titre que les définitions 5 et 6, ce dernier point constitue une limite de la définition « 4 quadrants ».

3.5. Cas E : impact des impédances de lignes

Ce cas correspond au schéma de la Figure 3-8.

Les grandeurs vectorielles associées à ce cas sont représentées sur la Figure 3-19.

Pour ce cas, les niveaux d'émission harmonique des deux installations sont différents de ceux obtenus pour le cas A. Les impédances de lignes créent en effet une chute de tension entre le jeu de barres et les installations et modifient ainsi les phases respectives des tensions harmoniques aux PCC des installations.

Cela modifie les angles φ'_h et donc le calcul des niveaux d'émission harmonique des installations. Cependant, comme le courant non-perturbateur circulant dans une installation dépend de la tension $V_{pcc,h}$ à ses bornes, le principe de la méthode « 4 quadrants » reste solide en présence d'impédances de ligne.

4. Bilan théorique de la définition « 4 quadrants »

La définition « 4 quadrants » est un compromis entre les définitions 5 et 6, qui ont également été retenues dans le bilan dressé à la fin du Chapitre 3. Elle consiste à mesurer tout d'abord le courant qui se trouve au PCC d'une installation, puis à y retrancher une composante non-perturbatrice qui varie selon la position du courant harmonique mesuré au PCC dans le plan complexe.

La façon de définir cette composante non-perturbatrice constitue le principal avantage de la définition « 4 quadrants », car elle permet d'obtenir un niveau d'émission harmonique plus cohérent avec l'impact réel de l'installation. La définition « 4 quadrants » combine ainsi les avantages des définitions 5 et 6, à savoir qu'elle ne retranche une composante non-perturbatrice que lorsque c'est nécessaire.

L'application de la définition « 4 quadrants » sur les cas A à E a néanmoins permis d'identifier les limites suivantes :

- Comme avec la définition 6, la définition « 4 quadrants » n'est pas toujours capable de détecter correctement les installations faiblement et moyennement perturbatrices. Cependant l'erreur commise sur le niveau d'émission harmonique avec cette définition est inférieure ou égale à l'erreur obtenue avec la définition 6.
- Comme avec les définitions 5 et 6, les batteries de condensateurs sont pénalisées aux fréquences hautes.

Dans le Chapitre 5, nous allons tester en simulation la définition « 4 quadrants », ainsi que les définitions 5, 6 et 7 qui ont également été retenues. Nous utiliserons pour cela un réseau plus réaliste afin de mettre en application ces 4 définitions et pouvoir les comparer.

Chapitre 5. Etude des définitions retenues en simulation

Les études menées dans le Chapitre 3 nous ont permis d'identifier trois définitions pouvant répondre à notre besoin :

- La définition 5 consistant à mesurer l'amplitude du courant harmonique au PCC d'une installation.
- La définition 6 consistant à comparer le comportement harmonique d'une installation avec celui d'une charge résistive ayant la même puissance active.
- La définition 7 consistant à faire la projection vectorielle du courant harmonique mesuré au PCC d'une installation sur le courant harmonique au jeu de barres.

Suite à l'analyse des avantages et inconvénients ayant pu être observés sur les définitions étudiées, nous avons également proposé **une nouvelle définition** dans le Chapitre 4 : la définition « 4 quadrants ». Son but est de réaliser un compromis entre les définitions 5 et 6, afin de conserver leurs avantages respectifs, en retranchant au courant mesuré au PCC d'une installation une composante non-perturbatrice qui varie selon le comportement de l'installation.

Par la suite, ces définitions seront notées, dans l'ordre évoqué ci-dessus, de la façon suivante :

- « Courant seul » pour la définition 5
- « Comparaison R » pour la définition 6
- « Projection IB » pour la définition 7
- « 4 quadrants » pour la définition « 4 quadrants »

Les aspects théoriques de ces quatre définitions ont été étudiés sur des cas test et n'ont pas montré de problèmes critiques. Nous allons à présent les tester en simulation sur un réseau plus réaliste afin de valider leur bon fonctionnement sur un cas pratique et déterminer laquelle de ces définitions évalue le mieux le niveau d'émission harmonique d'une installation. Toutes les simulations sont réalisées avec le logiciel Matlab© Simulink – SimPowerSystems.

1. Présentation du réseau utilisé pour les simulations

1.1. Caractéristiques du réseau

Nous avons choisi d'utiliser un réseau dont la topologie est dérivée d'un réseau CIGRE [JAN13]. Il s'agit d'un réseau HTA à 20kV avec un transformateur HTB/HTA de puissance nominale 36MVA ($u_{cc} = 17\%$) alimentant 14 installations réparties sur 2 départs. Initialement, ce réseau ne comportait que des charges linéaires définies par leurs puissances actives et réactives (et modélisées par des charges RL série ou parallèle). Il était donc dépourvu de charges perturbatrices. Ce réseau est représenté sur la Figure 5-1. Les valeurs des

puissances actives et réactives consommées par les installations, ainsi que les caractéristiques des lignes et des câbles, sont données en Annexe A.

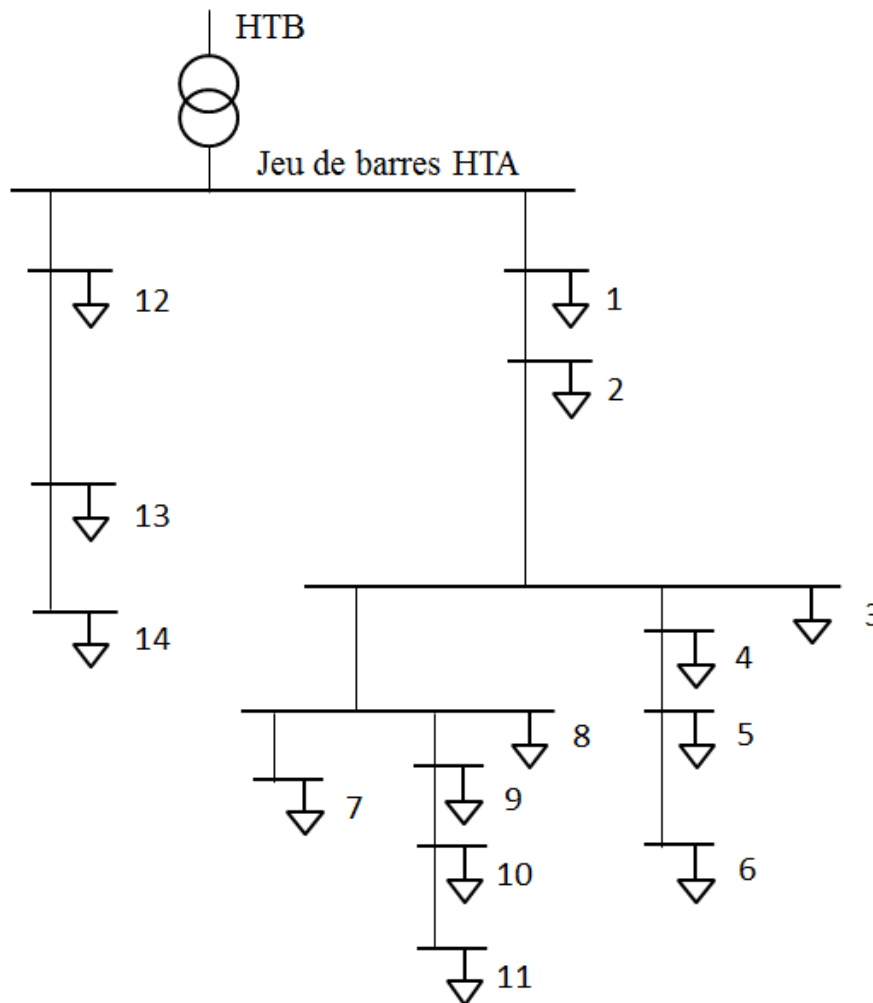


Figure 5-1 : Topologie du réseau utilisé pour les simulations

1.2.Placement et caractéristiques des installations perturbatrices

Afin de pouvoir étudier le comportement des quatre définitions, nous avons modifié six de ces installations en les modélisant par les charges perturbatrices suivantes :

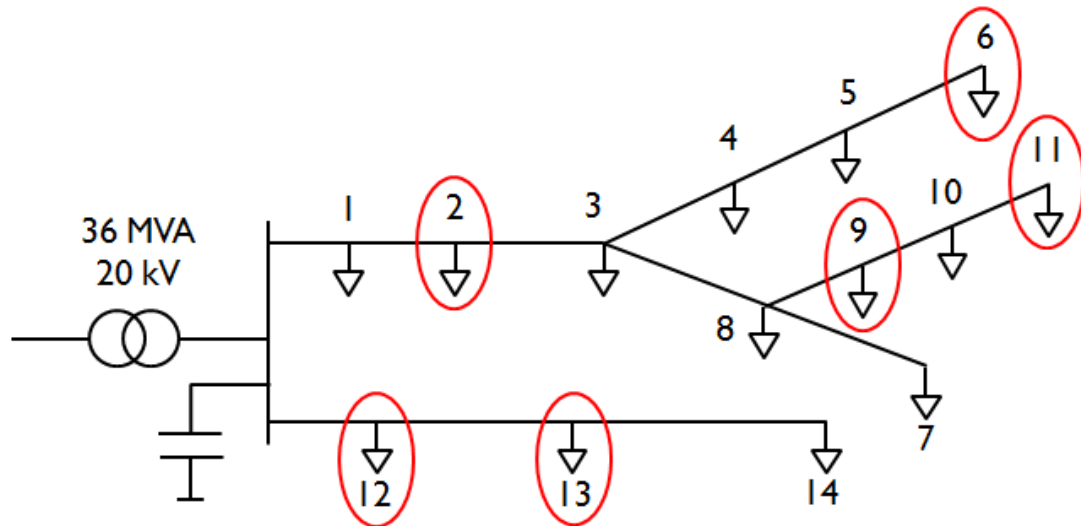
- 2 convertisseurs de type « pont de diodes » alimentant des charges RC parallèle (installations 6 et 13).
- 2 convertisseurs de type « pont à thyristors » alimentant des charges RL série (installations 2 et 11).
- 2 batteries de condensateurs en parallèle avec les charges existantes (installations 9 et 12).

Note : les ponts à thyristors sont réglés avec $\alpha = 30^\circ$ (α : angle d'amorçage des thyristors) en régime nominal.

Une présentation générale des convertisseurs à diodes et à thyristors utilisés comme charges perturbatrices sur ce réseau est donnée dans les Annexes B et C.

En outre, nous avons également intégré la possibilité de connecter une batterie de condensateurs directement au jeu de barres pour compenser une partie de la puissance réactive consommée par l'ensemble du réseau. Celle-ci sera utilisée lors des tests de robustesse (§4 de ce chapitre) pour étudier l'influence de la fréquence de résonance sur les définitions.

Le réseau ainsi obtenu est représenté schématiquement sur la Figure 5-2.



Nature des charges perturbatrices :

2 : pont à thyristors (500 kVA)	11 : pont à thyristors (300 kVA)
6 : pont de diodes (500 kVA)	12 : banc de capa (160 kvar)
9 : banc de capa (300 kvar)	13 : pont de diodes (300 kVA)

Figure 5-2 : réseau retenu (avec les charges perturbatrices)

Le placement des installations perturbatrices a été choisi de façon à satisfaire les deux points suivants :

- Une répartition des installations perturbatrices sur les 2 départs.
- Pour chacun des 3 types d'installation perturbatrice (pont de diodes, pont à thyristors, batterie de condensateurs), une installation est placée loin du jeu de barres, et l'autre proche du jeu de barres.

Cette répartition n'a pas pour but d'obtenir un réseau HTA moyen, mais simplement de pouvoir tester les définitions sur un cas où la localisation et la nature des installations perturbatrices sont suffisamment variées.

Note : les charges du réseau sont équilibrées. Nous représenterons donc les différentes grandeurs (tensions, courants, niveaux d'émission harmonique) pour une seule phase.

1.3. Analyse du comportement du réseau

Avant d'appliquer les définitions sur les différentes installations du réseau et d'analyser leurs résultats, il est nécessaire de réaliser une pré-étude afin de caractériser le comportement perturbateur ou non des installations. Nous allons pour cela procéder en deux étapes. Nous mettrons tout d'abord en évidence l'impact individuel de chacune des installations, en les connectant séparément. Ensuite, nous étudierons l'impact de plusieurs installations connectées simultanément, afin d'étudier leurs couplages, et notamment l'impact des batteries de condensateurs dont le niveau d'émission harmonique dépend principalement des perturbations déjà présentes sur le réseau.

1.3.1. Impact individuel des installations

Pour étudier l'impact individuel des installations, nous allons suivre le plan de connexion suivant, représenté sur la Figure 5-3.

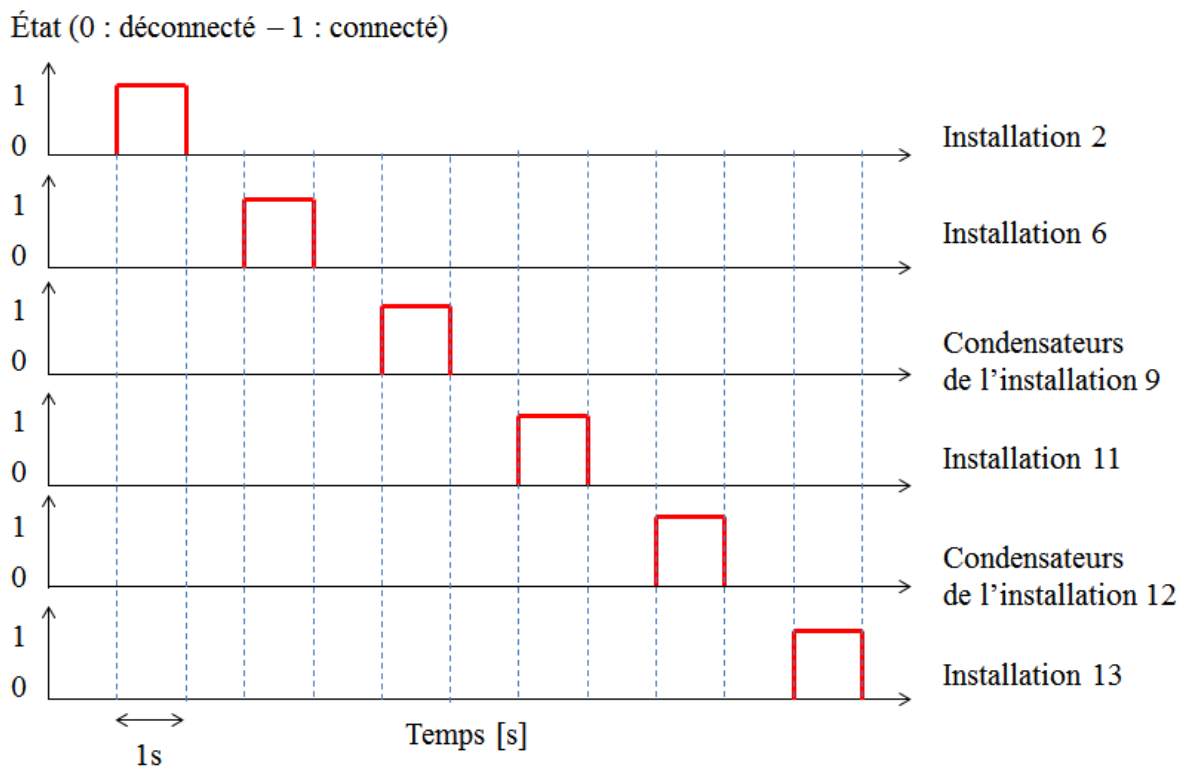


Figure 5-3 : plan de connexion (effets individuels)

Dans ce plan de connexion, les six charges perturbatrices sont raccordées séparément, une par une. Les connexions et déconnexions sont séparées d'une durée de 1 seconde, ce qui est largement suffisant car le temps d'établissement du régime permanent après une variation est toujours inférieur à 100ms dans notre cas. Durant toute la simulation, l'ensemble des installations non-perturbatrices et les charge RL des installations 9 et 12 sont connectées au réseau. La capacité au jeu de barres est quant à elle déconnectée.

Comme indicateurs de la pollution harmonique sur le réseau, nous choisissons d'observer les niveaux de tension harmonique au jeu de barres, car ils sont généralement représentatifs du

niveau de tension minimal sur l'ensemble du réseau. Après simulation du plan de connexion de la Figure 5-3, nous obtenons le résultat représenté sur la Figure 5-4.

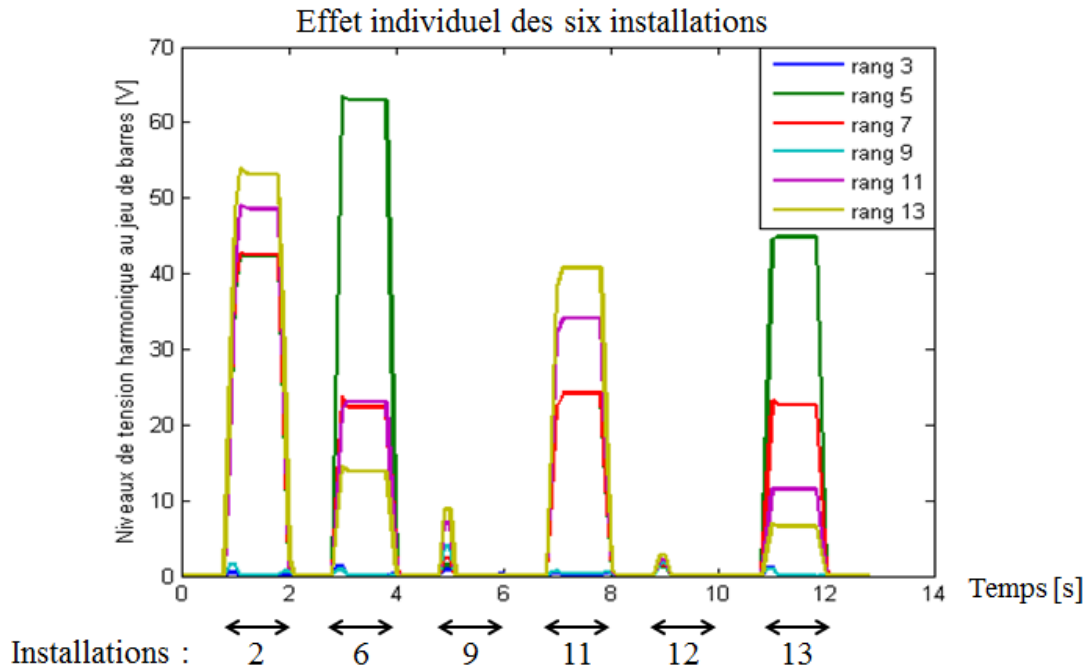


Figure 5-4 : effet individuel des installations

Les valeurs FFT sont calculées toutes les 100ms, sur des fenêtres temporelles de 200ms. Nous avons ainsi un recouvrement de 100ms sur chaque fenêtre calculée.

Nous remarquons que les installations 2, 6, 11 et 13 ont clairement un impact individuel, qui reste constant pendant leur durée de connexion.

- Nous observons que les ponts à thyristors (installations 2 et 11) génèrent plus de tension harmonique aux rangs 11 et 13, tandis que les ponts de diodes (installations 6 et 13) vont principalement générer des tensions harmoniques au rang 5.
- Nous constatons également que les harmoniques de rangs 3 et 9 sont nuls, ce qui est logique étant donné qu'il s'agit d'un réseau triphasé 3 fils équilibré.
- La dernière observation que nous pouvons faire ici concerne les batteries de condensateurs (installations 9 et 12). Nous remarquons en effet qu'elle génèrent un peu d'harmonique durant un court instant au moment de leur raccordement, puis que les niveaux retombent rapidement à zéro. Ce phénomène correspond à l'enclenchement des batteries de condensateurs, qui peuvent (selon la valeur de la tension instantanée à cet instant-là) générer un régime transitoire contenant un spectre riche (incluant notamment les rangs 3 et 9). Sur la Figure 5-5, nous avons représenté l'allure des formes d'onde des tensions simples durant ce régime transitoire.

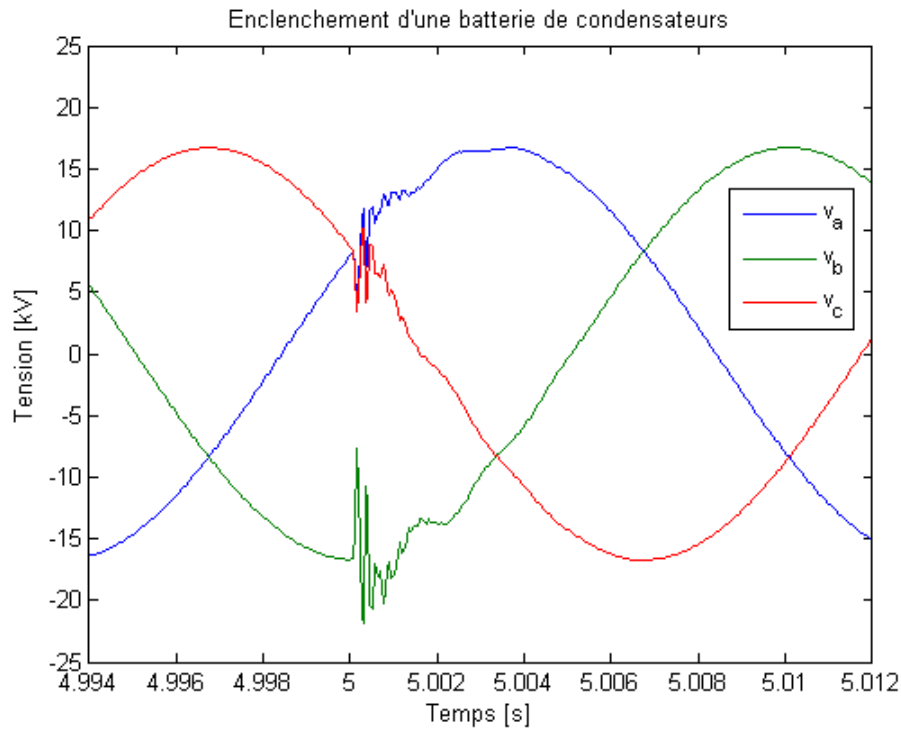


Figure 5-5 : enclenchement d'une batterie de condensateurs à 5s (installation 9)

Ce régime transitoire est très court. Le régime permanent (sans harmoniques) est rétabli au bout d'un quart de période. Etant donné que nous cherchons une définition qui soit capable d'évaluer le niveau d'émission harmonique d'une installation en régime permanent, nous pouvons considérer que, sans perturbations extérieures, les batteries de condensateurs ne génèrent pas de perturbations harmoniques.

1.3.2. Couplage entre les installations non-linéaires.

Nous pouvons voir les différents couplages existant entre les charges non-linéaires (installations 2, 6, 11 et 13) en utilisant le plan de connexion présenté dans le Tableau 5-1.

Tableau 5-1 : plan de connexion pour tester les couplages entre les installations non-linéaires

Cas n°	Temps [s]	Etat [0 : déconnecté - 1 : connecté]			
		Installation 2	Installation 6	Installation 11	Installation 13
1	de 1 à 2	0	0	0	1
2	de 3 à 4	0	0	1	0
3	de 5 à 6	0	0	1	1
4	de 7 à 8	0	1	0	0
5	de 9 à 10	0	1	0	1
6	de 11 à 12	0	1	1	0
7	de 13 à 14	0	1	1	1
8	de 15 à 16	1	0	0	0
9	de 17 à 18	1	0	0	1
10	de 19 à 20	1	0	1	0
11	de 21 à 22	1	0	1	1
12	de 23 à 24	1	1	0	0
13	de 25 à 26	1	1	0	1
14	de 27 à 28	1	1	1	0
15	de 29 à 30	1	1	1	1

Remarque : durant ce test, les batteries de condensateurs des installations 9 et 12 sont déconnectées.

Grâce à ce plan de connexion, nous balayons l'ensemble des possibilités de couplages entre les quatre installations non-linéaires (15 cas possibles). Nous nous intéressons aussi ici à l'évolution du niveau des tensions harmoniques au jeu de barres durant le test. Les résultats obtenus sont représentés sur la Figure 5-6.

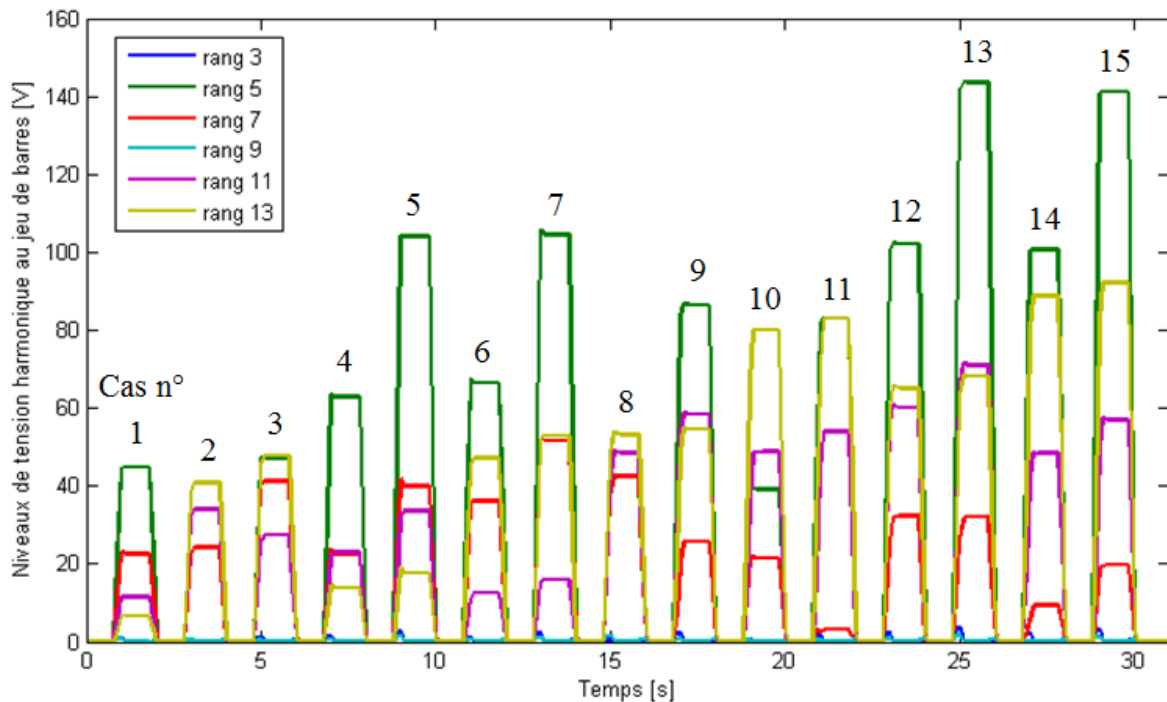


Figure 5-6 : test de couplage entre les installations non-linéaires

Nous pouvons voir que, selon la combinaison des installations connectées au réseau, il est possible d'obtenir des niveaux de tension harmoniques variés. En particulier, nous constatons que, dans les conditions présentes, il y a du foisonnement entre les différentes installations non-linéaires pour certains rangs. Par exemple :

- Au rang 11, l'installation 13 génère seule un niveau de tension harmonique de 12V au jeu de barres (cas n°1).
- A ce même rang, l'installation 11 génère seule un niveau de tension harmonique de 35V au jeu de barres (cas n°2).
- Lorsque les installations 11 et 13 sont raccordées en même temps (cas n°3), le niveau de tension harmonique au rang 11 n'est que de 27V, ce qui prouve qu'il y a du foisonnement entre ces deux installations pour ce rang harmonique.

Nous pouvons toutefois noter que, même en présence de foisonnement, les niveaux de tension harmonique ont tendance à être plus élevés quand il y a plus d'installations connectées sur le réseau.

1.3.3. Couplage entre les installations non-linéaires et les batteries de condensateurs.

Nous avons vu dans le §1.3.1 de ce chapitre que les batteries de condensateurs (installations 9 et 12) n'avaient pas d'impact individuel sur les niveaux de tension harmonique, hormis durant un bref régime transitoire. Pourtant, ces installations peuvent avoir un impact non nul sur les niveaux de tension harmonique durant leurs périodes de connexion, à cause de leur couplage avec les sources de courants harmoniques. Nous allons illustrer ce phénomène dans ce paragraphe.

Le plan de connexion combinatoire présenté dans le Tableau 5-1 nous permet d'établir un nouveau plan de connexion afin de mettre en évidence l'impact des installations équipées de batteries de condensateurs. En effet, nous avons vu que théoriquement leurs niveaux d'émission harmonique dépendaient en partie des niveaux de tension harmonique présents sur le réseau. Ici, nous nous servons des différents niveaux de tension que peuvent générer les quatre installations non-linéaires (cf. Figure 5-6) pour montrer le comportement de ces charges capacitives.

Pour cela, nous classons les combinaisons d'installations décrites dans le Tableau 5-1 selon l'ordre croissant des niveaux de tension harmonique obtenus au jeu de barres (en se référant aux résultats de la Figure 5-6). Pendant chacune de ces combinaisons nous connectons l'une après l'autre les batteries de condensateurs des installations 9 et 12. Le principe de ce plan de connexion est illustré sur la Figure 5-7 pour les deux premières combinaisons d'installations conduisant aux deux niveaux de tension harmonique les plus faibles.

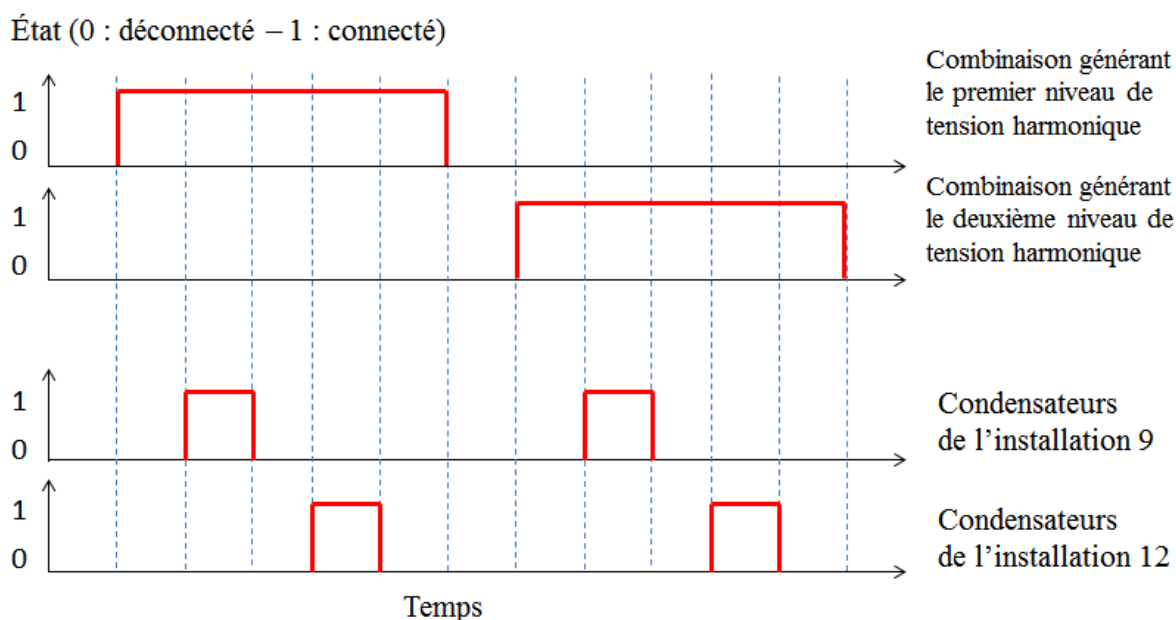


Figure 5-7 : principe du plan de connexion pour montrer l'impact des batteries de condensateurs

Sur la Figure 5-8, nous pouvons voir les résultats issus de ce plan de connexion (appliqué au rang 5).

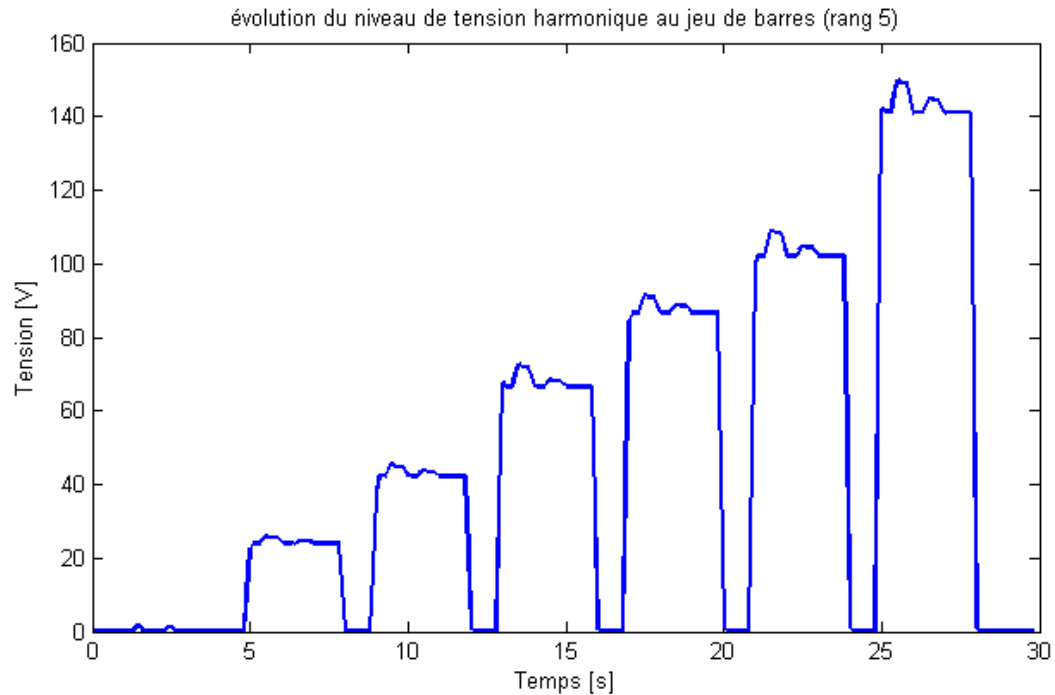


Figure 5-8 : mise en évidence de l'impact des batteries de condensateurs (rang 5)

Pour générer les six niveaux de tension représentés sur la Figure 5-8, nous avons utilisé, dans l'ordre, les combinaisons d'installations non-linéaires correspondant aux cas n° 2, 8, 6, 9, 12 et 15 (cf. Tableau 5-1). Durant chacun des niveaux de tension générés, nous constatons une première variation qui est causée par la batterie de condensateurs de l'installation 9, puis une deuxième causée par la batterie de condensateur de l'installation 12.

Pour aller plus loin, nous avons tracé sur la Figure 5-9 les variations des niveaux de tension harmonique produites par chaque batterie de condensateurs en fonction du niveau de tension harmonique présent initialement au jeu de barres.

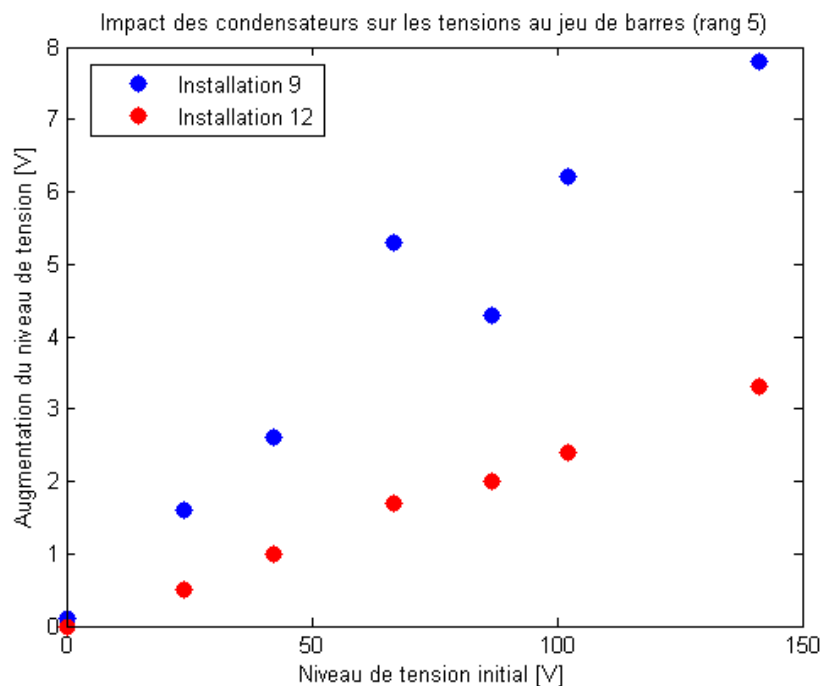


Figure 5-9 : impact des batteries de condensateurs sur le niveau de tension harmonique au jeu de barres

Nous constatons la tendance attendue : plus le niveau de tension harmonique initial est important, plus le raccordement d'une batterie de condensateurs produit une variation importante de ce niveau de tension harmonique. Nous pouvons également constater que l'installation 9 semble avoir plus d'impact que l'installation 12. Cela paraît logique étant donné que la batterie de condensateurs de l'installation 9 fournit plus de réactif (cf. Figure 5-2).

Note : les écarts que nous constatons pour l'installation 9 (par rapport à une tendance linéaire) sont dus aux variations de tension le long des lignes, qui dépendent également de la répartition des charges perturbatrices sur le réseau en fonction des combinaisons utilisées.

Nous pouvons donc en conclure qu'en présence de perturbations, les batteries de condensateurs (installations 9 et 12) ont également des niveaux d'émission harmonique non-nuls, tout comme les installations non-linéaires.

2. Principe du calcul des niveaux d'émission harmonique

Dans cette partie, nous rappelons brièvement sous forme de schémas bloc comment sont calculés les niveaux d'émission harmonique d'une installation pour chacune des définitions retenues. Etant donné que le réseau est supposé équilibré, nous présentons les résultats pour une phase seulement. Nous rappelons que les niveaux d'émission harmonique sont calculés sur des fenêtres temporelles de 200ms, toutes les 100ms, ce qui donne un recouvrement de 100ms sur chaque fenêtre calculée.

2.1. Définition « courant seul »

Il s'agit de la définition 5. Son principe de calcul est illustré sur la Figure 5-10.

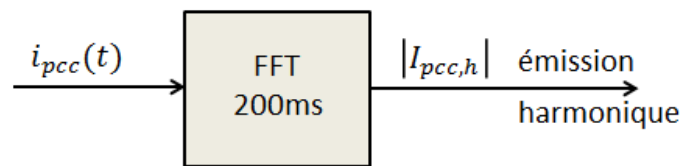


Figure 5-10 : définition « courant seul » - principe de calcul

Nous appliquons simplement une FFT sur le courant mesuré au PCC de l'installation pour obtenir son niveau d'émission harmonique.

2.2. Définition « comparaison R »

Il s'agit de la définition 6. Son principe consiste à retrancher une composante non-perturbatrice au résultat obtenu avec la définition « courant seul ». Son calcul est illustré sur la Figure 5-11.

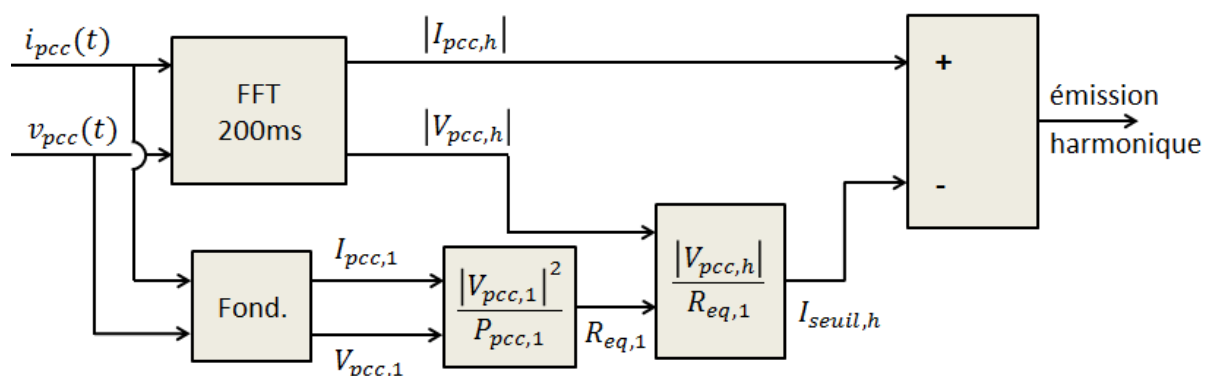


Figure 5-11 : définition « comparaison R » - principe de calcul

Avec cette définition, nous nous servons également de la mesure de la tension simple, ce qui permet de calculer la composante non-perturbatrice à retrancher.

2.3. Définition « projection IB »

Il s'agit de la définition 7. Son principe de calcul est illustré sur la Figure 5-12.

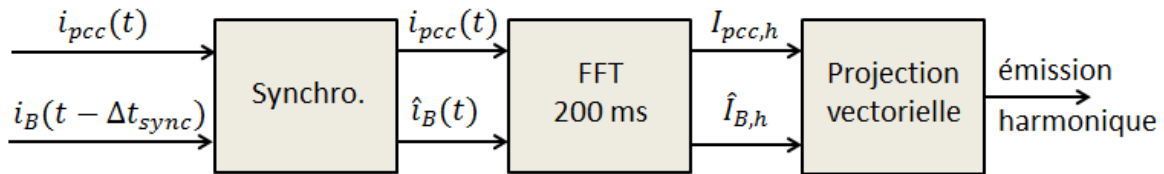


Figure 5-12 : définition « projection IB » - principe de calcul

Le terme Δt_{sync} correspond au décalage temporel entre les horloges des appareils de mesures situés au PCC de l'installation et au jeu de barres du réseau (erreur de synchronisation). En conséquence, une phase de synchronisation est nécessaire entre les deux courants (1^{er} bloc). Dans notre cas, comme il s'agit d'une étude en simulation, nous n'aurons pas à réaliser la synchronisation de ces deux courants. Il faut toutefois être conscient qu'en pratique, cette étape peut être une source d'erreur.

2.4. Définition « 4 quadrants »

Il s'agit de la définition proposée dans le Chapitre 4. Son principe de calcul est illustré sur la Figure 5-13.

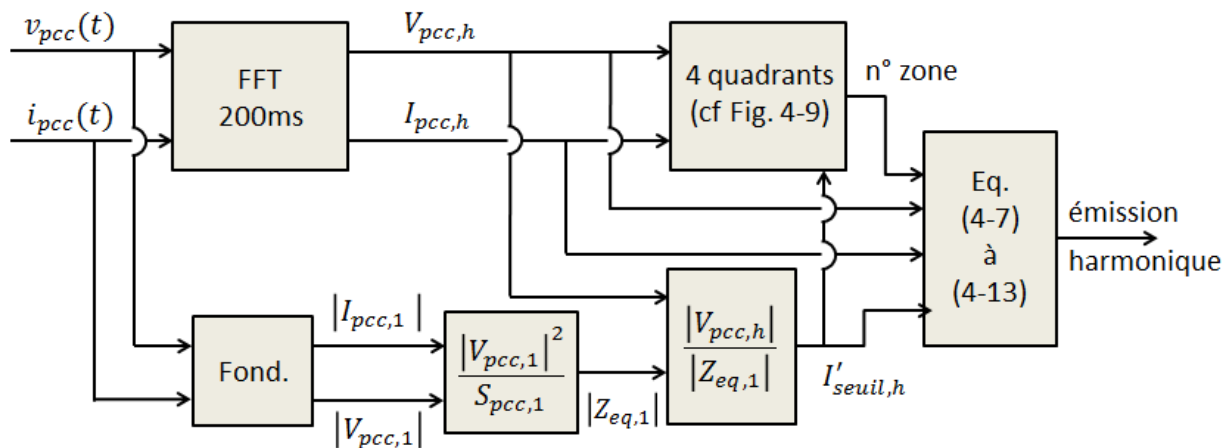


Figure 5-13 : définition « 4 quadrants » - principe de calcul

Le principe de cette définition est assez proche de la définition « comparaison R ». La principale différence est qu'ici, nous ne retranchons que partiellement, voire pas du tout, la composante non-perturbatrice en fonction de la zone dans laquelle se situe le courant harmonique par rapport à la tension harmonique dans le plan complexe.

Note : une autre différence avec la définition « comparaison R » est qu'ici, la composante non-perturbatrice ($I'_{seuil,h}$) est définie à partir de la puissance apparente de l'installation ($S_{pcc,1}$), et non de sa puissance active ($P_{pcc,1}$).

3. Simulations & Analyses

Dans cette partie, nous allons principalement nous intéresser à l'évolution des niveaux d'émission harmonique des différentes installations au cours du temps, pour chacune des quatre définitions. Nous rappelons qu'étant donné que ces définitions fournissent toutes un résultat en courant du même ordre de grandeur (au maximum le module du courant circulant au PCC de l'installation), il est possible de tracer les résultats issus de plusieurs définitions sur un même graphe, afin de pouvoir les comparer.

L'étude de l'évolution temporelle des niveaux d'émission harmonique fournit un grand nombre de résultats à analyser, sachant qu'il y a 14 installations sur le réseau, et que l'on peut étudier les niveaux d'émission harmonique pour n'importe quel rang. Nous présentons donc, comme pour le Chapitre 3, uniquement les résultats les plus significatifs, qui mettent en avant les avantages et inconvénients que nous avons relevés pour les diverses définitions. Afin d'expliquer certaines observations, nous les accompagnons de schémas représentant les grandeurs concernées dans le plan complexe.

Dans cette partie, nous nous intéresserons également à la pertinence des résultats fournis par chacune des définitions, sujet que nous avons déjà abordé dans le Chapitre 3. Nous analyserons pour cela le lien qui existe entre les niveaux de tension harmonique sur le réseau et les niveaux d'émission harmoniques fournis par les définitions pour les diverses installations.

3.1. Plan de connexion des installations

Tout d'abord, nous présentons le plan de connexion qui est utilisé dans toutes les études en simulation décrites dans cette partie. Là aussi, tout comme pour le choix du placement des installations perturbatrices sur le réseau, l'ordre de connexion choisi n'a pas pour vocation de couvrir un cas « moyen », mais de fournir un échantillon de cas suffisamment variés pour tester nos définitions. Le plan de connexion choisi est représenté sur la Figure 5-14.

Dans ce plan de connexion, un évènement se produit toutes les secondes : les charges perturbatrices sont connectées progressivement chaque seconde de 1 s à 6 s, puis elles sont déconnectées (dans un ordre différent) de 7 s à 12 s. Nous obtenons ainsi des durées de connexion et des couplages variés. Durant la totalité de la simulation, les installations non-perturbatrices sont connectées en permanence au réseau, ainsi que les charges passives (RL) des installations 9 et 12 équipées de batteries de condensateurs.

Le choix d'un évènement toutes les secondes est suffisant, car cette durée permet toujours d'atteindre le régime permanent en moins de 100 ms après un changement sur le réseau. Une durée plus élevée aurait été probablement plus réaliste, mais aurait allongé le temps de simulation sans rien apporter de plus quant aux résultats des tests des définitions.

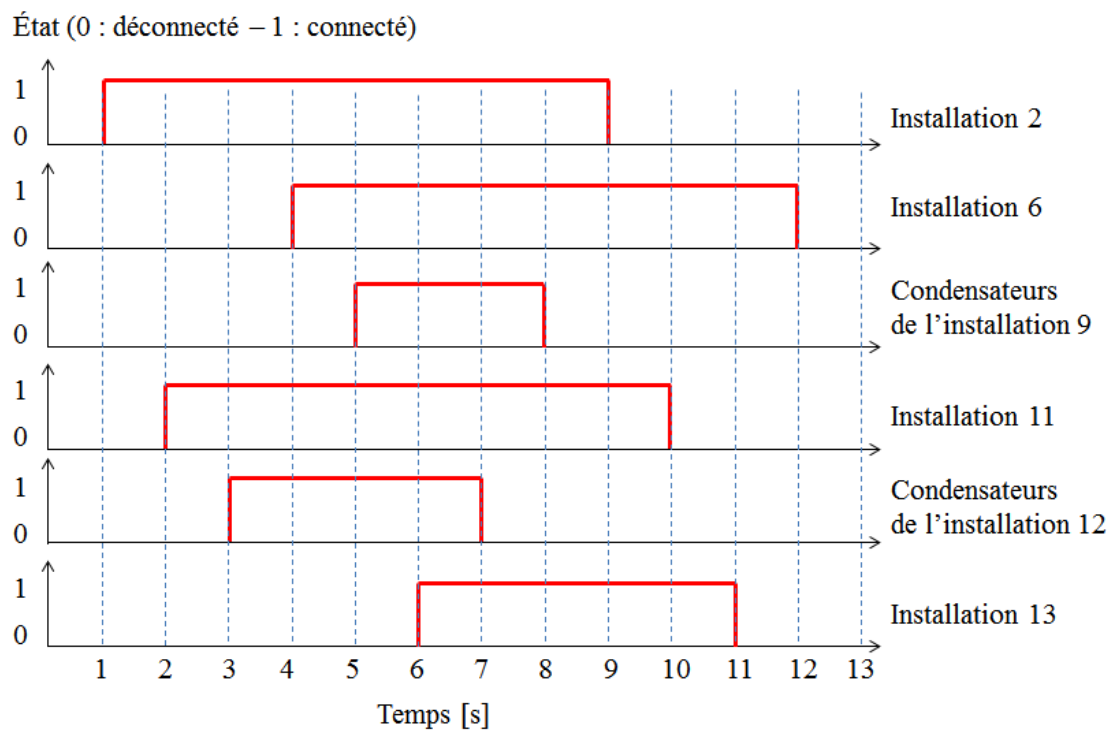


Figure 5-14 : Plan de connexion utilisé pour tester les définitions

3.2.Principaux résultats & Analyses

Avant d'analyser les résultats fournis par chaque définition, nous avons représenté sur la Figure 5-15 l'évolution de l'amplitude du courant harmonique qui circule dans le transformateur d'alimentation, au niveau du jeu de barres, pour différents rangs.

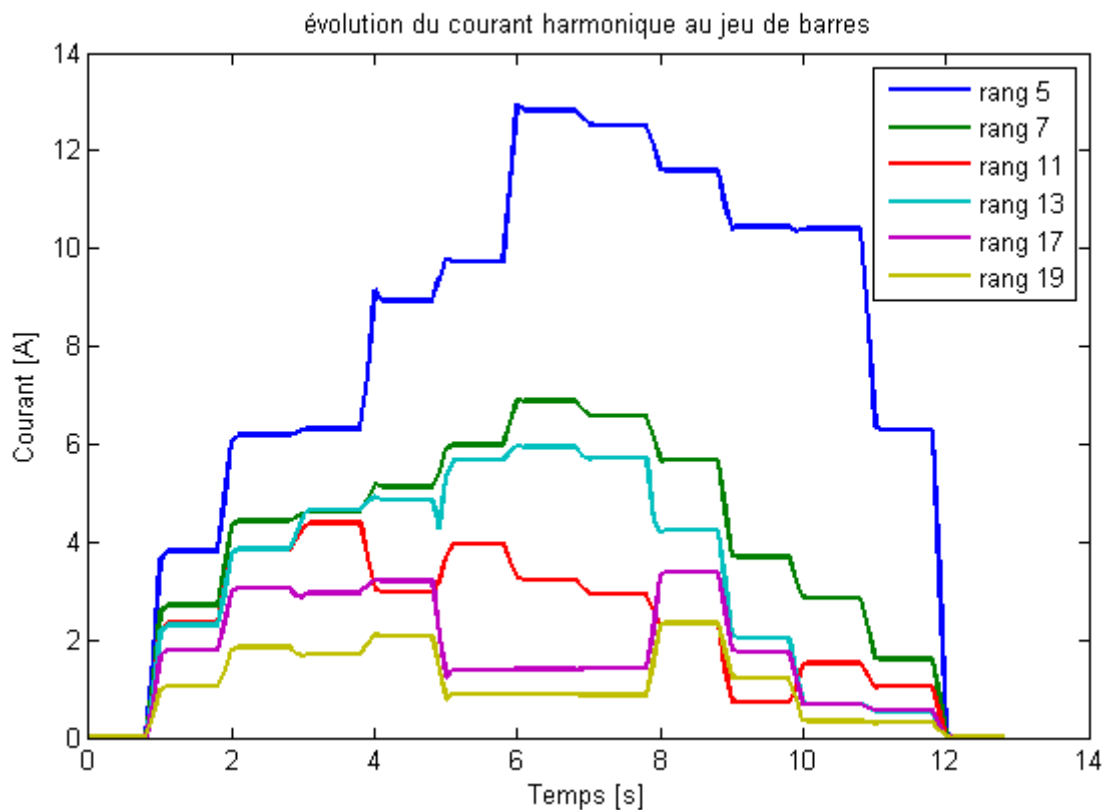


Figure 5-15 : évolution du courant harmonique au jeu de barres

Cela permet de connaître les niveaux de courant harmonique générés par l'ensemble des installations. Cette information est importante pour analyser les niveaux d'émission harmonique fournis par les définitions pour chacune des installations, étant donné que ceux-ci sont également exprimés en courant. Ce graphe permet en outre d'estimer les niveaux de tension harmonique au niveau du jeu de barres. Par exemple, au rang 5, l'impédance du transformateur vaut environ 10Ω (cf. A.N. §3.4.1 du Chapitre 3). Le niveau de tension harmonique au rang 5 atteint ainsi environ 130V au maximum, ce qui correspond à 1,1% du fondamental.

Par ailleurs, nous pouvons voir sur ce graphe qu'il n'est pas trivial d'identifier l'impact respectif de chaque installation sur ces niveaux harmoniques, même en connaissant leur plan de connexion (cf. Figure 5-14). Nous pouvons par exemple supposer ici que la batterie de condensateurs de l'installation 9 qui se connecte entre 5 s et 8 s permet de réduire les niveaux de courant harmonique dans le transformateur aux rangs 17 et 19. Mais il est difficile de deviner l'impact de chacune des installations en observant uniquement les variations du courant total au cours du temps, car le foisonnement varie lui aussi et influence beaucoup ce

courant total. Il est donc nécessaire d'utiliser aussi des mesures locales (c'est-à-dire aux PCC des installations) pour évaluer correctement l'impact de chacune des installations.

3.2.1. Niveaux d'émission harmonique des installations non-perturbatrices

Un des premiers points que nous pouvons observer est le niveau d'émission harmonique des installations non-perturbatrices (autres que les installations 2, 6, 9, 11, 12 et 13). Nous obtenons pour toutes celles-ci des résultats similaires. Nous avons représenté le cas de l'installation 3 pour le rang harmonique 5 sur la Figure 5-16.

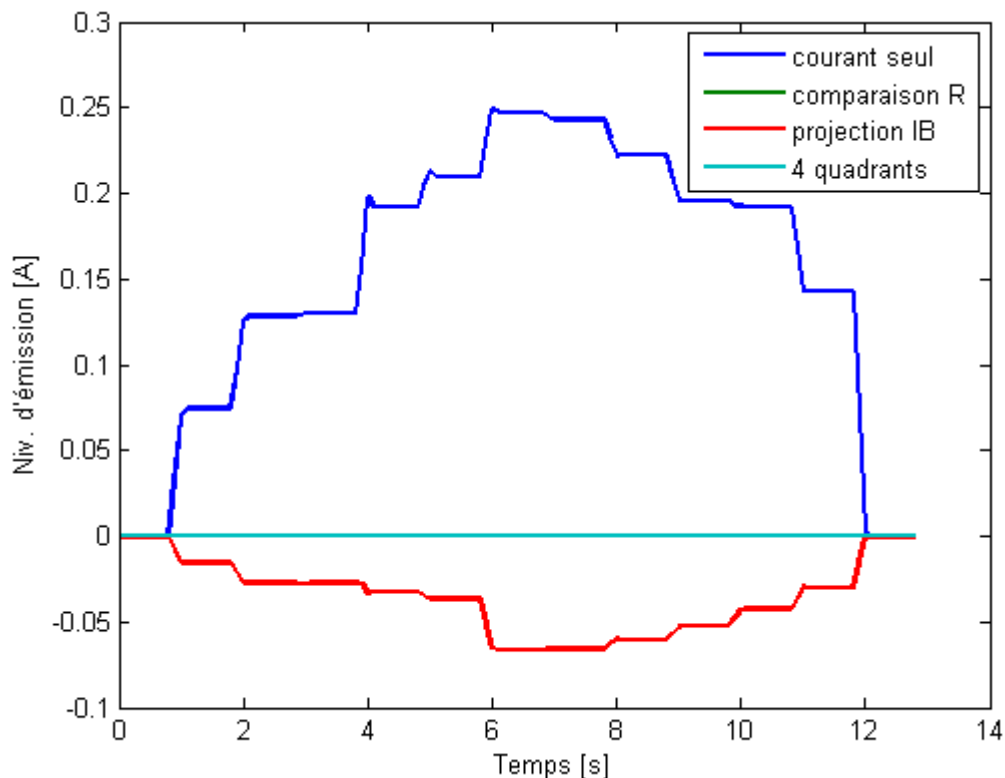


Figure 5-16 : évolution du niveau d'émission harmonique de l'installation 3 par définition (rang 5)

Note : sur la Figure 5-16, la courbe verte correspondant à la définition « comparaison R » est cachée par celle de la définition « 4 quadrants » et est nulle sur toute la durée de la simulation.

Tout d'abord, nous remarquons que la définition « courant seul » donne un niveau d'émission harmonique positif. En effet, comme nous l'avons vu dans les études théoriques, cette définition pénalise les installations linéaires à cause des courants harmoniques qui proviennent du réseau. Les installations linéaires sont d'ailleurs d'autant plus pénalisées que le niveau de tension harmonique est plus élevé sur le réseau, puisque le niveau de courant harmonique est alors proportionnel au niveau de tension harmonique.

Il faut cependant noter que, même si ce résultat est contraire à nos attentes (car la définition « courant seul » détecte ces installations comme perturbatrices), l'erreur commise est

relativement faible dans ce cas : au maximum 0,25A, ce qui correspond à 1,6% du courant fondamental (15,5A) pour cette installation.

Les définitions « comparaison R » et « 4 quadrants » donnent toutes les deux des niveaux d'émission harmonique nuls sur toute la durée de la simulation. Ce résultat correspond parfaitement à nos attentes. Nous en concluons que les composantes non-perturbatrices retranchées par ces définitions sont bien adaptées à ce type d'installations.

Enfin, en l'absence de perturbations harmoniques provenant de l'amont, la définition « projection IB » donne toujours un niveau d'émission harmonique négatif pour ce type d'installation. Ce niveau suit d'ailleurs au cours du temps une allure opposée au niveau de tension harmonique, puisque les courants aux PCC des installations non-perturbatrice s'opposent partiellement à celui au jeu de barres. Là aussi, nous pouvons noter que les valeurs obtenues sont relativement faibles : au maximum 0,1A dans notre cas, ce qui équivaut à 0,6% du courant fondamental.

Nous en concluons que pour les installations non-perturbatrices, la définition « courant seul » est la seule qui ne convient pas à nos attentes, même si l'erreur commise ne semble pas être gênante. Par ailleurs, la définition « projection IB » est la seule qui prend en compte le foisonnement, en attribuant aux installations non-perturbatrices un niveau d'émission harmonique négatif en l'absence de perturbations harmoniques provenant du réseau amont.

3.2.2. Limite de la définition « comparaison R »

Nous venons de voir que pour les installations non-perturbatrices, la définition « comparaison R » correspondait mieux à nos attentes que la définition « courant seul », grâce au seuil qui était retranché et qui aboutissait ainsi à des niveaux d'émission harmonique nuls.

Toutefois, ce seuil retranché peut parfois être gênant et empêcher de détecter correctement certaines installations perturbatrices. Nous avons illustré ce problème avec deux exemples sur la Figure 5-17 et la Figure 5-18.

Sur la Figure 5-17, nous avons représenté l'évolution des niveaux d'émission harmonique au rang 5 pour l'installation 12 qui est équipée d'une batterie de condensateurs. Ces niveaux sont relativement faibles car les capacités ont ici un impact notable surtout autour du rang 13, proche de la fréquence de résonance. Nous pouvons voir que, alors que les trois autres définitions aboutissent toutes au même résultat pendant la durée de connexion des condensateurs (entre 3 s et 7 s), la définition « comparaison R » retranche une composante qui réduit presque à zéro le niveau d'émission harmonique de l'installation, pouvant ainsi la rendre non-détectable.

Pour aller plus loin, nous remarquons que sur cet intervalle (3 s à 7 s), la définition « 4 quadrants » donne pratiquement le même niveau d'émission que la définition « courant seul ». Cela montre bien que le courant $I_{pcc,h}$, situé dans la zone 1', est proche du quadrant 2 (cf. Annexe D). Un tel courant ne correspond donc pas à un comportement inductif ou résistif de l'installation (il serait dans ce cas dans le quadrant 4). Nous pouvons donc en conclure que,

dans cet exemple, la composante non-perturbatrice est retranchée à tort par la définition « comparaison R ».

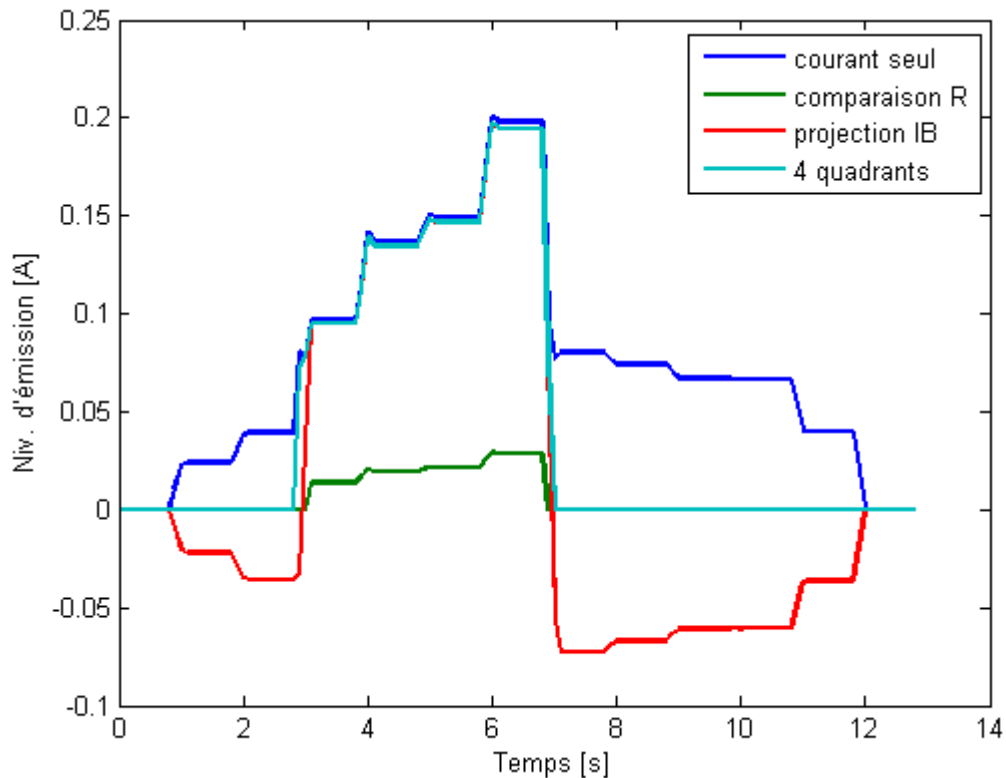


Figure 5-17 : évolution du niveau d'émission harmonique de l'installation 12 par définition (rang 5)

Sur la Figure 5-18, nous avons représenté un autre exemple où, cette fois, une installation perturbatrice n'est pas détectée pendant une partie de sa durée de connexion. Il s'agit de l'installation 6 équipée d'un pont de diodes. Ce type de charge émet beaucoup de courant harmonique au rang 5, mais beaucoup moins aux autres rangs, ce qui explique son faible niveau d'émission harmonique au rang 13 ($<0,3A$). Nous voyons ici qu'en milieu de simulation (c'est-à-dire quand le niveau de tension harmonique est le plus élevé) le seuil utilisé par la définition « comparaison R » est trop important et donne un niveau d'émission nul pour cette installation. Cette dernière n'est détectée qu'après la 9^{ème} seconde, lorsque le niveau de tension diminue et réduit ainsi le seuil retranché. Nous observons là aussi que les définitions « courant seul » et « 4 quadrants » donnent des résultats très proches. Cela montre que, dans ce cas aussi, la définition « comparaison R » a retranché à tort une composante non-perturbatrice beaucoup trop importante.

Cela confirme les limites théoriques obtenues la définition « comparaison R » dans le chapitre 3, à savoir que son seuil peut être retranché à tort et empêcher de détecter correctement les installations faiblement et moyennement perturbatrices.

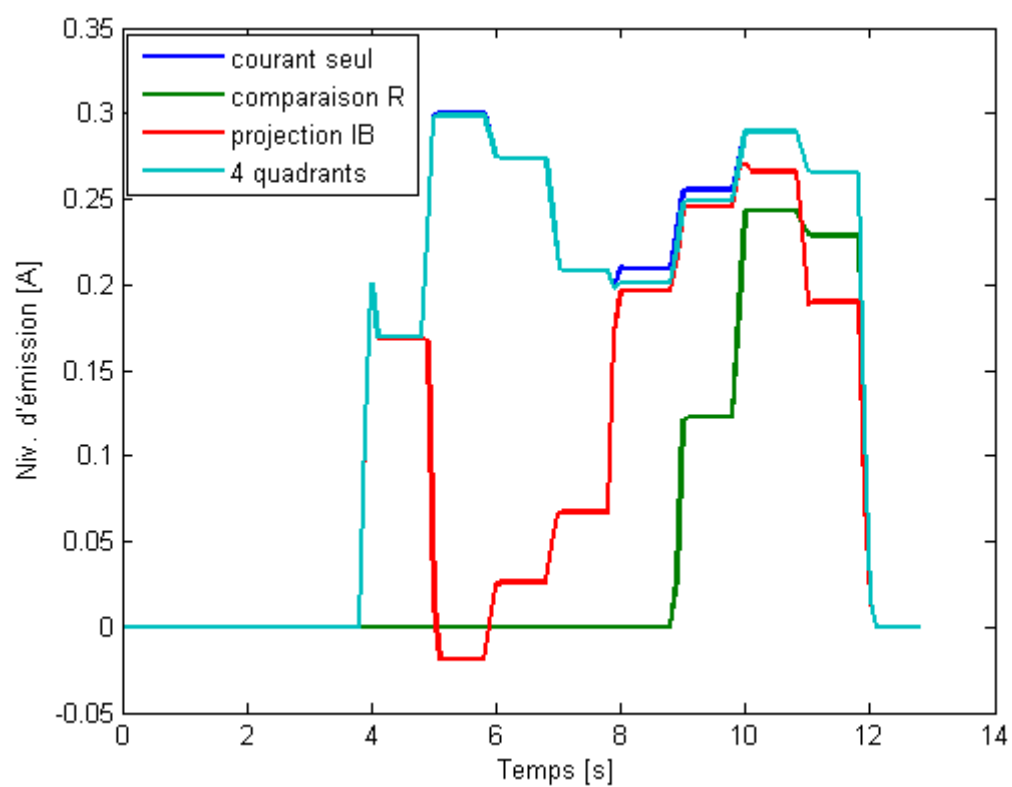


Figure 5-18 : évolution du niveau d'émission harmonique de l'installation 6 par définition (rang 13)

3.2.3. Analyse de la définition « projection IB »

L'intérêt de la définition « projection IB » est de pouvoir également tenir compte de l'évolution du niveau de foisonnement sur le réseau. Ainsi, sur la Figure 5-19, nous pouvons voir que cette définition est la seule qui prend en compte un foisonnement progressif au cours du test, alors que les niveaux d'émission harmonique donnés par les autres définitions restent constants.

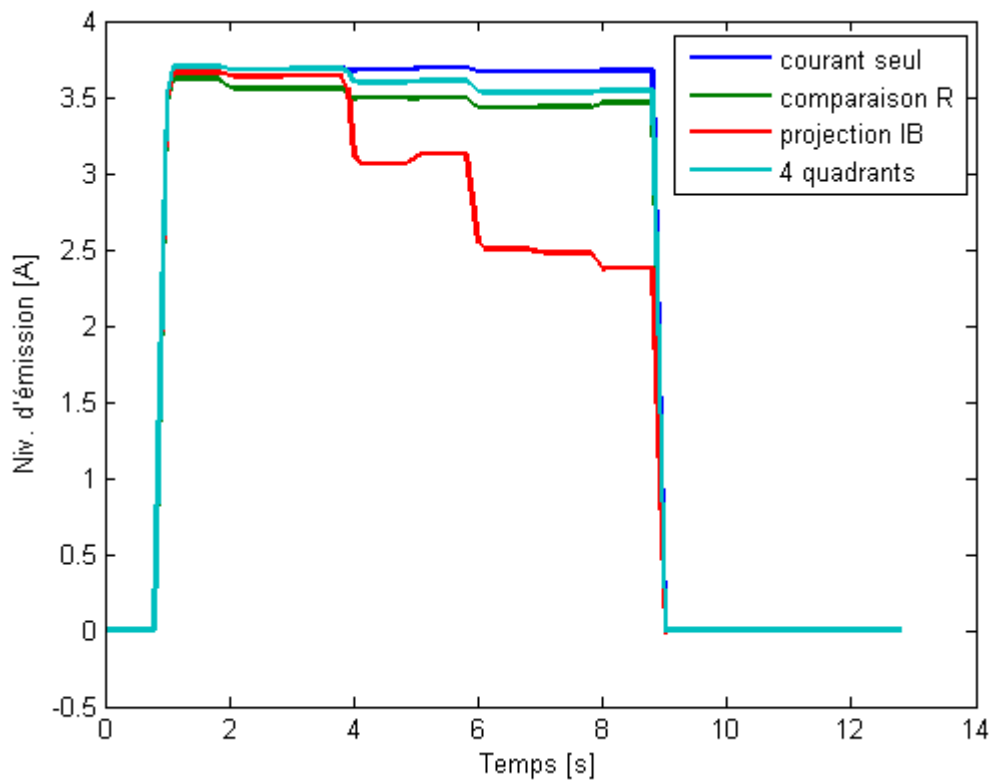


Figure 5-19 : évolution du niveau d'émission harmonique de l'installation 2 par définition (rang 5)

Cette évolution du niveau d'émission donné par la définition « projection IB » peut s'expliquer par le schéma vectoriel représenté sur la Figure 5-20. Sur ce schéma, le courant $I_{pcc,h}$ ne varie pas. En revanche, le courant au jeu de barres $I_{B,h}$ varie. Cela a pour conséquence de faire varier l'angle θ_h et ainsi le niveau d'émission harmonique donné par la définition « projection IB », qui prend en compte le foisonnement entre le courant $I_{pcc,h}$ et le courant $I_{B,h}$.

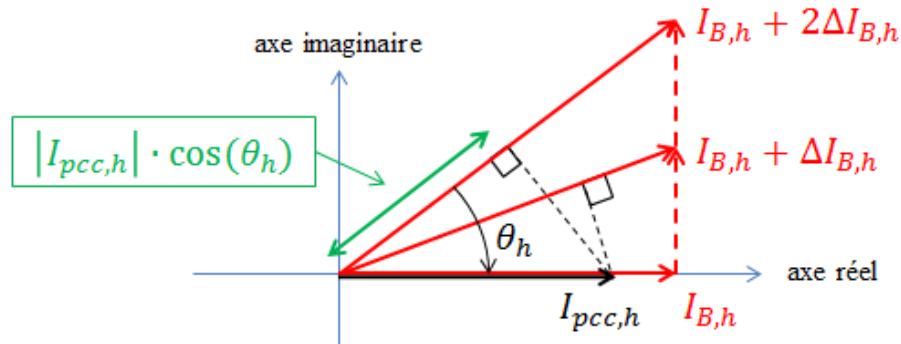


Figure 5-20 : évolution du niveau d'émission lorsque $I_{B,h}$ varie au cours du temps

Cependant, nous pouvons nous demander s'il faut prendre en compte ce foisonnement dans la définition, ou sous quelle(s) condition(s) il faut le prendre en compte.

Considérons pour cela un nouvel exemple, représenté sur la Figure 5-21. Il s'agit du niveau d'émission harmonique de l'installation 2 (pont à thyristors) au rang 13, connectée entre 1 s et 9 s. Dans cet exemple, nous constatons que le niveau d'émission harmonique donné par la définition « projection IB » diminue significativement entre 5 s et 8 s, et qu'il devient même négatif.

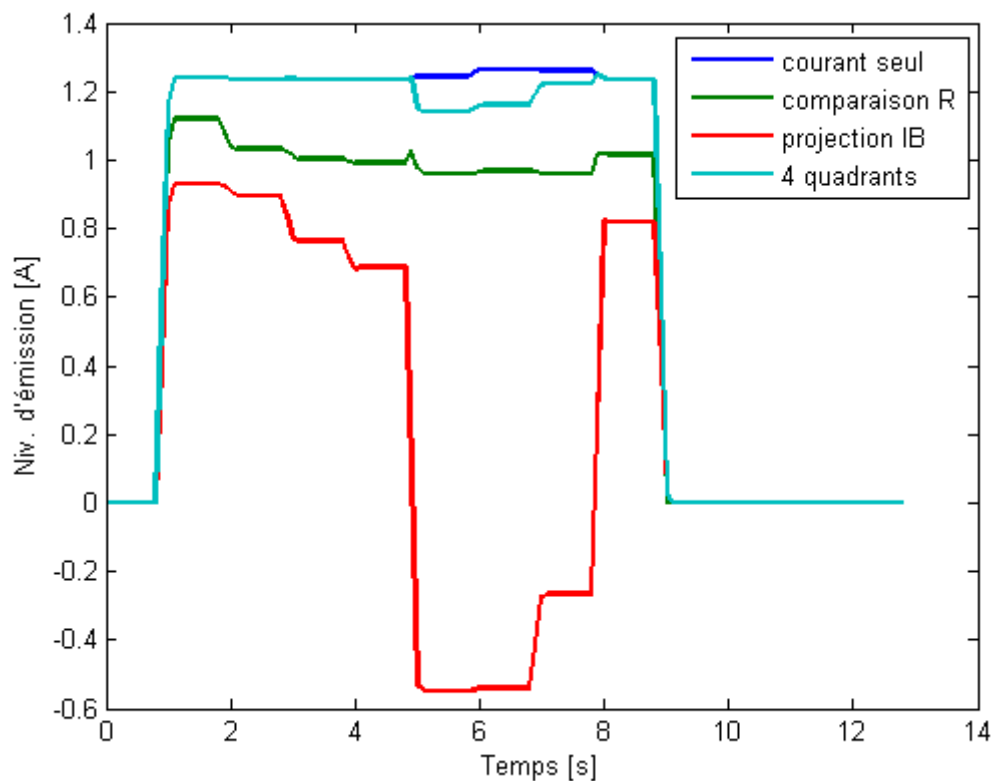


Figure 5-21 : évolution du niveau d'émission harmonique de l'installation 2 par définition (rang 13)

En réalité, cette variation est provoquée par le raccordement de la batterie de condensateurs dans l'installation 9.

- Initialement, le courant $I_{pcc2,h}$ de l'installation 2 contribue au courant $I_{B,h}$ au jeu de barres, ce qui donne un niveau d'émission positif pour l'installation 2.

- Entre 5 s et 8 s, la batterie de condensateurs de l'installation 9 est raccordée, et son courant capacitif modifie significativement la phase du courant au jeu de barres, donnant ainsi un nouveau courant $I'_{B,h}$. Le courant $I_{pcc2,h}$, bien que n'ayant pas varié, s'oppose alors partiellement à ce nouveau courant, ce qui donne un niveau d'émission négatif pour l'installation 2.

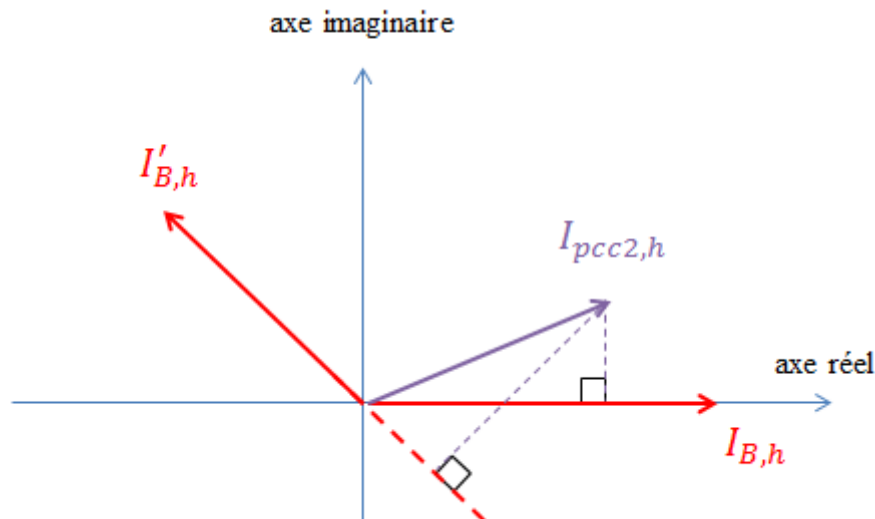


Figure 5-22 : définition « projection IB » - impact du raccordement d'une installation.

Ce type de phénomène est gênant pour interpréter le niveau d'émission harmonique d'une installation. En effet, sur le résultat présenté Figure 5-21, les variations observées à 1 s et 9 s sont dues à l'installation 2, tandis que les variations observées à 5 s et 8 s sont dues à l'installation 9. Cela illustre bien le fait qu'il n'est pas possible d'avoir à la fois un résultat qui soit intrinsèque à l'installation évaluée, et qui prenne en considération le foisonnement présent sur le réseau.

Nous avons également identifié un autre problème concernant la définition « projection IB » dans le Chapitre 3 : aux fréquences hautes, les charges non-linéaires ne sont pas détectées correctement et ont tendance à avoir des niveaux d'émission harmonique négatifs. Sur le réseau étudié, la fréquence de résonance est proche du rang 13 (elle varie légèrement d'une installation à l'autre). Nous allons donc observer les niveaux d'émission harmonique des installations non-linéaires (2, 6, 11 et 13) en un rang plus élevé (rang 19 par exemple) pour illustrer ce phénomène.

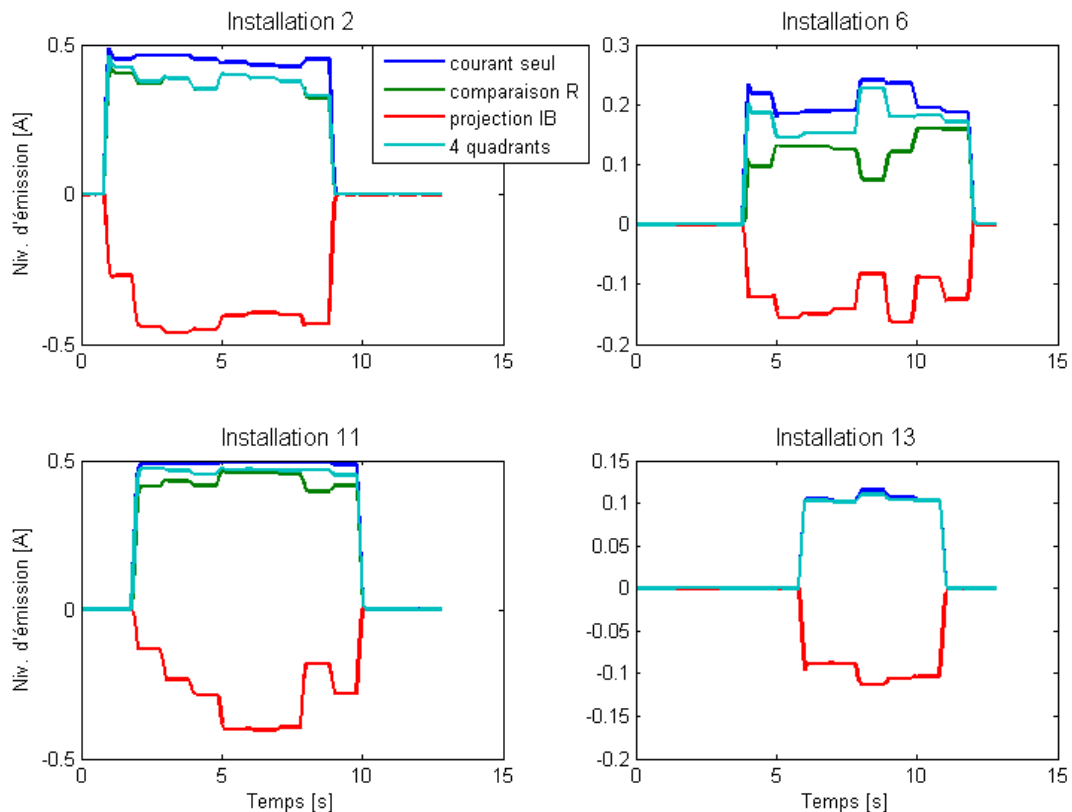


Figure 5-23 : évolution des niveaux d'émission harmonique des installations non-linéaires (rang 19)

Sur la Figure 5-23, nous voyons l'évolution des niveaux d'émission harmonique des installations 2, 6, 11 et 13 pour le rang 19 (au-delà de la fréquence de résonance, proche du rang 13). Nous constatons bien ici le problème identifié théoriquement, à savoir que la définition « projection IB » donne des niveaux d'émission négatifs, car l'impédance du réseau vue par ces installations est devenue capacitive à cette fréquence.

Nous en concluons donc que la définition « projection IB » ne fonctionne pas correctement aux fréquences hautes, car elle ne détecte plus alors les installations non-linéaires qui injectent des courants harmoniques. Cette définition possède donc un domaine de validité très limité (la fréquence de résonance est souvent proche du rang 5 en pratique).

3.2.4. Analyse de la définition « 4 quadrants »

Comme nous pouvons le voir dans tous les exemples précédents, la définition « 4 quadrants » donne toujours une valeur comprise entre les résultats des définitions « courant seul » et « comparaison R ». Son résultat peut cependant se rapprocher de celui fourni par l'une ou l'autre de ces deux définitions, du fait de la composante non-perturbatrice qui est retranchée au courant mesuré et qui dépend de la position du courant dans le plan complexe, comme l'illustre l'expression (4.5).

C'est cette composante non-perturbatrice « variable » qui constitue le principal avantage de cette définition. Nous allons le voir sur quelques exemples.

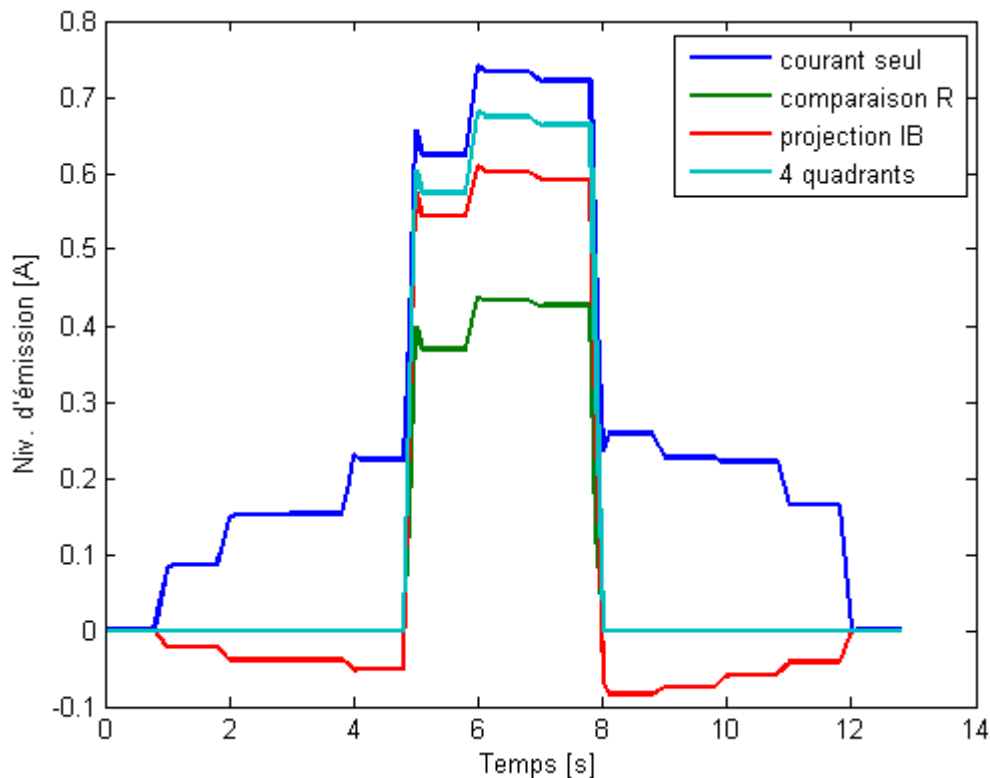


Figure 5-24 : évolution du niveau d'émission harmonique de l'installation 9 par définition (rang 5)

Nous avons sur la Figure 5-24 un exemple très parlant de l'intérêt de cette définition. Il s'agit de l'évolution du niveau d'émission harmonique de l'installation 9 équipée d'une batterie de condensateurs. Pour rappel, cette installation est composée d'une part d'une charge RL, et d'autre part d'une batterie de condensateurs. La charge RL est raccordée au réseau tout au long de la simulation (de 0 s à 13 s), tandis que la batterie de condensateurs n'est connectée que durant l'intervalle de 5 s à 8 s. C'est uniquement durant cet intervalle que l'installation est perturbatrice. Nous pouvons alors analyser le comportement des définitions séparément sur ces différentes périodes :

- Entre 0 s et 5 s, puis entre 8 s et 13 s, l'installation 9 ne perturbe pas le réseau. C'est bien retranscrit par la définition « comparaison R » (niveau nul), tandis que la définition « courant seul » commet une erreur (niveau positif). Sur ces intervalles, la définition « 4 quadrants » donne le même résultat que la définition « comparaison R » : un niveau d'émission harmonique nul. Elle fournit donc le résultat attendu.
- Entre 5 s et 8 s, l'installation 9 perturbe le réseau avec sa batterie de condensateurs. La définition « courant seul » fournit alors un résultat satisfaisant, tandis que la définition « comparaison R » retranche un seuil important qui n'a pas lieu d'être. Durant cet intervalle, la définition « 4 quadrants » a un comportement plus proche de la définition « courant seul », qui donne un meilleur résultat.

Cette observation peut également s'expliquer à partir de l'expression littérale du niveau d'émission harmonique pour la définition « 4 quadrants ». Dans le chapitre 4, nous avons vu que ce dernier peut être mis sous la forme suivante :

$$E_h = |I_{pcc,h}| - \alpha \cdot I'_{seuil,h} \quad \text{avec } \alpha \in [0; 1]$$

Dans le cas de la définition « courant seul » aucun courant n'est retranché ($\alpha = 0$), tandis que dans le cas de la définition « comparaison R » un courant est tout le temps retranché ($\alpha = 1$). En revanche, dans le cas de la définition « 4 quadrants », le courant retranché peut varier au cours du temps (α est proche de 1 lorsque l'installation n'est pas perturbatrice, et généralement proche de 0 lorsqu'elle est perturbatrice).

Rappel : le courant $I'_{seuil,h}$ de la définition « 4 quadrants » n'est pas calculé de la même façon que le courant $I_{seuil,h}$ de la définition « comparaison R » : pour la définition « 4 quadrants », il est calculé avec la puissance apparente de l'installation, tandis qu'avec la définition « comparaison R », il est calculé avec la puissance active. Le courant $I'_{seuil,h}$ peut donc être plus élevé que le courant $I_{seuil,h}$.

Nous voyons donc à travers cet exemple que la définition « 4 quadrants » s'adapte au cours du temps pour donner un résultat qui correspond mieux à nos attentes.

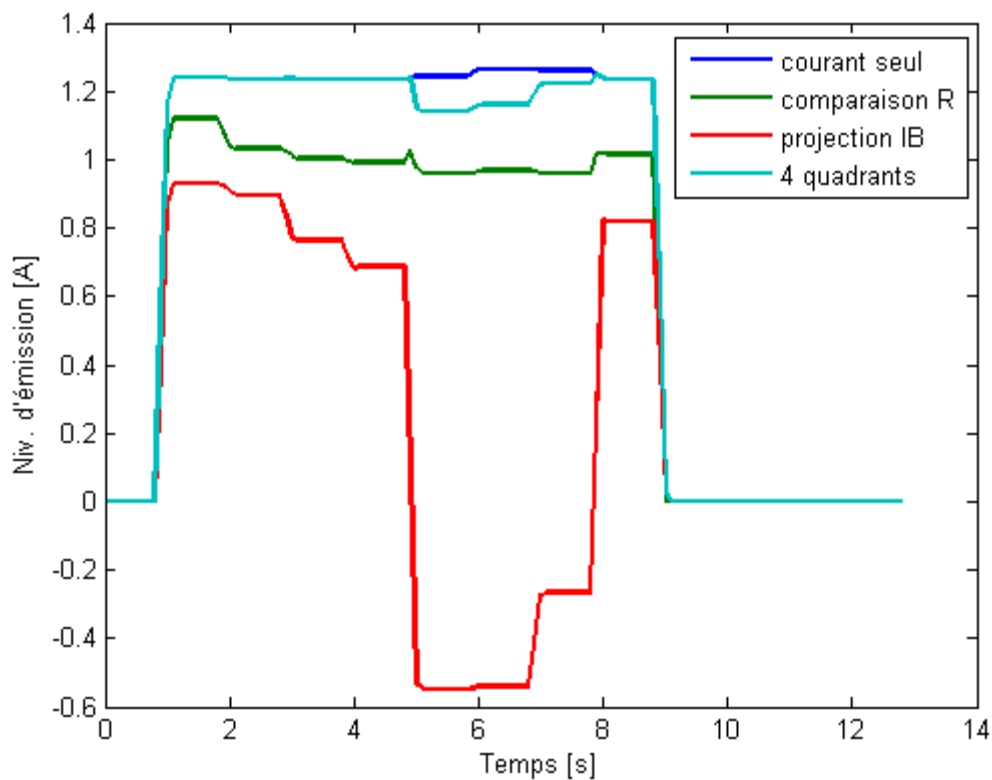


Figure 5-25 : évolution du niveau d'émission harmonique de l'installation 2 par définition (rang 13)

Sur la Figure 5-25, nous reprenons un exemple que nous avons déjà vu au §3.2.3. La connexion de la batterie de condensateurs de l'installation 9 au réseau entre 5 s et 8 s conduit à des variations importantes du niveau d'émission harmonique fourni par la définition « projection IB » pour l'installation 2. Ce niveau d'émission devient alors difficile à interpréter. Avec la définition « 4 quadrants », nous constatons que durant cette période (entre 5 s et 8 s), un seuil est retranché, mais qu'il reste assez faible et permet donc de conserver l'information sur le comportement constant de l'installation 2 sur toute sa durée de connexion.

3.3. Pertinence des résultats obtenus

L'étude de la pertinence des résultats obtenus peut s'effectuer en observant leur représentativité.

Comme dans notre cas un niveau d'émission est toujours vu comme un courant injecté par une installation sur le réseau, une solution possible pour définir le niveau de pollution global sur le réseau est de choisir le courant harmonique qui remonte dans le transformateur d'alimentation.

Pour étudier la représentativité des définitions, nous allons donc comparer pour chacune d'elles les deux indicateurs suivants :

- La somme des niveaux d'émission harmonique sur l'ensemble des installations : $E_{tot,h} = \sum_{i=1}^N E_{i,h}$ où $E_{i,h}$ est le niveau d'émission pour l'installation i .
- L'amplitude du courant harmonique qui circule dans le transformateur d'alimentation : $|I_{B,h}|$

Bien sûr, ces deux indicateurs ont peu de chance d'être égaux, car il y a du foisonnement entre les perturbations qui n'est généralement pas pris en compte par les définitions retenues. De plus, comme les installations se connectent et se déconnectent de façon indépendante, le foisonnement évolue au cours du temps. De ce fait, les termes $E_{tot,h}$ et $|I_{B,h}|$ ne varient pas forcément de la même façon.

En revanche, ce qui est important dans notre cas, c'est que les termes $E_{tot,h}$ et $|I_{B,h}|$ conservent un ordre de grandeur similaire. Ainsi, une définition ayant une bonne représentativité serait une solution possible pour les gestionnaires de réseaux qui souhaitent limiter les niveaux de tension harmonique sur un réseau, en suivant par exemple la démarche suivante :

- 1) Le choix du niveau de tension maximum souhaité sur le réseau $|V_{max,h}|$
- 2) A partir de là, une tension maximum au jeu de barres $|V_{B,max,h}|$ est définie. Cette valeur dépend des variations de tension estimées le long des lignes et donc de la topologie du réseau.
- 3) En utilisant l'impédance du réseau au jeu de barres, une limite en courant au jeu de barres $|I_{B,lim,h}|$ est définie.
- 4) Le coefficient de foisonnement k étant supposé estimé ($k \in [0 ; 1]$), la limite d'émission harmonique pour l'installation i est alors : $E_{i,lim,h} = \frac{|I_{B,lim,h}|}{k} \cdot \frac{S_i}{S_T}$, où S_i est la puissance souscrite de l'installation et S_T la puissance assignée du transformateur.

Note : cette situation n'est donnée qu'à titre d'exemple pour souligner l'intérêt que peut avoir une définition avec une bonne représentativité.

Sur la Figure 5-26, nous avons représenté, pour chaque définition, la somme des niveaux d'émission harmonique des installations ($E_{tot,h}$), ainsi que l'amplitude du courant au jeu de barres ($|I_{B,h}|$), au cours du temps pour le rang harmonique 5.

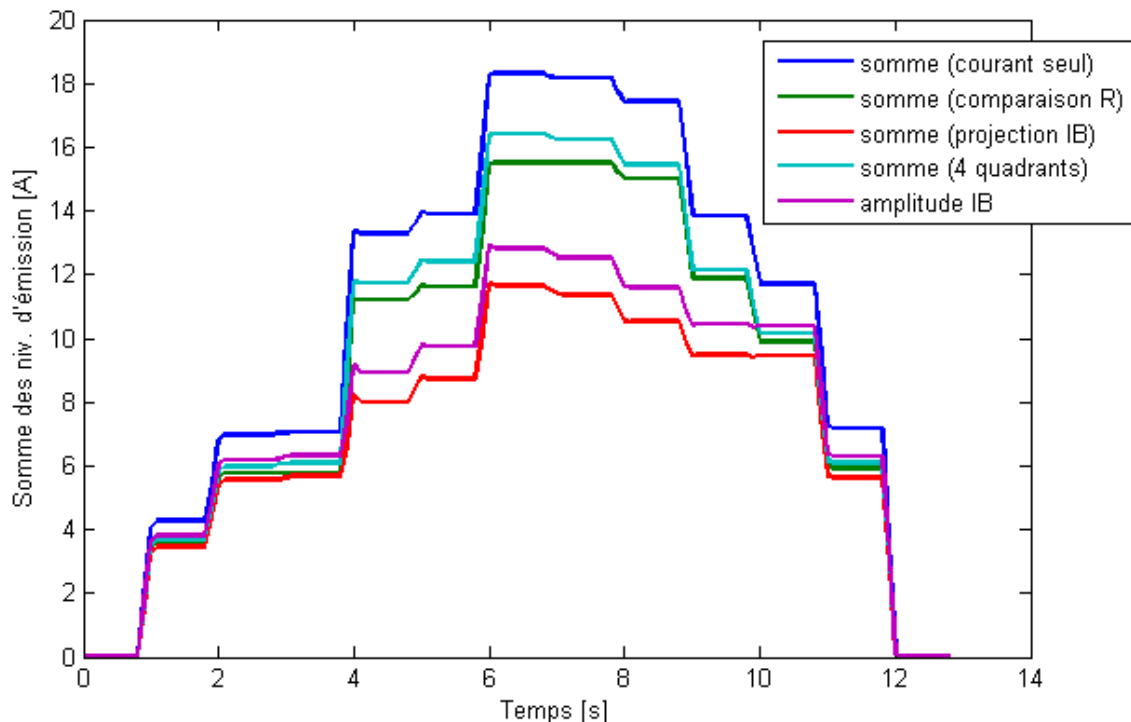


Figure 5-26 : comparaison entre la somme des niveaux d'émission des 14 installations (par définition) et le courant au jeu de barres (courbe violette) – rang 5

Pour les trois définitions « courant seul », « comparaison R » et « 4 quadrants », la somme des niveaux d'émission est supérieure à l'amplitude du courant au jeu de barres, en particulier en milieu de simulation, lorsque beaucoup d'installations perturbatrices sont raccordées. Cela s'explique facilement car ces trois définitions ne prennent pas en compte le foisonnement présent sur le réseau. En sommant les niveaux d'émission, nous obtenons ainsi un niveau d'émission total supérieur au courant qui circule réellement au jeu de barres.

Ici, la définition « projection IB » (courbe rouge) semble fournir les résultats les plus représentatifs. La somme des niveaux d'émission des installations donnés par cette définition est en effet plus proche du courant au jeu de barres (courbe violette). Elle est même légèrement inférieure, ce qui peut paraître à première vue étrange, puisqu'en faisant la somme des projections vectorielles des courants individuels sur le courant total au jeu de barres, nous nous attendions à obtenir exactement l'amplitude de ce courant au jeu de barres. L'explication ne vient pas d'une erreur de mesure ou de calcul, mais des courants de fuite dans les capacités naturelles des câbles. Ces courants de fuite ont en effet tendance à augmenter le courant qui remonte dans le transformateur d'alimentation. La définition « projection IB » reste cependant celle qui nous semble la plus représentative pour le rang 5.

Cette conclusion reste-t-elle valable aux autres rangs harmoniques ? La Figure 5-26 s'intéressait uniquement au rang 5, or nous savons que plus la fréquence est élevée, plus

l'impédance des capacités des conducteurs est faible, pouvant conduire à des courants de fuite plus importants. Ainsi, la représentativité de la définition « projection IB » pourrait devenir moins bonne lorsque le rang augmente. Pour étudier ce point, nous avons tracé les mêmes graphes sur la Figure 5-27 pour les rangs supérieurs à 5.

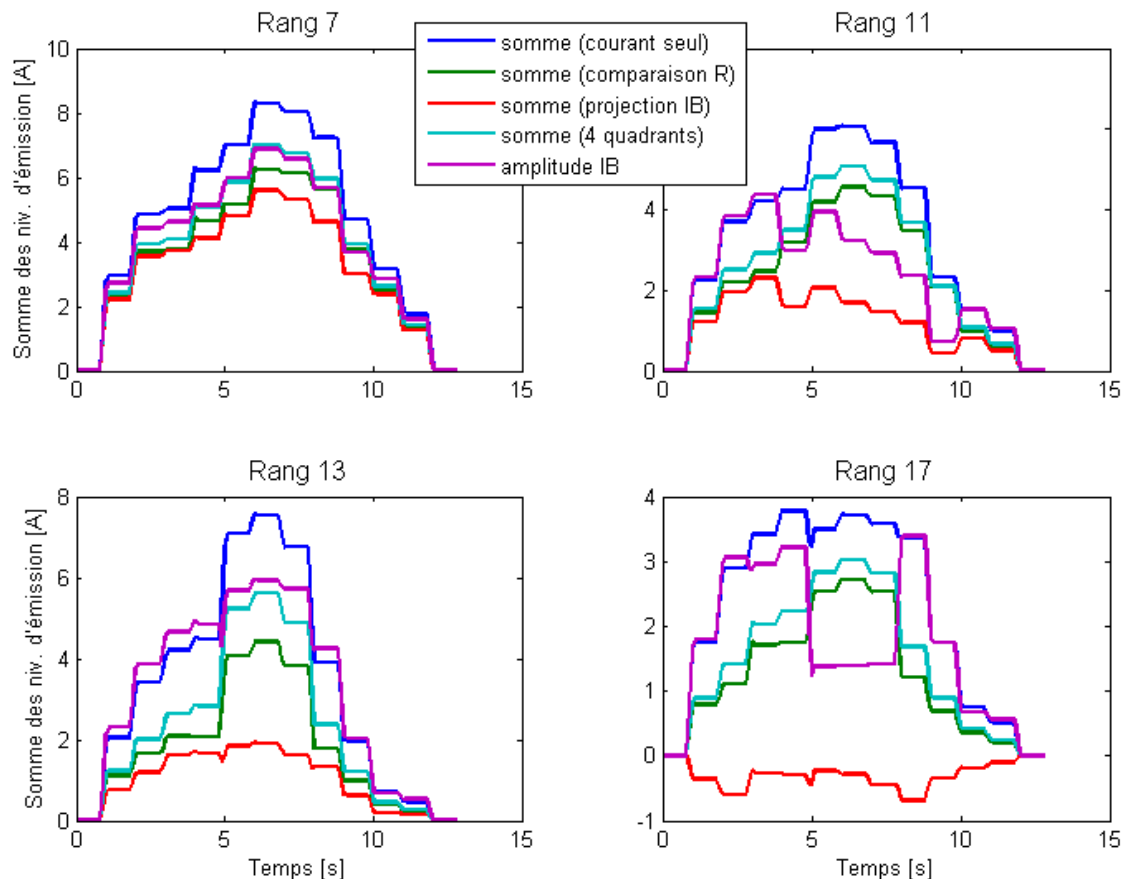


Figure 5-27 : comparaison entre la somme des niveaux d'émission des 14 installations (par définition) et le courant au jeu de barres (courbe violette) – rangs > 5

Ici, nous voyons que la définition « projection IB » a effectivement tendance à devenir de moins en moins représentative de l'amplitude du courant au jeu de barres quand le rang harmonique augmente, en allant même jusqu'à avoir une somme des niveaux d'émission harmonique qui est négative au rang 17 ! Cela s'explique par le fait qu'au-delà de la fréquence de résonance (rang 13), les niveaux d'émission harmonique des installations non-linéaires deviennent généralement négatifs (cf. Figure 5-23).

Les trois autres définitions semblent en revanche garder un ordre de grandeur cohérent avec le courant au jeu de barres, même si leurs évolutions au cours du temps ne suivent pas la même allure. Ce résultat est satisfaisant si nous souhaitons définir des limites d'émission selon la méthode présentée dans l'exemple au début de ce paragraphe.

Nous en concluons que si la définition « projection IB » a une bonne représentativité aux rangs faibles, ce n'est plus du tout le cas pour les rangs harmoniques au-delà de la fréquence de résonance. Les trois autres définitions donnent en revanche des résultats qui restent satisfaisants en termes de représentativité.

3.4. Bilan

Suite aux différents résultats obtenus en simulation, nous pouvons dresser le bilan suivant, résumé dans le Tableau 5-2 :

Tableau 5-2 : bilan de l'étude des définitions en simulation

Définition	Identifier les gros pollueurs	Identifier les petits pollueurs	Objectif : aucun faux positif	Prise en compte du foisonnement
Courant seul	ok			
Comparaison R	ok		ok	
Projection IB			ok	ok
4 quadrants	ok	+	ok	

Comme nous pouvons le voir sur le Tableau 5-2, les études en simulation nous ont permis de d'évaluer les 4 définitions selon 4 critères :

- La capacité de la définition à identifier les gros pollueurs harmoniques, c'est-à-dire la capacité à déterminer sur un réseau quelles sont les installations qui injectent un courant harmonique de forte amplitude ($I_{pcc,h} > I'_{seuil,h}$).
- La capacité de la définition à identifier, à l'inverse, les petits pollueurs harmoniques, c'est-à-dire la capacité à déterminer sur un réseau quelles sont les installations qui injectent un courant harmonique de faible amplitude ($I_{pcc,h} \leq I'_{seuil,h}$) et à les distinguer des installations non-perturbatrices.
- La capacité de la définition à ne pas avoir de faux positif dans ses résultats, c'est-à-dire à ne jamais identifier comme perturbatrice une installation qui ne l'est pas.
- La capacité de la définition à prendre en compte le foisonnement des perturbations harmoniques.

L'analyse de la première définition, « courant seul », a montré qu'elle ne répondait correctement qu'au premier de ces quatre critères. En effet, pour un gros pollueur, la composante non-perturbatrice du courant au PCC est faible devant la composante perturbatrice. En revanche, cette définition n'est pas capable d'identifier les petits pollueurs sur un réseau puisque ceux-ci ont des niveaux d'émission harmonique du même ordre de grandeur que ceux des installations non-perturbatrices. Pour cette raison, cette définition obtient beaucoup de faux positifs.

La deuxième définition, « comparaison R », améliore la définition précédente en remplissant le troisième critère recherché. En effet, en retranchant systématiquement une composante non-perturbatrice au courant mesuré au PCC, les installations non-perturbatrices ont alors des niveaux d'émission harmonique nuls. En revanche, cela ne permet pas de répondre au deuxième critère, puisque les petits pollueurs se voient eux aussi attribuer des niveaux d'émission harmonique nuls.

La définition « projection IB » n'a pas non plus montré de faux positifs et est la seule à prendre en compte significativement le foisonnement. Cependant, cette définition a un domaine de validité très restreint puisqu'elle n'est pas capable d'évaluer correctement les niveaux d'émission harmonique des installations au-delà de la fréquence de résonance (fréquence souvent autour du rang 5 sur les réseaux réels).

La définition « 4 quadrants » nous paraît un bon compromis, car elle répond mieux aux trois premiers critères : elle permet d'identifier tous les gros pollueurs harmoniques d'un réseau et d'identifier en moyenne 75% des petits pollueurs (en considérant que les courants injectés par ceux-ci se répartissent équitablement entre les quatre quadrants). De plus, elle n'a pas montré de faux positifs dans les résultats obtenus. Le seul point qu'elle ne traite pas est le foisonnement.

En conclusion, les études en simulation nous ont permis de montrer que la définition « 4 quadrants » est la meilleure parmi les quatre définitions étudiées. Même si les résultats obtenus avec cette définition sont souvent peu différents (en absolu) des résultats obtenus avec les autres définitions, la définition « 4 quadrants » montre un potentiel significativement supérieur pour distinguer parmi les installations avec un faible courant harmonique à leurs PCC, celles qui sont perturbatrices et celles qui ne le sont pas. Parmi les quatre définitions testées dans cette partie, nous retiendrons donc la définition « 4 quadrants ». Dans la partie suivante, nous nous intéresserons à la robustesse de cette définition.

4. Robustesse de la définition « 4 quadrants »

Maintenant que nous avons identifié la définition « 4 quadrants » comme étant celle qui répond le mieux à nos attentes, nous allons nous intéresser à sa robustesse en utilisant le même réseau, décrit sur la Figure 5-2. Nous allons pour cela faire varier plusieurs paramètres associés aux éléments du réseau et aux installations, afin d'analyser leur impact respectif sur les niveaux d'émission harmonique donnés par la définition « 4 quadrants ». Nous ne chercherons pas forcément, comme pour une étude de robustesse classique, à avoir des résultats indépendants des paramètres extérieurs que nous faisons varier, mais plutôt à vérifier que la définition permet de conserver un lien cohérent entre les niveaux d'émission harmonique des installations et les niveaux de tension générés sur le réseau.

Nous allons nous intéresser dans cette étude de robustesse à l'influence des six paramètres suivants :

- Les longueurs des lignes et câbles du réseau.
- Les puissances appelées par les installations non-linéaires.
- Le taux de charge du réseau.
- La puissance nominale du transformateur d'alimentation.
- Les taux de compensation des batteries de condensateurs.
- Les erreurs commises sur les mesures.

Nous traiterons chacun de ces paramètres séparément, en observant leur influence à la fois sur les niveaux d'émission harmonique des installations et sur les niveaux de tension harmonique sur le réseau. De façon générale, nous présenterons les résultats pour les rangs harmoniques suivants :

- Le rang 5, pour étudier l'influence des paramètres aux fréquences basses.
- Le rang 13, pour étudier l'influence des paramètres autour de la fréquence de résonance.
- Le rang 19, pour étudier l'influence des paramètres pour les fréquences plus élevées.

Dans cette partie, le plan de connexion de la Figure 5-14 n'est plus utilisé. Sauf indication contraire, toutes les installations sont raccordées pour l'ensemble des tests présentés dans cette partie.

4.1. Longueurs des lignes et des câbles

Pour ce test, nous conservons la topologie du réseau retenu pour le chapitre 5 (cf. Figure 5-2), mais nous faisons varier les longueurs des lignes et des câbles.

- Dans un premier temps, nous utilisons des configurations aléatoires du réseau, en faisant varier indépendamment pour chaque ligne ou câble sa longueur entre 50% et 200% de sa longueur initiale (cf. Annexe A).

- Dans un deuxième temps, nous étudions l'impact de l'étendue du réseau, en faisant varier simultanément les longueurs de l'ensemble des lignes et câbles de 50% à 200% de leurs longueurs initiales.

4.1.1. Configurations aléatoires

Pour ce test, nous avons réalisé 100 simulations avec des longueurs de lignes et câbles aléatoires et indépendantes. Pour visualiser l'impact de ces configurations sur les niveaux harmoniques, nous avons représenté sur la Figure 5-28 les valeurs minimales, moyennes et maximales des niveaux de tension harmonique, pour les rangs 5, 13 et 19, en plusieurs points du réseau :

- Au jeu de barres du transformateur d'alimentation.
- Aux PCC des installations 6, 11 et 14 (toutes situées en bout de ligne).

Ainsi, nous avons une idée de la plage des valeurs prises par les niveaux de tension harmonique sur l'ensemble du réseau lorsque nous faisons varier les longueurs de lignes et de câbles.

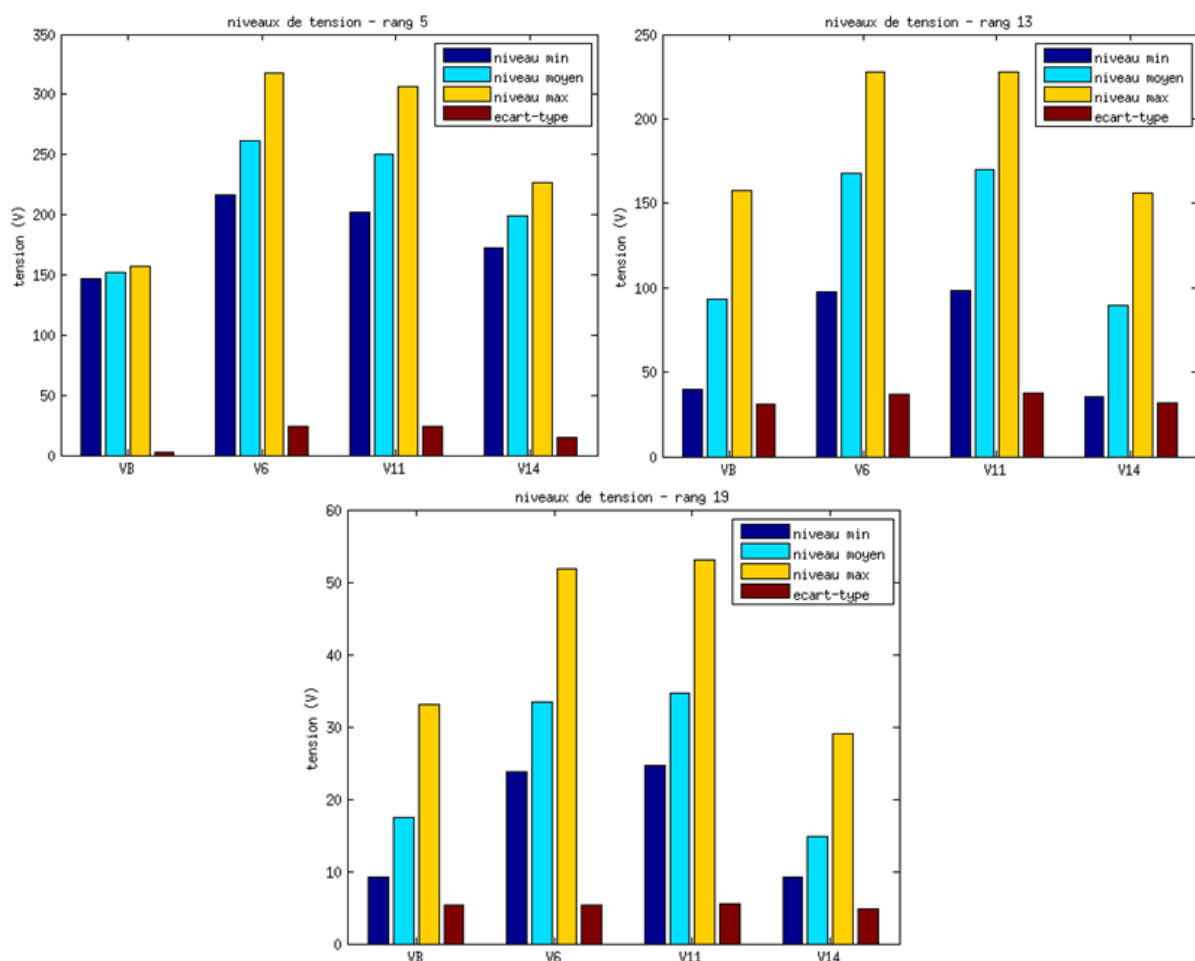


Figure 5-28 : impact des longueurs des lignes et câbles sur les niveaux de tension harmonique

Nous remarquons que, de façon générale, les longueurs de ligne et de câble influent beaucoup sur les niveaux de tension harmonique en réseau. Ce résultat est logique puisque les variations

des tensions harmoniques sur le réseau sont quasiment proportionnelles aux impédances des lignes et des câbles, et donc à leurs longueurs.

Nous avons ensuite représenté sur la Figure 5-29 les valeurs minimales, moyennes, et maximales des niveaux d'émission harmonique obtenus pour les quatorze installations présentes sur le réseau au cours de ces essais aléatoires.

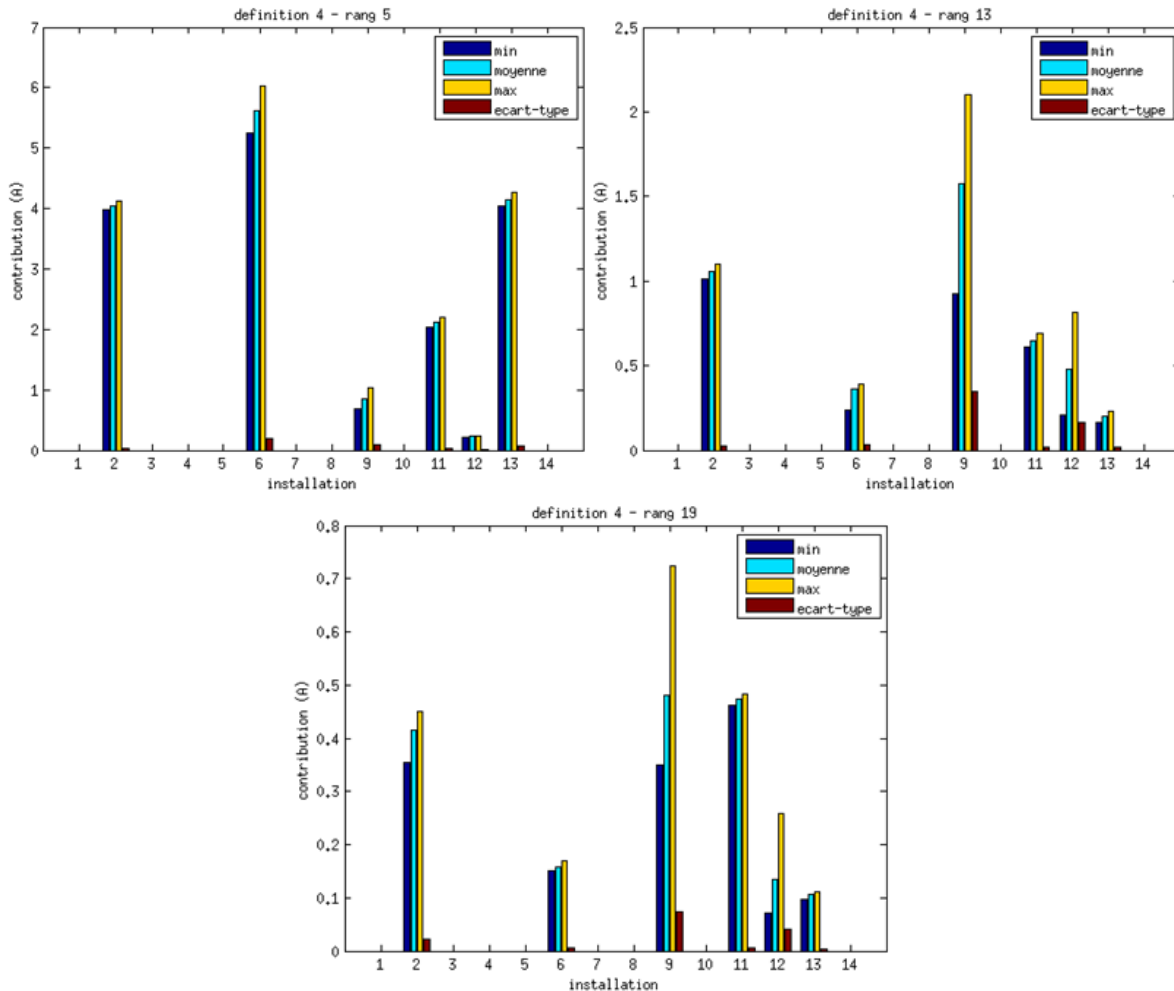


Figure 5-29 : impact des longueurs des lignes et câbles sur les niveaux d'émission harmonique

Nous remarquons que les niveaux d'émission harmonique sont peu affectés par les variations des longueurs de ligne et de câble pour les installations non-linéaires. En revanche, les niveaux d'émission varient significativement pour les installations équipées de batteries de condensateurs (installations 9 et 12).

Ce résultat est cohérent, car nous avons montré dans le §1.3 du chapitre 5 que l'impact des batteries de condensateurs est quasiment proportionnel au niveau de tension harmonique présent à leurs PCC avant leur raccordement.

Pour ce qui est des installations non-perturbatrices, elles conservent systématiquement un niveau d'émission harmonique nul.

4.1.2. Impact de l'étendue du réseau

Nous réalisons à présent plusieurs simulations, en faisant varier simultanément les longueurs de l'ensemble des lignes et câbles, de 50% à 200% de leurs longueurs initiales (cf. Annexe A).

Sur la Figure 5-30, nous avons représenté les niveaux de tension harmonique en plusieurs points du réseau en fonction de l'étendue du réseau.

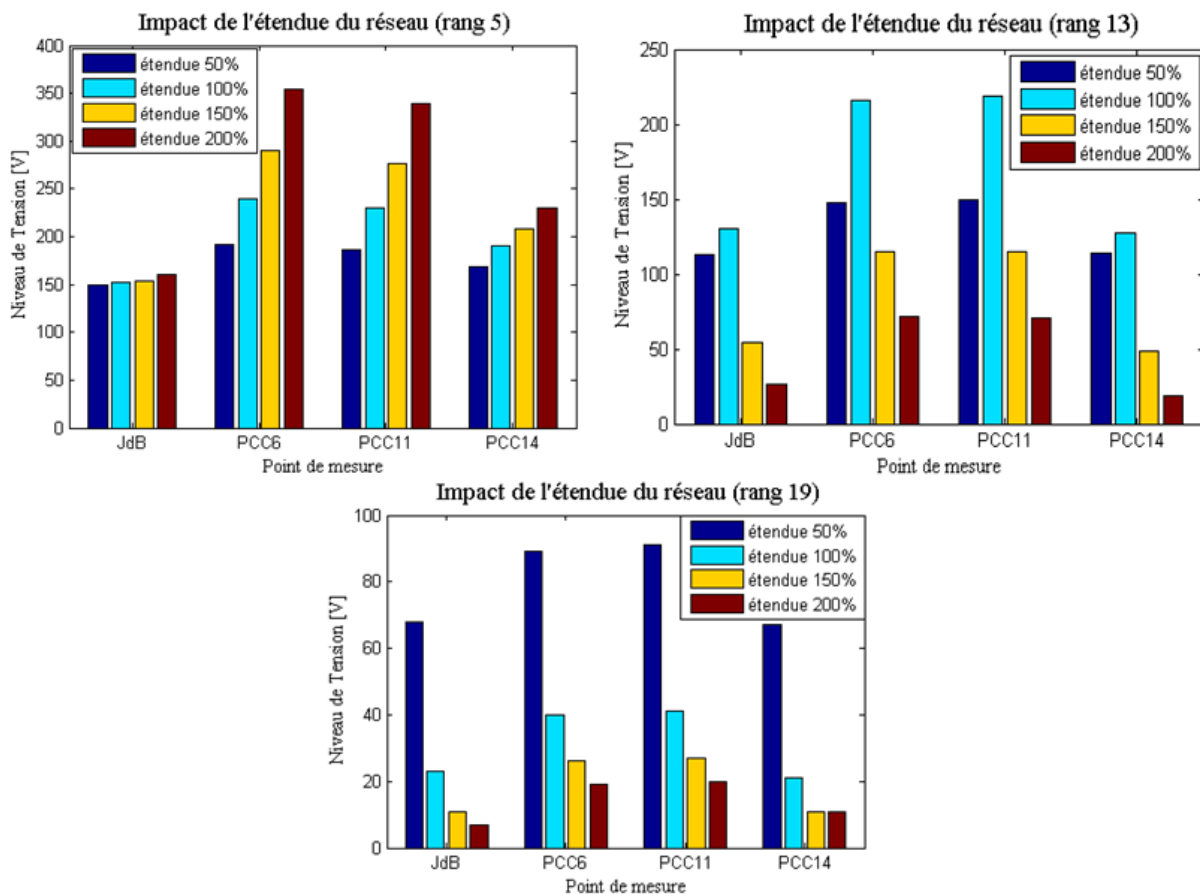


Figure 5-30 : impact de l'étendue du réseau sur les niveaux de tension harmonique

Nous observons les résultats suivants :

- Au rang 5, le fait d'augmenter l'étendue du réseau a pour conséquence d'augmenter les variations de tension harmonique le long des lignes et des câbles, ce qui explique les niveaux de tension plus élevés en bout de ligne.
- Au rang 13, nous sommes proches de la fréquence de résonance, entre l'inductance du transformateur et les capacités des batteries de condensateurs et des conducteurs du réseau (principalement des câbles). Les variations observées sont dues à la variation de la fréquence de résonance. Nous constatons que les niveaux sont plus élevés pour une étendue de 100%. Cela nous confirme que dans la configuration initiale du réseau, la fréquence de résonance est très proche du rang 13.
- Au rang 19, l'augmentation de l'étendue du réseau a pour effet de diminuer les niveaux de tension harmonique. Ceci est dû aux capacités des conducteurs ont

tendance à absorber les courants harmoniques aux fréquences hautes et donc à limiter les niveaux de tension harmonique.

Sur la Figure 5-31, nous avons représenté l'évolution des niveaux d'émission harmonique des installations perturbatrices en fonction de l'étendue du réseau. Les niveaux d'émission des installations non-perturbatrices (non représentés) sont restés nuls.

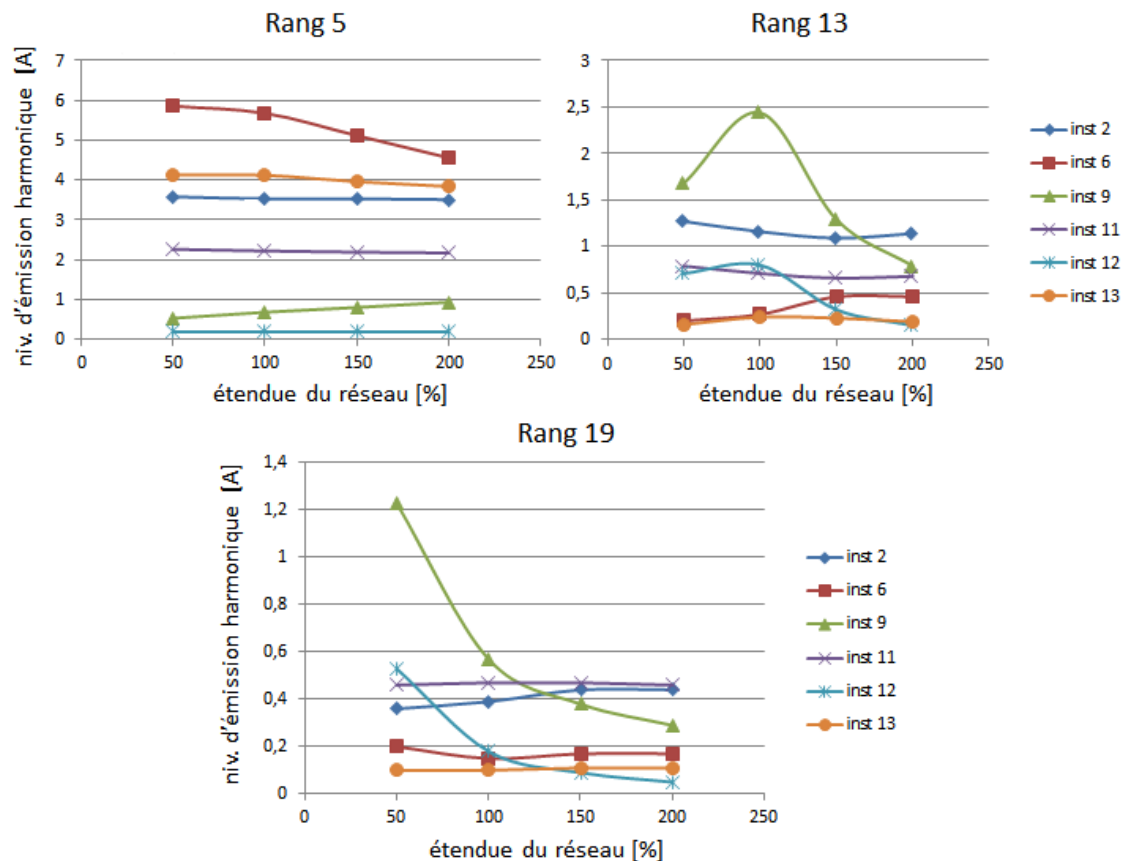


Figure 5-31 : impact de l'étendue du réseau sur les niveaux d'émission harmonique

Nous constatons les résultats suivants :

- Pour les charges non-linéaires (installations 2, 6, 11 et 13), les niveaux d'émission harmonique sont peu impactés par l'étendue du réseau, quel que soit le rang observé.
- Pour les installations équipées de batteries de condensateurs, les niveaux d'émission harmonique suivent les mêmes variations que les niveaux de tension harmonique sur le réseau.

Nous en concluons que l'étendue du réseau, même si elle influe beaucoup sur les niveaux de tension harmonique, impacte principalement les batteries de condensateurs. Ceci est cohérent avec le fait que ces charges ont un impact proportionnel aux niveaux de tension à leur PCC (cf. §1.3.3 du présent chapitre).

4.2. Puissances appelées par les installations non-linéaires

Pour l'étude de ce paramètre, nous analyserons séparément l'influence de la puissance absorbée par les ponts de diodes et par les ponts à thyristors. Pour modifier la puissance des ponts de diodes, nous ferons varier la charge résistive du côté de la tension redressée. Pour modifier la puissance des ponts à thyristors, nous ferons varier l'angle d'amorçage.

4.2.1. Ponts de diodes (avec charge RC)

Nous avons effectué plusieurs simulations du réseau, avec l'ensemble des quatorze installations raccordées, en faisant varier la puissance absorbée par les ponts de diodes.

Comme nous pouvons le voir sur la Figure 5-32, la puissance absorbée par un pont de diodes agit principalement sur l'amplitude des courants harmoniques aux rangs faibles (rangs 5 et 7). Nous remarquons que pour une puissance plus élevée, le pont de diodes émet plus de courant harmonique au rang 5. Au rang 7, l'impact est plus faible et l'équipement injecte un courant plus important pour des puissances intermédiaires. Pour les rangs plus élevés, les niveaux semblent dépendre moins de la puissance.

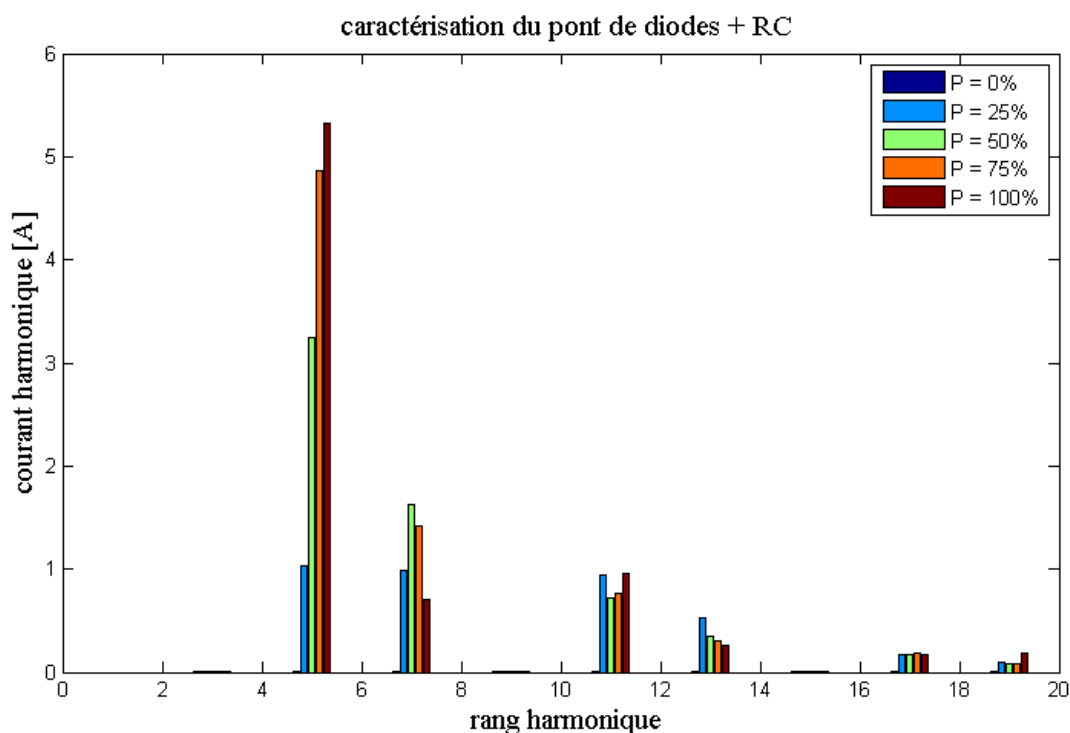


Figure 5-32 : courants harmoniques émis par un pont de diodes (installation 6) en fonction de sa puissance

Note : les niveaux de courant représentés ici sont valables pour le réseau étudié. Ils ne représentent pas forcément le comportement harmonique d'un pont de diodes dans le cas général.

Sur la Figure 5-33, nous avons ensuite représenté les niveaux d'émission harmonique des quatorze installations en fonction de la puissance consommée par les ponts de diodes (installations 6 et 13), qui varie simultanément de 0% à 100% de leurs puissances nominales.

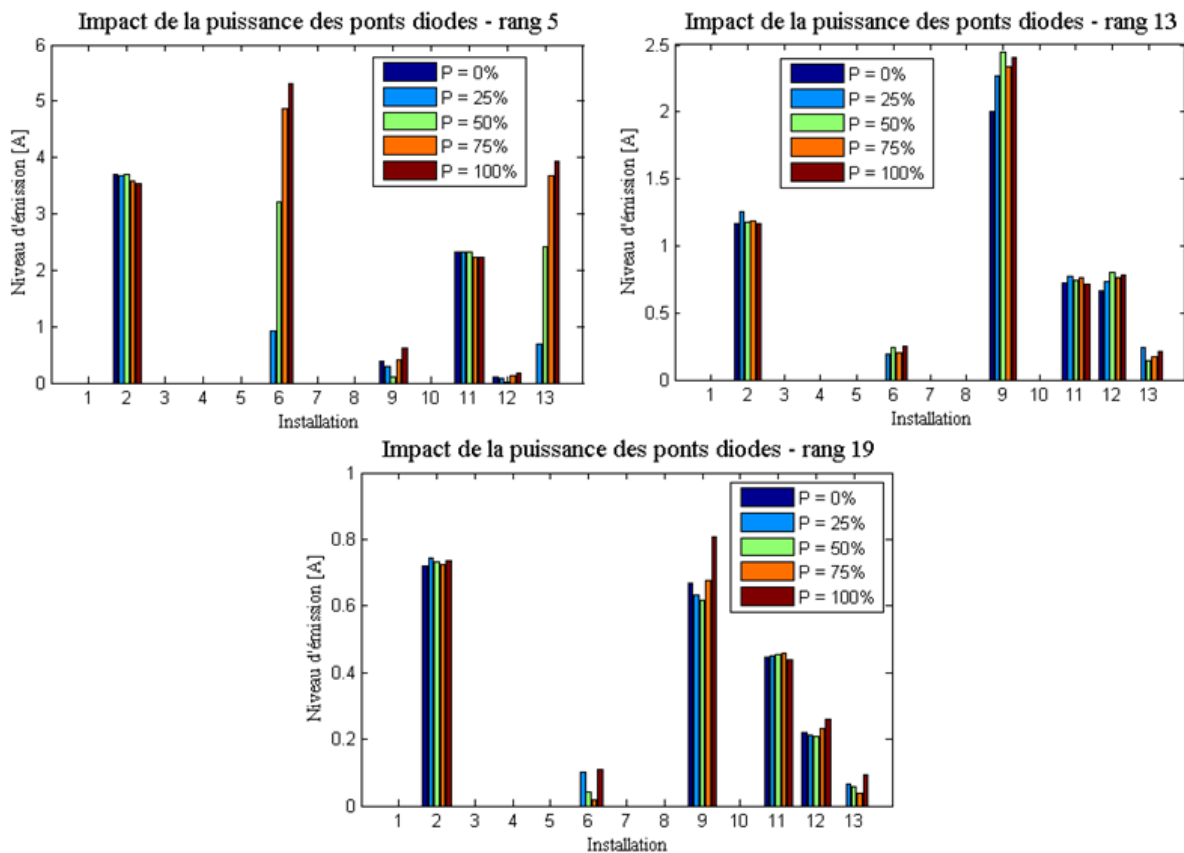


Figure 5-33 : impact de la puissance des ponts de diodes sur les niveaux d'émission

Les résultats que nous obtenons pour les ponts de diodes sont cohérents avec leurs courants émis (caractérisés Figure 5-32), à savoir que leurs puissances influent principalement sur leurs niveaux d'émission harmonique au rang 5. En outre, nous pouvons remarquer que les niveaux d'émission des ponts à thyristors (installations 2 et 11) sont très stables. Les niveaux d'émission des batteries de condensateurs sont un peu plus impactés, du fait des variations de tensions harmoniques sur le réseau.

4.2.2. Ponts à thyristors (avec charge RL)

En faisant varier la puissance absorbée par les ponts à thyristors, nous constatons que celle-ci agit de façon similaire sur les courants harmoniques à tous les rangs. En effet, nous voyons sur la Figure 5-34 que lorsque la puissance augmente, le courant harmonique augmente, quel que soit le rang observé.

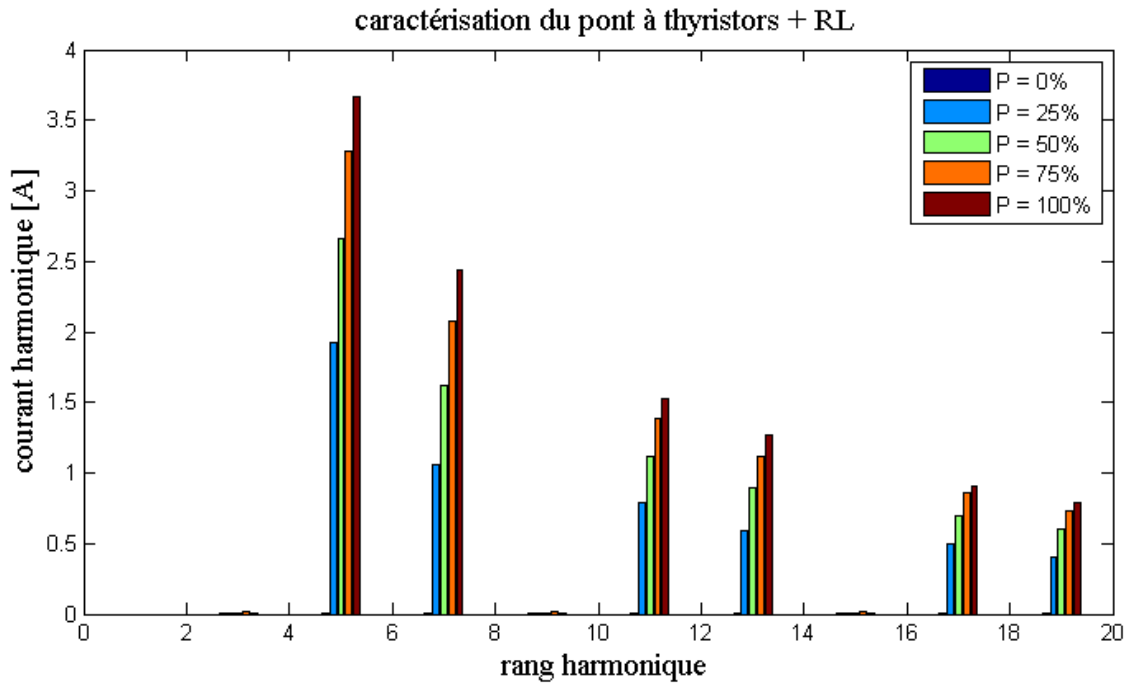


Figure 5-34 : courant harmonique émis par un pont à thyristors (installation 2) en fonction de sa puissance

Note : comme pour les ponts de diodes, les niveaux présentés ici sont valables pour le réseau étudié et ne représentent pas le comportement harmonique d'un pont à thyristors dans le cas général.

Nous avons ensuite représenté sur la Figure 5-35 les niveaux d'émission harmonique des quatorze installations en fonction de la puissance absorbée par les ponts à thyristors (installations 2 et 11), qui varie simultanément de 0% à 100% de leur puissance nominale.

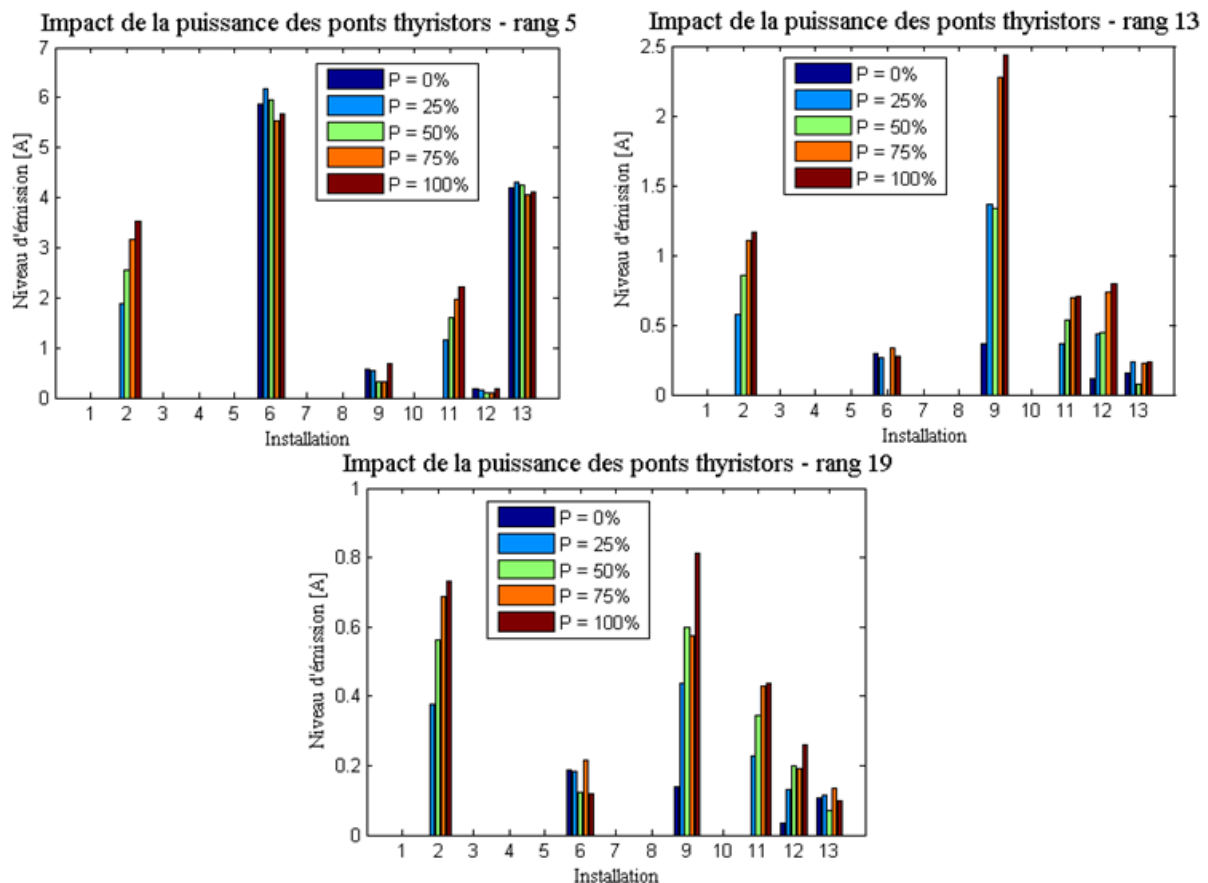


Figure 5-35 : impact de la puissance des ponts à thyristors sur les niveaux d'émission

Pour les installations 2 et 11, les résultats sont là aussi cohérents avec les courants émis par les ponts à thyristors (cf. Figure 5-34), à savoir que leurs puissances influent de la même façon sur l'ensemble des rangs. Nous remarquons par ailleurs, qu'en dehors des ponts à thyristors, ce sont les niveaux d'émission harmonique des batteries de condensateurs qui sont les plus impactés, du fait des variations des tensions harmoniques sur le réseau.

Remarque : pour l'installation 6, au rang 13, nous obtenons un niveau d'émission harmonique nul lorsque les ponts à thyristors sont réglés à 50% de leurs puissances initiales. Cela vient du fait que, dans cette configuration particulière, le courant injecté par l'installation 6 se trouve dans la zone 4' du plan complexe (cf. Annexe D) et qu'il est donc compensé complètement par le courant $I'_{seuil,h}$. C'est la prise en compte d'une charge passive potentielle dans l'installation qui a empêché de la détecter comme perturbatrice. Cela illustre une faiblesse de la définition « 4 quadrants », qui ne détecte pas systématiquement toutes les installations faiblement perturbatrices.

4.2.3. Bilan

L'étude de l'influence des puissances appelées par les installations non-linéaires a permis d'illustrer une limite de la définition « 4 quadrants », à savoir qu'elle ne détecte pas les installations perturbatrices lorsque celles-ci injectent un courant de faible amplitude dans le quadrant 4. Toutefois, dans l'ensemble, les résultats restent cohérents.

- Les niveaux d'émission harmonique des installations non-perturbatrices sont nuls.
- Les niveaux d'émission harmonique des installations non-linéaires varient en fonction des courants harmoniques émis.
- Les niveaux d'émission harmonique des batteries de condensateurs se montrent plus impactés. Ceci est normal, car en agissant sur les puissances des installations non-linéaires, nous agissons indirectement sur les niveaux de tension harmonique du réseau.

4.3. Taux de charge du réseau

Pour faire varier le taux de charge du réseau sans modifier les installations perturbatrices, nous faisons varier les puissances des charges PQ dans les installations non-perturbatrices simultanément de 50% à 500% de leurs puissances nominales (indiquées dans l'annexe A) sans modifier leurs $\tan(\varphi)$. Dans le cas présent, cela équivaut à faire varier le taux de charge du réseau de 20% à 110% environ de sa puissance nominale (ici 20MVA). Les six installations perturbatrices conservent leur puissance initiale durant ce test.

Note : le réseau retenu étant notablement sous-chargé, la puissance nominale du transformateur est fixée à 20MVA pour ce test (avec un u_{cc} de 12%), au lieu de 36MVA.

Nous avons représenté sur la Figure 5-36 l'évolution des niveaux de tension harmonique en fonction de la puissance appelée par les charges PQ (et par conséquent en fonction du taux de charge du réseau). Nous constatons que pour tous les rangs harmoniques, les niveaux de tension baissent quand le taux de charge augmente. Cela souligne bien la nature non-perturbatrice des charges PQ ($Q>0$). En effet, l'ajout de charges linéaires sur le réseau a pour effet de dévier une partie du courant harmonique injecté par les installations perturbatrices. Il y a en conséquence moins de courant qui remontent jusqu'au transformateur d'alimentation, ce qui conduit à des niveaux de tension harmonique plus faibles sur le réseau. A noter aussi que pour le rang 13, la baisse des niveaux de tension harmonique est plus importante, car elle est due à l'atténuation de la résonance par l'ajout de charges résistives sur le réseau.

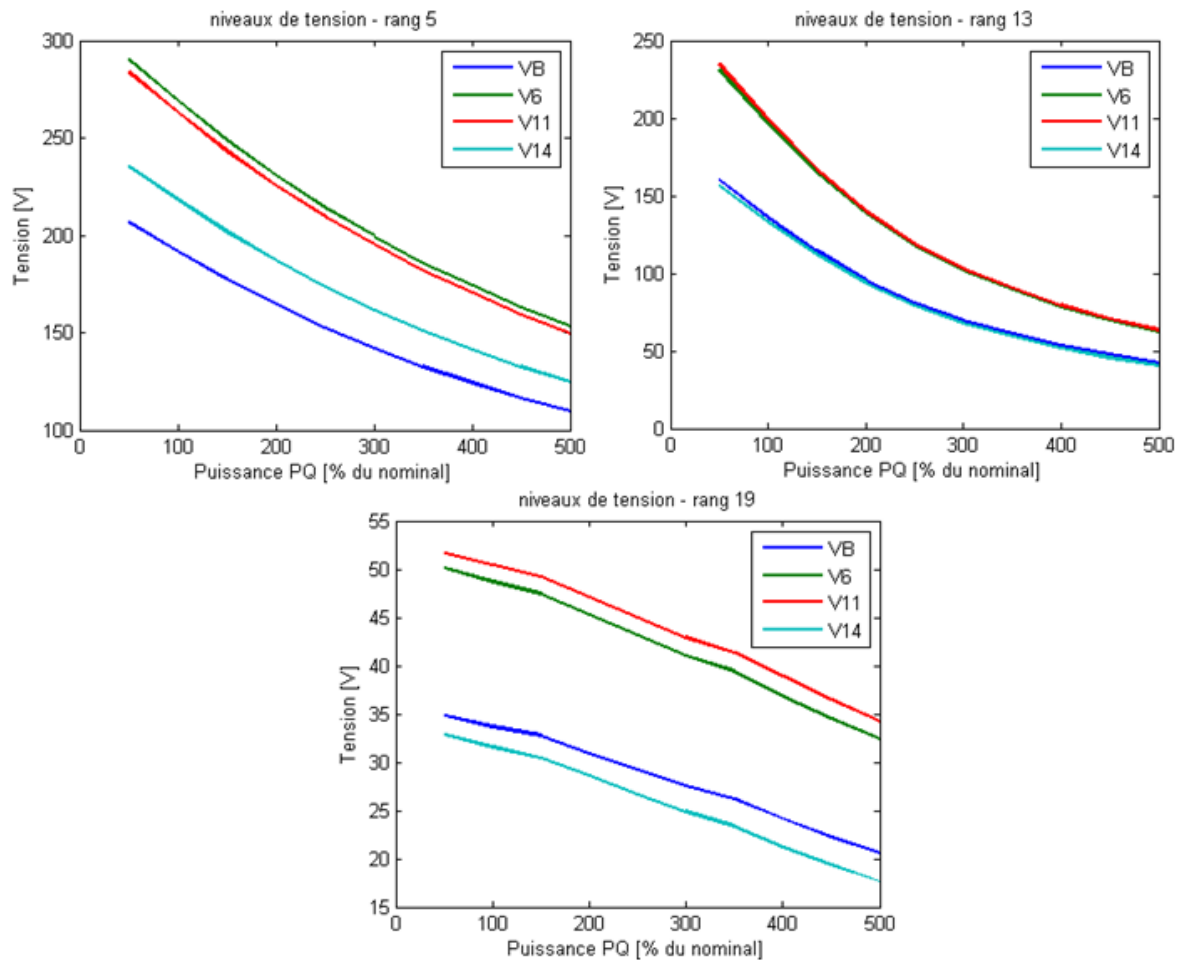


Figure 5-36 : impact du taux de charge du réseau sur les niveaux de tension harmonique

Note : certaines courbes dans ce paragraphe peuvent comporter des « cassures » en raison de l'échantillonnage choisi pour faire varier la puissance des charges non-perturbatrices (pas de 50% de la puissance nominale).

Sur la Figure 5-37, nous avons représenté l'évolution des niveaux d'émission harmonique des six installations perturbatrices en fonction de la puissance des installations PQ (et donc du taux de charge du réseau).

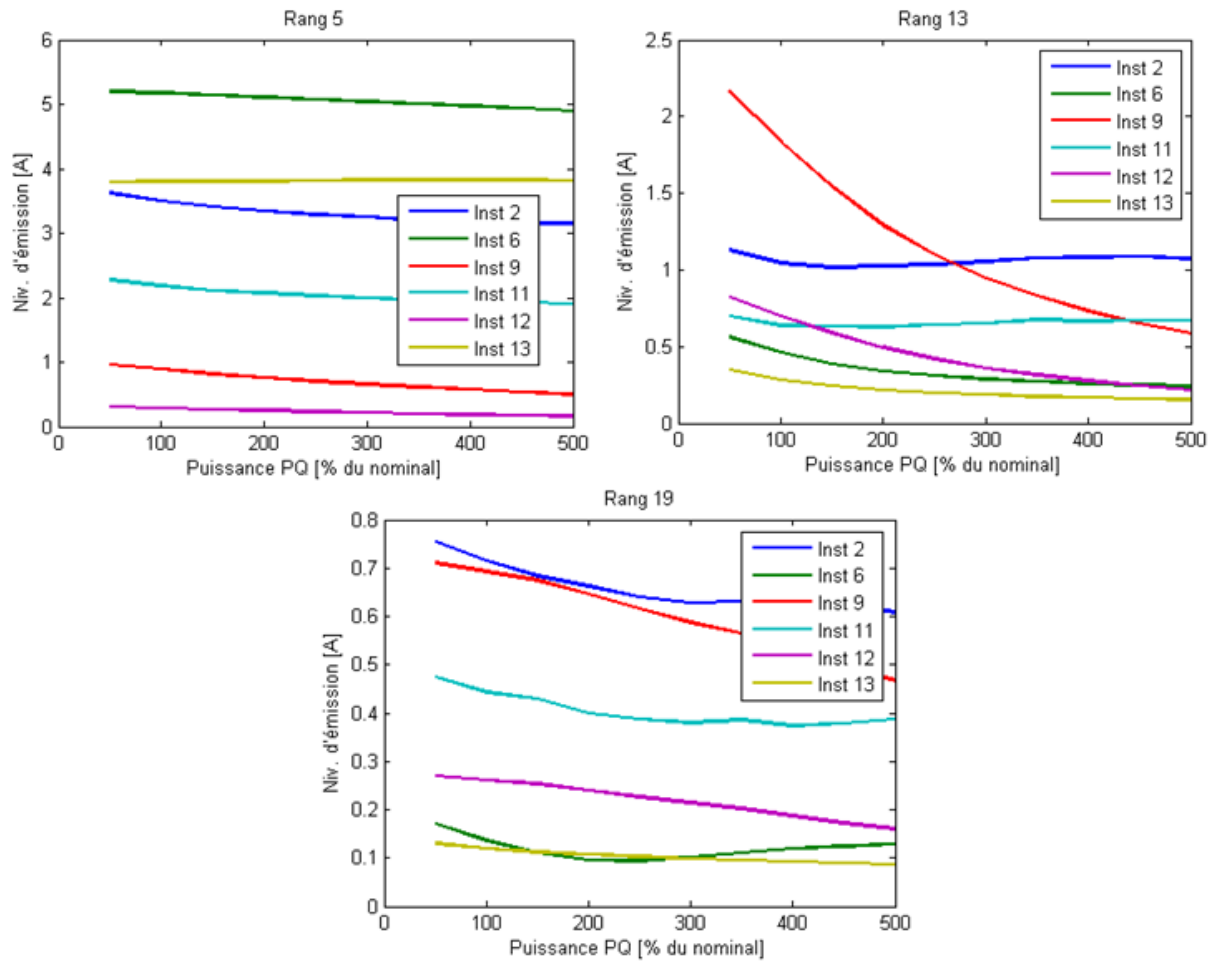


Figure 5-37 : impact du taux de charge du réseau sur les niveaux d'émission

Là aussi, les installations les plus significativement impactées sont celles équipées de batteries de condensateurs : leurs niveaux d'émission harmonique diminuent, tout comme les niveaux de tension harmonique sur le réseau. Les niveaux d'émission des charges non-linéaires restent en revanche un peu plus stables.

4.4. Puissance nominale du transformateur d'alimentation

Pour ce test, nous modifions directement les paramètres du transformateur d'alimentation du réseau. Nous avons uniquement pris des valeurs usuelles pour le transformateur HTB/HTA, qui soient cohérentes avec la puissance appelée par les installations. Nous avons ainsi testé les valeurs suivantes : 10MVA (u_{cc} de 10%), 20MVA (u_{cc} de 12%) et 36MVA (u_{cc} de 17%).

Sur la Figure 5-38, nous avons représenté les niveaux de courant harmonique et de tension harmonique au jeu de barres pour les rangs 5, 13 et 19, en fonction de la puissance nominale du transformateur.

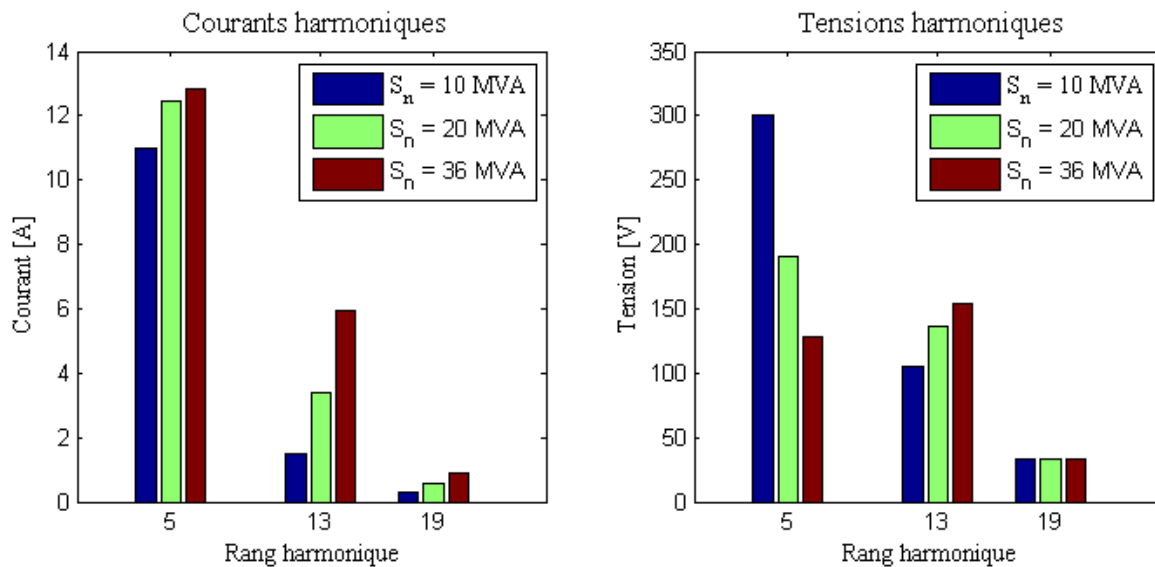


Figure 5-38 : impact de la puissance nominale du transformateur sur les niveaux harmoniques au jeu de barres.

Les résultats que nous obtenons s'expliquent de la façon suivante :

- Au rang 5 (rang faible), l'impédance du réseau vue du jeu de barres est proche de celle du transformateur. Comme cette dernière diminue quand la puissance nominale du transformateur augmente, le niveau de tension harmonique diminue. Le courant harmonique est assez stable car les installations n'ont pas variées.
- Au rang 13, nous sommes proches de la fréquence de résonance : la variation du niveau de tension harmonique est principalement due à la variation de la fréquence de résonance.
- Au rang 19 (rang élevé), l'impédance du réseau vue du jeu de barres est proche de celle des charges (installations), qui ne varie pas. Le niveau de tension est donc constant et le courant harmonique augmente.

Nous avons ensuite représenté sur la Figure 5-39 les niveaux d'émission harmonique des installations en fonction de la puissance nominale du transformateur.

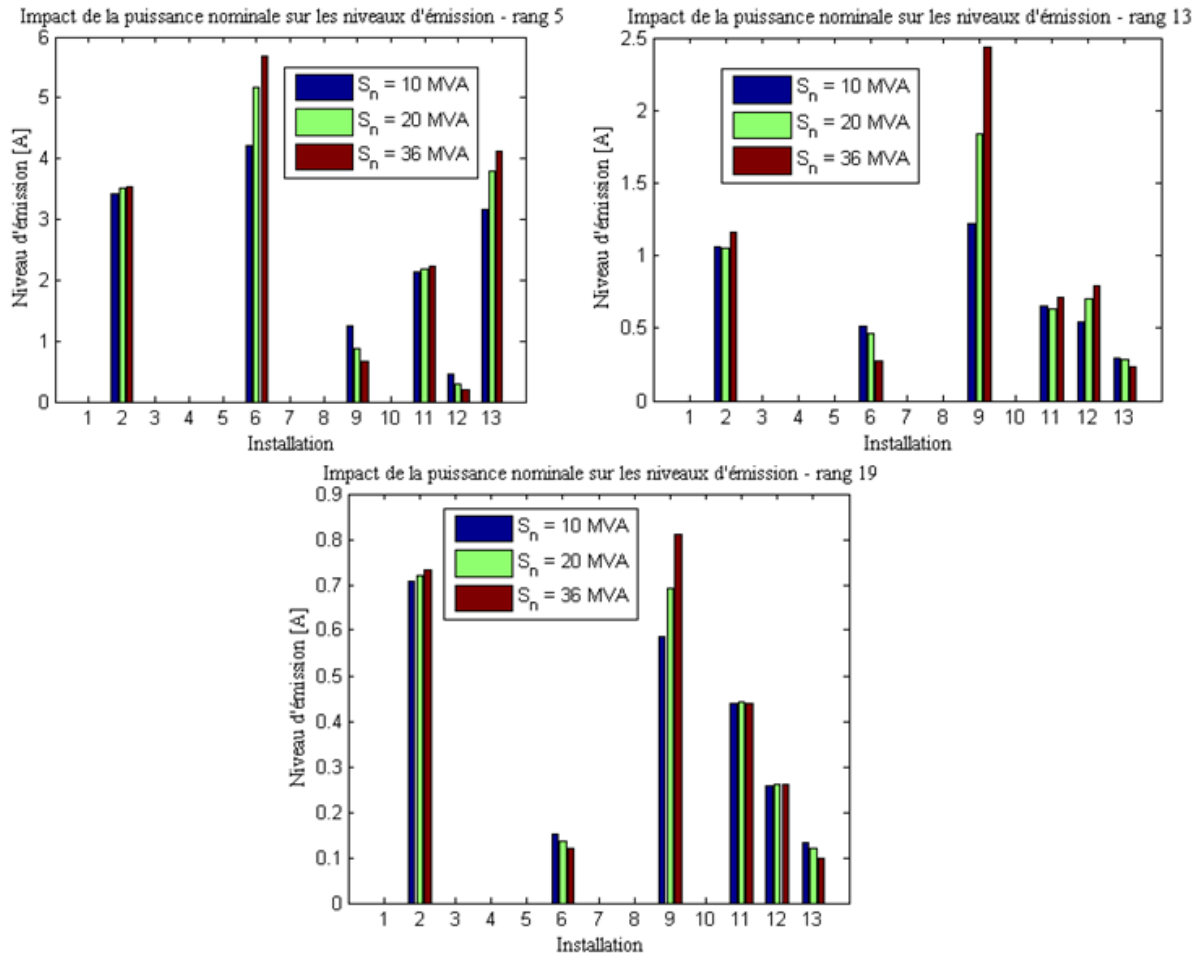


Figure 5-39 : impact de la puissance nominale du transformateur sur les niveaux d'émission

Nous constatons les résultats suivants :

- Au rang 5, quand la puissance du transformateur augmente, les niveaux d'émission des ponts de diodes (installations 6 et 13) augmentent légèrement, les niveaux d'émission des ponts à thyristors (installations 2 et 11) restent stables, et ceux des batteries de condensateurs diminuent puisque les tensions harmoniques diminuent.
- Au rang 13, ce sont surtout les niveaux d'émission des batteries de condensateurs, partiellement responsables de la résonance, qui sont impactés.
- Au rang 19, les niveaux d'émission restent stables dans l'ensemble. Seule l'installation 9 équipée de batteries de condensateurs se trouve un peu plus impactée.

Là encore, nous constatons que ce sont les niveaux d'émission harmonique des batteries de condensateurs qui se montrent les plus impactés, de par les variations des niveaux de tension harmonique sur le réseau.

4.5. Taux de compensation des batteries de condensateurs

Pour ce test, nous faisons varier, d'une part le taux de compensation de la batterie de condensateurs placée au jeu de barres, et d'autre part le taux de compensation dans les installations 9 et 12. Dans chacun de ces deux cas, nous faisons varier le taux de compensation de 10% à 120% du réactif consommé.

4.5.1. Impact du taux de compensation de la batterie de condensateurs au jeu de barres

Pour ce test, les batteries de condensateurs dans les installations 9 et 12 sont connectées et compensent 80% du réactif consommé par ces installations. Seul le taux de compensation de la batterie de condensateurs au jeu de barres varie (de 10% à 120% de la puissance réactive consommée par l'ensemble des installations du réseau, y compris par les installations 9 et 12).

Note : ce taux de compensation ne tient pas compte de la puissance réactive fournie par les capacités des conducteurs.

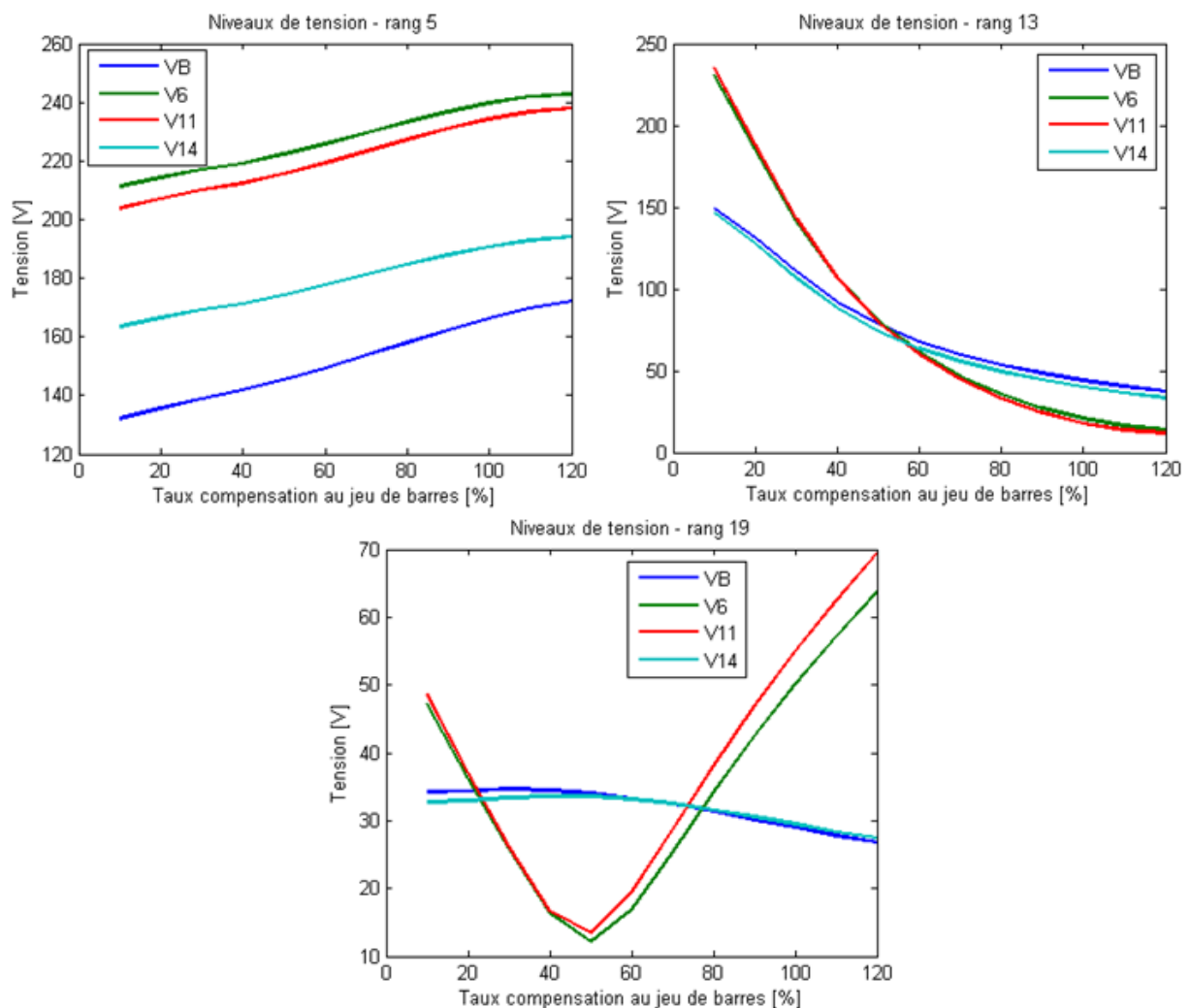


Figure 5-40 : impact du taux de compensation au jeu de barres sur les niveaux de tension harmonique

Nous avons représenté sur la Figure 5-40 l'évolution des niveaux de tension harmonique en plusieurs points du réseau (au jeu de barres et aux PCC des installations 6, 11 et 14 situées en bout de ligne) en fonction du taux de compensation de la batterie de condensateurs au jeu de barres.

Les variations observées ici traduisent le déplacement progressif de la fréquence de résonance parallèle vers les fréquences basses (phénomène expliqué en Annexe E). Sans la batterie de condensateurs au jeu de barres, la fréquence de résonance est légèrement en-dessous du rang 13. Ceci explique que les niveaux de tension harmonique augmentent légèrement au rang 5 et qu'ils diminuent beaucoup au rang 13. Au rang 19, nous remarquons que les niveaux de tension aux PCC des installations 6 et 11 (en bout de ligne sur le départ 1) passent par un minimum. Ce comportement traduit l'existence d'une résonance série au rang 19 pour ces deux points du réseau (le phénomène de résonance série est expliqué en Annexe E).

Sur la Figure 5-41, nous avons représenté l'évolution des niveaux d'émission harmonique des installations, pour ces mêmes rangs, en fonction du taux de compensation au jeu de barres.

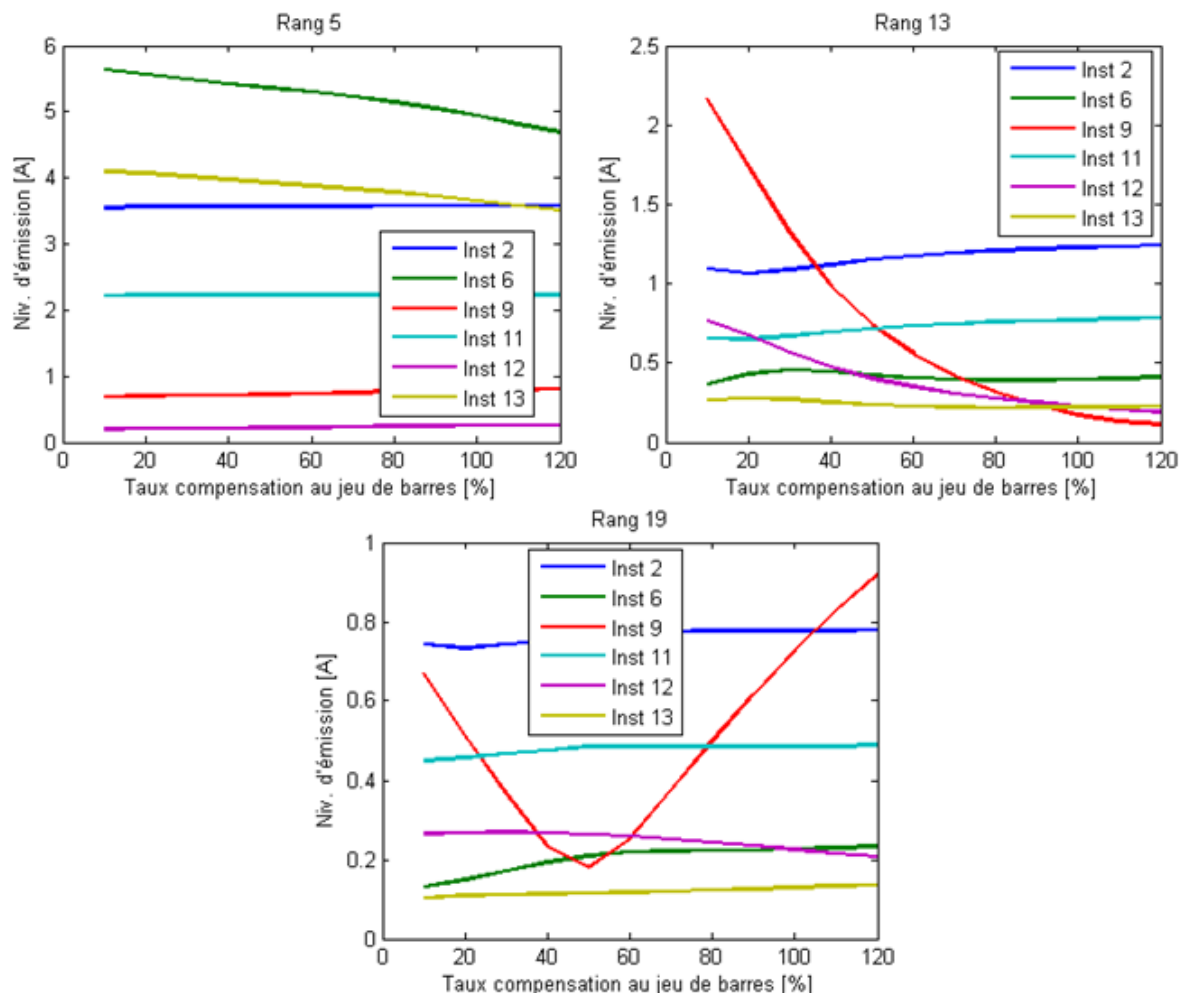


Figure 5-41 : impact du taux de compensation au jeu de barres sur les niveaux d'émission

Comme nous pouvons le voir, les niveaux d'émission harmonique ont tendance à rester stables au rang 5 (ceux des ponts de diodes diminuent légèrement et ceux des batteries de

condensateurs augmentent légèrement). Au rang 13, les niveaux d'émission harmonique des batteries de condensateurs diminuent beaucoup car ils suivent les variations des niveaux de tension harmonique sur le réseau. Pour les autres installations, leurs niveaux d'émission harmonique restent stables. Au rang 19, le niveau d'émission harmonique de l'installation 9 (batterie de condensateurs) est impacté par la résonance série, puisque cette installation est proche d'un bout de ligne sur le départ 1, où ce phénomène a été constaté.

Note : au rang 5, les niveaux de tension ont globalement augmenté, tandis que la somme des niveaux d'émission a globalement diminué. Cela peut sembler contradictoire et faire penser à un problème de représentativité de la définition. Cependant, il ne faut pas oublier que la batterie de condensateurs au jeu de barres est aussi une installation, dont le niveau d'émission harmonique augmente avec le taux de compensation.

4.5.2. Impact du taux de compensation des batteries de condensateurs dans les installations

Pour ce test, la batterie de condensateurs au jeu de barres est déconnectée du réseau. Seuls les taux de compensation des batteries de condensateurs dans les installations 9 et 12 varient (de 10% à 120% du réactif consommé par ces installations).

Nous avons représenté sur la Figure 5-42 l'évolution des niveaux de tension harmonique en plusieurs points du réseau (au jeu de barres et aux PCC des installations 6, 11 et 14) en fonction du taux de compensation dans les installations 9 et 12.

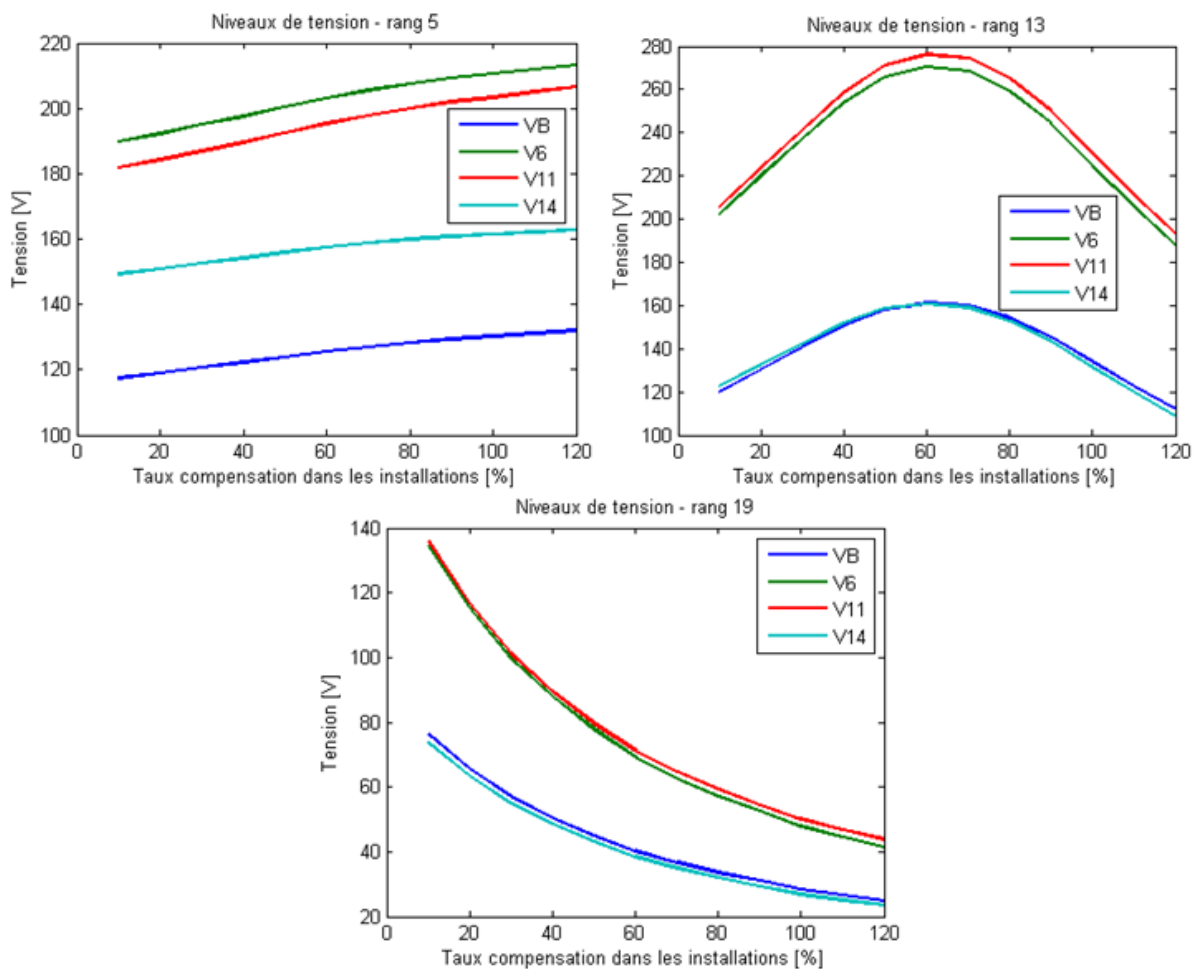


Figure 5-42 : impact du taux de compensation dans les installations sur les niveaux de tension harmonique

Nous observons ici des phénomènes analogues à ceux observés pour la compensation au jeu de barres. L'augmentation du taux de compensation dans les installations 9 et 12 provoque un déplacement progressif de la fréquence de résonance parallèle vers les fréquences basses. Nous constatons ainsi que la fréquence de résonance est sur le rang 13 lorsque le taux de compensation est d'environ 60%.

Sur la Figure 5-43, nous avons représenté l'évolution des niveaux d'émission harmoniques des installations en fonction du taux de compensation dans les installations.

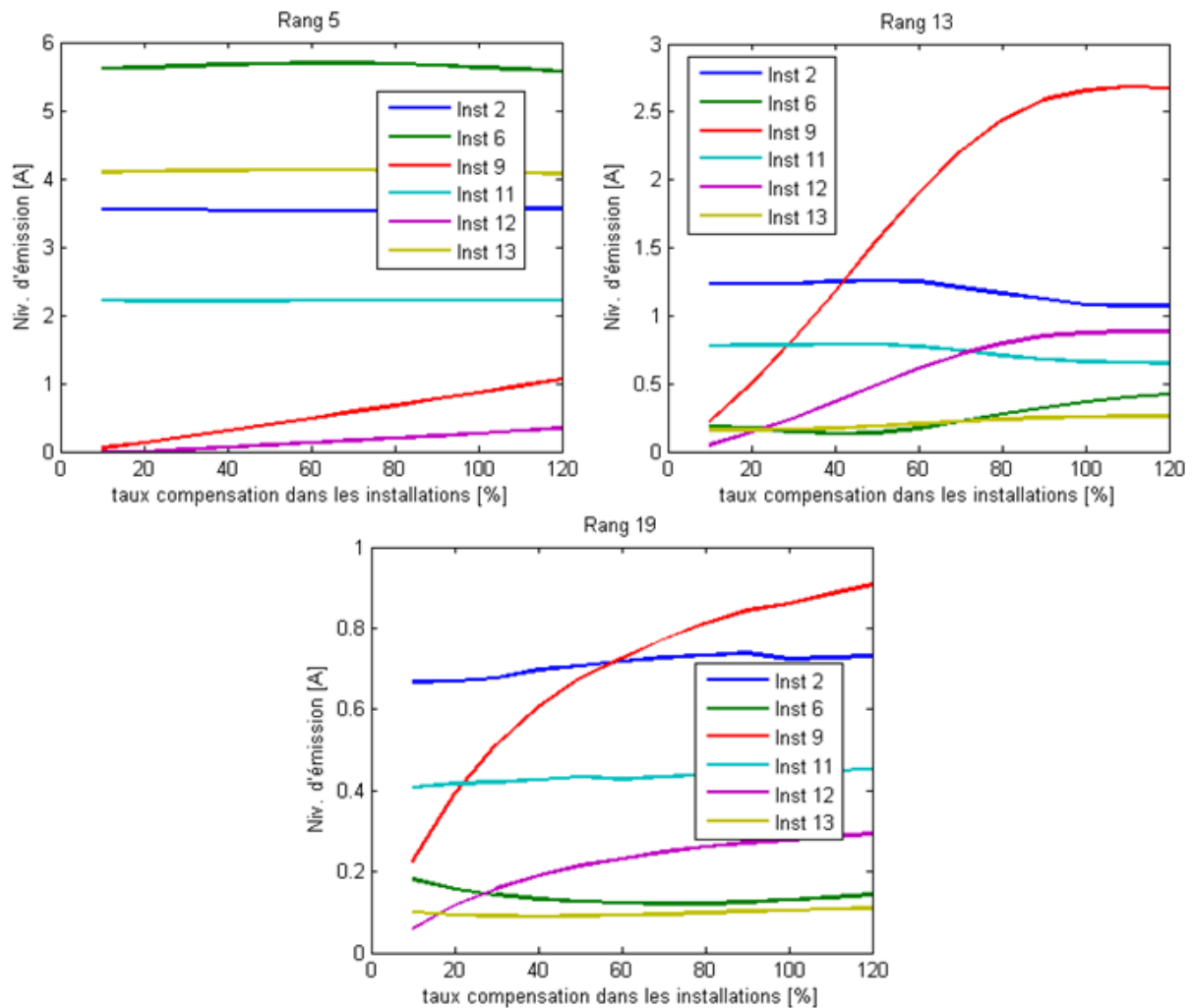


Figure 5-43 : impact du taux de compensation dans les installations sur les niveaux d'émission

De la même façon que pour la compensation au jeu de barres, les niveaux d'émission harmonique restent assez stables pour les installations non-linéaires. Par contre ils augmentent fortement pour les batteries de condensateurs.

Les niveaux d'émission des batteries de condensateurs varient, d'une part en fonction des niveaux de tension harmonique sur le réseau, et d'autre part du fait de l'augmentation de leurs capacités lorsque leurs taux de compensation augmentent. Ainsi, nous pouvons remarquer que, pour les rangs 13 et 19, leurs courants ont tendance à se stabiliser pour des taux de compensation élevés, à cause des effets antagonistes de ces deux phénomènes au-delà de la fréquence de résonance.

4.6. Erreurs de mesure

Pour ce test, nous n'allons pas nous intéresser aux erreurs commises sur la mesure des formes d'onde du courant et de la tension, mais directement aux répercussions de ces erreurs de mesures sur les résultats obtenus en grandeurs vectorielles (issues du traitement FFT).

A ce propos, il est important, comme le montre la Figure 5-44, de distinguer les erreurs commises sur l'amplitude et celles commises sur la phase.

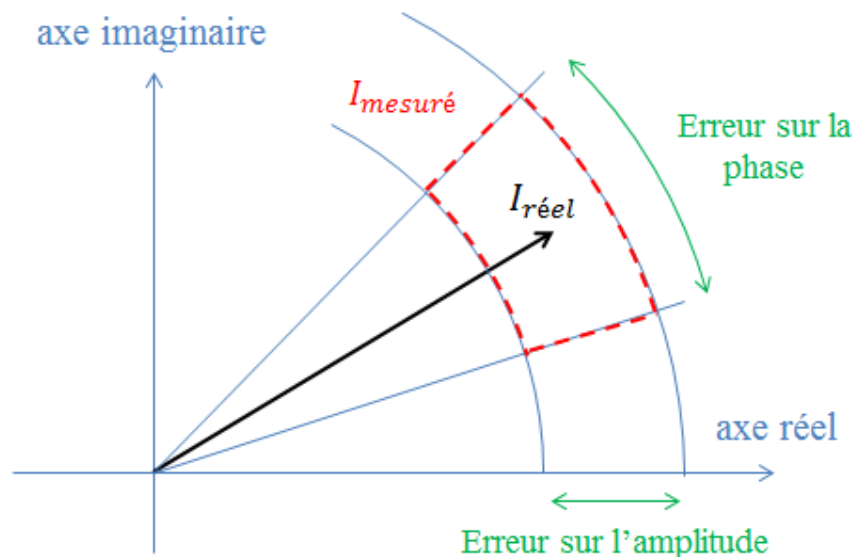


Figure 5-44 : distinction entre l'erreur sur l'amplitude et l'erreur sur la phase

Aujourd'hui, les appareils de mesure nous permettent généralement d'atteindre une très bonne précision sur l'amplitude (erreur < 1%). C'est donc souvent l'erreur commise sur la phase qui va nous limiter, particulièrement avec les sondes à effet Hall utilisées pour la mesure du courant.

Note : dans le cas de la définition « 4 quadrants », nous pouvons considérer que l'erreur commise sur le déphasage du courant sur la tension correspond à la somme de celle due à la mesure de la tension et de celle due à la mesure du courant.

Pour ce test, nous n'utiliserons pas le réseau décrit au §1.2 de ce chapitre, car l'erreur peut être étudiée en utilisant uniquement la valeur complexe du courant. Par ailleurs, la méthode « 4 quadrants » étant non-linéaire, car définie par morceaux (cf. §2.2 du chapitre 4), nous utiliserons la méthode de Monte Carlo pour étudier l'impact d'une erreur sur l'amplitude ou sur la phase.

Nous allons effectuer les quatre types de test suivants :

Tableau 5-3 : Types de test pour évaluer l'impact d'une erreur de mesure

	$I_{pcc,h}$	$I'_{seuil,h}$	Profil	Impact *
Type1	10A ($\pm 5A$ et $\pm 10^\circ$)	1A	Gros pollueur	Amplitude
Type 2	10A ($\pm 5A$ et $\pm 10^\circ$)	10A	Petit pollueur	Amplitude
Type 3	10A ($\pm 1A$ et $\pm 20^\circ$)	1A	Gros pollueur	Phase
Type 4	10A ($\pm 1A$ et $\pm 20^\circ$)	10A	Petit pollueur	Phase

* la colonne « impact » indique laquelle de l'erreur sur la phase ou sur l'amplitude aura potentiellement le plus d'impact sur le niveau d'émission harmonique.

Chaque type de test est effectué 10^5 fois. De plus, pour chaque test :

- La phase réelle du courant $I_{pcc,h}$ est aléatoire et sa valeur est comprise entre 0° et 360° .
- Toutes les valeurs aléatoires sont tirées selon une loi uniforme.

Une synthèse des tests effectués est présentée sur la Figure 5-45. Les graphes, dans l'ordre de lecture, présentent respectivement les résultats issus des tests de type 1, 2, 3 et 4. Nous y indiquons pour chaque type de test, les erreurs maximale, moyenne et à 95% obtenues sur le niveau d'émission harmonique, en fonction de l'erreur commise soit sur la mesure de l'amplitude, soit sur la mesure de la phase.

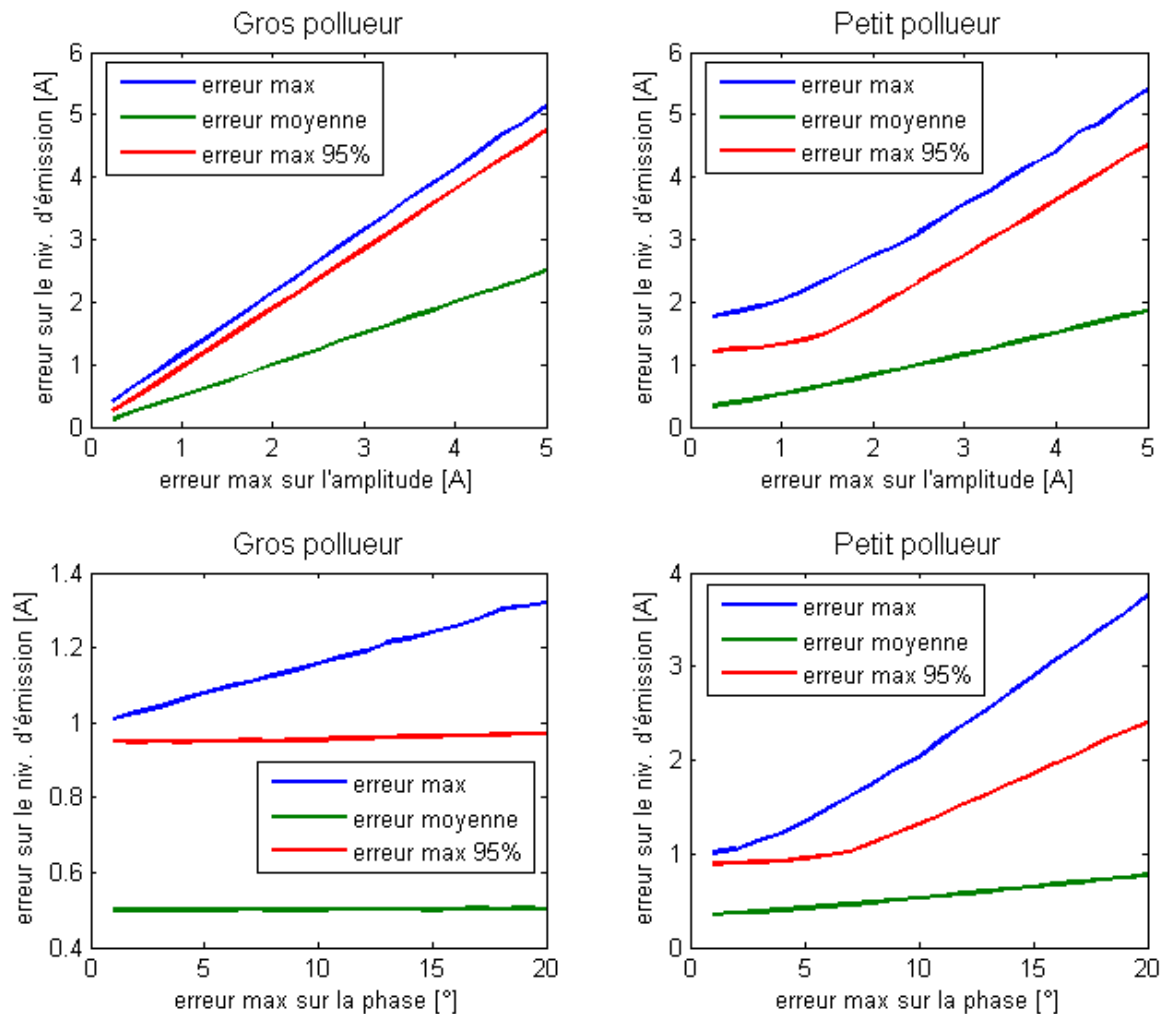


Figure 5-45 : impact d'une erreur de mesure sur le niveau d'émission harmonique

Nous constatons les résultats suivants :

- Pour un gros pollueur ($|I_{pcc,h}| \gg I'_{seuil,h}$), seule l'erreur sur l'amplitude impacte significativement la valeur du niveau d'émission harmonique. L'erreur sur le niveau d'émission a dans ce cas le même ordre de grandeur que l'erreur commise sur l'amplitude du courant au PCC. L'erreur sur la phase a aussi un impact, mais bien plus faible.
- Pour un petit pollueur ($|I_{pcc,h}| \approx I'_{seuil,h}$), le niveau d'émission harmonique est aussi bien impacté par une erreur sur l'amplitude que par une erreur sur la phase. Contrairement à un gros pollueur, même avec une erreur nulle sur l'amplitude, l'erreur commise sur la phase peut avoir un impact important sur le niveau d'émission (jusqu'à une erreur max. de $|I_{pcc,h}| \cdot \sin(\Delta\phi'_h)$, où $\Delta\phi'_h$ est l'erreur commise sur la phase).

Note : tout comme les petits pollueurs, les installations non-perturbatrices peuvent avoir aussi une erreur sur leur niveau d'émission harmonique à cause d'une erreur de mesure. Il est donc possible que la définition « 4 quadrants » puisse détecter une installation non-perturbatrice à tort comme perturbatrice. Pour une application pratique de la définition, il faudra donc adapter

la zone non-perturbatrice du plan complexe en fonction des performances des capteurs utilisés.

Etant donné qu'aujourd'hui, les problèmes de précision des capteurs à effet Hall concernent plutôt la mesure de la phase, nous en concluons que ce sont principalement les installations faiblement ou non perturbatrices qui seront impactés par les erreurs de mesure.

4.7. Bilan de la robustesse

Les tests de robustesse effectués dans cette partie ont montré que le niveau d'émission harmonique fourni par la définition « 4 quadrants » ne montrait pas de problème rédhibitoire.

- Les ponts à thyristors se sont montrés globalement très robustes, car leurs niveaux d'émission harmonique sont très peu dépendants des niveaux de tension sur le réseau et donc des éléments extérieurs à l'installation. Cette robustesse s'explique principalement par la nature inductive de la charge côté continu, qui limite les courants harmoniques générés par la tension sur le réseau (effet de filtrage du courant).
- Les ponts de diodes ont montré un comportement un peu moins robuste que les ponts à thyristors. Là aussi, c'est principalement dû à la nature de la charge côté continu, qui est de type capacitif. Les courants harmoniques dépendent ainsi plus des niveaux de tension sur le réseau.
- Les batteries de condensateurs ont des niveaux d'émission harmonique qui dépendent beaucoup des tensions harmoniques sur le réseau. Les résultats obtenus avec la définition « 4 quadrants » pour ce type de charge ne sont donc pas robustes. Cependant, nous avons montré au §1.3.3 de ce chapitre que les batteries de condensateurs ont un impact qui dépend beaucoup du niveau de tension harmonique présent sur le réseau avant leur raccordement. Il n'est donc pas possible d'avoir un résultat intrinsèque à l'installation en présence de ce type de charge. Toutefois, le niveau d'émission des batteries de condensateurs obtenus avec la définition « 4 quadrants » reflète bien les variations du niveau de tension harmonique sur le réseau aux fréquences basses.
- Enfin, les installations non-perturbatrices ont systématiquement conservé un niveau d'émission harmonique nul. Seule une erreur de mesure pourrait les faire détecter à tort comme perturbatrices. Il est donc nécessaire lors de la mise en œuvre de cette définition de bien caractériser les performances de l'appareil de mesure utilisé, afin de déterminer sous quelle(s) condition(s) une erreur de détection est susceptible de se produire et d'adapter éventuellement la zone non-perturbatrice de la définition « 4 quadrants ».

De façon générale, nous pouvons distinguer deux grands types de charges perturbatrices : les charges non-linéaires (ponts à thyristors et à diodes dans notre cas) et les charges capacitatives (batteries de condensateurs dans notre cas). Pour les charges non-linéaires, la définition « 4 quadrants » est satisfaisante car elle montre un comportement robuste. En revanche, pour les

charges capacitatives, les résultats obtenus avec la définition « 4 quadrants » sont très sensibles à ce qu'il peut se produire sur le réseau.

Cette différence s'explique par le fait que ces deux types de charges ont des comportements harmoniques très différents :

- Les charges non-linéaires rajoutent des perturbations supplémentaires sur le réseau en se raccordant (effet additif).
- Les charges capacitatives amplifient les perturbations présentes sur le réseau en se raccordant (effet multiplicatif).

Etant donné qu'il n'est pas possible de connaître les équipements présents dans les installations (rappel : celles-ci sont considérées comme des boîtes noires), il n'est donc pas possible non plus que la définition se comporte de la même manière avec ces deux type de charges.

5. Bilan des études en simulation

Nous avons comparé en simulation le comportement pratique des quatre définitions suivantes :

- Courant seul (cf. §1 du Chapitre 2).
- Comparaison R (cf. §2 du Chapitre 2).
- Projection IB (cf. §3 du Chapitre 2).
- 4 quadrants (cf. Chapitre 4).

Les études en simulation menées dans ce chapitre ont porté sur un cas de réseau plus réaliste dérivé d'un réseau CIGRE alimentant quatorze installations. Pour adapter ce réseau à des études harmoniques, nous avons modifié six de ses installations pour les rendre perturbatrices, en remplaçant leurs charges initiales par des convertisseurs de puissance ou des batteries de condensateurs.

Dans un premier temps, nous avons étudié le comportement de ce réseau, afin de mettre en évidence, d'une part le caractère perturbateur des installations non-linéaires, et d'autre part les couplages présents sur le réseau, notamment entre les batteries de condensateurs et les impédances du réseau qui peuvent conduire à des phénomènes de résonance.

Dans un deuxième temps, nous avons appliqué les quatre définitions sur ce réseau. Pour étudier leur comportement pratique, nous nous sommes principalement intéressés à leur capacité à identifier correctement les six installations perturbatrices (celles comportant des charges non-linéaires et celles comportant des batteries de condensateurs). Cela nous a permis de conclure que la définition « 4 quadrants » est celle qui présente le meilleur compromis pour détecter correctement les installations perturbatrices sur un réseau. Un bilan plus détaillé a été présenté au §3.4 du présent chapitre.

Enfin, nous avons mis à l'épreuve cette dernière définition en effectuant une série de tests de robustesse dans lesquels nous avons fait varier plusieurs paramètres relatifs au réseau et aux installations. Ces tests n'ont pas mis en défaut la définition « 4 quadrants », et ont permis de constater que pour les charges capacitives (batteries de condensateurs dans notre cas), il n'est pas possible d'avoir un niveau d'émission harmonique intrinsèque à l'installation, en raison de leur comportement très différent des charges non-linéaires. Nous avons donc admis que le niveau d'émission harmonique d'une charge capacitive est une grandeur qui dépend du réseau.

Chapitre 6. Campagne de mesures

Durant la thèse, nous avons eu l'opportunité d'effectuer des mesures pendant une semaine sur le site de CentraleSupélec. Ces mesures nous ont permis de tester en conditions réelles la définition « 4 quadrants ».

Ce chapitre 6 est organisé comme suit :

- Dans la partie 1, nous présentons le réseau sur lequel a été effectuée la campagne de mesures.
- Dans la partie 2, nous présentons les appareils de mesure utilisés.
- Dans la partie 3, nous présentons les principaux résultats obtenus.
- Dans la partie 4, nous dressons le bilan de cette campagne de mesures.

1. Présentation du réseau

Le bâtiment S (anciennement Supélec) est alimenté par 4 transformateurs HTA/BT. Le schéma correspondant est représenté sur la Figure 6-1.

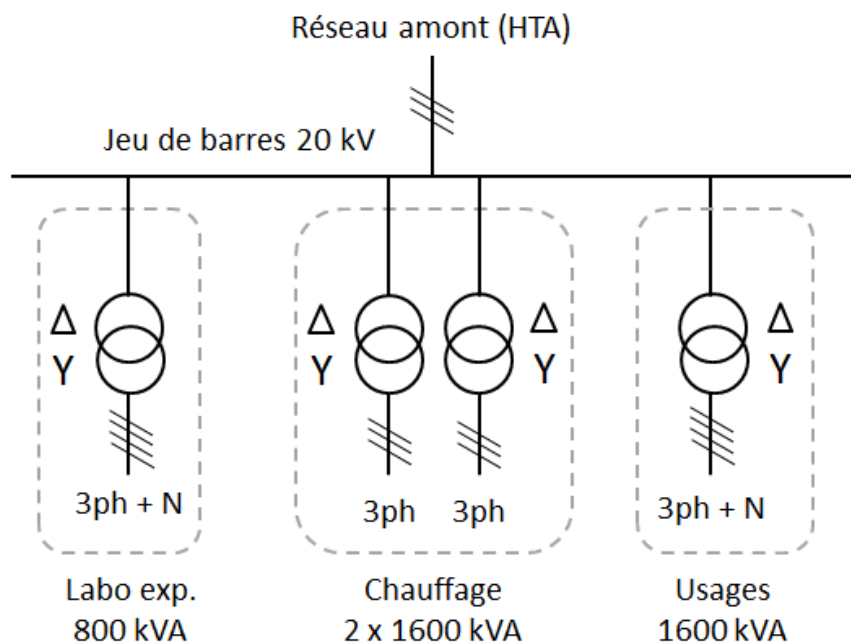


Figure 6-1 : jeu de barres HTA alimentant le bâtiment S de CentraleSupélec

L'alimentation électrique comprend :

- Un transformateur HTA/BT de 800 kVA qui alimente les laboratoires « expérimentaux » où sont réalisés des tests spécifiques (Télécom, CPL)
- Deux transformateurs HTA/BT de 1600 kVA qui alimentent le chauffage du bâtiment, ainsi que les systèmes de ventilation (VMC).

- Un transformateur HTA/BT de 1600 kVA qui alimente les « usages », c'est-à-dire les différents départs qui assurent le fonctionnement du bâtiment (éclairage, prises, cuisines, locaux informatiques, etc).



Figure 6-2 : le local HTA et ses 4 transformateurs d'alimentation

Nous avons choisi d'instrumenter le transformateur « usages », pour les raisons suivantes :

- Il possède beaucoup de départs qui alimentent des zones bien identifiées, ce qui nous permet d'avoir une idée du type d'équipements raccordés.
- Une journée de pré-visite, où nous avons pris des mesures en BT sur les départs alimentés par les différents transformateurs, a montré un contenu harmonique important sur les formes d'onde des courants pour le transformateur « usages » dans la bande 0-2kHz (voir exemple sur la Figure 6-3).

Sur les 14 départs disponibles sur le transformateur « usages », 5 ont été instrumentés :

- L'**aile A**, qui alimente les bureaux d'une des quatre ailes du bâtiment. Ce départ comprend principalement de l'éclairage à néons et du matériel informatique (PC, imprimantes, photocopieuses, etc).
- L'**atelier**, qui alimente notamment les laboratoires d'électrotechnique. Celui-ci comprend un nombre important de convertisseurs de puissance.
- Les **cuisines**, qui alimente les fours ainsi que les réfrigérateurs et congélateurs.
- La **sous-station cuisine**, qui alimente les chauffe-eau.
- Le **local onduleur**, qui sert d'alimentation de secours à la salle serveur en cas de coupure de courant (les onduleurs sont en permanence en fonctionnement).

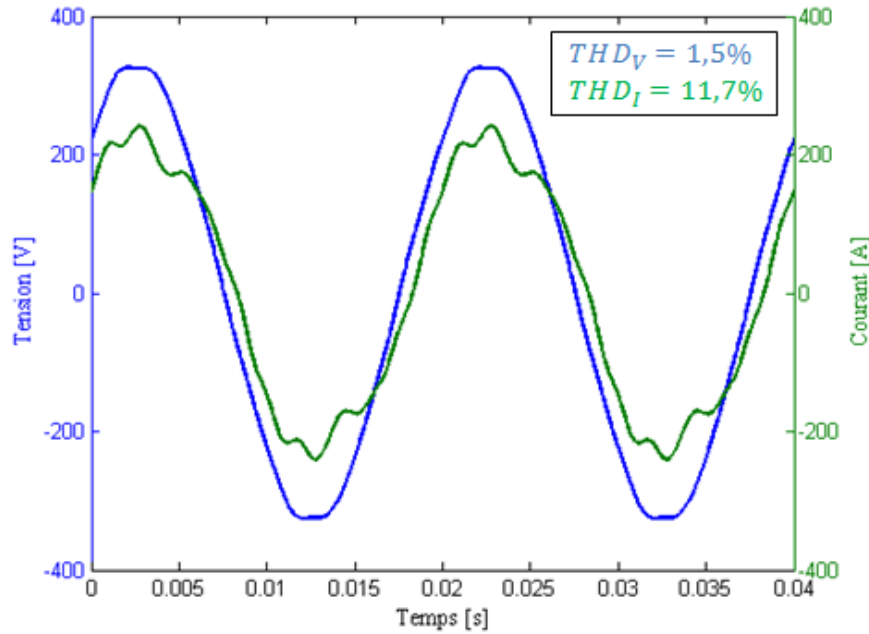


Figure 6-3 : exemple de forme d'onde (tension et courant) sur le départ « aile A »

Pour nos analyses, chacun de ces 5 départs est considéré comme une installation et le transformateur « usages » est par conséquent le transformateur d'alimentation de ce réseau BT. En outre, nous avons également instrumenté le secondaire de ce transformateur, qui alimente l'ensemble des 14 départs disponibles.

Nous nous trouvons donc dans une situation analogue au cas C du Chapitre 3, mais avec 14 installations triphasées raccordées au jeu de barres, dont 5 sont instrumentées. Les différentes grandeurs mesurées sont les suivantes :

- Les 3 tensions simples $V_{B,a}$, $V_{B,b}$, $V_{B,c}$ au jeu de barres (c'est-à-dire au secondaire du transformateur « usages »).
- Les 4 courants $I_{B,a}$, $I_{B,b}$, $I_{B,c}$, $I_{B,N}$ au jeu de barres (c'est-à-dire au secondaire du transformateur).
- Les 4 courants $I_{pcc,a}$, $I_{pcc,b}$, $I_{pcc,c}$, $I_{pcc,N}$ de chaque installation (c'est-à-dire de chacun des 5 départ indiqués précédemment).

2. Présentation des appareils de mesures

Pour les mesures, nous utilisons deux châssis PXI de National Instrument (voir Figure 6-4) équipés chacun d'une carte d'acquisition 16 voies. Ces cartes permettent de mesurer des formes d'onde avec un échantillonnage maximum de 104,2 kHz et une résolution de 24 bits.

Note : pour une question d'espace de stockage, et compte tenu de la durée de la campagne de mesures (1 semaine), nous avons choisi d'enregistrer les formes d'onde avec un échantillonnage de 12,5 kHz, ce qui est suffisant pour exploiter ces mesures dans la bande 0-2 kHz (la fréquence d'échantillonnage est supérieure à la fréquence de Shannon, $f_{shannon} = 2 \cdot f_{max} = 4kHz$).

Le programme d'acquisition des mesures qui est utilisé sur les deux ordinateurs a été développé en interne chez EDF R&D sous le logiciel LabView©.



Figure 6-4 : les deux ordinateurs d'acquisition de mesures et les conditionneurs de tension (au milieu)

Les tensions sont fournies aux ordinateurs par l'intermédiaire de conditionneurs de tension, offrant le bon rapport de transformation ainsi qu'une isolation galvanique.

Pour la mesure des courants, nous avons choisi d'utiliser des sondes Rogowski (voir Figure 6-5). Ces sondes utilisant l'effet Hall ont l'avantage d'être simple à installer sur des conducteurs de diamètre important et présentent un bon compromis entre l'amplitude maximale du courant mesuré (jusqu'à 3000 A), la bande passante (-3 dB à 50 kHz) et la précision de mesure (amplitude : 0,1% du calibre - phase : $< 1^\circ$ à 50Hz et $< 5^\circ$ à 2kHz). Ces performances ont été validées en laboratoire avant la campagne de mesures.



Figure 6-5 : sonde Rogowski utilisée pour les mesures de courant (source : <http://www.fluke.com>)

3. Présentation des principaux résultats

3.1. Les attentes sur les résultats

Dans les conditions présentes, il est difficile d'avoir des attentes précises sur les résultats obtenus sur ce réseau. En effet, contrairement aux études réalisées en simulation, ici le détail des équipements (modèles, quantités, durées de connexion) présents derrière chaque départ n'est pas connu. Nous avons néanmoins des informations qui permettent d'avoir des attentes plus générales sur les résultats :

- Le départ « sous-station cuisine » alimente 3 chauffe-eau. Il s'agit de charges principalement résistives, qui génèrent donc peu ou pas de perturbations harmoniques. Les mesures effectuées pendant la journée de pré-visite ont montré un contenu harmonique très faible pour le courant de ce départ ($<1\%$ du fondamental). Nous nous attendons donc à un niveau d'émission harmonique très faible pour ce départ.
- A l'inverse, nous considérons le départ « atelier » comme fortement perturbateur, étant donné qu'il alimente majoritairement des convertisseurs de puissance, générant des niveaux harmoniques importants.
- Les 3 autres départs instrumentés montraient un contenu harmonique assez riche sur les courants (par rapport à la tension). Il s'agit donc potentiellement de départs générant aussi des perturbations. Nous nous attendons donc à avoir des niveaux d'émission harmonique non-nuls pour ceux-ci.

En outre, nous pouvons aussi nous appuyer sur les informations que nous avons sur les types d'appareils potentiellement présents sur chaque départ pour expliquer les résultats obtenus.

Nous nous sommes également intéressés aux points suivants :

- L'évolution des niveaux d'émission harmonique des installations au cours de la semaine et au cours de la journée.
- La disparité des niveaux d'émission harmonique obtenus sur les trois phases d'une installation.
- L'information que peut apporter le niveau d'émission harmonique en relatif (par rapport au courant fondamental) et en absolu.

3.2.Principaux résultats obtenus

3.2.1. Puissance apparente sur une semaine

Tout d'abord, nous nous sommes intéressés à l'évolution sur une semaine de la puissance apparente sur les différents départs alimentés par le transformateur « usages ». Les résultats nous montrent une certaine périodicité pour les journées en semaine. Nous pouvons le constater sur la Figure 6-6 avec l'évolution de la puissance apparente au secondaire du transformateur « usages ».

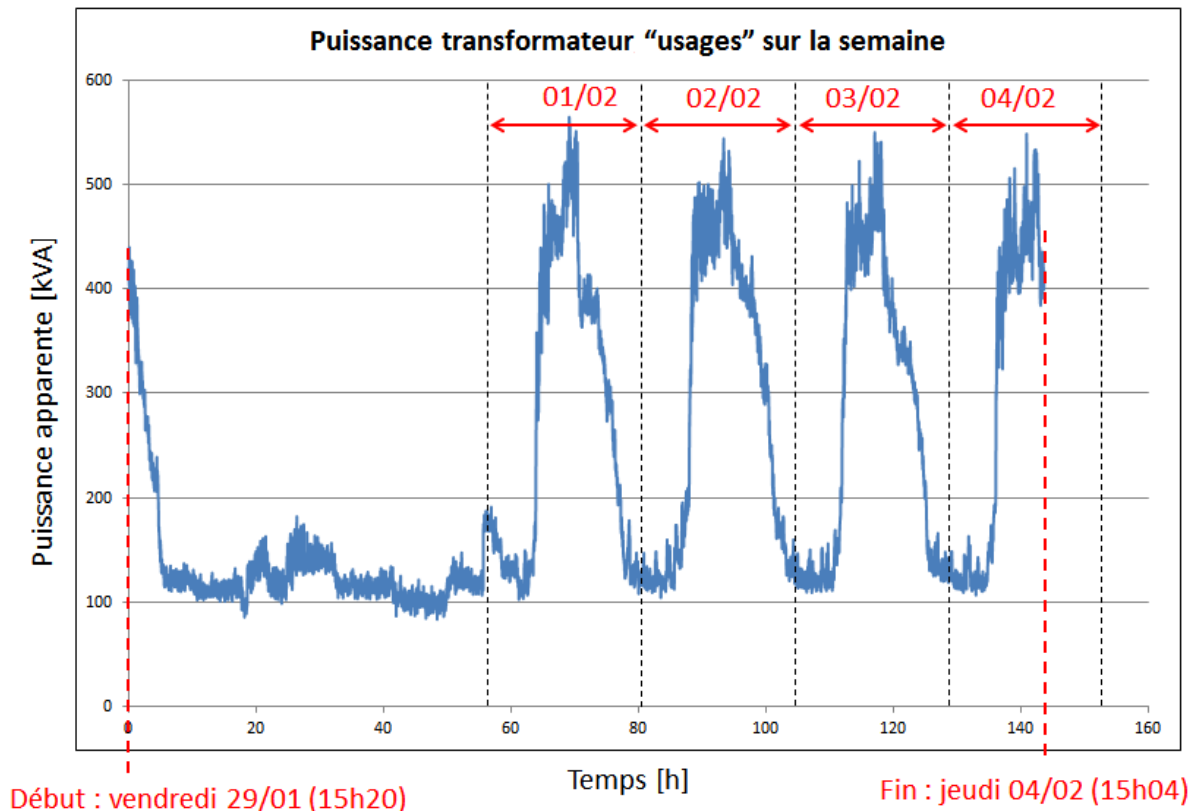


Figure 6-6 : évolution de la puissance apparente au secondaire du transformateur (sur 6 jours)

Au vu de ce résultat, nous trouvons qu'il est plus intéressant d'observer l'évolution du niveau d'émission harmonique sur une journée en semaine, plutôt que sur la semaine entière.

3.2.2. Choix de la période de calcul du niveau d'émission harmonique.

Nous avons ensuite étudié, sur une journée, à quelle fréquence il était intéressant de calculer le niveau d'émission harmonique d'une installation, afin de faciliter la lecture des résultats. Sur la Figure 6-7 et la Figure 6-8, nous avons tracé l'évolution du niveau d'émission d'une installation au rang 3 au cours d'une journée avec une valeur par minute, puis une valeur par heure (une valeur étant calculée à partir d'une FFT effectuée sur une fenêtre temporelle de 200ms).

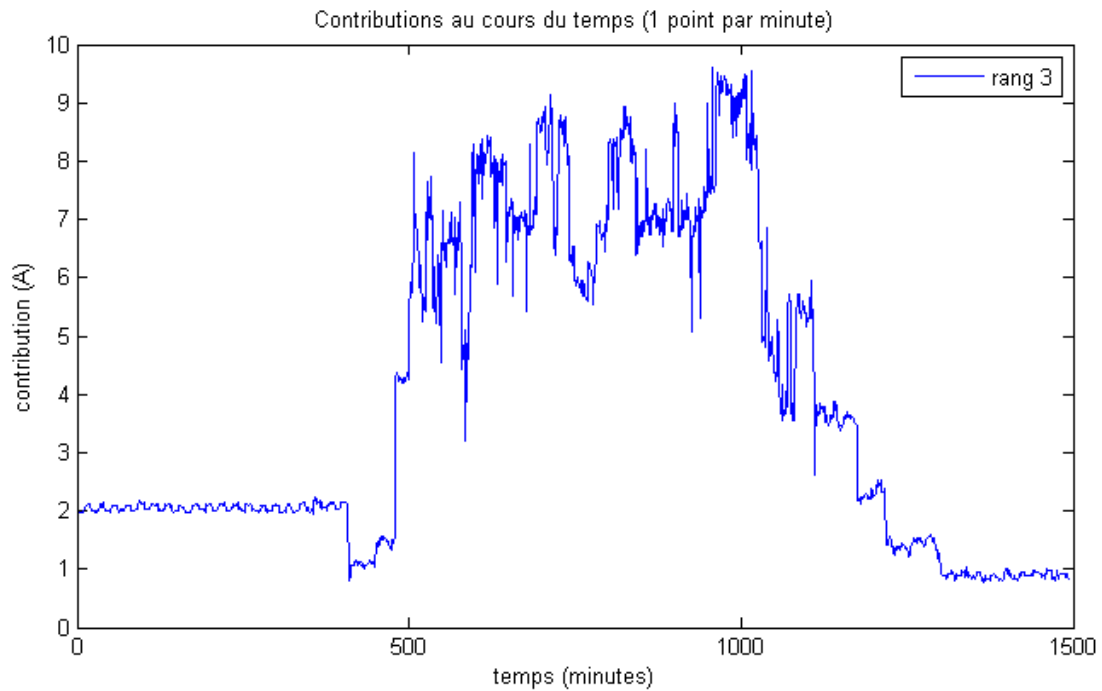


Figure 6-7 : évolution du niveau d'émission de l'aile A sur une journée (un point par minute)

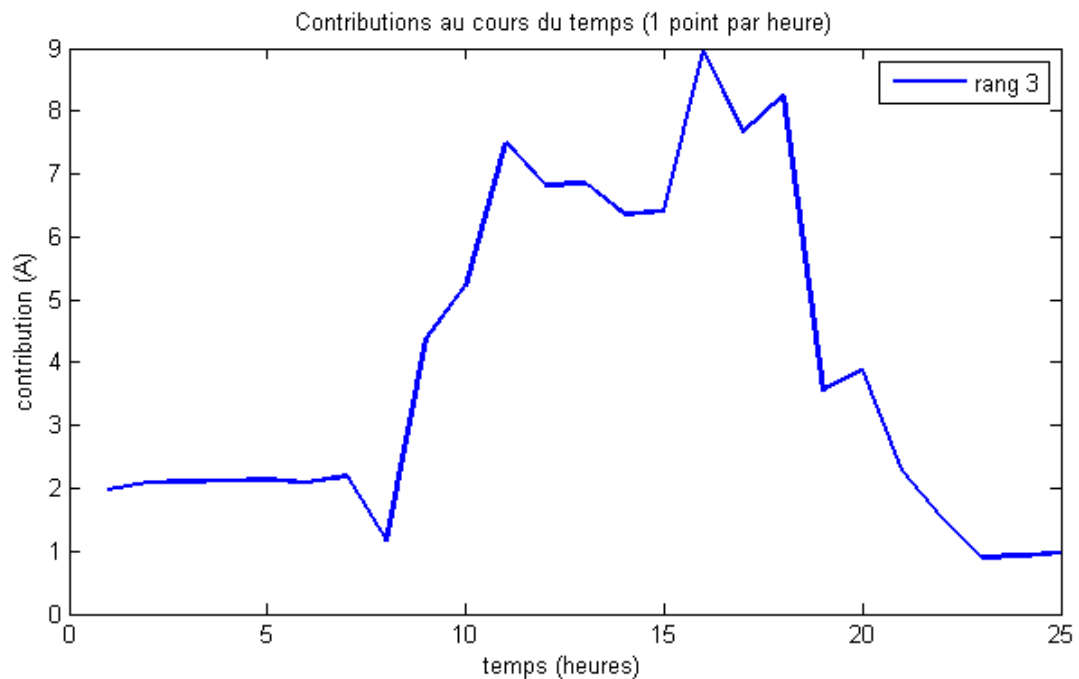


Figure 6-8 : évolution du niveau d'émission de l'aile A sur une journée (un point par heure)

La courbe avec un point par heure ne paraît pas adaptée dans notre cas. Bien qu'elle donne l'allure globale de l'évolution du niveau d'émission harmonique au cours de la journée, elle est trop peu précise, car elle n'est pas capable de détecter tous les événements courts (durée < 1h).

Nous trouvons en revanche que la courbe avec un point par minute est plus adaptée et permet de mieux visualiser l'évolution du niveau d'émission harmonique au cours de la journée. Néanmoins, cette courbe est assez « bruitée » en raison du nombre et du comportement des

charges au cours de la journée (commutations, arrêts, cycles de régulation). Nous avons donc choisi de présenter les prochains résultats avec des courbes ayant un point par minute, sur lesquelles nous avons ensuite appliqué un traitement de lissage afin d'améliorer leur lecture. Un exemple de l'application de ce lissage est donné sur la Figure 6-9.

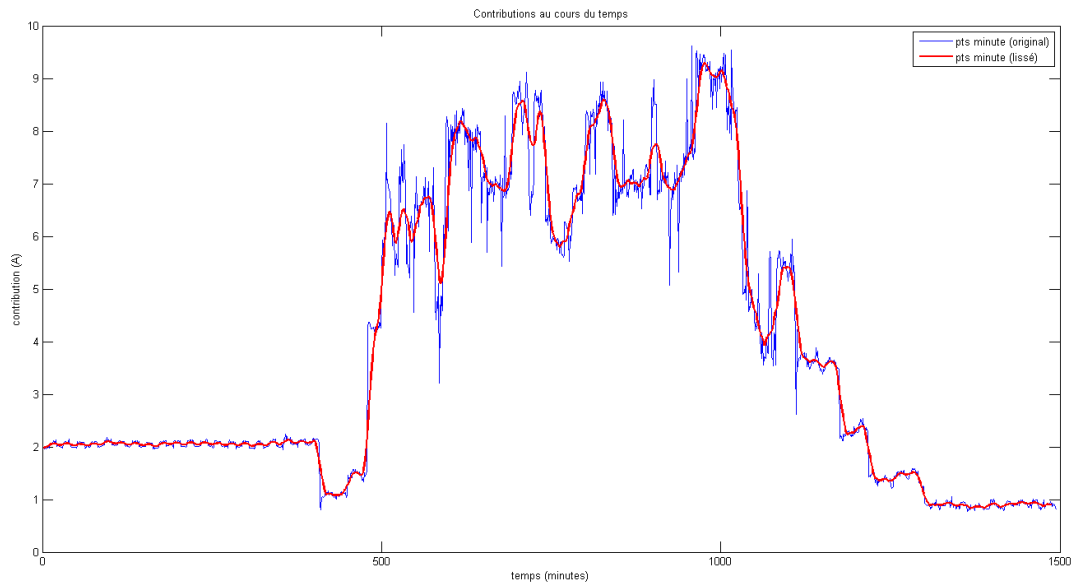


Figure 6-9 : courbe avec un point par minute : sans lissage (en bleu) et avec lissage (en rouge)

Note : ce lissage permet uniquement d'améliorer la lecture visuelle des courbes obtenues.

3.2.3. Evolution des niveaux d'émission harmonique sur une journée.

Sur la Figure 6-10, nous avons représenté l'évolution (sur une journée) des niveaux de tension harmonique pour les rangs impairs 3 à 13. Nous constatons que c'est le rang 7 qui a toujours le niveau le plus élevé. Toutefois, les niveaux restent très faibles dans notre cas, puisqu'ils ne dépassent pas 1% de la tension fondamentale (230V).

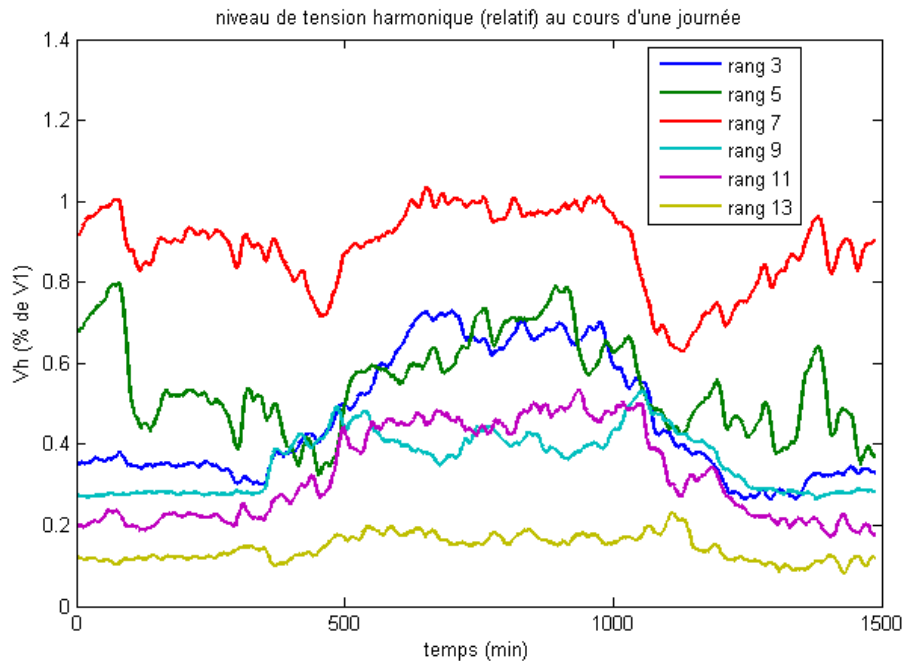
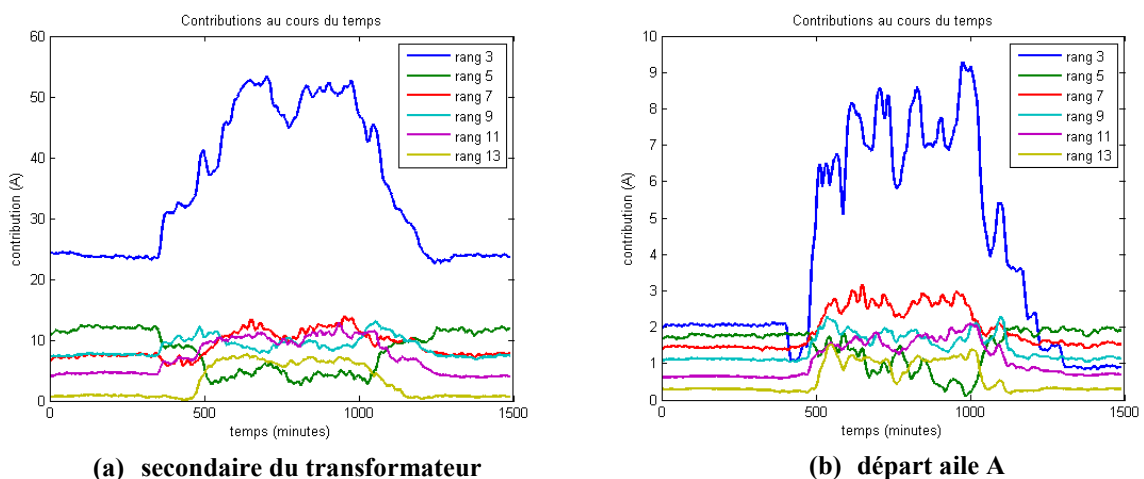


Figure 6-10 : évolution des niveaux de tension harmonique sur une journée

Sur la Figure 6-11, nous avons tracé l'évolution sur une journée du niveau d'émission harmonique de chaque départ pour les rangs impairs de 3 à 13.



(a) secondaire du transformateur

(b) départ aile A

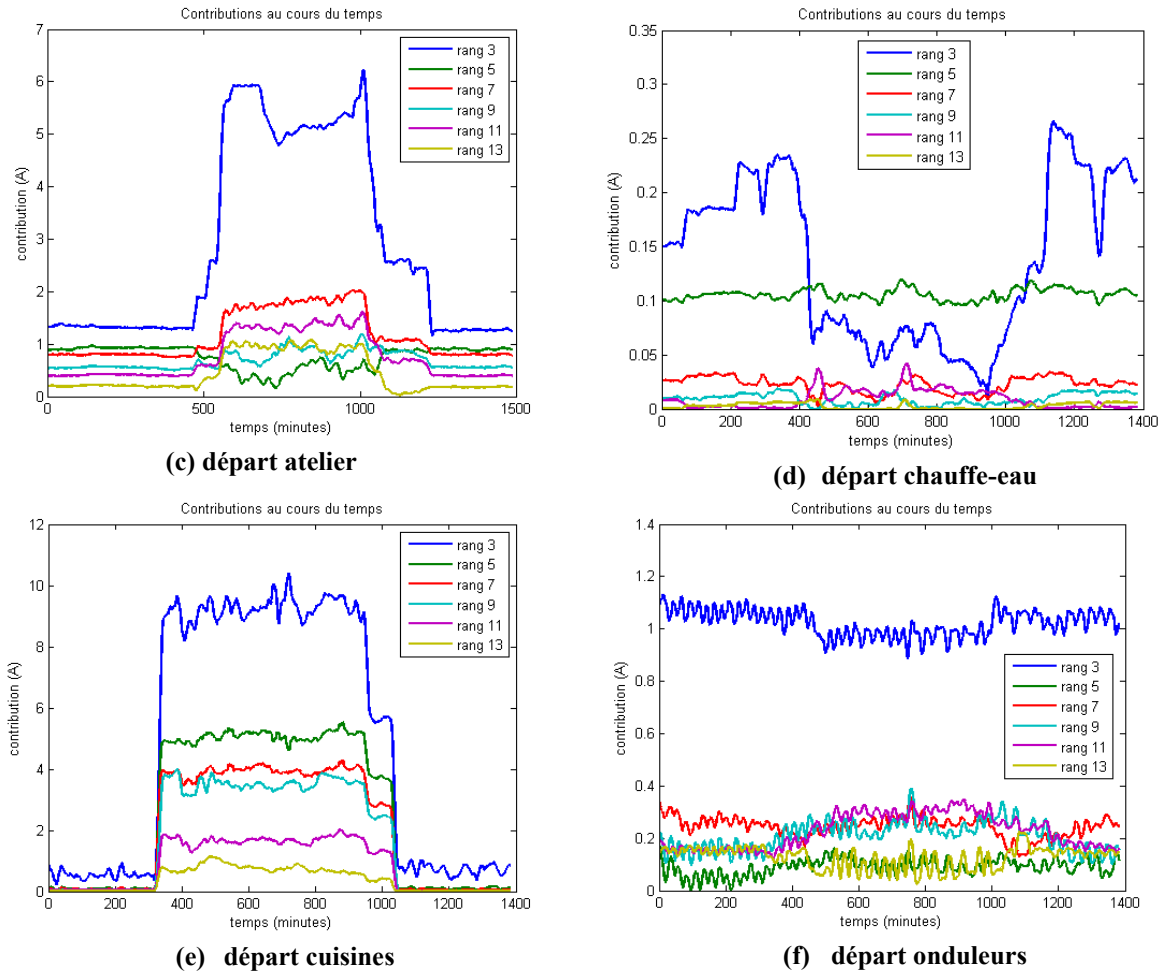


Figure 6-11 : Niveaux d'émission harmonique des différents départs selon la définition « 4 quadrants »

Nous constatons que, sur la majorité des départs, c'est le rang harmonique 3 qui a le niveau le plus élevé. Cela provient vraisemblablement des convertisseurs monophasés utilisés par une majorité d'équipements en BT, qui génèrent principalement du courant harmonique au rang 3. Par la suite, nous nous concentrerons donc sur le rang 3 pour l'observation des résultats.

Sur la Figure 6-12, nous comparons, pour le rang 3, le niveau d'émission harmonique donné par la définition « 4 quadrants » avec l'amplitude du courant harmonique mesuré au PCC (définition 5).

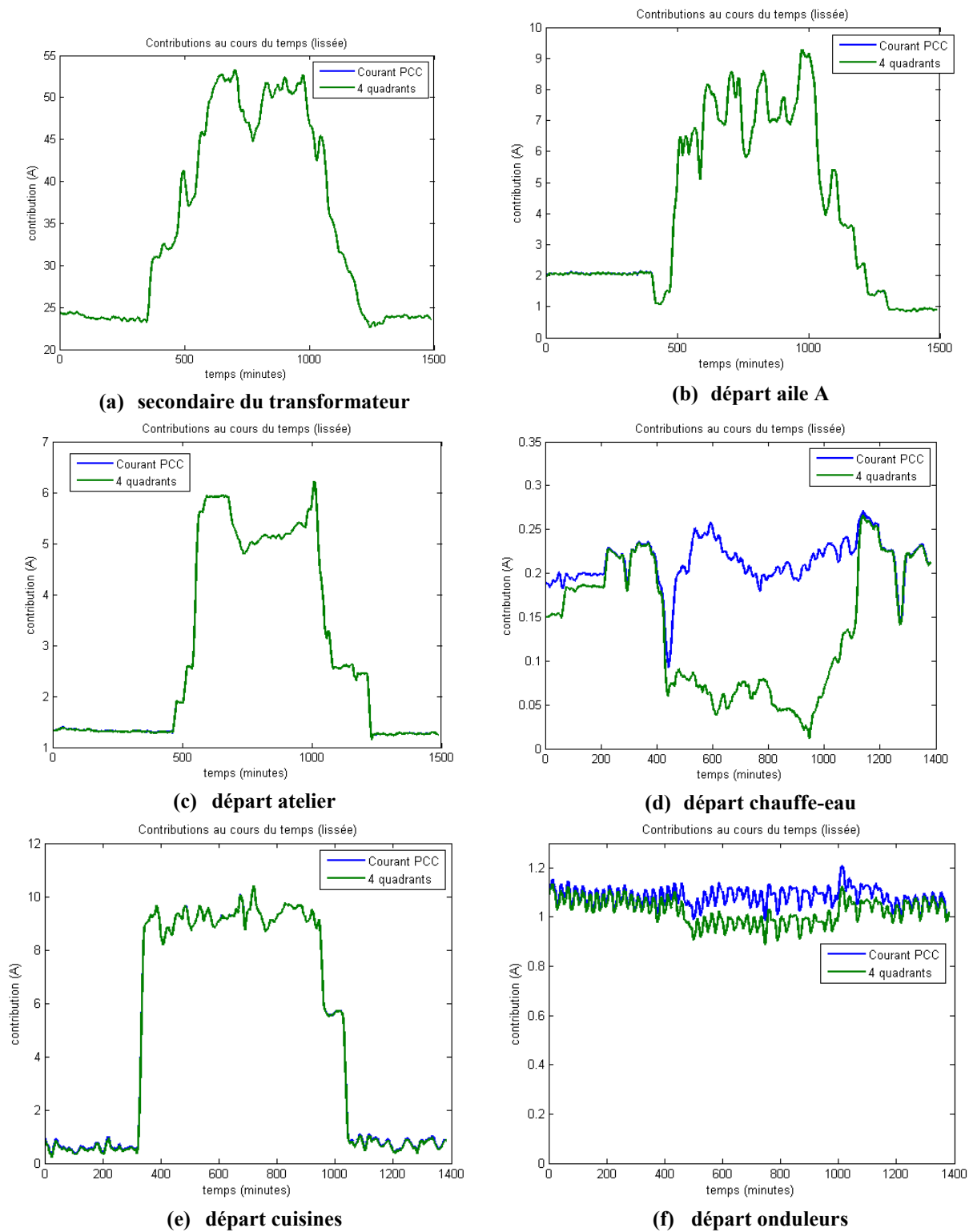


Figure 6-12 : niveaux d'émission harmonique pour le rang 3.
Comparaison entre la définition « 4 quadrants » (en vert) et le courant mesuré au PCC (en bleu).

Nous constatons ici que pour les niveaux d'émission harmonique les plus élevés (aile A, atelier, cuisines), la définition « 4 quadrants » donne un résultat quasiment égal à l'amplitude du courant harmonique mesuré au PCC. Ceci est normal car pour ces départs, le courant $I'_{seuil,h}$ qui peut éventuellement être retranché, est négligeable ($<0,1$ A alors que les niveaux d'émission atteignent entre 5 A et 10 A). En revanche, pour le départ onduleurs, et surtout pour le départ chauffe-eau, nous remarquons l'effet de la marge qui est retranchée au courant au milieu de la journée quand le niveau de tension harmonique au rang 3 est le plus élevé.

3.2.4. Niveaux d'émission harmonique par phase

Nous pouvons également observer l'évolution du niveau d'émission harmonique sur chaque phase séparément pour un même départ. Sur la Figure 6-13, nous avons tracé, pour le rang 3, l'évolution du niveau d'émission au secondaire du transformateur et sur le départ « atelier » sur une journée.

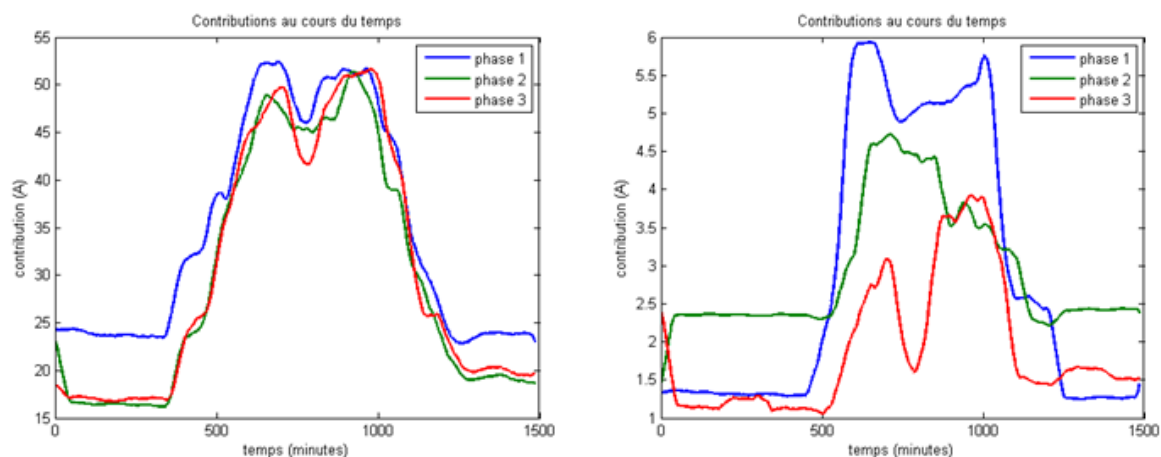


Figure 6-13 : Niveau d'émission sur chaque phase pour le rang 3 au secondaire du transformateur (à gauche) et sur le départ atelier (à droite).

Nous constatons que la disparité des niveaux d'émission harmonique entre les trois phases peut varier d'une façon importante :

- Au secondaire du transformateur, nous remarquons que, malgré un niveau d'émission légèrement plus élevé sur la phase 1, nous conservons une allure similaire sur les trois phases.
- En revanche, sur le départ « atelier », les niveaux d'émission ne se comportent pas de la même façon sur les trois phases. Cela s'explique par le fait que la répartition des charges entre les trois phases d'une installation se fait généralement sur le critère de la puissance consommée, et non du type d'appareil utilisé. Dans le cas présent, il y a probablement, à puissance équivalente, plus d'appareils perturbateurs raccordés sur la phase 1 que sur la phase 3.

Cette observation nous montre qu'il est nécessaire d'utiliser un critère global aux trois phases pour la définition des niveaux d'émission harmonique pour les installations triphasées. Dans l'annexe G, nous proposons un indicateur pour agréger d'une façon cohérente les niveaux d'émission harmonique sur les trois phases.

3.2.5. Comparaison des niveaux d'émission des différents départs

Sur la Figure 6-14, nous avons représenté, pour le rang 3, les niveaux d'émission des différents départs en un même instant de la journée (en milieu de matinée). Nous avons représenté ces niveaux en absolu (en A) et en relatif (en % du courant fondamental).

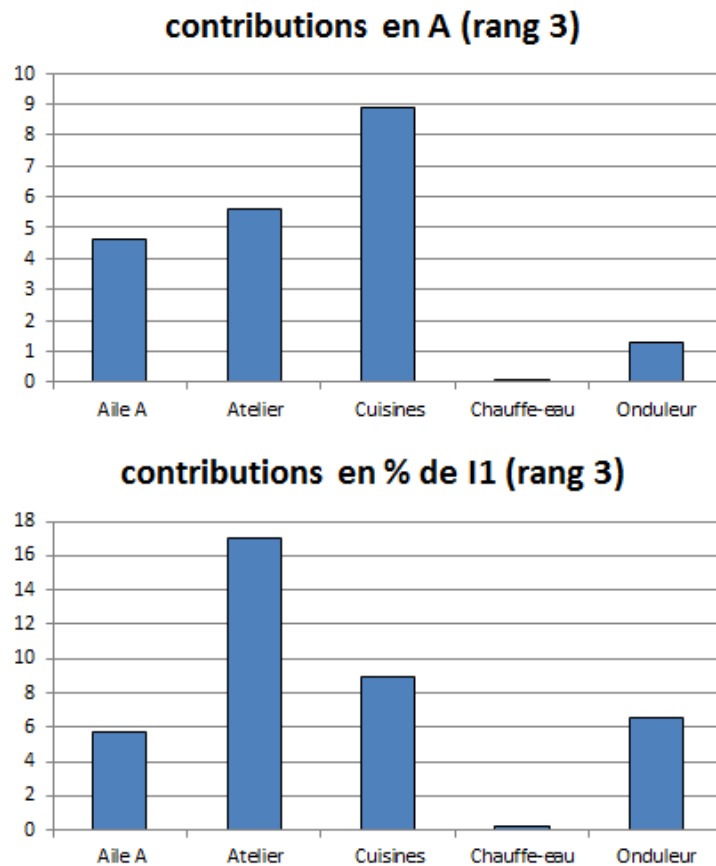


Figure 6-14 : comparaison des niveaux d'émission harmonique entre les différents départs

Tout d'abord, nous constatons que le résultat obtenu concorde avec l'une de nos attentes, à savoir que le départ chauffe-eau a un niveau d'émission quasiment nul en comparaison des autres départs (en niveau absolu et en niveau relatif).

En niveau absolu, c'est le départ cuisines qui injecte le plus de courant harmonique. En revanche, son niveau d'émission relatif n'est pas le plus élevé. Cela indique la présence d'une proportion assez conséquente d'éléments non-perturbateurs sur ce départ (probablement les résistances des fours).

En niveau relatif, c'est le départ atelier qui a le niveau d'émission le plus élevé. Là aussi, ce résultat n'est pas surprenant, puisque ce départ alimente principalement des convertisseurs de puissance.

Le niveau relatif d'émission harmonique pour le départ aile A nous paraît en revanche plutôt faible par rapport à ce que nous attendions, puisque ce départ alimente en principe

majoritairement de l'éclairage à néons et du matériel informatique (PC, imprimantes), qui sont des équipements ayant un contenu harmonique riche. L'explication de ce phénomène vient de la présence (non prévue) d'un nombre conséquent de chauffages d'appoint dans les bureaux (la campagne de mesures ayant eu lieu en hiver). Ces chauffages qui sont des résistances pures ont augmenté considérablement le courant fondamental sans ajouter d'harmoniques, ce qui explique un niveau d'émission relatif peu élevé pour ce départ.

4. Bilan de la campagne de mesures

La campagne de mesures nous a permis de tester la définition « 4 quadrants » en situation réelle, sur un réseau BT (bâtiment S de CentraleSupélec).

La campagne de mesures s'est déroulée sur une semaine. Les résultats obtenus avec la définition « 4 quadrants » sont les suivants :

- La définition « 4 quadrants » a permis d'identifier correctement la nature perturbatrice ou non-perturbatrice des départs conformément à nos attentes. Toutefois, vu le manque d'informations disponibles sur le contenu exact des départs, il n'a pas été possible d'analyser plus les valeurs d'émission harmonique obtenues et donc de valider la définition.
- Les résultats ont montré que les niveaux d'émission harmonique de certains départs pouvaient varier considérablement d'une phase à une autre, ce qui nous laisse penser qu'un critère « triphasé » serait indispensable lors de l'utilisation future de la définition.
- Les niveaux de tension harmonique étant globalement très faibles sur le réseau utilisé (maximum 1% du fondamental), les composantes non-perturbatrices des courants étaient souvent négligeables et les résultats obtenus via la définition « 4 quadrants » étaient (pour la majorité des départs) très proches de l'amplitude des courants harmoniques mesurés.

Dans l'ensemble, la campagne de mesures n'a pas mis en évidence de difficulté lors de la mise en œuvre de la définition « 4 quadrants » sur un réseau réel et n'a pas abouti à des résultats incohérents. Toutefois, le manque d'informations sur les équipements réellement raccordés au réseau n'a pas permis de valider le bon fonctionnement de la définition. Pour valider l'intérêt de la définition, il serait nécessaire de l'appliquer sur des installations dont les charges soient bien connues et qui sont raccordées à des réseaux HTA ou BT ayant un niveau de pollution harmonique élevé (avec un $THD_V > 5\%$) et où l'impact des résonances est significatif.

Conclusions générales & Perspectives

La contribution d'une installation aux niveaux harmoniques présents sur un réseau électriques est un sujet complexe, dans la mesure où cela met en jeu les couplages entre les charges et le réseau, ainsi qu'entre les différentes charges. Ainsi, les effets d'une installation perturbatrice peuvent varier selon les conditions, et une installation peut même – dans certaines configurations – améliorer la situation globale. Il est donc difficile de trouver le bon critère pour évaluer le niveau d'émission harmonique d'une installation.

1. Démarche

L'objectif initial de la thèse était de proposer une définition acceptable pour évaluer le niveau d'émission harmonique d'une installation raccordée sur un réseau de distribution. Les différentes étapes de la démarche employée pour aboutir à une nouvelle définition du niveau d'émission harmonique d'une installation, tout en respectant les diverses attentes définies au début du premier chapitre, ont été les suivantes :

- Un état de l'art détaillé (chapitre 1) a tout d'abord permis d'analyser seize définitions existantes présentées dans la littérature. Nous en avons alors sélectionné quatre qui pouvaient potentiellement s'appliquer en pratique tout en respectant notre cahier des charges.
- Suite à l'état de l'art, nous avons également proposé quatre définitions supplémentaires qui pouvaient également convenir (chapitre 2).
- Nous avons ensuite étudié théoriquement les huit définitions sélectionnées dans les chapitres 1 et 2 en les appliquant sur des cas test simples, afin de déterminer leurs avantages, ainsi que leurs limites théoriques (chapitre 3). Cette étude nous a permis de retenir trois définitions qui n'avaient pas de limites rédhibitoires :
 - l'amplitude du courant harmonique mesuré au PCC.
 - le courant harmonique au PCC auquel est retranchée une composante non-perturbatrice.
 - la projection vectorielle du courant harmonique au PCC sur le courant harmonique au jeu de barres.
- Les études présentées dans le chapitre 3 ont abordé les différents aspects théoriques caractérisant une définition. Ceci nous a permis de proposer une nouvelle définition qui fait la synthèse des points forts de celles étudiées auparavant : la définition « 4 quadrants » (chapitre 4).
- Après avoir étudié leurs aspects théoriques (chapitres 3 et 4), nous avons testé en simulation les différentes définitions retenues (la définition « 4 quadrants » et les trois autres retenues dans le chapitre 3) sur un réseau de distribution plus réaliste (chapitre 5).

- Enfin, nous avons mis en place une campagne de mesures pour tester la définition « 4 quadrants » (chapitre 6). Cela nous a permis d'analyser son comportement en conditions réelles.

2. Conclusions générales

2.1. Analyse des définitions existantes

L'étude des définitions, menées dans le chapitre 1 et le chapitre 3, nous a permis de mettre en évidence leurs points forts et leurs limites, notamment en les appliquant sur des réseaux simplifiés. Nous avons tiré de ces études les conclusions suivantes :

- Parmi les différentes grandeurs électrotechniques envisageables pour définir un niveau d'émission harmonique, un critère exprimé en courant apparaît comme la meilleure solution lorsqu'il s'agit d'évaluer l'impact global d'une installation sur l'ensemble du réseau.
- Nous avons mis en évidence plusieurs limites très gênantes pour la définition proposée dans le document IEC 61000-3-6 pour évaluer le niveau d'émission harmonique d'une installation. Tout d'abord, l'état de l'art nous a montré que l'impédance harmonique du réseau, nécessaire au calcul du niveau d'émission avec cette définition, est difficile à estimer avec précision par les méthodes actuelles. De plus, cette définition ne départage pas correctement les responsabilités entre plusieurs installations en cas de résonance sur le réseau (cf. chapitre 3 §3.3.3). Enfin, cette définition peut dans certains cas pénaliser des charges non-perturbatrices telles que des charges résistives, ou à l'inverse ne pas détecter certaines charges perturbatrices.
- Nous avons également démontré que les définitions basées sur la puissance harmonique active, piste très souvent explorée pour répondre à notre problématique, manquaient de fiabilité. D'une part, la puissance harmonique active est très difficile à mesurer avec précision, car sa valeur est généralement très faible (de l'ordre de 0,1% de la puissance fondamentale mesurée). D'autre part, deux installations identiques raccordées dans les mêmes conditions sur un réseau peuvent avoir des niveaux d'émission complètement différents (cf. chapitre 3 §3.1.4). Ce traitement non équitable entre les installations constitue une limite rédhibitoire.
- De façon plus générale, aucune des définitions étudiées ne nous paraît entièrement satisfaisante pour répondre à la problématique, puisque leur application sur les différents cas test retenus ont permis d'illustrer diverses limites plus ou moins gênantes.

Ces différents points nous ont confirmé dans la nécessité de proposer une nouvelle définition pour évaluer correctement le niveau d'émission harmonique d'une installation.

2.2. Solution proposée : la définition « 4 quadrants »

Au vu du bilan dressé à la fin du chapitre 3, il s'est avéré nécessaire de proposer une nouvelle définition. En particulier, cette définition doit être capable de mieux faire la distinction entre les installations perturbatrices et les installations non-perturbatrices.

La **définition « 4 quadrants »**, qui fait la synthèse des points forts constatés sur plusieurs définitions, détermine le niveau d'émission harmonique d'une installation en fonction de la position du courant harmonique dans le plan complexe par rapport à la tension harmonique (tous deux mesurés au PCC de l'installation).

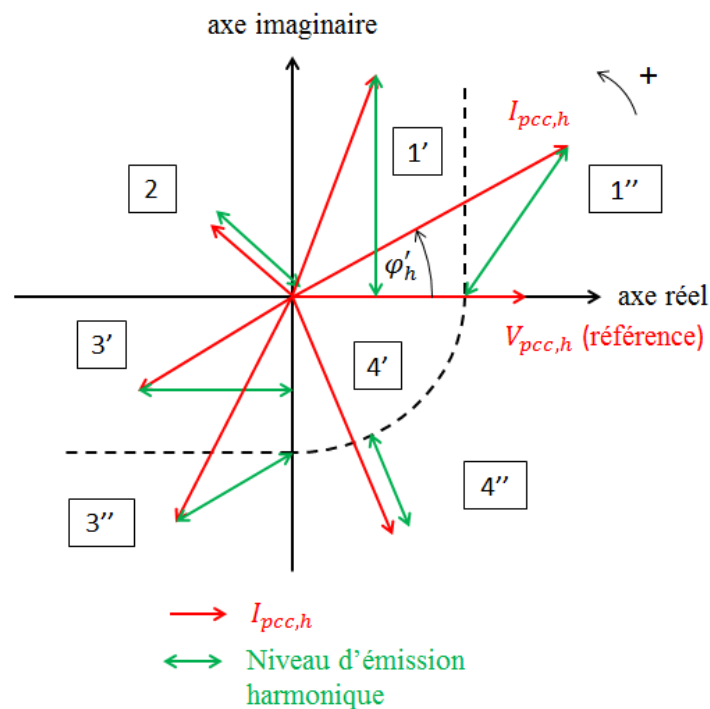


Figure 7-0-1 : analyse du courant harmonique dans le plan complexe

Une zone non-perturbatrice est tout d'abord définie (zone 4' sur la Figure 7-1). Il s'agit d'une zone du plan dans laquelle le courant harmonique est toujours situé s'il provient d'une charge non-perturbatrice. Cette zone dépend du niveau de tension harmonique présent au PCC de l'installation et de la puissance apparente de l'installation. Le niveau d'émission harmonique est alors défini comme étant égal à la distance minimale entre le courant harmonique mesuré au PCC, et cette zone non-perturbatrice.

Grâce à ce principe, la définition « 4 quadrants » est capable de mieux estimer la composante non-perturbatrice dans le courant harmonique mesuré au PCC de l'installation, et donc de fournir un niveau d'émission harmonique plus proche de la composante perturbatrice.

2.3. Résultats obtenus avec la définition « 4 quadrants »

Comme pour les autres définitions étudiées, nous avons tout d'abord appliqué la définition « 4 quadrants » aux cinq réseaux simplifiés utilisés dans le chapitre 3. Nous avons ainsi vérifié, d'une part qu'elle ne comportait pas de problème rédhibitoire, et d'autre part qu'elle répondait

bien à nos attentes en termes de distinction entre installations perturbatrices et installations non-perturbatrices. Néanmoins, la définition « 4 quadrants » comporte une limite commune à plusieurs autres définitions, à savoir qu'elle pénalise les charges capacitives aux fréquences hautes, alors que celles-ci filtrent les courants harmoniques et réduisent ainsi les niveaux de perturbations sur le réseau aux rangs élevés (cf. chapitre 4 §3.4).

Nous avons ensuite testé la définition « 4 quadrants » en simulation sur un réseau plus réaliste, afin de valider son intérêt pratique. Ce qui a été confirmé puisque la définition « 4 quadrants » a été capable d'identifier correctement l'ensemble des installations perturbatrices sur le réseau dans la grande majorité des cas. Les quelques exceptions constatées concernaient uniquement des installations faiblement perturbatrices, qui n'étaient pas détectées car leur courant harmonique était situé dans la zone non-perturbatrice.

Les tests de robustesse effectués à l'aide de ce même réseau ont montré que, pour les charges non-linéaires, la définition « 4 quadrants » fournit un niveau d'émission harmonique fortement intrinsèque à l'installation, ce qui concorde bien avec nos attentes initiales. En revanche, les résultats obtenus avec les charges capacitives se sont montrés beaucoup plus sensibles aux paramètres extérieurs à l'installation (impédance des lignes et des câbles, présence d'autres installations, taux de charge du réseau, etc). Ce manque de robustesse est directement lié au comportement des charges capacitives, qui diffère fortement de celui des charges non-linéaires. En effet, les charges non-linéaires ont pour effet d'ajouter des perturbations supplémentaires sur le réseau, alors que les charges capacitives ont pour effet d'amplifier les niveaux de perturbation déjà présents sur le réseau. Ceci explique pourquoi une définition ne peut pas traiter de la même manière ces deux types de charges.

3. Perspectives

Parmi les perspectives possibles qui s'inscrivent dans la continuité des travaux réalisés pendant cette thèse, nous pouvons citer les suivantes :

- Les premiers résultats obtenus sur des données réelles issues d'une campagne de mesures sont prometteurs, mais il est nécessaire de tester la définition sur plus de mesures, notamment sur des réseaux très pollués et où les charges sont bien connues, afin de pouvoir valider expérimentalement le bon fonctionnement de la définition proposée.
- La façon dont la définition « 4 quadrants » traite les charges capacitives n'est pas encore entièrement satisfaisante puisque ces charges sont pénalisées aux fréquences hautes, alors qu'elles ont un effet de filtrage et réduisent les niveaux de perturbations. Ce problème vient en partie du fait qu'il est difficile de connaître la valeur de la fréquence de résonance sur un réseau. Dans ce sens, il pourrait être intéressant de développer une nouvelle méthode permettant d'évaluer avec précision l'impédance harmonique du réseau.
- Aujourd'hui, la zone-perturbatrice définie par la méthode « 4 quadrants » est encore approximative, car les équipements présents dans l'installation ne sont pas connus. Pour définir une zone non-perturbatrice plus précise, il serait intéressant de développer

un algorithme d'identification des équipements présents dans l'installation à partir des formes d'onde mesurées au PCC. Cela permettrait de reprendre la même démarche que la méthode « 4 quadrants », mais avec un modèle de l'installation plus précis que celui utilisé actuellement (RLCJ parallèle).

- Les résultats issus de la campagne de mesure ont montré que, même sur un réseau équilibré au fondamental, les niveaux d'émission harmonique sur les trois phases pouvaient être très différents. Une amélioration nécessaire de la définition « 4 quadrants » serait d'en proposer une version triphasée, afin de n'avoir qu'un seul niveau d'émission harmonique au lieu de trois.

Annexe A : Caractéristiques du réseau utilisé pour les simulations

Le tableau ci-dessous indique les puissances actives et réactives consommées par les 14 installations du réseau utilisé en simulation. Ces valeurs sont tirées de la thèse de P. Janssen [JAN13].

Installation	P (en kW)	Q (en kvar)	$\tan(\varphi)$
1	500	208	0,42
2	500	208	0,42
3	500	208	0,42
4	432	108	0,25
5	725	182	0,25
6	550	138	0,25
7	77	48	0,62
8	588	147	0,25
9	574	356	0,62
10	545	162	0,30
11	331	83	0,25
12	500	208	0,42
13	32	20	0,63
14	537	257	0,48

Le tableau ci-dessous indique les caractéristiques des lignes et câbles du réseau utilisé.

Départ	Fin	L (km)	type	R1 (Ohm/km)	X1 (Ohm/km)	R0 (Ohm/km)	X0 (Ohm/km)	B1&B0 (μS/km)
0	1	0,32	Câble	0,34	0,13	1,02	0,52	100
1	2	2,82	Ligne	0,58	0,37	0,77	1,10	5
2	3	4,42	Câble	0,16	0,11	0,49	0,45	100
3	4	0,61	Câble	0,26	0,12	0,79	0,48	100
4	5	0,56	Câble	0,35	0,13	1,06	0,52	100
5	6	1,54	Câble	0,34	0,13	1,01	0,50	100
3	8	1,30	Câble	0,17	0,12	0,52	0,46	100
8	7	1,67	Câble	0,29	0,12	0,88	0,49	100
8	9	0,32	Câble	0,34	0,13	1,02	0,52	100
9	10	0,77	Câble	0,40	0,13	1,20	0,53	100
10	11	0,33	Câble	0,37	0,13	1,10	0,53	100
0	12	0,32	Câble	0,34	0,13	1,02	0,52	100
12	13	2,99	Ligne	0,34	0,36	0,45	1,07	5
13	14	2,00	Câble	0,20	0,12	0,27	0,37	5

Annexe B : Modélisation d'un pont redresseur à diodes avec charge RC

Nous nous intéressons au pont redresseur à diodes triphasé d'environ 300kVA qui est représenté sur la Figure B-1.

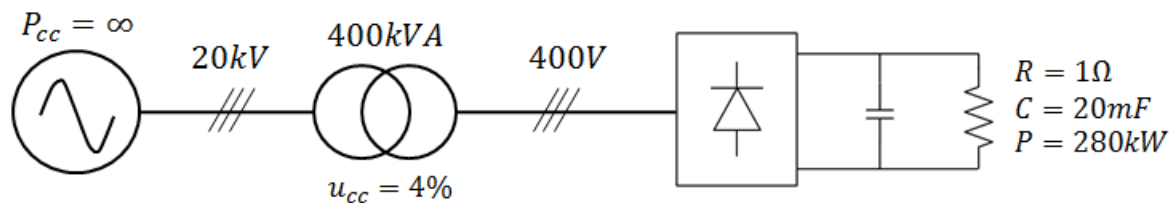


Figure B-1 : pont redresseur triphasé à diodes (charge RC)

Sur la Figure B-2, nous pouvons voir l'allure du courant et de la tension sur une des phases du convertisseur, ainsi que de la tension redressée.

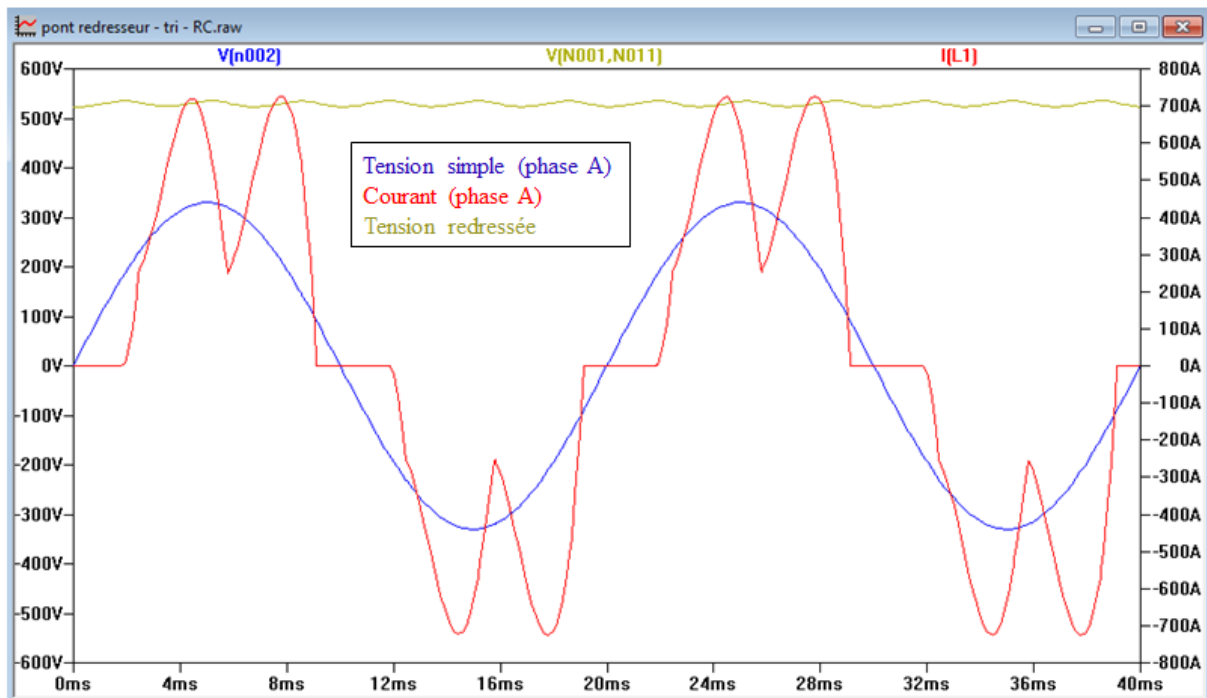


Figure B-2 : pont redresseur à diodes avec charge RC – formes d'onde

L'objectif de ce type de convertisseur est de maintenir une tension continue côté charge. Le lissage de la tension est réalisé par le condensateur. La forme d'onde du courant sur chaque phase passe par deux maximums, qui correspondent approximativement aux maximums des tensions composées.

L'analyse de la forme d'onde du courant nous fournit les niveaux des courants harmoniques absorbés (en absolu et en relatif) qui sont donnés dans le tableau B-3.

Tableau B-3 : Analyse FFT du courant absorbé par le pont de diodes RC considéré

Rang harmonique	Courant [A]	Courant relatif [% de I1]
1	415	100
5	152	37
7	53	13
11	29	7
13	14	3
17	12	3
19	8	2

Attention : ces niveaux de courants sont donnés à titre indicatifs. Ils ne dépendent pas uniquement des paramètres du convertisseur, mais aussi de l'impédance du réseau amont et de la tension d'alimentation à ses bornes.

Annexe C : Modélisation d'un pont redresseur à thyristors avec charge RL

Nous nous intéressons au pont redresseur à thyristors triphasé d'environ 300kVA qui est représenté sur la Figure C-1.

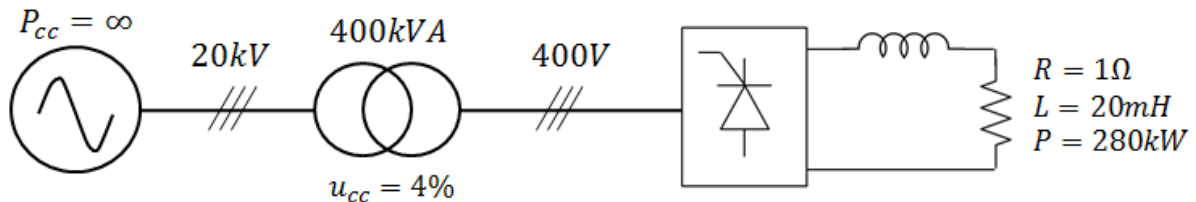


Figure C-1 : pont redresseur triphasé à thyristors (charge RL)

Sur la Figure C-2, nous pouvons voir l'allure du courant et de la tension sur une des phases du convertisseur, ainsi que du courant redressé.

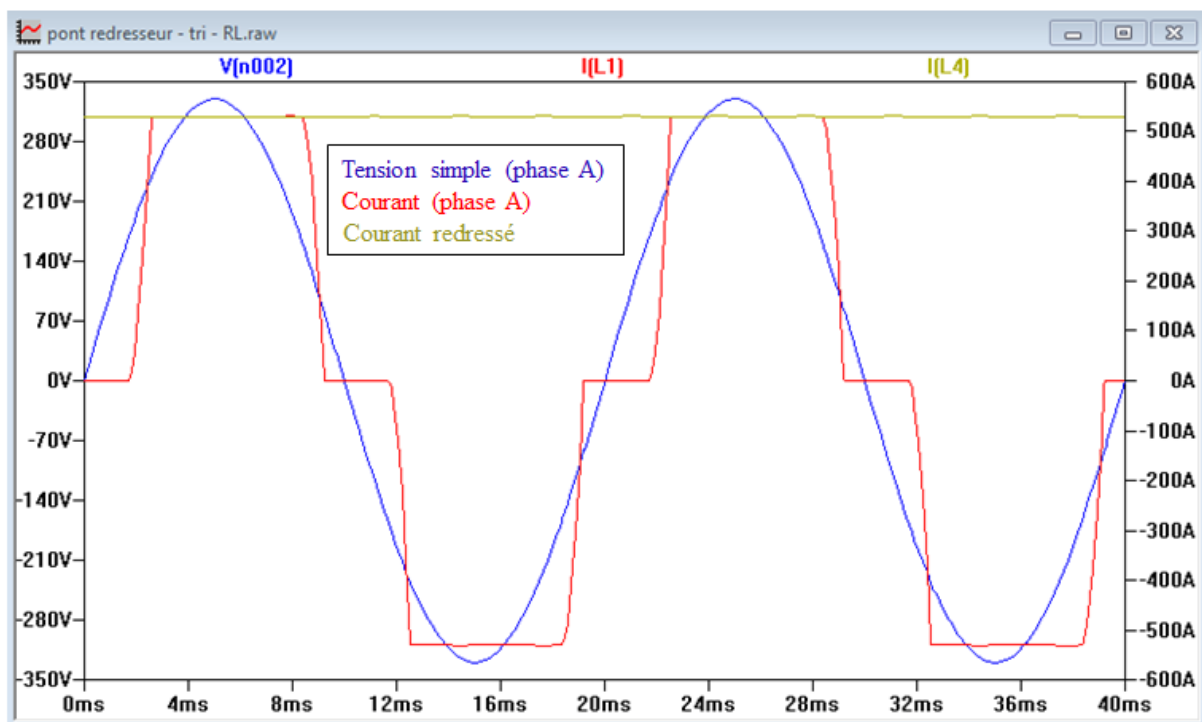


Figure C-2 : pont redresseur à thyristors avec charge RL – formes d'onde

L'objectif de ce type de convertisseur est de débiter un courant continu dans la charge. Le lissage du courant est réalisé par l'inductance L . La forme d'onde a une allure rectangulaire pour ce type de convertisseur.

L'analyse de la forme d'onde du courant nous fournit les niveaux des courants harmoniques absorbés (en absolu et en relatif) qui sont donnés dans le tableau C-3.

Tableau C-3 : Analyse FFT du courant absorbé par le d'un pont de diodes RL considéré

Rang harmonique	Courant [A]	Courant relatif [% de I1]
1	413	100
5	78	19
7	53	13
11	29	7
13	21	5
17	13	3
19	9	2

Attention : ces niveaux de courants sont donnés à titre indicatifs. Ils ne dépendent pas uniquement des paramètres du convertisseur, mais aussi de l'angle d'amorçage des thyristors et du réseau d'alimentation en amont.

Annexe D : Définition du niveau d'émission harmonique d'une installation avec la méthode « 4 quadrants »

Nous avons représenté sur la Figure D-1 les différentes zones dans le plan complexe utilisées par la méthode « 4 quadrants ».

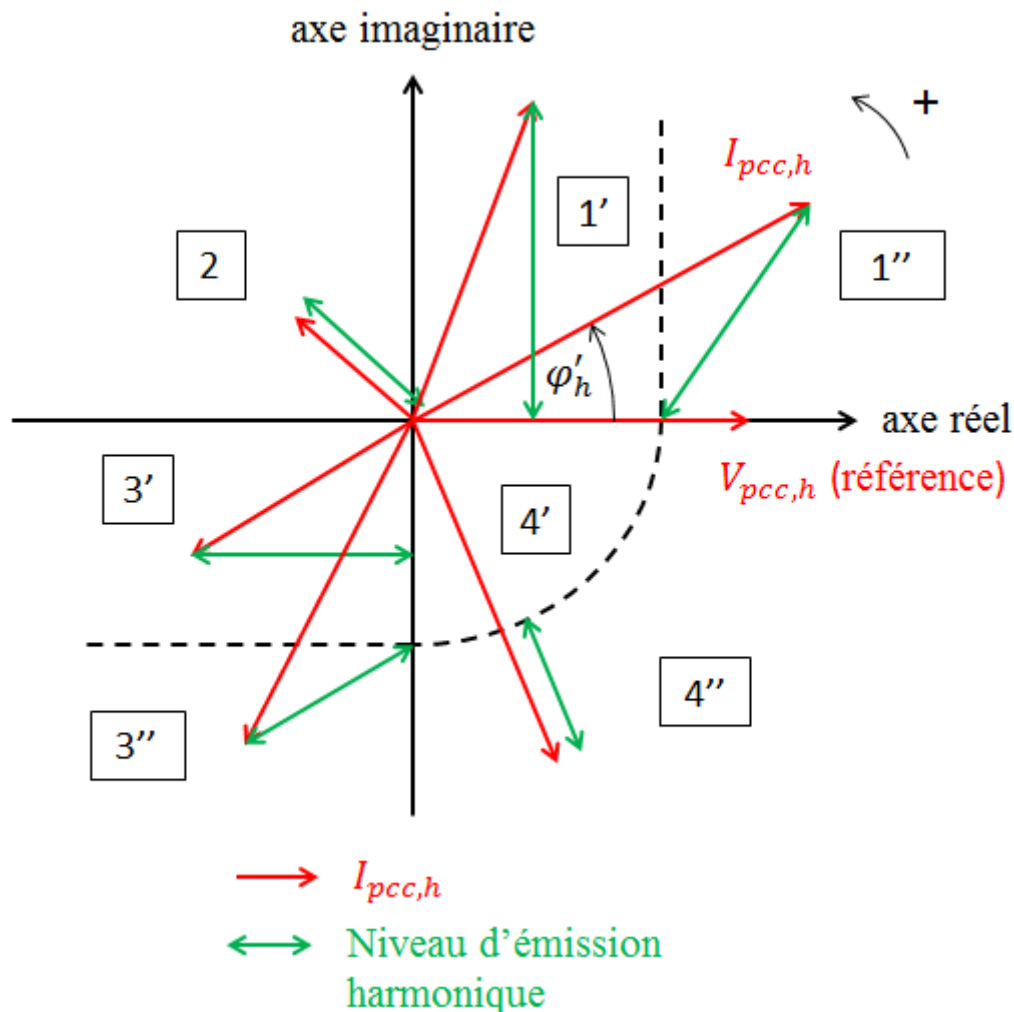


Figure D-1 : représentation des zones du plan complexe (méthode « 4 quadrants »)

La tension harmonique $V_{pcc,h}$ mesurée au PCC est prise comme référence de phase à 0° et l'angle φ'_h est le déphasage du courant harmonique $I_{pcc,h}$ mesuré au PCC par rapport à la tension $V_{pcc,h}$.

Selon la zone où est situé le courant $I_{pcc,h}$, le niveau d'émission harmonique d'une installation est défini comme suit :

Dans la zone 1' :

$$E_{z1',h} = |I_{pcc,h}| \cdot \sin(\varphi'_h)$$

Dans la zone 1'' :

$$E_{z1'',h} = \sqrt{(|I_{pcc,h}| \cdot \sin(\varphi'_h))^2 + (|I_{pcc,h}| \cdot \cos(\varphi'_h) - I_{seuil,h})^2}$$

Dans la zone 2 :

$$E_{z2,h} = |I_{pcc,h}|$$

Dans la zone 3' :

$$E_{z3',h} = -|I_{pcc,h}| \cdot \cos(\varphi'_h)$$

Dans la zone 3'' :

$$E_{z3'',h} = \sqrt{(|I_{pcc,h}| \cdot \cos(\varphi'_h))^2 + (|I_{pcc,h}| \cdot \sin(\varphi'_h) + I_{seuil,h})^2}$$

Dans la zone 4' :

$$E_{z4',h} = 0$$

Dans la zone 4'' :

$$E_{z4'',h} = |I_{pcc,h}| - I_{seuil,h}$$

Annexe E : Impact des charges capacitatives sur l'impédance du réseau

Considérons le cas d'une charge non-linéaire alimentée par un jeu de barres HTA sur lequel est raccordée une batterie de condensateurs (voir Figure E-1). Du point de vue de la charge non-linéaire, le réseau peut être vu comme une inductance équivalente L_{eq} en parallèle avec une capacité équivalente C_{eq} .

Note : nous avons négligé les éléments résistifs du réseau, car ils influent peu sur la valeur de la fréquence de résonance.

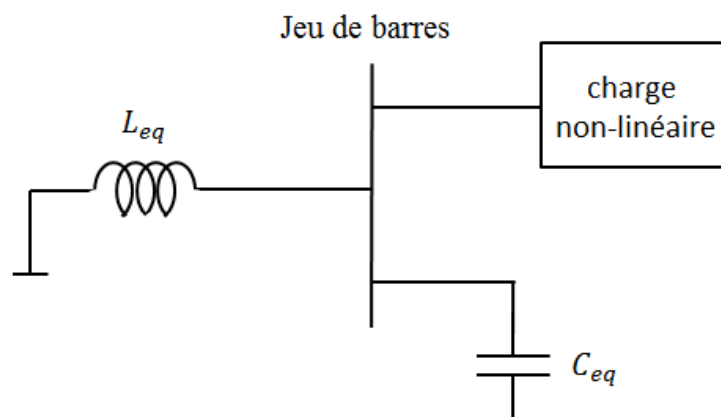


Figure E-1 : schéma agrégé d'un réseau au jeu de barres

Sur la figure E-2, nous avons représenté l'impédance du réseau vue par la charge non-linéaire en fonction de la fréquence, avec et sans la charge capacitive C_{eq} .

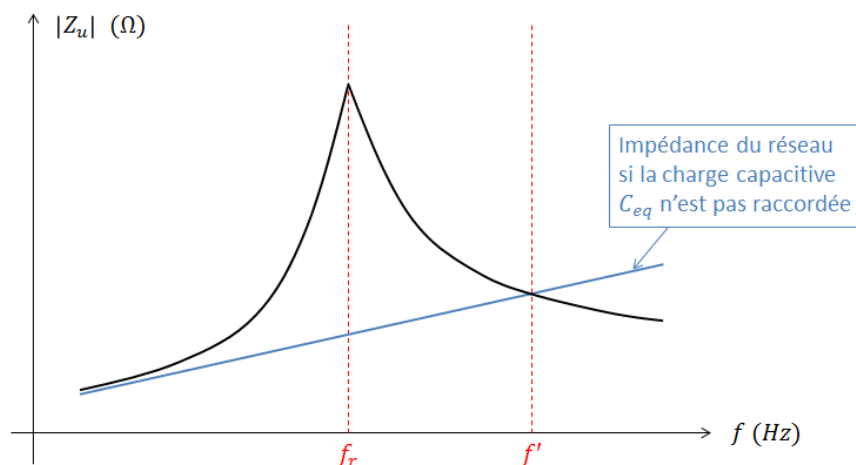


Figure E-2 : impédance fréquentielle du réseau

Comme nous pouvons le constater, la charge capacitive provoque une résonance parallèle à la fréquence f_r , où l'impédance du réseau atteint un maximum. Les valeurs de f_r et f' se calculent à partir des expressions (E.1) et (E.2).

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_{eq}C_{eq}}} \quad (E.1)$$

$$f' = \frac{\sqrt{2}}{2\pi\sqrt{L_{eq}C_{eq}}} = \sqrt{2} \cdot f_r \quad (E.2)$$

La présence de cette charge capacitive est gênante car elle amplifie l'impédance du réseau à basse fréquence ($f < f'$), ce qui signifie que pour un même courant harmonique injecté, le niveau de tension harmonique est plus élevé.

En revanche, pour les fréquences élevées ($f > f'$), la charge capacitive n'est plus gênante. Au contraire, elle filtre les perturbations hautes fréquences en réduisant l'impédance du réseau.

Dans un réseau qui comprend déjà une résonance, l'ajout d'une charge capacitive a pour effet d'augmenter C_{eq} et donc de réduire la fréquence de résonance. Cela peut perturber davantage le réseau car les niveaux harmonique sont souvent plus élevés aux basses fréquences.

Pour aller plus loin, nous pouvons également considérer le cas où la capacité équivalente C_{eq} est reliée au jeu de barres par l'intermédiaire d'une ligne d'inductance L_1 . Le schéma correspondant est représenté sur la Figure E-3.

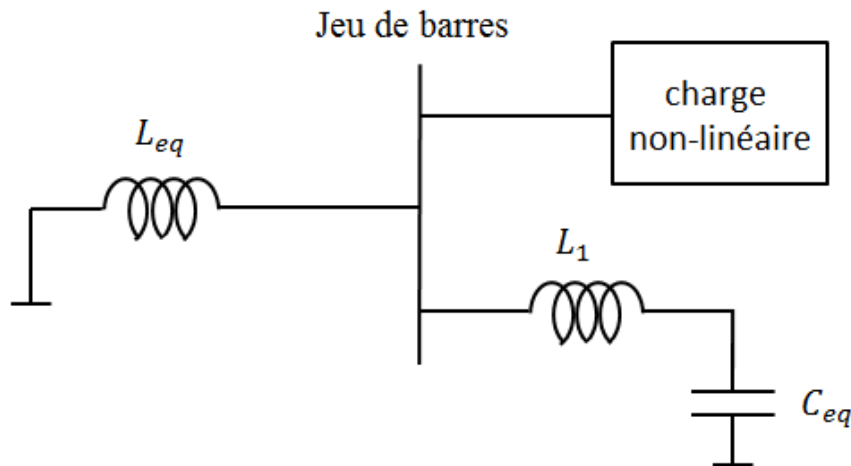


Figure E-3 : schéma agrégé d'un réseau au jeu de barres (avec inductance de ligne)

Dans ce cas, il se produit aussi une résonance série à une fréquence (notée f'_r) pour laquelle l'impédance du réseau passe par un minimum. L'impédance fréquentielle du réseau vue par la charge non-linéaire dans ce cas de figure est représentée sur la Figure E-4.

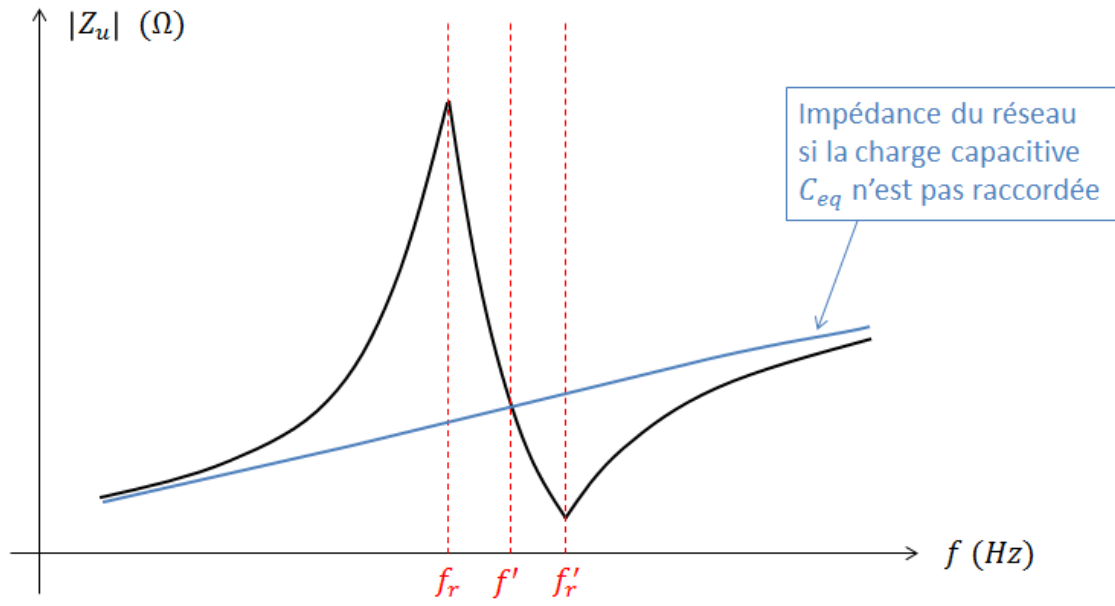


Figure E-4 : impédance fréquentielle du réseau (avec inductance de ligne)

Dans ce cas, les expressions des différentes fréquences particulières sont les suivantes :

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{(L_{eq} + L_1)C_{eq}}} \quad (E.3)$$

$$f' = \frac{\sqrt{2}}{2\pi\sqrt{(L_{eq} + 2L_1)C_{eq}}} \quad (E.4)$$

$$f'_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_1C_{eq}}} \quad (E.5)$$

Annexe F : Estimation de la fréquence de résonance sur un réseau HTA

L'objectif de cette annexe est d'estimer approximativement la plage de fréquences dans laquelle se situe la fréquence de résonance sur un réseau HTA. Pour cela, nous utilisons le réseau « moyen » représenté sur la Figure F-1, où les différents éléments ont été agrégés au jeu de barres.

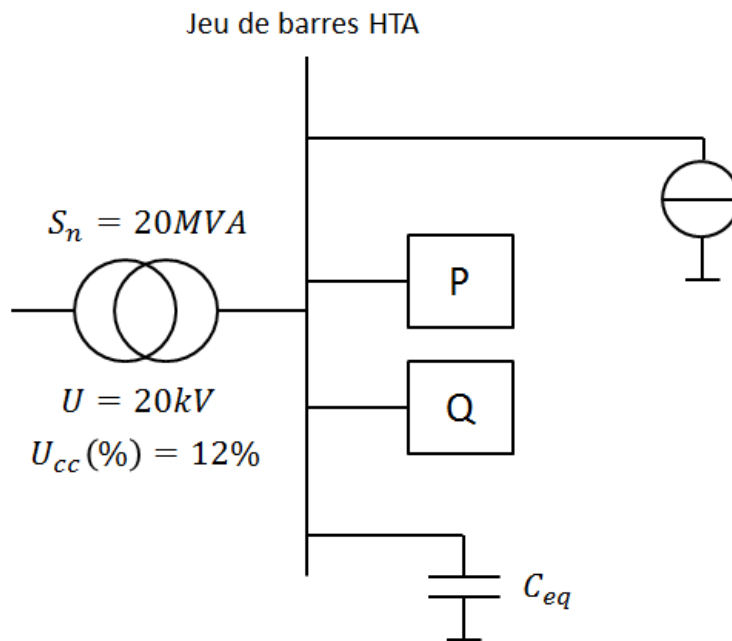


Figure F-1 : schéma agrégé d'un réseau HTA

S_n est la puissance nominale du transformateur d'alimentation du réseau.

P et Q sont respectivement les puissances active et réactive consommées sur le réseau.

C_{eq} correspond à la capacité équivalente vue au jeu de barres. Elle comprend les batteries de condensateurs et les capacités naturelles des lignes et câbles du réseau.

Nous cherchons à déterminer la fréquence de résonance vue du jeu de barres. Théoriquement, cette fréquence de résonance vaut :

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_{eq}C_{eq}}} \quad (F.1)$$

Avec L_{eq} et C_{eq} qui sont respectivement l'inductance et la capacité équivalentes au niveau du jeu de barres.

Nous choisissons également :

$$\frac{P}{S_n} = 0,5 \quad ; \quad \tan(\varphi) = \frac{Q}{P} = 0,4$$

L'inductance L_{eq} correspond à celle du transformateur (L_T) en parallèle avec celle associée à la puissance réactive Q consommée par le réseau (L_Q).

$$L_T = \frac{U^2}{S_n} \cdot 0,12 \cdot \frac{1}{2\pi \cdot 50} = 7,6 \text{ mH}$$

$$L_Q = \frac{U^2}{0,20 \cdot S_n} \cdot \frac{1}{2\pi \cdot 50} = 318 \text{ mH}$$

$$L_{eq} = \frac{L_T \cdot L_Q}{L_T + L_Q} = 7,4 \text{ mH}$$

La capacité C_{eq} correspond à celle de la batterie de condensateurs (C_{bat}) en parallèle avec la capacité équivalente des lignes & câbles du réseau (C_{res}). La puissance réactive maximale fournie par la batterie de condensateurs est égale à la puissance réactive consommée par le réseau.

$$Q_{bat,max} = 4Mvar \Rightarrow C_{bat,max} = 31,8 \mu F$$

Pour le calcul de C_{res} nous considérerons un réseau moyen de 200km de conducteurs (lignes et câbles). Nous utiliserons les capacités linéiques issues de Expertec© (logiciel interne EDF R&D). Pour une ligne 5 nF/km , et pour un câble 300 nF/km . En prenant les deux cas extrêmes (uniquement des lignes ou uniquement des câbles), C_{res} sera compris entre $C_{res,min}$ et $C_{res,max}$

$$C_{res,min} = 1 \mu F \quad \text{et} \quad C_{res,max} = 60 \mu F \Rightarrow C_{eq,min} = 32,8 \mu F \quad \text{et} \quad C_{eq,max} = 60 \mu F$$

Note : si les câbles suffisent à compenser le réactif consommé par le réseau, la batterie de condensateurs n'est pas enclenchée.

La fréquence de résonance de notre réseau se situera donc entre $f_{r,min}$ et $f_{r,max}$

$$f_{r,min} = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_{eq} \cdot C_{eq,max}}} = 239 \text{ Hz}$$

$$f_{r,max} = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_{eq} \cdot C_{eq,min}}} = 323 \text{ Hz}$$

Nous constatons ainsi que sur ce réseau HTA, la fréquence de résonance se situe entre les rangs 5 et 7. Les valeurs utilisées dans cet exemple étant des valeurs moyennes de ce qui existe en France, nous pouvons supposer que la fréquence de résonance se situera toujours en-dessous de 1kHz.

Annexe G : Critère triphasé pour évaluer le niveau d'émission harmonique

Dans cette annexe, nous proposons un critère afin d'évaluer le niveau d'émission harmonique d'une installation triphasée 3 fils sans devoir analyser l'émission harmonique séparément sur chaque phase.

Pour cela, nous considérons le schéma simplifié représenté sur la Figure G-1 :

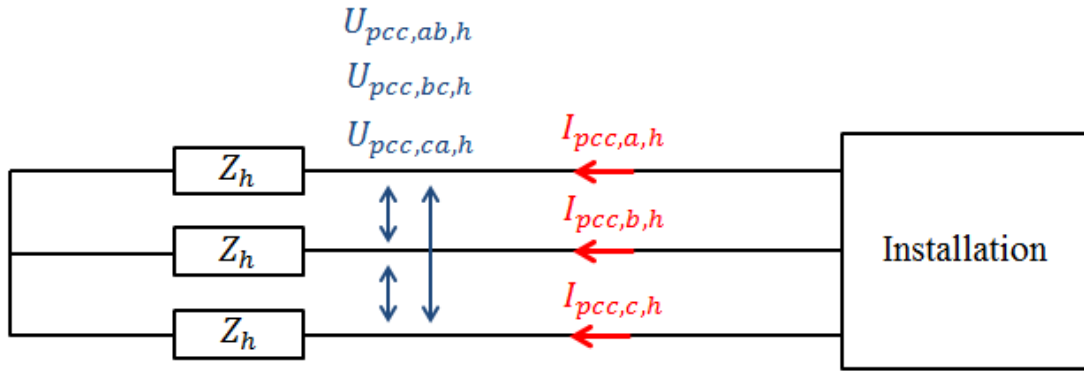


Figure G-1 : schéma simplifié d'une installation alimentée en triphasé 3 fils.

Les courants $I_{pcc,a,h}$, $I_{pcc,b,h}$, $I_{pcc,c,h}$ sont les courants harmoniques qui circulent au PCC de l'installation sur les phases a, b, et c au rang h. Z_h est l'impédance équivalente du réseau sur les trois phases, vue du PCC de l'installation.

Nous noterons également $U_{pcc,ab,h}$, $U_{pcc,bc,h}$ et $U_{pcc,ca,h}$ les trois tensions harmoniques composées au rang h, générées par l'installation à son PCC.

Dans ce cas, il est possible de relier les amplitudes des trois courants aux amplitudes des trois tensions harmoniques composées (représentatives des perturbations générées par l'installation à son PCC) par la relation (G.1) :

$$\begin{aligned} & \sqrt{|U_{pcc,ab,h}|^2 + |U_{pcc,bc,h}|^2 + |U_{pcc,ca,h}|^2} \\ &= \sqrt{3} \cdot |Z_h| \cdot \sqrt{|I_{pcc,a,h}|^2 + |I_{pcc,b,h}|^2 + |I_{pcc,c,h}|^2} \end{aligned} \quad (G.1)$$

Ainsi, si nous ne désirons pas conserver le niveau d'émission harmonique d'une installation séparément sur chaque phase, il pourrait être intéressant d'utiliser un critère se basant sur la somme quadratique des courants au PCC.

Bibliographie

- [AND07] G. V. de Andrade, S. R. Naidu, M. G. G. Neri and E. G. da Costa, "Estimation of the Utility's and Consumer's Contribution to Harmonic Distortion," 2007 IEEE Instrumentation & Measurement Technology Conference IMTC 2007, Warsaw, 2007, pp. 1-5.
- [AZO04] R. Azouaou, S. Rabahallah and S. Leulmi, "Study of the direction of the harmonic injections in the electrical power systems," Universities Power Engineering Conference, 2004. UPEC 2004. 39th International, Bristol, UK, 2004, pp. 944-947 vol. 2.
- [BER01] L. Berthet, D. Boudou and X. Mamo, "Initial results of the harmonic measurement campaign on the French low-voltage networks," Electricity Distribution, 2001. Part 1: Contributions. CIRED. 16th International Conference and Exhibition on (IEE Conf. Publ No. 482), Amsterdam, 2001, pp. 11 pp. vol.2.
- [BLA04] B. Blazic and T. Pfajfar, "A modified harmonic current vector method for harmonic contribution determination," Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES, 2004, pp. 1470-1475 vol.3.
- [CAR14] « Contrat d'accès au Réseau Public de Distribution pour une installation de consommation raccordée en HTA », ERDF, 2014.
- [CHA03] A. Chandra, B. Mbang, K. Srinivasan, B. N. Singh and P. Rastgoufard, "A method of implementation of separating customer and supply side harmonic contributions using an active filter," Electrical and Computer Engineering, 2003. IEEE CCECE 2003. Canadian Conference on, 2003, pp. 553-557 vol.1.
- [CHA04] Chaoying Chen, Xiuling Liu, D. Koval, Wilsun Xu and T. Tayjasanant, "Critical impedance method - a new detecting harmonic sources method in distribution systems," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 19, no. 1, pp. 288-297, Jan. 2004.
- [CIG99] « Review of methods for measurement and evaluation of the harmonic emission level from an individual distorting load », CIGRE/CIRED, Working Group CC02, 1999.
- [CRI93] L. Cristaldi and A. Ferreo, "A digital method for the identification of the source of distortion in electric power systems," Instrumentation and Measurement Technology Conference, 1993. IMTC/93. Conference Record., IEEE, Irvine, CA, 1993, pp. 658-662.
- [DAV00] E. J. Davis, A. E. Emanuel and D. J. Pileggi, "Evaluation of single-point measurements method for harmonic pollution cost allocation," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 15, no. 1, pp. 14-18, Jan 2000.

- [EN15] EN 50160/A1, "Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution", 2015.
- [FAR10] M. Farhoodnea, A. Mohamed and H. Shareef, "Novel method for determining the contribution of utility and customer harmonic distortion in distribution systems," Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), 2010 4th International, Shah Alam, 2010, pp. 386-390.
- [FER13] F. M. Fernandez and P. S. C. Nair, "Method for separation of customer and utility contributions of harmonics at point of common coupling," in IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 7, no. 4, pp. 374-381, April 2013.
- [FER10] F. M. Fernandez and P. S. Chandramohanan Nair, "Estimation of supply side harmonics by using network impedance data," Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) & 2010 Power India, 2010 Joint International Conference on, New Delhi, 2010, pp. 1-6.
- [FRE09] W. Frelin, "Impact de la pollution harmonique sur les matériels de réseau", thèse soutenue en 2009 à Supélec.
- [GIR92] A. A. Girgis, J. Nims, J. Jacomino, J. G. Dalton and A. Bishop, "Effect of voltage harmonics on the operation of solid-state relays in industrial application," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 28, no. 5, pp. 1166-1173, Sep/Oct 1992.
- [GON03] O. Gonbeau, L. Berthet, J-L. Javerzac and D. Boudou, « Method to determine contribution of the customer and the power system to the harmonic disturbance », CIRED, International conference on Electricity Distribution, 2003.
- [GON05] O. Gonbeau, F. Klein, « Origine des harmoniques : Etude des algorithmes à partir des simulations », note interne EDF R&D, 2005.
- [GRA91] W. M. Grady, M. J. Samotyj and A. H. Noyola, "Minimizing network harmonic voltage distortion with an active power line conditioner," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 6, no. 4, pp. 1690-1697, Oct 1991.
- [GRA10] Grady, « Problems in the use of Norton equivalent models for single-phase nonlinear loads », IEEE Power and Energy, 2010.
- [HUI10] J. Hui, H. Yang, S. Lin and M. Ye, "Assessing Utility Harmonic Impedance Based on the Covariance Characteristic of Random Vectors," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25, no. 3, pp. 1778-1786, July 2010.
- [HUI12] J. Hui, W. Freitas, J. C. M. Vieira, H. Yang and Y. Liu, "Utility Harmonic Impedance Measurement Based on Data Selection," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 27, no. 4, pp. 2193-2202, Oct. 2012.

- [IEC08] IEC 61000-3-6, "Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3: Limits – section 6: Assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems", Feb. 2008.
- [IEC14] IEC 61000-3-2, « 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) », mai 2014.
- [IEC11] IEC 61000-3-12, « 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 > 16 A et $< \text{ou} = 75$ A par phase », mai 2011.
- [IPP05] M. G. Ippolito, G. Morana and F. Russo, "A contribution to solve the problem of attributing harmonic distortion responsibility," Electricity Distribution, 2005. CIRED 2005. 18th International Conference and Exhibition on, Turin, Italy, 2005, pp. 1-5.
- [JAE09] E. De Jaeger, "Disturbance emission level assessment techniques (CIGRE-CIRED joint working group C4.109)," Electricity Distribution - Part 2, 2009. CIRED 2009. The 20th International Conference and Exhibition on, Prague, Czech Republic, 2009, pp. 1-2.
- [JAN13] P. Janssen, "Monitoring, protection and fault location in power distribution networks using system-wide measurements", PhD thesis, sept 2013.
- [KLE05A] F. Klein, « Origine des harmoniques : Etude de l'incertitude théorique pour la méthode du signe de $\text{Re}(\Delta V / \Delta I)$ », note interne EDF R&D, 2005.
- [KLE05B] F. Klein, « Origine des harmoniques : étude des algorithmes de détection et d'estimation de Supelec », note interne EDF R&D, 2005.
- [KLE05C] F. Klein, L. Berthet, « Origine des harmoniques : Etude de la méthode de régression non-linéaire », note interne EDF R&D, 2005.
- [KLE08A] F. Klein, « Origine des harmoniques : première analyse des résultats obtenus par CEA Technologies », note interne EDF R&D, 2008.
- [KLE08B] F. Klein, « Origine des harmoniques : bilan des études en 2008 », note interne EDF R&D, 2008.
- [KUM10] A. Kumar, « Study on identification of harmonic contributions between utility and customer », International Journal on Computer Science and Engineering (IJCSE), 2010.
- [MAZ05] J. Mazumdar, R. Harley, F. Lambert and G. K. Venayagamoorthy, "Using a Neural Network to Distinguish Between the Contributions to Harmonic Pollution of Non-Linear Loads and the Rest of the Power System," 2005 IEEE 36th Power Electronics Specialists Conference, Recife, 2005, pp. 1719-1725.

- [MAZ06] J. Mazumdar, R. Harley, F. Lambert, G. K. Venayagamoorthy and M. L. Page, "Intelligent Tool for Determining the True Harmonic Current Contribution of a Customer in a Power Distribution Network," Conference Record of the 2006 IEEE Industry Applications Conference Forty-First IAS Annual Meeting, Tampa, FL, 2006, pp. 664-671.
- [MAZ11] H.E. Mazin, W. Xu and B. Huang, "Determining the harmonic impacts of multiple harmonic-producing loads", 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, 2011, pp. 1-9.
- [MCE95] A. McEachern, W. M. Grady, W. A. Moncrief, G. T. Heydt and M. McGranaghan, "Revenue and harmonics: an evaluation of some proposed rate structures," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 10, no. 1, pp. 474-482, Jan 1995.
- [MCE07] McEachern , « Method to Discriminate Between the Contributions of the Customer and the Power System to the Harmonic Disturbance », Rapport final de l'étude CEATI, 2007.
- [NIN08] E. E. Nino and Wilsun Xu, "Measurement of harmonic sources in three-wire single-phase supply systems," Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, Pittsburgh, PA, 2008, pp. 1-1.
- [PFA08] T. Pfajfar, B. Blazic and I. Papic, "Harmonic Contributions Evaluation With the Harmonic Current Vector Method," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, no. 1, pp. 425-433, Jan. 2008.
- [PIC04] Picheral, « Détection et Mesure des variations utiles de courant et de tension harmonique », Supelec, services des mesures, 2004.
- [ROB97] A. Robert et al., "Guide for assessing the network harmonic impedance," Electricity Distribution. Part 1: Contributions. CIRED. 14th International Conference and Exhibition on (IEE Conf. Publ. No. 438), 1997, pp. 3/1-310 vol.2.
- [RYL10] M. Rylander and W. M. Grady, "Problems in the use of Norton equivalent models for single-phase nonlinear loads," IEEE PES General Meeting, Minneapolis, MN, 2010, pp. 1-7.
- [SAN11] I. N. Santos, J. C. de Oliveira and J. R. Macedo, "Modified superposition method for assignment of responsibilities on harmonic distortions," Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU), 2011 11th International Conference on, Lisbon, 2011, pp. 1-5.
- [SRI96] K. Srinivasan, "On separating customer and supply side harmonic contributions," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 11, no. 2, pp. 1003-1012, Apr 1996.

- [SRI98] K. Srinivasan and R. Juras, "Conforming and non-conforming current for attributing steady state power quality problems," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 13, no. 1, pp. 212-217, Jan 1998.
- [STD14] IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems", in *IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992)*, vol., no., pp. 1-29, June 11 2014.
- [SWA94] P.H. Swart, M.J. Case, van Wyk, "On techniques for localization of sources producing distortion in electric power networks", *ETEP* vol. 4, No 6, Nov-Dec. 1994, pp 485-490.
- [TAN95] T. Tanaka and H. Akagi, "A new method of harmonic power detection based on the instantaneous active power in three-phase circuits," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 10, no. 4, pp. 1737-1742, Oct 1995.
- [TIL05] G. Tilte, W. M. Grady, E. J. Powers, A. Arapostathis and J. Lobry, "Characterize the harmonic emission of nonlinear loads," *IEEE Electric Ship Technologies Symposium*, 2005., Philadelphia, PA, 2005, pp. 306-312.
- [WIL92] Wilson, "Use of harmonic power flow calculations to locate harmonic sources", Contribution to Group 36, CIGRE 92, 02.09.92 (CC02 IWD 8305).
- [XU99] Wilsun Xu and Yilu Liu, "A method to determine customer harmonic contributions for incentive-based harmonic control applications," *Power Engineering Society Summer Meeting, 1999. IEEE*, Edmonton, Alta., 1999, pp. 361-366 vol.1.
- [XU00A] Wilsun Xu and Yilu Liu, "A method for determining customer and utility harmonic contributions at the point of common coupling," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 15, no. 2, pp. 804-811, Apr 2000.
- [XU00B] W. Xu, "Power direction method cannot be used for harmonic source detection," *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*, Seattle, WA, 2000, pp. 873-876 vol. 2.
- [XU02] Wilsun Xu, E. E. Ahmed, Xiqin Zhang and Xian Liu, "Measurement of network harmonic impedances: practical implementation issues and their solutions," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 17, no. 1, pp. 210-216, Jan 2002.
- [XU03] Wilsun Xu, Xian Liu and Yilu Liu, "An investigation on the validity of power-direction method for harmonic source determination," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 1, pp. 214-219, Jan 2003.
- [XU09] W. Xu, R. Bahry, H. E. Mazin and T. Tayjasanant, "A method to determine the harmonic contributions of multiple loads," *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Calgary, AB, 2009, pp. 1-6.

Publications & Conférences

- [DEN16A] J. Denoël, L. Berthet, M. Petit and T. D. Le, "Analysis of harmonic active power as criterion to assess the installation harmonic emission," 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Leuven, 2016, pp. 1-6.
- [DEN16B] J. Denoël, M. Petit, T. D. Le, « Comparative analysis of definitions for the harmonic emission levels », International Conference on Renewable Energy and Power Quality 2016 (ICREPQ'16), Madrid, June, 2016.

Titre : Détermination du niveau d'émission harmonique d'une installation raccordée au réseau de distribution.

Mots clés : émission harmonique – réseaux de distribution – méthode « 4 quadrants »

Résumé : Afin de maintenir une bonne qualité de l'électricité, les gestionnaires de réseaux doivent maintenir les niveaux de tension harmonique en-dessous de certaines limites spécifiées dans les normes. Les niveaux de tension harmonique résultent des équipements non-linéaires présents dans les installations, qui injectent des courants harmoniques sur le réseau.

Dans ce but, une solution consiste à appliquer des limites d'émission à ces installations. Les gestionnaires de réseaux ont besoin pour cela d'un indicateur fiable pour évaluer le niveau d'émission harmonique d'une installation.

Dans ce cadre, nous nous sommes tout d'abord intéressés aux différentes méthodes existantes, que nous avons appliquées sur des cas de

réseaux simplifiés afin de les évaluer sur plusieurs critères. Nous avons ainsi identifié dans un premier temps les définitions qui répondent le mieux à notre besoin ainsi que leurs limites respectives. Dans un deuxième temps, nous avons amélioré une des définitions retenues en proposant une nouvelle solution : la définition "quatre quadrants".

Cette nouvelle définition permet d'évaluer le courant harmonique émis par une installation sur le réseau en se basant sur les mesures de la tension et du courant au point de livraison de l'installation. Son principal intérêt par rapport aux méthodes existantes est de mieux identifier les installations moyennement perturbatrices sur le réseau. Ce point a été validé en simulation sur un réseau dérivé du benchmark CIGRE.

Title : Determination of the harmonic emission level of an installation connected to the distribution network.

Keywords : harmonic emission – distribution networks – "four-quadrant" method

Abstract : In order to maintain good power quality, Distribution System Operators (DSOs) must keep harmonic voltage levels under limits specified in standards. These harmonic voltages result from non-linear equipment connected in installations, which inject harmonic currents into networks.

A possible solution to solve this problem is to place emission limits on installations. For that purpose, DSOs need to have an accurate and reliable indicator to assess the harmonic emission of an installation.

In this context, we studied different methods from the literature. We implemented each of them on several simplified distribution networks in order to evaluate them based on several criteria. First, we identified the most

interesting definitions from the literature, and emphasized their respective theoretical limits. Then, we improved one of these definitions by proposing a new solution: the "four-quadrants" definition.

This new definition is able to assess the harmonic current injected by an installation into the network by using current and voltage measurements at the point of common coupling of this installation. Its main advantage in comparison to other methods is a better detection of "medium" disturbing installations over the network. This advantage has been confirmed by implementing the proposed solution in simulation on a distribution network derived from the CIGRE benchmark.